

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR  
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID TLEMCCEN  
FACULTE DES SCIENCES  
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX  
ET ENERGIES RENOUVELABLES



## THÈSE

Présentée

Pour obtenir le diplôme de  
DOCTEUR EN PHYSIQUE

Spécialité : Physique énergétique et matériaux

Par

BENCHERIF MOHAMMED

Sur le Thème

*Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens  
intégration dans un système hybride basse tension*

JURY

<b>Président :</b>	Pr. Nesr-eddine CHAABANE SARI	Université de Tlemcen
<b>Directeur de Thèse :</b>	Pr. Ali CHERMITTI	Université de Tlemcen
<b>Examineurs :</b>	Pr. Tayeb BENOUAZ	Université de Tlemcen
	Pr. Abderrechid HELMAOUI	Université de Bechar
	M.CA. S. Mohamed El Amine BEKKOUCHE	URAER Ghardaïa
	M.CA. Abdelghani KHERROUS	Université de Tlemcen

## **Remerciements**

*Le présent travail a été effectué au laboratoire d'énergie renouvelable et matériaux à l'université de Tlemcen, sous la direction du professeur ALI CHERMITTI. Qu'il trouve ici mes sincères remerciements pour avoir initié et soutenu mon travail et d'avoir fait preuve d'une patience, et pour la confiance qu'il m'a accordée tout au long de cette thèse. Quelques lignes ne suffiront évidemment pas à exprimer l'étendue de ma gratitude à son égard.*

*J'exprime mes sincères remerciements à Mr CHAABANE SARI Nesr- Eddine, professeur à l'Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, pour avoir accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.*

*J'exprime mes sincères remerciements à Mr BENOUAZ Tayeb, professeur à l'Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour ses conseils avisés et la motivation qu'il a su m'insuffler tout au long de ce travail. Pour avoir accepté de le juger.*

*J'exprime mes vifs remerciements à Mr Abderrachid HELMAOUI, Professeur à l'Université de Bechar, pour avoir accepté de juger ce travail.*

*Je tiens également à exprimer tout ma gratitude à Mr BEKKOUCHE Sidi Mohammed El Amine , Maître de Recherche classe A Unité de Recherche Appliquée en Énergies Renouvelables URAER Ghardaïa, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.*

*Je tiens également à exprimer tout mes sincère remerciement à Mr KHERROUS Abdelghani , Maître de Recherche classe A à l'Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, qui a accepté de juger ce travail et pour m'avoir fait l'honneur d'être parmi les examinateurs.*

# TABLE DE MATIERES

<b>Introduction générale</b> .....	1
------------------------------------	---

---

---

## **CHAPITRE I SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES**

1.Introduction .....	5
2. Systeme de captation.....	5
2.1 Cellule photovoltaïque.....	6
2.2 Modules photovoltaïques.....	7
3. Applications photovoltaïques.....	8
3.1 Produits PV architecturaux.....	8
3.3 Systemes photovoltaïques autonomes .....	9
3.4 Systemes photovoltaïques hybrides autonomes.....	9
3.5 Systemes photovoltaïques connectés au réseau.....	11
3.5.1 Les différents systèmes photovoltaïques connectés au reseau.....	11
3.5.1.1 Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production.....	11
3.5.1.2 Variante sécurisation .....	12
3.5.1.3 Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite.....	12
3.5.1.4.Installation pv raccordée au réseau sans injection.....	12
4. Protection des systèmes photovoltaïques.....	13
4.1 Protection par diodes.....	13
4.2 Protection contre les surtensions et la foudre.....	14
5. Cablage .....	15
6. Avantages, inconvénient et limites des systèmes photovoltaïques avantages.....	16
7. Inconvénient.....	16
8. Limites.....	17

---

---

## **CHAPITRE II RAYONNEMENT SOLAIRE ET L'ESTIMATION DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LES CAPTEURS PLAN**

1.Introduction .....	19
2. Le rayonnement solaire .....	19
2.1. Constante solaire .....	20
2.2. Masse d'air .....	20
3. Calcul de la radiation solaire .....	20
3.1. Paramètres influençant le rayonnement solaire.....	20
3.2. La position du soleil.....	21
3.2.1 Coordonnées équatoriales.....	21
3.2.2 Coordonnées horizontales.....	22
4- Rayonnement solaire sur un plan incliné .....	23
4.1. L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan incliné.....	23
4.2 L'angle d'incidence du rayonnement direct sur un plan doté d'un système de poursuite.....	24
5. L'inclinaison optimale d'un capteur .....	25
5.1 L'inclinaison optimale annuelle .....	25
5.2 Modèle de Gladius.....	25

5.3	Modèle de Kern et al.	25
5.4	L'inclinaison optimale saisonnière	26
5.5	Modèle de el Kassaby	26
5.6	L'inclinaison optimale mensuelle	26
6.	L'irradiation globale sur un plan incline	26
6.1	L'ensoleillement extraterrestre	26
6.2	Conversion de l'éclairement d'une surface horizontale sur une surface inclinée	27
6.3	Ciel anisotrope	28
6.4	Modèle Klucher	28
6.5	Modèle de Hay&davies	29
6.6	Modèle Reindl et al.	29
6.7	Modèle de Baltas	29
7.	Les composants direct et diffus du rayonnement quotidien	30
7.1	Modèle de Liu & Jordan	30
7.2	Relation d'Erbs, Klein et Duffie	30
7.3	Modèle de Collares-Pereira et al.	31
8.	Modèles estimation de l'éclairement sur un plan horizontal	32
8.1	Modèle d'A.A.M. Sayigh	32
8.2	Modèle de Garg et al.	32
8.3	Relation de Hussein et al.	33
8.4	Relation de A.S Sambo	33
8.5	Modèle de W.E. Alnaser	33
8.6	Rayonnement quotidien moyen sur des surfaces inclinées	33
9.	Effet de masque	34
9.1	L'ombre d'un obstacle vertical	35
9.2	Projection de l'ombre d'un obstacle sur un plan incliné	35
9.3	Collecteur orienté en plein sud vers l'équateur	36
9.4	Calcul du rayonnement sur un plan incline ombré	37

### **Chapitre III**

#### **MODELISATION PHOTOVOLTAÏQUE**

1.	Introduction	40
2.	Modélisation courant tension d'une cellule solaire	40
2.1	Modèle d'une diode	40
2.2	Modèle de deux diodes	41
2.3	Module photovoltaïque	42
3.	Modèle électrique d'un module	43
3.1	Modèle d'une diode et deux diodes	43
3.2	Modèle explicite	44
3.3	Modèle Cenerg	44
4.	Paramètres d'un module PV aux conditions de référence	44
5.	Détermination de la résistance série et parallèle	46
5. 1.	Méthodes expérimentales	46
5. 1.1	La résistance série	46
5.1.2	La résistance parallèle	48
5.1.3	Équation liant les quatre paramètres $R_s$ , $R_p$ , $a$ , $I_{cc}$ et $I_s$ au courant et la tension de la puissance maximale	49
5.2	Deuxième méthode expérimentale	49
5.3	Comparaison entre les deux méthodes	51

5.3.1 Caractéristiques I-V des tests.....	52
5.4 Troisième méthode expérimentale de détermination de la résistance $R_s$ .....	53
6. Comparaisons entre les caractéristiques I-V des modèles.....	53
7. Deuxième modèle explicite.....	55
8. Méthodes d'extraction des paramètres du modèle d'une diode.....	56
8.1. Méthode Duffie et Beckman.....	56
8.2. Notre méthode.....	58
8.2.1 Méthode d'évaluation des paramètres des modules photovoltaïques.....	58
8.2.2 Les modèles des courants $I_{ph}$ et $I_s$ .....	59
8.2.3 Analyses théorique.....	59
8.2.4 Equation liant les paramètres résistifs.....	60
8.2.5 Détermination de la résistance $R_s$ .....	61
8.2.6 Modèle explicite.....	62
8.2.7 Méthode d'application des modèles.....	63
8.2.8 Validations expérimentale des modèles et de la méthode.....	64
8.3. Autre méthode.....	72
8.3.1 Description de la méthode.....	72
9. L'influence des deux résistances $R_s$ et $R_p$ sur la puissance maximale.....	74
9.1 Relation des la Puissances maximales d'un générateur PV et d'un générateur idéal....	74
9.2 Première méthode.....	74
9.3 Deuxième méthode.....	76
10. influence de la température et de l'éclairement sur les paramètres d'un module PV...79	79
10.1 Facteur d'idéalité.....	79
10.2 Courant de saturation.....	80
10.3 le photo-courant $I_{ph}$ .....	80
10.4 La tension du circuit ouvert $V_{co}$ .....	80
10.5 Effet de la température sur la résistance série $R_s$ .....	81
10.6 Effet de l'ensoleillement sur la résistance série $R_s$ .....	82
10.7 Effet de l'ensoleillement sur la résistance parallèle $R_p$ .....	83
10.8 Influence de la température et de l'ensoleillement modèle explicite.....	84
10.9 Simulation de la l'influence de l'ensoleillement.....	84
11. Influence de la tension thermique sur la caractéristique I-V.....	86
12. Influence de l'éclairement inhomogène.....	88
12.1 Modèle de simulation.....	88
12.2 Simulation.....	89
13. Champ photovoltaïque.....	89
13.1 Modèle électrique d'un champ photovoltaïque.....	90
13.2 Influence de la température et de l'ensoleillement sur les paramètres externes d'un champ PV.....	91
14. Modélisation de la puissance.....	92
14.1 Modèle de la puissance d'un module PV dans les conditions de référence.....	92
14.2 Modèle de la puissance a la sortie d'un champ PV.....	92
14.2.1 Modèle linéaire.....	92
14.2.2 Le facteur de forme et la puissance optimale d'un champ photovoltaïque.....	93
14.2.3 Deuxième modèle de la puissance optimale d'un champ PV.....	94
14.2.4 Modèle de la puissance moyenne à la sortie d'un champ PV.....	95
15. Modèle de la température ambiante.....	97
16. Critère d'évaluation d'une chaîne de conversion photovoltaïque.....	98
17. Évaluation des performances d'un champ PV.....	100
17.1 Ratio de performance PR.....	100
17.2 Facteur De Production PF.....	100

17.3 Le rendement effectif du système.....	100
17.4 Conclusion .....	101

---



---

**CHAPITRE IV**  
**MODELISATION EOLIENNE**

1. Introduction.....	105
2. Source du vent.....	105
3. L'analyse de données et l'estimation de ressource de vent.....	106
3.1 L'utilisation directe des données.....	106
3.2. Analyse statistique des données de vent.....	106
3.3. Loi de Weibull.....	108
3.4. Loi de Weibull modifié.....	109
3.5. Estimateurs des paramètres de Weibull.....	110
3.5.1. Méthode de maximum de vraisemblance.....	110
3.5.2 Méthode modifié de maximum de vraisemblance.....	110
3.5.3 Méthode de l'écart type et de la vitesse moyenne.....	111
3.6. Turbulence.....	112
3.6.1 Intensité de turbulence.....	112
4. Puissance éolienne moyenne disponible.....	113
4.1 Influence de l'intégration de la turbulence.....	113
5. Densité et pression atmosphériques.....	114
6. Extrapolation verticale des vitesses de vent.....	115
6.1. Profil logarithmique.....	115
6.2. Loi de puissance.....	116
7. Extrapolation verticale des paramètres de Weibull.....	116
8. Modélisation de système de conversion d'énergie éolienne.....	117
9. Extraction de puissance par une turbine.....	120
9.1 Coefficient de puissance aérodynamique d'une éolienne.....	123
9.2 Forces et couple.....	126
10. Contrôle et limitation de puissance d'éolienne.....	127
10.1 Contrôle pitch.....	128
10.2. Régulation à angle fixe (passive stall control).....	129
10.3. Commande stall active (active stall control).....	129
10.4. Commande d'orientation.....	129
11. Appariement entre sites et éoliennes.....	130
11.1. Courbe typique de puissance.....	131
11.2 Paramètres d'appariement entre site et éolienne.....	132
11.2.1 Modélisation de la courbe de puissance.....	132
11.2.2 Modèles paraboliques de la courbe de puissance.....	133
11.2.3 Paramètres de performance.....	135
11.2.4 Puissance moyenne générée par éolienne .....	135
12. Calcul de la puissance moyenne générée par la méthode d'interpolation.....	135
13. Facteur de capacité.....	136
14 Méthodes de calcul du facteur de capacité.....	136
14.1 Calcul du facteur de capacité par la méthode d'interpolation.....	136
14.2 Calcul du facteur de capacité en employant une méthode numérique.....	137
14.3 Calcul du facteur de capacité par la fonction gamma.....	138
14.4 Calcul du facteur de capacité par la méthode de Pallabazzer.....	138
14.5 Cinquième méthode de calcul du facteur de capacité.....	139
15. Efficacité d'éoliennes.....	139

16. Efficacité du site.....	140
17. Analyse numérique des méthodes de calcul du facteur de capacité.....	142
18. Technique d'appareillement entre sites et éoliennes.....	145
19. Conclusion.....	153

---

## **CHAPITRE V**

### **SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE**

1. introduction.....	157
2. caractérisation et tache des systèmes hybrides .....	157
2.1 Composants d'un système hybride.....	158
2.2 Description des composants du système hybride.....	158
2.2.1 Le générateur diesel .....	158
2.2.2 Le stockage d'énergie .....	158
2.2.3 Gestion du stockage .....	159
2.2.4 Le régulateur de charge batteries .....	159
2.2.5 Convertisseurs .....	159
2.2.6 Charge .....	160
3. Configuration des composants d'un système hybride .....	160
3.1 L'architecture photovoltaïque .....	160
3.2 Topologies basées sur l'utilisation de l'onduleur.....	161
3.2.1 Onduleur centralisé .....	161
3.2.2 Topologie d'onduleur par rangée .....	161
3.2.3 Multi onduleurs à gestion centralisée.....	162
3.3 Configuration des systèmes hybrides.....	162
3.3.1 Configuration a bus à CC .....	162
3.3.2 Configuration mixte à bus à CC/CA .....	163
3.3.3 Système hybride photovoltaïque / générateur diesel.....	164
3.3.4 Système hybride PV/éoliennes /diesels.....	165
3.3.5 Système hybride à configuration à bus à AC .....	165
4. Problèmes rencontres dans le fonctionnement des systèmes hybrides .....	167
5. Commande et stratégie de fonctionnement d'un système hybride .....	169
5.1 Commande des system es hybrides .....	169
5.2 Stratégie de fonctionnement .....	169
5.3 La réserve tournante .....	169
5.4 Temps de fonctionnement minimal .....	169
5.5 Le surplus minimal (hystérésis) .....	170
5.6 Qualité de l'énergie produite par les systèmes hybrides .....	170
6. Intégration des systèmes hybrides a l'électrification des zones isolées.....	170
6.1 Besoins énergétiques des zones isolées .....	171
6.2 Impact de l'électrification rurale.....	172
6.3 Electrification décentralisée .....	172
6.4 Les outils de planification .....	173
6.4.1 Cahier des charges pour l'électrification rurale .....	173
6.4.2 Les besoins attendus par les utilisateurs .....	173
6.4.3 Cahier des charges initial pour l'électrification des zones isolées .....	174
7. Détermination de la courbe de charge .....	175
7.1 Les appareils de consommation utilisés .....	175
8. Le matériel réseau .....	175
8.1 Le réseau BT .....	175
8.2 Modèle de ligne basse tension.....	175

8.3 Concepts de puissance .....	176
8.4 Systèmes triphasés .....	178
8.5 Tensions de ligne (ou tensions composées) .....	179
8.6 Puissances en régime triphasé .....	180
8.7 Calcul de la chute de tension en réseau BT (V/U) .....	180
9. Modélisation des groupes électrogènes .....	182
10. Modélisation du système de conversion .....	183
10.1 Courbe de charge des onduleurs .....	183
10.2 Optimisation de l'onduleur .....	185
11. Modélisation du câble électrique .....	186
12. Modélisation du système de stockage .....	187
12.1 Modèle de charge de la batterie .....	187
12.2 Modèle de décharge de la batterie .....	188
12.3 Tension de la batterie .....	188
12.3 Courant de la batterie .....	190
13 Méthodes de dimensionnement basées sur la simulation .....	190
13.1 But du dimensionnement .....	190
13.2 Méthodes quasi-statiques .....	190
13.3 Méthodes dynamiques .....	191
13.4 Synoptique de simulation du fonctionnement du système .....	192
13.5 Délestage énergétique LPSP .....	192
13.6 Délestage temporel LLP .....	193
14. Site d'implantation .....	193
14.1 Situation géographique du lieu .....	193
14.2 Données météorologiques .....	194
14.3 Estimation des ressources énergétique solaire et éolien .....	194
14.4 Potentiel solaire .....	194
14.5 Potentiel éolien .....	195
14.6 Température ambiante du site .....	197
15 Profil de la charge .....	198
16. Dimensionnement et optimisation de système hybride .....	200
16.2 Données d'entrée de logiciel HOMER .....	201
16.3 Architectures du système .....	201
16.4 Spécifications de la conception.....	202
16.5 Batteries de stockage .....	202
16.6 L'onduleur .....	203
16.7 Le générateur diesel .....	203
16.8 Stratégie de fonctionnement .....	203
16.9 Résultats et discussions .....	203
16.10.1 Systèmes diesel autonome .....	204
16.10.2 Système hybride de PV/éolien/ diesel, PV/éolien .....	205
17. Conclusion .....	210

---

---



## INTRODUCTION GENERALE

### CONTEXTE

L'utilisation des énergies renouvelables n'est pas du tout nouveau; dans l'histoire de l'humanité, les énergies renouvelables ont été pendant longtemps la première possibilité de produire de l'énergie. Ceci a seulement changé avec la révolution industrielle. Qui apparaît à travers deux petits pics, l'un au cours du 19<sup>ième</sup> siècle avec le charbon et la découverte des machines à vapeur, l'autre au 20<sup>ième</sup> siècle avec le pétrole, le gaz et le nucléaire. Ce qui a diminué de l'application des énergies renouvelables en termes absolus et relatifs ; sans compter quelques exceptions. Les énergies renouvelables ont eu une importance secondaire dans la production globale d'énergie. Aujourd'hui, nous dépendons la plupart du temps des combustibles fossiles non renouvelables qui ont été et continuerons à être une cause importante de pollution et de changement de climat. Contrecoup l'émission des gaz à effet de serre est l'un des effets secondaires indésirables des énergies fossiles, par contre l'effet de serre est un phénomène naturel qui permet de maintenir à la surface de la terre une température relativement constante (autour de 15°C en moyenne). Il est dû à la présence dans l'atmosphère de vapeur d'eau et de certains gaz (dioxyde de carbone, méthane et oxyde d'azote). Sans eux, la température moyenne de la planète avoisinerait -18°C, interdisant toute forme de vie sur Terre. Depuis quelques décennies, la communauté scientifique observe un réchauffement de la planète (+0,5°C à +0,7°C depuis un siècle), phénomène qui semble s'accroître. Il serait causé par l'augmentation des gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère par les activités humaines : production d'énergie, chauffage et climatisation, industries, déchets, transport...La production de gaz carbonique, en croissance de 2% par an, excède aujourd'hui la capacité d'absorption naturelle des océans et de la végétation. Même si l'influence des gaz à effet de serre sur le climat reste complexe, l'augmentation constante de leur concentration inquiète les scientifiques. Des phénomènes climatiques de plus en plus extrêmes et inattendus sont observés. Du fait que la consommation d'énergie dans les pays en voie de développement est en forte croissance dû à leur accroissement démographique important, de leur urbanisation et de leur développement économique. Les émissions de gaz à effet de serre de ces pays deviendront bientôt prépondérantes même si, ramenées au nombre d'habitants, elles resteront faibles par rapport aux pays de l'OCDE. En contrepoint, de nos jours, près de 2 milliards d'individus (soit un individu sur trois), vivant majoritairement en milieu rural, n'ont pas accès à l'énergie. Selon les perspectives internationales 1999(IE099) de l'énergie, on s'attend que la consommation électrique mondiale continuera à être la forme d'énergie la plus rapidement croissante, atteindra 65% en 2020 [1], une partie de 43% de la consommation totale du monde vienne des pays en voie de développement, ce pourcentage est basé sur la spéculation de la population expéditive et de la croissance économique, ce qui conduira à intensifier le taux des gazes à effet de serre dans l'atmosphère, d'autre part les ressources d'énergie conventionnelles ont une durée de vie limitée. En raison de ces problèmes et le décroissement des combustibles fossiles, trouver des solutions alternatives durables est devenu de plus en plus pressante. Il est donc indispensable de développer par la recherche des méthodes et des solutions technologiques ingénieuses des systèmes de conversion

d'énergies renouvelables afin de les substituer aux applications d'énergie produite par les combustibles traditionnels. Surtout à l'avenir les sources d'énergie renouvelable ont une place décisive, elles présentent l'épine dorsale du futur en point de vue énergie, car ces formes d'énergie sont ainsi inépuisables, propres et plus amicales à l'environnement, par conséquent de leur aspect non polluants sont caractérisées par des énergies propres ou des énergies verte, elles se destineront à améliorer la qualité de vie sur toute la planète terre non seulement pour les humains mais aussi bien pour la flore et faunes. En conclusion l'utilisation des énergies verte contribuent à la protection de l'environnement non seulement pour les générations actuelles mais fortement bien pour les futures générations. En conséquence le développement durable doit donc faire face à un double défi : en zone rurale, moderniser l'accès à l'énergie et en milieu urbain, maîtriser les consommations énergétiques en garantissant le développement économique.

Parmi les principales ressources d'énergie renouvelable, on distingue l'énergie solaire (l'énergie que transporte le rayonnement solaire), l'énergie éolienne, l'énergie hydroéolienne (ces éoliennes sous marines utilisent les courants marins pour produire de l'électricité), l'énergie de la biomasse, l'énergie géothermique et l'énergie hydraulique. On cite comme exemple la conversion du rayonnement solaire, soit par la conversion du rayonnement solaire en énergie électrique directement utilisable par les systèmes photovoltaïques, ou par les systèmes de concentration du rayonnement solaire afin de produire la vapeur d'eau à haute pression, qui sert à actionner les turbines et en fin produire de l'énergie électrique ainsi que le chauffage. La source d'énergie solaire et l'éolienne sont les deux sources renouvelables distribuées d'une manière plus au moins équitable sur notre planète terre, qui sont disponible partout sur le globe terrestre. Qui sont de mieux en mieux exploitées.

La conversion d'énergie solaire par l'effet photovoltaïque, destinée principalement à l'alimentation en électricité d'équipements industriels et d'appareils domestiques, est très répandue. Elle est mise en oeuvre dans des projets photovoltaïques autonomes à faible consommation et dans les réalisations de centrales électro-solaires adaptées aux sites isolés ou raccordées au réseau électrique local. Généralement les technologies solaires continueront de s'améliorer, de ce fait réduisant les coûts, particulièrement à l'échelle économique. En conséquence les panneaux photovoltaïque sont descendus en coût environ de 30\$/w approximativement à 3\$/w dans les trois dernières décennies mais le coût de système global est autour de 6\$/w, qui est toujours trop élevé pour concurrencer autre ressources d'énergie électrique. Cependant les systèmes photovoltaïques raccordés au réseau sont devenus rentables telles que les systèmes photovoltaïques intégrés au toit ou aux façades des bâtiments (BIPV). En incidence, la croissance mondiale de la production photovoltaïque a fait la moyenne de 30% par an de 2000 à 2003, avec l'Allemagne montrant la croissance maximale plus de 51% [2], ainsi que leurs rendements de conversion ne cessent pas de se régénérer. À plus long terme, le solaire est prévu d'être la ressource énergétique renouvelable la plus dominante. Tandis que le secteur d'énergie éolienne s'est développé d'une manière étonnante en point de vue technologie et coût. Cette évolution a contribué à la rentabilité économique des installations éolienne, l'efficacité de production d'énergie éolienne repose sur le potentiel éolien de l'emplacement considéré, puisque toutes les valeurs de l'électricité produite par l'éolienne dépendent de la ressource du vent, tellement il y a une gamme des valeurs du régime des vents. Conformément au département d'énergie d'Amérique (DOE, the U.S department of energy's) prédit pour un régime de vent de classe allant de 4 à 6

(vitesse moyenne annuelle du vent est de 5.8 et 6.7 m/s à une hauteur de 10 m) d'un site, le coût de l'énergie produite par un parc d'éoliennes est approximativement de 0.03\$/kWh en 2010 [3] ainsi que l'organisation mondiale GWEC (Global wind energy council) prévoit que d'ici 2020, le coût de la production de l'électricité éolienne devrait baisser jusqu'à 4-6 centimes d'euros pour un bon site et jusqu'à 3 -3,8 centimes d'euros/kWh pour un site avec une moyenne de vent plus faible[4]. Mais globalement les facteurs critiques, en déterminant s'il est financièrement intéressant d'installer des éoliennes, sont le coût originel de l'installation et la production énergétique annuelle. Actuellement Sans soutien politique, l'énergie éolienne ne peut apporter pleinement sa contribution positive en matière d'objectifs environnementaux et de sécurité d'approvisionnement et de même pour les autres technologies renouvelables seront désavantagées.

Sur le terrain, l'hydrogène peut devenir le parfait complément des énergies renouvelable. En effet, les énergies solaire ou éolienne ont l'inconvénient d'être intermittente. Grâce à l'hydrogène, il devient possible de gérer ces aléas ; en cas de surproduction, l'électricité excédentaire peut servir à produire de l'hydrogène ; lorsque la production est insuffisante, l'hydrogène peut à son tour être convertit en électricité.

### **STRUCTURE DE LA THESE**

L'objectif de cette thèse est de traiter la modélisation mathématique d'un système photovoltaïque et éolienne afin de former un système hybride intégré en basse tension.

Dans le premier chapitre, on a abordé les issues conceptuelles des systèmes photovoltaïques et différentes filière technologique des photopiles suivi d'une description générale de ces systèmes et leurs configurations. . L'état d'art des systèmes PV en réseau du point de vue technique et également la protection de ces systèmes.

Le deuxième chapitre est consacré à la compréhension physique du rayonnement solaire comme source d'énergie primaire pour le photovoltaïque ainsi que les différents modèles de calcul de l'énergie solaire captée par un générateur photovoltaïque sont exposés afin de prédire la rentabilité du site vise à vis de l'installation d'un tel système.

Le troisième chapitre est dédié à la modélisation photovoltaïque, les différents modèles de simulation des panneaux solaire à l'échelle de la cellule, module ou un champ photovoltaïque sont formellement présentés.

La modélisation a été concentrée à l'étude du modèle d'une diode et la problématique liée à ce modèle.

Par conséquent nous avons établi un ensemble de modèles d'estimation de la puissance maximale et parmi eux deux autres modèles qui dépendent des paramètres résistifs causant les pertes de puissance ainsi que le facteur de remplissage. Ceci pour aider à la compréhension profonde du comportement du système PV et aussi bien sa conception de point de vue énergétique, dynamique et pour analyser et évaluer leurs performances.

Dans le quatrième chapitre, on a présenté les modèles d'analyse de la source du vent. Une présentation générale de la technologie éolienne actuelle est faite en commençant par une des classifications la plus couramment utilisée. Les différents types de générateurs électriques présents dans les éoliennes sont exposés. Ainsi que l'énergie que peut extraire une éolienne de l'énergie éolienne disponible, et les modèles de conversion aérodynamique et la modélisation de la courbe de puissance produite par une éolienne et les

critères d'installation et le choix de site pour une éolienne suivi d'une étude simple comme application à quelques sites algériens.

Dans le cinquième chapitre est présenté les différentes notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides et les différents types d'architectures existants, les outils dimensionnement des systèmes hybrides composés d'un champ PV, éoliennes, générateur diesel et le système de stockage d'énergie, une attention particulière a été consacrée à ce type sources et au stockage. Aussi les problèmes et les stratégies de commande habituelles de ce genre de systèmes ont été présentés.

Nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien et conventionnel (générateur diesel) et le système de stockage afin d'alimenter une charge électrique en basse tension d'un village isolé de la préfecture de Tindouf en utilisant l'outil de simulation le logiciel HOMER, le dimensionnement a été réalisée. Une analyse économique a été faite et une comparaison entre les différentes architectures des systèmes. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par rapport au système d'énergie conventionnelle dédiée à l'alimentation en énergie électrique des zones rural isolées autant que le système de stockage, qui indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

### REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Kamaruzzaman Sopian et al, "Renewable Energy: Resources and Applications in Malaysia", Pusat Tenaga Malaysia, pp 2
- [2] M. Dédier, G. Coléda "Evaluation socio-économique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque", Coe-Rexecode, Octobre 2009
- [3] Vaughn Nelson, "Wind energy, Renewable Energy and the Environment", CRC Press 2009, pp 45
- [4] GWEC, "perspectives mondiales de l'énergie éolienne 2006 ", Septembre 2006, pp 8

# CHAPITRE I

## SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES

### 1. INTRODUCTION

Un système photovoltaïque comporte un ensemble d'organes distincts ou de sous systèmes en relation entre eux, représentent un processus énergétique complexe. L'élément de base est le système de captation puis l'ensemble de conditionnement de l'énergie électrique produite aux spécifications des récepteurs. Cet ensemble groupe tous les équipements entre le système de conversion d'énergie solaire (champ pv) et la charge finale. A savoir la structure porteuse rigide des composants du champ pv, qui est fixe ou mobile, le câblage, boîte de jonction, les éléments de protection, la batterie en cas nécessitant un stockage d'énergie et son régulateur de charge, le convertisseur du courant DC en AC (l'onduleur) dans la majorité des cas. La gamme de puissance admise pour les systèmes photovoltaïques ne possède théoriquement pas de borne. Elle s'étend donc de systèmes comportant une installation de modules pv de quelque dizaine de watts à des systèmes de puissances plus importantes de plusieurs kilowatts à des mégawatts. Les systèmes photovoltaïques ne contiennent aucune pièce mobile. Ils sont fiables, requièrent peu d'entretien, silencieux, ne produisent aucune émission de polluants et ce sont des systèmes modulaires.

La figure ci-dessous représente symboliquement les divers éléments du système le plus général. Dans la pratique, bien sûr, les systèmes utilisent les éléments appropriés aux types de charges et aux conditions locales.

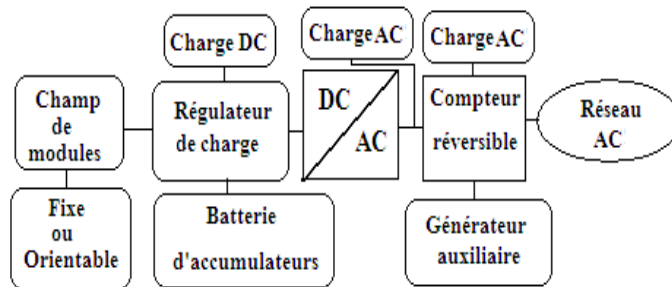


Figure 1 : Schéma synoptique décrivant le système photovoltaïque le plus général

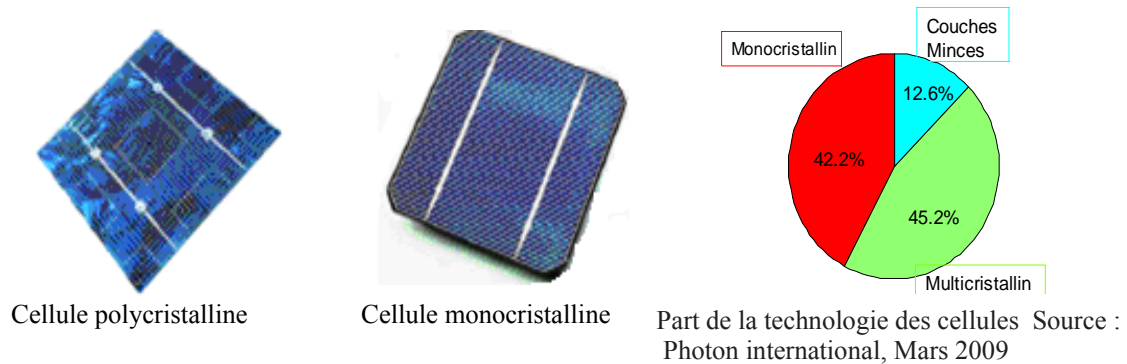
### 2. LE SYSTÈME DE CAPTATION

Le système de captage désigné sous le nom champ photovoltaïque, qui est composé d'un groupement de modules élémentaires associés en série et en parallèle suivant la puissance souhaitée, eux même constitués par une association de certain nombre de cellules.

## **2.1 CELLULE PHOTOVOLTAÏQUE**

Une cellule photovoltaïque est l'unité de base du système de conversion d'énergie solaire en électricité du type continue directement utilisable ou convertit en alternatif, qui est basée sur le phénomène physique effet photovoltaïque qui consiste à établir une force électromotrice lorsque la surface de cette cellule est exposée à la lumière. La tension générée peut varier entre 0.3 V et 0.6 V en fonction du matériau semi conducteur utilisé ainsi que de sa température et du vieillissement de la cellule. La cellule solaire est une diode de type spécial, de grande surface et de faible épaisseur. Les cellules solaires sont faites de divers matériaux et différentes structures afin de réduire le coût et d'obtenir une efficacité optimale. Il y a divers types de matériaux de la pile solaire, le silicium monocristallin (c-Si) de rendement d'environ 14-18 %, selon la nature cristalline du matériau utilisé et le procédé de fabrication. Le meilleur rendement en laboratoire sur une petite cellule (4 cm<sup>2</sup>) est de 24,7 % [1, 2]. Par contre actuellement le silicium polycristallin (poly-Si or mc-Si) est la technologie la plus répandue sur le marché mondial en raison de son bon rendement 13 -16 % pour des coûts de fabrication maîtrisés [1, 2]. Il offre actuellement un bon rapport qualité et prix. Le silicium amorphe (a-Si ou a-Si:H), silicium nanocristalline (nc-Si or nc-Si:H). Ces cellules ont une ou plusieurs jonctions et ont des structures p-i-n. Les matériaux composés en couche mince (a-Si:H + alliages de a-Si:H et/ou  $\mu$ c-Si) et d'autres couches de semi-conducteur absorbantes, qui donnent des cellules fortement efficaces pour des applications spécialisées. L'efficacité d'une cellule en silicium amorphe (a-Si) est environ 7-11 % [3], les meilleurs rendements sont obtenus avec des cellules à triples jonctions [3]. La faible épaisseur (quelques  $\mu$ m) les rend moins chères mais leurs rendements restent assez faibles par rapport au c-Si et au (poly-Si or mc-Si). Cette technologie acquit la seconde place en termes de vente environ 5 % du marché. Ils s'intègrent bien au bâtiment et ont de bons rendements en lumière diffuse ou dans des environnements « chauds ». Enfin, les cellules a-Si:H sur substrat flexible sont une application intéressante avec une forte valeur ajoutée. Une variété de semi-conducteurs composés peut également être employée pour fabriquer les piles solaires en couche mince, c'est les cellules de la famille des chalcopyrites. Il s'agit des cellules en Cu(In,Ga)Se<sub>2</sub> ou Cu(In,Ga)(Se,S)<sub>2</sub> (resp. CIGS et CIGSS). Les meilleures cellules CIGS sans cadmium affichent des rendements de 15 % et des modules de 8 % à 14 % [4]. Cette technologie possède de nombreux avantages mais, pour l'instant, reste handicapée par l'utilisation importante d'indium pour devenir une industrie produisant des millions de MW. La stabilité de la pile CuInSe<sub>2</sub> solaire semble être excellente. Les combinaisons de différents matériaux de différente bande d'énergie (gap) dans des configurations tandem mènent à des cellules photovoltaïques de rendements beaucoup plus élevés. Les multi-jonctions en semiconducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, InGaAsP etc.). Ce sont, de loin, les cellules les plus chères (bâti sous ultra-vide, croissance très lente) mais aussi celles qui ont le meilleur rendement. Elles dominent le marché de niche du spatial. En utilisant des concentrateurs, certains pensent pouvoir baisser les prix (moins de surface de cellule utilisée) et prendre une place dans le marché conventionnel terrestre. Le meilleur rendement sans concentrateur pour une triple jonction GaInP/GaAs/Ge est de 32 % et de 41 % avec concentrateur (dans ce dernier cas la surface est de 0,27 cm<sup>2</sup>) [5].

Les cellules solaires organiques restent à l'état de recherche. Les meilleurs rendements pour des cellules sont de 5 % et il n'y a pas vraiment de modules. Elles sont potentiellement très économiques et ne sauraient être négligées à moyen terme même si l'encapsulation pour lutter contre l'oxydation sera essentielle. Les cellules à colorants (dites parfois Grätzel) sont aussi bas coûts. Les rendements sont meilleurs avec 11 % mais le vieillissement de ces cellules semble problématique. Ajoutons que depuis quelques années les recherches sur des couches minces polycristallines ont beaucoup progressé [5, 6, 7]. On note la prédominance d'une filière malgré la diversité des technologies. Les cellules solaires à base de silicium cristallin ou polycristallin représentent la technologie la plus ancienne et pourtant encore dominante.



## 2.2 MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

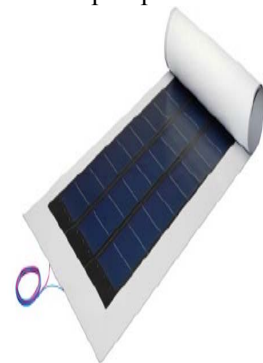
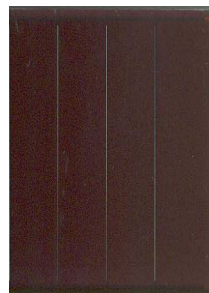
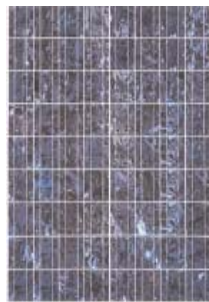
Les cellules solaires sont sélectionnées et connectées en série afin d'augmenter la tension d'utilisation. Ainsi pour échapper aux risques de fuites dans les installations à haute tension, une distance suffisante est recommandée entre le cadre métallique et les cellules. En outre, il est recommandé de placer une diode parallèle toutes les 18 cellules pour éviter les problèmes de points chauds lors d'occultations partielles d'une cellule. Pour la protection contre les effets climatiques et mécaniques, les cellules PV sont enchâssées entre une vitre en verre trempé spécial à haute transmission et micro-structuré antireflet et à l'avant et un film plastique en éthylène-vinyle acétate (EVA) ou poly-fluorure de vinylidène (PVF) à l'arrière, recouvert d'une feuille de Tedlar- Aluminium -Tedlar ou de polyéthylène. Il y a de très nombreux autres types d'encapsulant, spécialement pour les films minces qui ne requièrent pas la fonction d'enrobage indispensable aux cellules épaisses. En outre, quand le verre n'est pas absolument nécessaire, et en particulier pour les applications mobiles, plusieurs type de polymères fluorés ont été développés pour servir en face avant de protection transparente et flexible.

Le résultat de ce montage constitue le panneau photovoltaïque, qu'on appelle aussi module. Dans un module, les cellules sont connectées électriquement à des unités de quelques dizaines de Watt. Les modules PV sont les éléments commerciaux principaux du marché photovoltaïque, qui sont classés en fonction de la puissance fournie dans des conditions normalisées d'essai. Ces conditions sont de 1 kW/m<sup>2</sup> de rayonnement solaire et une température de cellule PV de 25 °C. Les modules solaires ont une durée de vie moyenne allant de 20 à 40 ans. La plupart des fabricants de panneaux garantissent une productibilité de leurs modules de 80 % après 25 ans de fonctionnement. Les modules PV sont intégrés à des systèmes conçus pour des applications précises. Les composants ajoutés aux modules constituent les « infrastructures connexes » et peuvent être classifiés dans les quatre catégories suivantes :

Batterie d'accumulateurs : éléments de stockage qui emmagasine sous forme chimique l'énergie produite par les modules PV, pour la restituer sous forme électrique selon les besoins (p. ex. : la nuit ou lors de jours couverts);

Onduleur : dispositif électrique utilisé pour convertir en courant alternatif (CA), le courant électrique continu (CC) produit par les modules PV;

Contrôleur : dispositif électrique qui gère le stockage de l'énergie dans les accumulateurs et la distribution vers la charge (c.-à-d. qui contrôle la charge et la décharge des accumulateurs); et structure portante : support requis pour monter ou installer les modules PV et les autres composants du système. Selon le type d'application, certaines infrastructures connexes d'un système PV ne sont pas nécessaires. Par exemple, un onduleur n'est pas utile s'il n'y a pas de charge en courant alternatif (CA). Pour les applications en réseau, les batteries d'accumulateurs ne sont plus nécessaires puisque le réseau peut agir comme élément de stockage, en absorbant les surplus d'électricité. De même, elles ne sont généralement pas utilisées pour des applications de pompage de l'eau où le stockage de l'énergie peut se faire sous la forme d'une simple réserve d'eau accumulée pendant les heures d'ensoleillement. Par contre, certains systèmes requièrent d'autres infrastructures connexes particulières. Par exemple, les systèmes autonomes peuvent inclure une génératrice diesel; et un système de pompage PV comprend une pompe CC ou CA.



Module monocristallin    Module polycristallin    Module silicium amorphe    Module couche mince

### **3. APPLICATIONS PHOTOVOLTAÏQUES**

Les principales applications des systèmes photovoltaïques que l'on rencontre généralement sont les systèmes autonomes, hybrides et connectés à un réseau. Les deux premiers sont indépendants du service public de distribution d'électricité; on les retrouve souvent dans les régions éloignées, sans oublier l'application aux bâtiments et l'évolution des produits photovoltaïques spécifiques à cette application.

#### **3.1 PRODUITS PV ARCHITECTURAUX**

Les produits photovoltaïques architecturaux s'intègrent désormais parfaitement aux édifices publics et aux résidences. Les systèmes PV intégrés au bâti (Building integrated PV ou BIPV) représentent une innovation majeure en matière d'architecture et de conception de bâtiments. Même si la technologie photovoltaïque est de plus en plus répandue dans le monde, elle est de moins en moins visible. Mis au point durant les années 90, plus de 50 produits photovoltaïques commerciaux et systèmes spéciaux de fixation sur les bâtiments sont maintenant commercialisés et remplacent des matériaux de construction standard. De nouveaux produits de construction permettent en effet d'intégrer des systèmes photovoltaïques sur les toits en pente, les toits plats, les façades et sur les structures destinées à fournir



de l'ombre. On peut intégrer les modules photovoltaïques aux vitres et au revêtement des fenêtres. Les produits photovoltaïques intégrés aux bâtiments sont en général plus coûteux que la plupart des matériaux de construction traditionnels, mais leur coût diminue graduellement, les rendant de plus en plus abordables [8]. L'intégration de composants BIPV à un bâtiment offre des avantages autres qu'économiques. L'esthétique du bâtiment peut être améliorée par l'intégration de modules photovoltaïques à l'enveloppe du bâtiment plutôt que sur des supports sur le toit ou au sol. Plusieurs fabricants de verre proposent des produits qui se distinguent par leurs motifs, leurs couleurs ou leurs formes et qui permettent aux architectes de donner à un bâtiment l'apparence recherchée [8,9]. Certains produits peuvent remplacer les tuiles ou le bardage. Ces produits, qui offrent un choix de surface et de couleur, possèdent de plus des qualités intrinsèques d'isolation thermique et acoustique [9,10]. L'Allemagne, la Hollande, les États-Unis et le Japon sont les chefs de file mondiaux des applications photovoltaïques intégrées au bâtiment. Ces systèmes sont souvent branchés à un réseau de distribution d'électricité local. L'Australie est très active quant à la mise au point de cette technologie [9,11].

### 3.3 SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES AUTONOMES

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. L'énergie produite par les modules photovoltaïques au cours de la journée peut être utilisée immédiatement ou emmagasinée dans les accumulateurs, servant la nuit ou pendant des périodes à ciel couvert où dans le cas insuffisance d'énergie solaire, ciel partiellement couvert, permettant la couverture des besoins énergétiques de la charge. Dans ces systèmes, la puissance électrique du champ de modules et la capacité des accumulateurs sont soigneusement déterminés afin d'obtenir un rendement optimal. Certaines applications des systèmes autonomes, tel le pompage de l'eau, peuvent être adaptés sans accumulateurs. L'eau est pompée lorsque le soleil brille et est emmagasinée directement dans un réservoir au-dessus du point d'utilisation, ce qui rend l'eau accessible par simple effet de gravité.

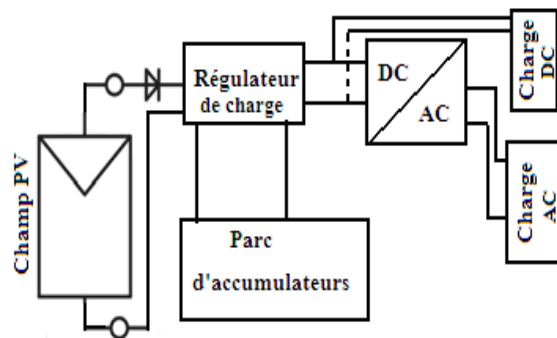


Figure2 : Système autonome

### 3.4 SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES HYBRIDES AUTONOMES

Les systèmes hybrides, qui sont également indépendants des réseaux de distribution d'électricité, sont composés d'un générateur photovoltaïque combiné à une éolienne ou à un groupe électrogène à combustible, ou aux deux à la fois. Un tel système s'avère un bon choix pour les applications qui nécessitent une alimentation continue d'une puissance assez élevée, lorsqu'il n'y a pas assez de lumière solaire à certains moments de l'année, ou si on désire diminuer votre investissement dans les champs de modules photovoltaïques et les batteries d'accumulateurs.

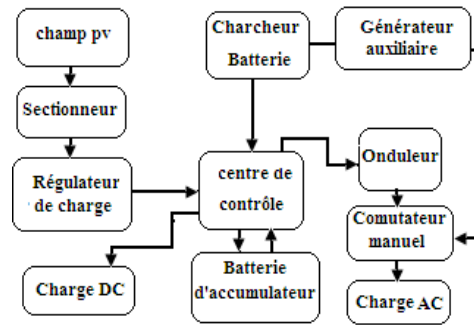


Figure 1 : Schéma synoptique décrivant le système hybride le plus général

### 3.5 SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque connectés à un réseau sont une résultante de la tendance à la décentralisation du réseau électrique. L'énergie est produite plus près des lieux de consommation et non pas seulement par de grandes centrales thermiques ou hydroélectriques. Au fil du temps, les systèmes connectés à un réseau réduiront la nécessité d'augmenter la capacité des lignes de transmission et de distribution. Un système connecté à un réseau produit sa propre électricité et achemine son excédent d'énergie vers le réseau, auprès duquel il s'approvisionne au besoin; ces transferts éliminent le besoin d'acheter et d'entretenir une batterie d'accumulateurs. Il est toujours possible d'utiliser ceux-ci pour servir d'alimentation d'appoint lorsque survient une panne de réseau, mais ce n'est pas nécessaire. Les systèmes plus petits comportent un boîtier renfermant un petit convertisseur synchrone coordonné au réseau installé à l'endos de chaque panneau. Les systèmes plus importants comportent un grand onduleur qui peut être relié à plusieurs panneaux (tout comme dans le cas des systèmes non connectés). Ces deux dispositifs convertissent le courant continu en courant alternatif et ils synchronisent le courant de sortie à celui du réseau afin de ralentir le compteur électrique. Si la puissance de sortie du système photovoltaïque est moindre que la consommation, le compteur ralentit. Au contraire, si elle l'excède, le compteur tourne à rebours et accumule un crédit. Ce crédit peut être utilisé auprès du service de distribution quand le soleil est absent. Expliqué autrement, le réseau de distribution tient lieu de batterie d'accumulateurs sans limite. La majeure partie des coûts d'un système connecté à un réseau est attribuable à la fabrication des modules photovoltaïques qui le composent. Ces coûts de production ont connu des réductions importantes au cours des dernières années, et on s'attend à ce que cette tendance se poursuive. Par conséquent, ce genre de système devient de plus en plus abordable. Dans certaines régions urbaines au climat chaud, le coût par kilowattheure d'électricité produit par un système photovoltaïque connecté à un réseau équivaut à celui produit par les autres formes de production d'électricité. Dans les régions où le rayonnement solaire est moindre, la rentabilité de ce type de système est encore marginale. Toutefois, il y a possibilité de réaliser des économies aux périodes de pointe là où la climatisation provoque une demande accrue pendant l'été. On parle aussi d'économies lorsque les modules PV peuvent remplacer avantageusement les matériaux de toiture traditionnels ou le recouvrement mural extérieur habituel des bâtiments. Ces économies réalisées au chapitre des matériaux font en sorte que le coût du kilowattheure tiré des systèmes PV connectés à un réseau devient de plus en plus concurrentiel. Il existe un certain potentiel de marché pour les systèmes résidentiels photovoltaïques connectés à un réseau, mais leurs coûts doivent diminuer encore avant qu'ils

ne puissent mieux concurrencer les taux peu élevés de l'électricité offerts actuellement presque partout au pays. Cependant, il vaut la peine de souligner que l'électricité photovoltaïque est une forme d'énergie « verte » et qu'à ce titre, elle a une plus grande valeur. Toutefois, cette valeur est subjective, et elle doit être exprimée en chiffres lorsqu'on envisage l'achat d'un tel système. Il faut chiffrer la valeur d'éviter la pollution produite par des sources traditionnelles ainsi que la valeur du coût de distribution évité. Pour installer un système photovoltaïque, vous devez payer le coût d'investissement puis l'amortir sur les années suivantes. À l'opposé, vous ne payez l'électricité d'un service public de distribution qu'à mesure que vous la consommez. Le coût initial du système PV peut sembler lourd vu que l'électricité qu'il produit risque de coûter plus cher par kilowattheure que le prix demandé par le service public. Mais l'utilisation d'un système photovoltaïque écologique peut aussi être rattachée à la question de la qualité de vie, au même titre qu'on peut choisir entre un véhicule éconergétique et un véhicule loisir travail qui consomme une grande quantité de carburant.

### 3.5.1 LES DIFFERENTS SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES CONNECTES AU RESEAU

On distingue trois variantes des systèmes photovoltaïques résidentiels raccordés au réseau, Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production ou par injection totale de l'énergie produite, et ceci exige le choix du modèle de conditionnement d'énergie. Pour certain exige la présence du transformateur d'isolation galvanique dans l'interface PV, réseau et Installation PV résidentiel raccordée au réseau sans injection (autoconsommation), ainsi que des systèmes photovoltaïques non résidentiels connectés au réseau et systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments sont généralement raccordées au réseau.

#### 3.5.1.1 INSTALLATION PV RACCORDEE AU RESEAU AVEC INJECTION DES EXCEDENTS DE PRODUCTION

Le client consomme une partie de sa production et injecte au réseau le solde (surplus) ; (production consommation), lors que la consommation dépasse la production, le client soutire du réseau le solde. Cette installation est équipée de deux compteurs, l'un mesurant l'énergie soutirée du réseau lorsque la consommation excède la production (compteur de soutirage), l'autre mesurant l'énergie injectée dans réseau (compteur d'injection), ce compteur enregistre le courant injecté est installé sur la partie de ligne appartenant au réseau de distribution publique. Ce principe exclut le compteur réversible.

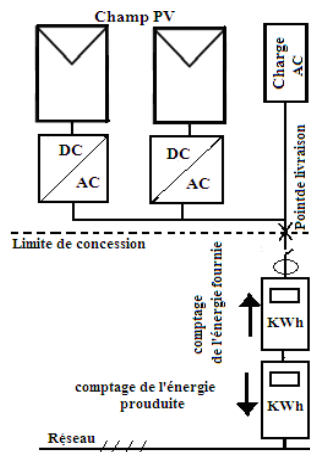


Figure 3 : Schéma de principe de la configuration d'injection du surplus d'énergie [7]

**3.5.1.2- VARIANTE SECURISATION**

La variante avec générateur de sécurisation a pour objectif de permettre, en absence d'énergie fournie par le réseau l'utilisation d'énergie stockée par le parc batterie et celle fournie par le champ photovoltaïque afin d'alimenter des usages propriétaires de l'installation. Cette option de sécurisation introduit les batteries d'accumulateurs, d'une fonction redresseur- onduleur de type alimentation sans interruption (ASI) avec une sortie secours associé à un mode de fonction autonome de l'onduleur.

Cette variante permet d'utiliser au maximum l'énergie produite par les modules pv par l'intermédiaire caractéristique spécifique de l'onduleur permettant un fonctionnement en mode synchrone sur la sortie du réseau, assurant en cas de défaillance du réseau, une alimentation instantanée des appareils de faible puissance grâce au mode fonctionnement autonome. Cette version est plus coûteuse n'a d'intérêt pour le producteur que si les risques de non fiabilité (défaillance) du réseau sont trop élevés.

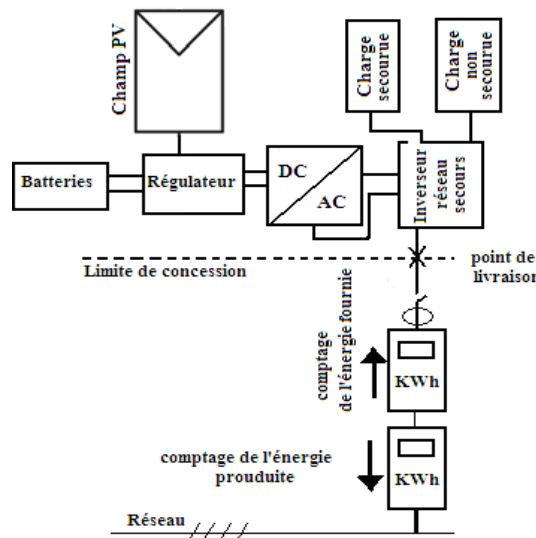


Figure 4 : Schéma de principe de la configuration (ASI) et d'injection du surplus d'énergie [7]

**3.5.1.3- INSTALLATION PV RACCORDEE AU RESEAU AVEC INJECTION TOTALE DE L'ENERGIE PRODUITE**

Le générateur de production d'origine photovoltaïque est raccordé au réseau par l'intermédiaire d'un point de livraison distinct du point de livraison utilisé pour les besoins de soutirage du producteur. Comparé à l'achat des excédents, ce type de raccordement conduit le plus souvent à des modifications plus importantes de l'installation du l'implorant. Le producteur peut injectée au réseau la totalité d'énergie produite dans le réseau et soutirer au réseau la totalité d'énergie nécessaire à la consommation. La séparation entre les deux points de livraison consommation et injection (production) conduit donc à étoiler le branchement en deux parties, avec cependant une seule liaison au réseau BT. Le branchement production comporte deux compteurs montés en tête bêche (production et consommation des dispositifs de la chaîne PV), pour mieux saisir leurs utilités, l'un des compteurs se charge de l'énergie d'origine photovoltaïque produite (comptage énergie produite par le client) et l'autre pour compter l'énergie achetée au fournisseur et consommée par les récepteurs de l'installation (Comptage énergie fournie au

client), ainsi que le fournisseur d'énergie s'assure que le client ne consomme pas de l'énergie sur la ligne électrique de production (comptage de non consommation).

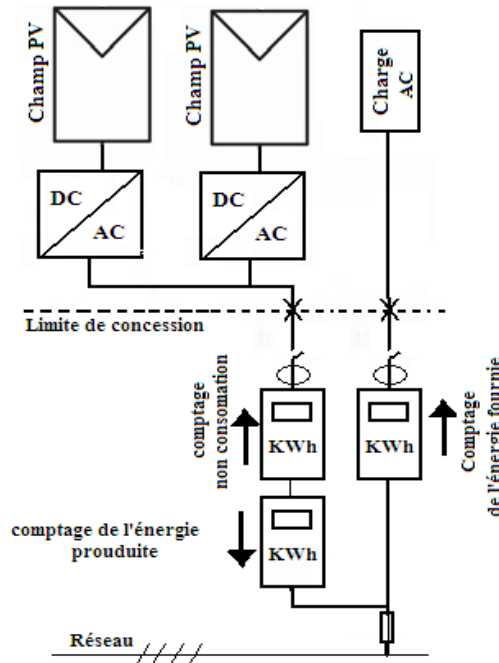


Figure 5 : Schéma de principe de la configuration d'injection totale d'énergie [7]

#### 3.5.1.4. INSTALLATION PV RACCORDEE AU RESEAU SANS INJECTION

Installation PV résidentiel raccordée au réseau sans injection de production est un cas particulier. L'énergie produite par le système photovoltaïque est destinée à l'autoconsommation, dans le cas où la production pv est insuffisante pour des systèmes de petite taille. L'énergie soutirée du réseau comble le déficit d'énergie de consommation.

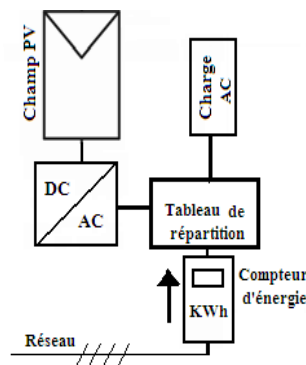


Figure 6 : Schéma de principe de la configuration sans injection de l'énergie

### 4. PROTECTION DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES

#### 4.1 PROTECTION PAR DIODES

Tout choc électrique doit être évité aux cellules, qui sont des éléments fragiles. En particulier, elles peuvent être détruites par un échauffement excessif par effet Joule si elles deviennent réceptrices de courant. Les modules doivent donc être protégés par des diodes.

Les diodes séries: Un module peut devenir récepteur du courant fourni par les autres séries de modules ayant une tension plus élevée. Pour empêcher la batterie de se décharger la nuit dans les photopiles, ou pour empêcher une série de modules contenant un module défaillant ou masqué, une diode "d'anti-retour" est intégré dans chaque série [11].

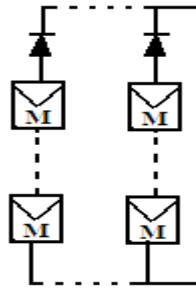


Figure 7 : Protection par diodes en série [9]

Les diodes parallèles: Dans un couplage série, un module qui ne peut plus produire d'énergie (masquage, défaillance) doit être protégé pour ne pas devenir récepteur et s'endommager irrémédiablement. Des diodes sont donc placées en parallèle sur chacun des modules du générateur. Elles permettent de dévier le courant produit par les autres modules de la série.

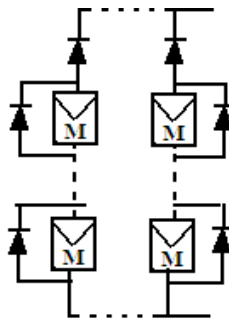


Figure 8 : Protection par diodes en parallèle [9]

#### 4.2 PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS ET LA Foudre

La plupart des fabricants solaires de module offrent une garantie de 20 ans et plus sur leurs produits. Le coût de tels dispositifs est calculé sur cette très longue période. Toutefois ces installations sont très régulièrement exposées aux foudres et aux surtensions, qui peuvent considérablement réduire l'espérance de vie désirée. A cause de l'exposition et de l'étendue des systèmes photovoltaïques, les impacts directs et indirects de foudre présentent un risque élevé pour de telles installations. Les surtensions sur les systèmes PV ont pour origine les tensions générées par couplage capacitif ou inductif provenant de coups de foudre ou de manoeuvres de commutation issues du réseau électrique. Les surtensions générées par la foudre sur les systèmes PV peuvent endommager les modules PV ainsi que les onduleurs. Ceci peut avoir de graves conséquences sur l'exploitation du système. Les coûts de réparation élevés (par ex. ceux de l'onduleur mais aussi les pertes d'exploitation non négligeables dues à la défaillance de l'installation qui ont pour conséquence une diminution du bénéfice pour l'exploitant. Afin de prévenir des pannes de systèmes photovoltaïques par des surtensions dues à la foudre, il est nécessaire de coordonner de manière adéquate les concepts de protection contre la foudre et contre les surtensions. En règle générale, un système de protection contre la foudre destiné à un générateur PV se compose des éléments suivants [12, 13]:

- Système extérieur de Protection contre la Foudre (SPF) ;
- Installation de mise à la terre et équilibrage de potentiel ;
- Blindage magnétique et câblage ;
- Protection SPD (Surge Protection Device) coordonnée.

L'installation photovoltaïque peut être exposée aux surtensions sur différentes parties:

- Coté AC. Les protecteurs des surtensions subite sont nécessaires, parfois obligatoire, pour le monophasé 230V réseau (ou 3-phases 230/400v) sur lequel l'onduleur photovoltaïque est relié.
- Coté DC. Les protecteurs de montée subite sont nécessaires, parfois obligatoires, sur le réseau continu entre les modules et l'onduleur.
- Réseau informatique. Si l'onduleur photovoltaïque est lié aux lignes de données (capteurs, sondes, surveillance), les protecteurs de surtensions subites sont parfois exigés.

Cette protection est assurée par:

- En partie courant continu, par des varistors en entrée onduleur
- En partie courant alternatif, par un parasurtenseur.

L'interconnexion de toutes les masses (modules et onduleurs) doit être assurée par câble en cuivre nu de 25 mm<sup>2</sup>. Toutes les masses doivent être mises à la terre en évitant les boucles.

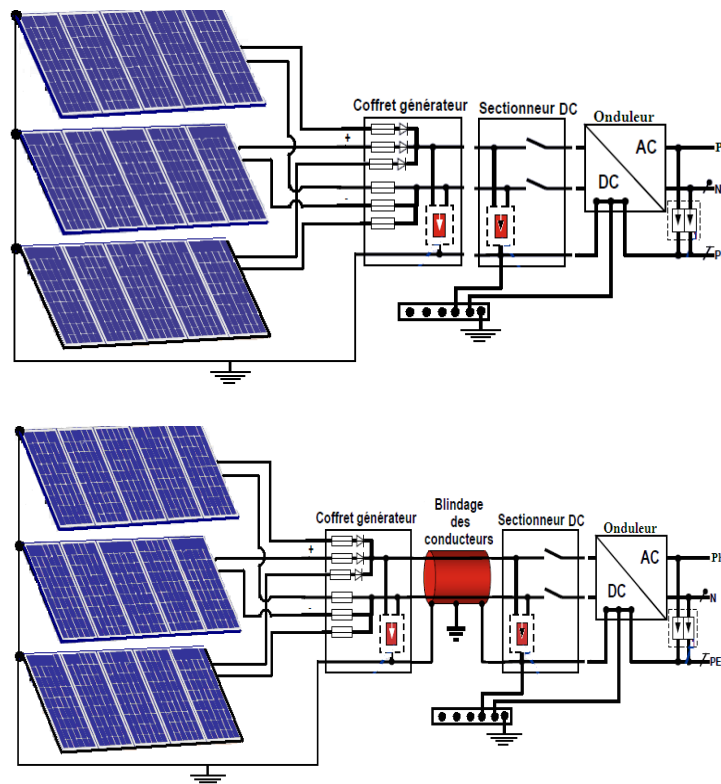


Figure 9 : Schéma de principe de protection contre les surtensions et la foudre [14].

## 5. LE CABLAGE

Le câblage a pour but de regrouper électriquement les modules solaires. Généralement, les modules sont câblés tout d'abord en série pour réaliser des branches qui comportent chacune leur diode en série.

La mise en parallèle de branches est réalisée, pratiquement, à l'aide de boîtes de jonction fixées sur les châssis. Il est indispensable d'apporter un soin particulier au serrage des cosses et au câblage d'une installation. Une chute de tension trop importante dans les connexions et dans les câbles peut réduire considérablement le courant de charge de la batterie. Cette chute de tension est loin d'être négligeable lorsque de forts courants sont fournis sous de faibles tensions. Cette contrainte impose l'utilisation de câbles résistant aux intempéries et dont la section sera fonction de la distance entre panneau solaire et batterie.

La chute de tension dans les câbles est donnée par la formule:

$$\Delta U = 2RLI$$

U en volts, R en Ohm/m, l en m, I en A

Tableau 2: Résistance de câble de type H07RNF

Section (mm <sup>2</sup> )	1.5	2.5	4	6	10	16
Résistance 2R (Ω/m)	0.0267	0.0160	0.0100	0.0067	0.0040	0.0025

Les sections de câbles doivent être calculées de façon à limiter la perte de puissance à 1%.

$$\Delta P = \frac{2In^2 \rho L}{S}$$

$\Delta P$  = Perte de puissance [W]

IN = Courant nominal [A]

$\rho$  = Résistance spécifique,  $\rho_{\text{Cuivre}} = 0,02 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$

L= Longueur totale du câble [m]

S = Section de câble [mm<sup>2</sup>]

## **6. AVANTAGES, INCONVENIENT ET LIMITES DES SYSTEMES PHOTOVOLTAÏQUES**

### **AVANTAGES**

Les systèmes solaires électriques offrent de nombreux avantages, dont les suivants :

- Ils sont de fonctionnement sûr, non polluants et silencieux;
- Ils sont très fiables;
- Ils n'exigent presque aucun entretien;
- Ils fonctionnent de façon rentable dans les régions éloignées et dans de nombreuses applications résidentielles et commerciales;
- Ils sont flexibles et peuvent être élargis à n'importe quel moment pour répondre aux besoins en matière d'électricité;
- Ils ont une longue durée de vie.
- Le de réalisation d'une centrale pv est minimal
- Ils sont des systèmes décentralisés

### **7. INCONVENIENT**

L'inconvénient majeur d'énergie d'origine photovoltaïque est le cas d'absence de l'ensoleillement, ciel couvert ou pendant la nuit, ce qui exige un stockage d'énergie produite par le système durant les jours ensoleillés sous forme chimique dans des accumulateurs, qui sont souvent des batteries à plomb,



sachant que ces batteries impose la contrainte de décharge pas plus de 60% ou 70% au maximum de leur capacité maximal, l'énergie stockée n'est pas intégralement restituée, le coût additionnelle de système de stockage est capital en outre ses système ont une durée de vie limitée de 3 à 5 ans, qui alourdit l'investissement.

## **8. LIMITES**

Nous devrions être également conscients des limites pratiques des systèmes PV :

- Ils ne conviennent pas aux utilisations à forte consommation d'énergie comme le chauffage. Si vous souhaitez utiliser l'énergie solaire à cette fin, considérez d'autres solutions de recharge comme un chauffe-eau solaire, qui produit de la chaleur beaucoup plus efficacement.
- Les systèmes raccordés au réseau sont économiques, surtout si le coût de la technologie PV devient compétitif à celui de l'énergie traditionnelle. 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 le type de maison ou de voiture que vous pourriez avoir.

## **CONCLUSION**

Dans ce chapitre, on a exposé de manière bref les différentes technologies de cellules photovoltaïques ainsi que son regroupement en modules. Également les différentes applications photovoltaïques, que soit pour des applications autonome ou raccordée au réseau public.

**REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE**

- [1]. Peter Würfel, “physics of solar cells”, Edition 2005 Wiley-VCH Verlag GmbH, Boschstr, 12, D-69469 Weinheim, Germany, p 148, 153
- [2]. Adolf Goetzberger, Joachim Knobloch Bernhard, “ Crystalline Silicon Solar Cells”, John Wiley & Sons, p 100 -135
- [3]. Jef Poortmans and Vladimir Arkhipov, “, Thin Film Solar Cells Fabrication, Characterization and Applications”, John Wiley & Sons, Ltd, Edition 2007 p 1 -37, 237-290
- [4]. Milton Ohring, “The Materials Science of Thin Films”, Academic Press, p 234-242
- [5]. Markvart, Thomas and Castafier, Luis “Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation”, p 240-243, 393, 400.
- [6]. A.G. Aberle, P.I. Widenborg, D. Song, A. Straub, M.L. Terry, T. Walsh, A. Sproul, P. Campbell, D. Inns, B. Beilby, M. Griffin, J. Weber, Y. Huang, O. Kunz, R. Gebbs, F. Martin-Brune, V. Barroux, and S.H. Wenham. “Recent advances in polycrystalline silicon thin-film solar cells on glass at UNSW”. Proc. of the 31st IEEE PSC, pp 877 – 882, 2005.
- [7]. EDF & GDF accès au réseau BT pour l’installation PV conditions techniques et contractuelle pour le raccordement, référentiel PV V1. Doc 2003 schémas
- [8]. RESSOURCES NATURELLES CANADA. Photovoltaic for buildings:  
[www.cetc-varenes.nrcan.gc.ca/fr/er\\_re/pvb/p\\_p.html?2001-123](http://www.cetc-varenes.nrcan.gc.ca/fr/er_re/pvb/p_p.html?2001-123)
- [9]. Patrina Eiffert, Gregory J. Kiss, “Building-Integrated Photovoltaic designs for Commercial and Institutional Structures ”, HEW Customer Center in Hamburg, Germany, p 7-15
- [10]. INDUSTRIE CANADA, “ Réaliser le potentiel photovoltaïques en réseau au Canada ”, par le Groupe Delphi, [www.ic.gc.ca/epic/site/rei-ier.nsf/vwapj/PV\\_fra.pdf/\\$file/PV\\_fra.pdf](http://www.ic.gc.ca/epic/site/rei-ier.nsf/vwapj/PV_fra.pdf/$file/PV_fra.pdf)
- [11]. RESSOURCES NATURELLES CANADA, “Technologie et application – Photovoltaïque ; Intégration des panneaux solaires aux immeubles ”  
[www.canren.gc.ca/tech\\_appl/index\\_f.asp?CaId=5&PgID= 422](http://www.canren.gc.ca/tech_appl/index_f.asp?CaId=5&PgID= 422)
- [12]. Mr. Garyl Smith, Chairman, “Maintenance and operation of stand-alone photovoltaic systems”, Sandia National Laboratories, p 38, 39 100-108,190
- [13]. Issued by Sandia National Laboratories, “Stand-alone photovoltaic system”, p 48, 51-53
- [14]. CiTel, “Sécurité des installations Photovoltaïques ”, [www.citel2cp.com](http://www.citel2cp.com)

## CHAPITRE II

# RAYONNEMENT SOLAIRE ET L'ESTIMATION DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LES CAPTEURS PLANS

### 1. INTRODUCTION

Dans le cadre d'étude de l'installation des projets solaires, il est indispensable de savoir le gisement solaire et la quantité d'énergie captée par les capteurs puisque la puissance électrique fournie dépend de l'irradiation solaire incidente, afin de pronostiquer la rentabilité énergétique et économique des systèmes de conversion d'énergie. De ce principe capital, nous traitons les idées fondamentales et les procédures de calcul dans le but d'apprécier les performances de l'énergie solaire et de les pressentir. Nous exposons les équations de base du rayonnement solaire incident, ceci inclut la considération géométrique, la direction du rayonnement solaire reçu et son angle d'incidence sur les diverses surfaces et la quantité de l'irradiation solaire globale reçue par les capteurs pendant les diverses périodes.

### 2. LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Le Soleil émet un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variant de 0,22 à 10 microns ( $\mu\text{m}$ ). L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement ainsi [1,2] ; 9% dans la bande des ultraviolets ( $<0,4 \mu\text{m}$ ), 47% dans la bande visible ( $0,4 \text{ à } 0,8 \mu\text{m}$ ), 44% dans la bande des infrarouges ( $>0,8 \mu\text{m}$ ). Le rayonnement solaire émet en direction de la terre est intercepté par son atmosphère, à ces frontières une certaine quantité de rayonnement solaire ou des photons sont absorbés, une certaine quantité est reflétée de nouveau dans l'espace, et une partie la traverse. Passant par l'atmosphère, le faisceau solaire subit une atténuation et une modification de son spectre, à la suite de phénomènes complexes d'absorption, diffusion et de dispersion par les gaz, les aérosols, poussières et les gouttelettes d'eau en suspension dans les nuages etc. De ce fait le rayonnement solaire atteint le sol sous différentes formes à savoir le rayonnement dispersé atteignant la surface de la terre désigné sous le nom du rayonnement diffus, le rayonnement direct provenant directement du disque solaire sans subir des modifications et également le rayonnement reflété par la terre à différentes longueurs d'onde dues à la température de sa surface. Le rayonnement réfléchi par la surface terrestre est renvoyé dans une direction privilégiée (réflexion dite spéculaire) ou de manière diffuse. Le sol réfléchit plutôt le rayonnement de manière diffuse et anisotrope. La quantité d'énergie transportée par le rayonnement solaire à la surface terrestre dépend de certaines considérations géométriques dues au mouvement apparent du soleil et aux mouvements de la terre.

## 2.1. CONSTANTE SOLAIRE

L'énergie solaire reçue par unité de temps à la limite supérieure de l'atmosphère, sur une surface unité perpendiculaire aux rayons solaires et pour une distance Terre-Soleil égale à sa valeur moyenne, est appelée la constante solaire. La constante solaire  $C$  a été estimée à  $1\,367\text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$  par Claus Fröhlich et Christoph Wehrli du Centre radiométrique mondial de Davos (Suisse), avec une incertitude de l'ordre de 1%. Cette valeur a été adoptée par la commission des instruments et des méthodes d'observation (CIMO) de l'Organisation météorologique mondiale (OMM) en octobre 1981. En première approximation, on peut calculer sa valeur en fonction du numéro du jour de l'année  $n$  par [2, 3]:

$$G_o = 1367 (1 + 0.033 \cos(0.9856 n)) \text{ W/m}^2 \quad (1)$$

$n$  représente le numéro du jour de l'année compté à partir du premier janvier

## 2.2. MASSE D'AIR

Le rayonnement solaire traversant l'atmosphère au cours de la journée dépend de la position relative du soleil dans le ciel, pour tenir compte de cette position qui modifie l'épaisseur d'atmosphère traversée par les rayons lumineux, on définit un coefficient  $m$  appelé masse atmosphérique ou nombre masse d'air définit par [2, 3]:

$$m = \frac{P}{1013 \sin A} \exp\left(-\frac{Z}{7.8}\right) \quad (2)$$

7.8 Km : L'épaisseur verticale moyenne standard de l'atmosphère

$Z$  Km: L'épaisseur de l'atmosphère traversée par le rayonnement solaire

$P$  : pression atmosphérique N/ m<sup>2</sup>

$A$ : élévation du soleil en degré

## 3. CALCUL DE LA RADIATION SOLAIRE

### 3.1. PARAMETRES INFLUENÇANT LE RAYONNEMENT SOLAIRE

Par évidence l'atmosphère influe sur le rayonnement solaire, mais d'autres facteurs majeurs agissant sur le rayonnement solaire reçu à la surface de la terre, il est bien établi que la terre est en rotation autour du soleil dans une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un de ces foyers. Le plan contenant cette orbite est appelé plan écliptique, cette rotation induit l'alternance des saisons au cours de l'année ainsi que la distance terre soleil  $D$  varie selon relation [4]:

$$D = 1.510^{11} \left[ 1 + 0.017 \sin\left(\frac{360(n-93)}{365}\right) \right] \text{ m} \quad (3)$$

Sa rotation autour de son propre axe polaire, qui donne naissance au cycle jour et nuit, l'axe polaire est incliné d'un angle  $\delta$  oscille entre  $-23^{\circ}.45$  et  $23^{\circ}.45$  avec le plan écliptique, Cette inclination a pour effet la présence des saisons et également la cause des plus longues ou plus courtes heures de lumière au file des saisons. Cet angle est appelé déclinaison solaire, qui est calculé à n'importe quel jour de l'année par l'expression suivante [2, 3,4, 5]:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{360(n+284)}{365}\right) \text{ degré} \quad (4)$$

Pour beaucoup de précision (Spencer 1972) [5]:

$$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.07257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \sin 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \sin 3\Gamma$$

Avec  $\Gamma$  donnée par l'équation :

$$\Gamma = \left( \frac{2\pi(n-1)}{365} \right) \quad (5)$$

La rotation et l'inclinaison de la terre font que l'énergie disponible en un point donné à sa surface varie selon la latitude, l'heure et la saison. Enfin, les nuages, le brouillard, les particules atmosphériques et divers autres phénomènes météorologiques causent des variations horaires et quotidiennes qui tantôt augmentent, tantôt diminuent le rayonnement solaire diffus.

### 3.2. LA POSITION DU SOLEIL

Pour un lieu donné, la position du soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par deux référentiels différents, grâce à deux plans, plan horizontal du lieu et le plan équatorial de la terre.

#### 3.2.1 COORDONNEES EQUATORIALES

Dans ce référentiel le soleil est localisé au moyen de deux angles, la déclinaison solaire  $\delta$  donnée à l'équation (4) et l'angle horaire  $\Omega$  défini par [5]:

$$\Omega = 15(TSV - 12) \quad (7)$$

$$TSV = TL - GMT + \left( \frac{Et + 4\lambda}{60} \right) \quad (8)$$

$$Et = 9.87 \sin 2N - 7.35 \cos N - 1.5 \sin N \quad (8)$$

$$N = \frac{360}{365}(n - 81) \quad (9)$$

GMT : décalage horaire par apport au méridien de Greenwich

TSV : temps solaire vrai

TL : temps légal (donnée par une montre)

Et : l'équation de correction du temps

$\lambda$  : Longitude du lieu

L'angle horaire  $\Omega$  varie de  $-180^0$  à  $+180^0$ , prend la valeur nulle à midi TSV, négative durant la période avant midi TSV et positive après.

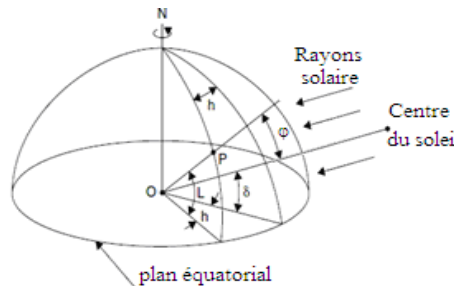


Figure 10 : référentiel plan équatorial

**3.2.2 COORDONNEES HORIZONTALES**

Le soleil est repéré par rapport au plan horizontal du lieu d'altitude  $\varphi$ , par deux angles, la hauteur et azimut du soleil.

**A- LA HAUTEUR DU SOLEIL**

La hauteur du soleil est l'angle que fait la direction du soleil avec sa projection sur le plan horizontal du lieu. La hauteur évolue à chaque instant de la journée selon l'expression suivante [2, 3,4, 5]:

$$\sinh = \cos \delta \cos \varphi \cos \Omega + \sin \delta \sin \varphi \tag{10}$$

Les valeurs de la hauteur  $h$  varie entre  $-90^0$  et  $+90^0$ ,  $h$  prend la valeur nulle au lever et au coucher du soleil, positive le jour et négative la nuit

**B- DISTANCE ZENITHALE (ANGLE ZENITHAL)**

La distance zénithale ou angle zénithal, c'est l'angle que fait la direction du soleil avec la vertical du lieu [2, 3,4, 5]:

$$\cos \theta_z = \sinh \tag{11}$$

**C- AZIMUT DU SOLEIL**

Azimut du soleil est défini par l'angle que fait la projection de la direction du rayonnement solaire avec la direction sud du lieu [2, 3,4, 5]:

$$\sin a = \frac{\sin \Omega \cos \delta}{\cosh} \tag{12}$$

L'azimut oscille entre  $-180$  et  $+180$ , l'angle  $a$  prend les valeurs positives vers l'ouest, négatives vers l'est et nulle en direction sud

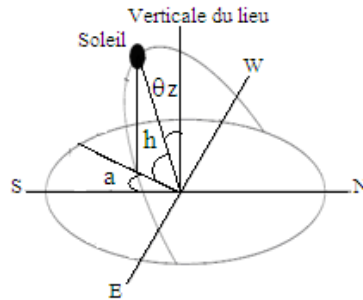


Figure 11 : référentiel, Plan horizontal du lieu

**D- DUREE DU JOUR**

La durée du jour présente la durée scindant l'heure solaire du lever et du coucher, qui s'obtient en écrivant  $\sinh=0$ , ce qui conduit à [5]:

$$\cos \Omega = - \tan \varphi \tan \delta \quad \text{D'où} \quad \Omega l = \arccos (- \tan \varphi \tan \delta) \tag{13}$$

L'heure solaire du lever a donc pour valeur :

$$\text{TSL} = 12 - \frac{\Omega l}{15} \tag{14}$$

L'angle horaire au coucher du soleil est l'opposé de l'angle horaire à son lever, nous avons donc :

$$\Omega_c = -\Omega l \tag{15}$$

La durée du jour vaut :

$$D_j = \frac{2\Omega l}{15} \quad (16)$$

#### 4- RAYONNEMENT SOLAIRE SUR UN PLAN INCLINE

Généralement, sous diverses conditions les capteurs solaires sont installés suivant une inclinaison et une orientation fixes. Cette dernière est choisie vers le sud ou le nord, suivant la situation géographique du site considéré par rapport à l'équateur. Ceci étant, pour que les capteurs puissent absorber le maximum d'énergie au voisinage de midi, temps solaire vrai (TSV), là où la hauteur du soleil est au zénith et les valeurs de l'éclairement solaire sont maximales. Par ailleurs, pour pouvoir répondre aux besoins énergétiques et optimiser le rendement global du système, le champ de capteurs doit d'une part avoir une surface suffisante et d'autre part des caractéristiques thermomécaniques devant être les meilleurs possibles ainsi de capter le maximum d'énergie solaire durant la journée. Les paramètres permettant de satisfaire cette dernière condition sont l'inclinaison et l'orientation du champ de capteurs. Une des meilleures solutions proposées, c'est d'orienter le champ de capteurs vers le sud (hémisphère nord) et d'incliner sa structure suivant un angle optimale pré calculé pour le site considéré. Par conséquent, les concepteurs de système ont besoin des données de l'ensoleillement solaire sur les surfaces inclinées; mesurées ou estimées les données de l'éclairement solaire, cependant, sont la plupart du temps disponibles sur les surfaces normales ou sur les surfaces horizontales. Par conséquent, on a un besoin de convertir ces données sur les surfaces inclinées.

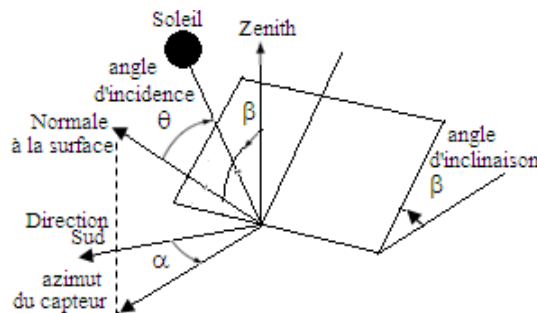


Figure12 : Plan incliné

#### 4.1. L'ANGLE D'INCIDENCE DU RAYONNEMENT DIRECT SUR UN PLAN INCLINE

L'angle d'incidence  $\theta$  est l'angle formé entre la direction du soleil et la normale à la surface inclinée du capteur. L'angle d'incidence  $\theta$  a un effet primordial et une incidence directe sur la quantité d'ensoleillement reçue sur la surface collectrice. Cet angle peut être déterminé par la connaissance des cosinus directeurs du rayonnement incident et la normale du plan incliné en coordonnées horizontale du lieu, cet angle dépend des paramètres de la position du soleil et de l'angle d'inclinaison du capteur. Il est défini par [3, 4, 5]:

$$\cos \theta = \cos \beta \sinh - \sin \beta \cosh \cos(\alpha - a) \quad (17)$$

Les angles  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $a$  et  $h$  sont respectivement l'azimut du capteur, l'angle d'inclinaison, l'azimut du soleil et sa hauteur dans le ciel par rapport au plan horizontal du lieu.

L'équation précédente se transforme en coordonnées horaires par la relation suivante [3, 4,5, 6,7]:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \cos \beta \sin \varphi \sin \delta - \cos \gamma \sin \delta \cos \varphi \sin \beta + \cos \delta \cos \beta \cos \varphi \cos \omega + \\ & \cos \delta \cos \gamma \cos \omega \sin \varphi \sin \beta + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (18)$$

Généralement l'angle d'incidence des capteurs inclinés orientés en plein sud de l'hémisphère nord, se réduit aux deux relations suivantes [3] :

**A- En coordonnées horizontal**

$$\cos \theta = \cos \beta \sinh - \sin \beta \cosh \cos a \quad (19)$$

**B- En coordonnées horaire**

$$\cos \theta = \sin \delta \sin(\varphi - \beta) + \cos \Omega \cos \delta \cos(\varphi - \beta) \quad (20)$$

Où  $\varphi$  est latitude du site

#### **4.2 L'ANGLE D'INCIDENCE DU RAYONNEMENT DIRECT SUR UN PLAN DOTE D'UN SYSTEME DE POURSUITE**

##### **A- POURSUITE SUR UN AXE [3, 5]**

Capteur plan équipé d'un système de poursuite à un axe poursuit le soleil de l'est à l'ouest (poursuite en azimut), son axe est incliné suivant une inclinaison optimale annuelle ou saisonnière fixe et orienté en plein sud en direction de l'équateur. Pour l'hémisphère nord l'angle d'incidence du rayonnement direct se réduit à l'expression suivante :

$$\cos \theta = \sin(h + \beta) \quad (21)$$

##### **B- POURSUITE DU SOLEIL EN SITE**

Pour un Capteur plan poursuit le soleil en site autour d'un axe de sorte que sa normale coïncide avec le rayonnement solaire direct à midi (TSV) chaque jour, est égal à : (Meinel, 1976, Duffie et Beckman, 1991)

$$\cos \theta = \sin^2 \delta + \cos^2 \delta \cosh \quad (22)$$

##### **C- AXE POLAIRE N-S AVEC POURSUITE E- W**

Pour un plan en rotation autour d'un axe au nord-sud parallèle à l'axe de la terre, avec un ajustement continu, est égal à

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (23)$$

##### **D- AXE HORIZONTAL E- W AVEC POURSUITE N-S**

Pour un plan en rotation autour d'un axe horizontal de direction est-ouest avec un ajustement continu pour réduire au minimum l'angle d'incidence,  $\theta$  peut être obtenu à partir (Kreith et Kreider, 1978; Duffie et Beckman, 1991),

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \Omega} \quad (24)$$

##### **E- AXE HORIZONTAL N-S AVEC POURSUITE E-W**

Pour un plan en rotation autour d'un axe horizontal de direction nord-sud avec un ajustement continu pour réduire au minimum l'angle d'incidence  $\theta$ , peut être obtenu à partir (Kreith et Kreider, 1978; Duffie et Beckman, 1991).

$$\cos \theta = \sqrt{\sin^2 h - \cos^2 \delta \sin^2 \Omega} \quad (25)$$



Ou équation (Meinel et Meinel, 1976):

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \Omega - \cos \delta \sin^2 \Omega \quad | (26)$$

**F- SYSTEME DE POURSUITE A DEUX AXES**

Pour un mécanisme de poursuite biaxial maintient la surface du capteur continûment orientée face au soleil (voir la figure 2.10a) à tout moment a un angle d'incidence, égal à :

$$\cos \theta = 1 \quad | (27)$$

**5. L'INCLINAISON OPTIMALE D'UN CAPTEUR**

La valeur de l'angle optimal d'inclinaison pour un système de captation d'énergie solaire, plusieurs propositions de la littérature ont été étudiées et effectuées. Nous présentons quelques unes de ces propositions, qui nous semblent utile.

**5.1 L'INCLINAISON OPTIMALE ANNUELLE**

Duffie et Beckmann proposent une inclinaison optimale annuelle égale à latitude  $\varphi$  du lieu, ce type de capteur est appelé capteur Tel [3].

Hottel [8], suivant ses observations a proposé une inclinaison optimale  $\beta_{op} = \varphi + 20^0$  | (28)

Heywood [9], a proposé une relation similaire  $\beta_{op} = \varphi + 10^0$

**5.2 MODELE DE GLADIUS**

Après l'étude relative aux quatre sites en Alabama (USA), il a comparé l'énergie reçue sur un capteur plan sous les diverses inclinaisons et a arrivé à la relation suivante [10]:

$$\beta_{op} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Gh_i \tan(\varphi + \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} Gh_i} \quad | (29)$$

$\varphi$ ,  $\delta_i$  et  $Gh_i$  sont respectivement la latitude du lieu, la déclinaison solaire pour la journée représentative du mois,  $i$  et la moyenne mensuelle par jour mesurée sur un plan horizontal.

**5.3 MODELE DE KERN ET al.**

Dans le modèle établi par Kern et al, ont utilisé les données relatives de cinq sites du territoire du sud africain et ont développé une expression de l'angle d'inclinaison optimal en fonction de la déclinaison solaire, latitude du lieu et de la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal [11].

$$\beta_{op} = \arctan \left[ \frac{\sum_{i=1}^{12} (Dh_i \tan(\varphi + \delta_i))}{\sum_{i=1}^{12} Dh_i} \right] \quad | (30)$$

$Dh_i$  étant la moyenne mensuelle journalière de l'irradiation solaire directe sur un plan horizontal.

#### 5.4 L'INCLINAISON OPTIMALE SAISONNIERE

Différents études ont été menées afin de déterminer l'inclinaison optimale saisonnière des deux périodes, la période hivernale là où la déclinaison solaire est négative, et la période estivale de valeurs positives de la déclinaison.

Les valeurs de l'angle d'inclinaison suggérées.

Yellot [11] a proposé deux inclinaisons correspondent aux deux saisons.

La période hivernale  $\beta_{op} = \varphi - 10^0$

La période estivale  $\beta_{op} = \varphi + 10^0$  | (31)

Singery [11], propose la relation  $\beta_{op} = \varphi + /-15^0$

#### 5.5 MODELE DE EL KASSABY

El Kassaby a développé un modèle analytique permettant la détermination de l'angle inclinaison optimale en fonction de latitude du lieu et pour n'importe quel période de l'année. Il la propose l'expression suivante [12].

$$\beta_{op} = \frac{1}{N_2 - N_1 + 1} \sum_{i=N_1}^{N_2} \beta(i) \quad | (32)$$

$N_1$ ,  $N_2$  et  $\beta$  sont respectivement le premier et le dernier jour de la période considérée et l'angle optimal journalier qui est donné par la relation suivante :

$$\beta = \varphi - \arctan\left(\frac{\Omega l}{\sin \Omega l} \tan \delta\right) \quad | (33)$$

#### 5.6 L'INCLINAISON OPTIMALE MENSUELLE

El Kassaby a développé un autre modèle analytique qui permet de déterminer l'angle de l'inclinaison optimale en relation de latitude du lieu, moyennant les méthodes des moindre carrées, il a paraphrasé des corrélations, qui permet le calcul de l'angle de l'inclinaison optimale de chaque mois de l'année. Ces relations sont données comme suit [12]:

Pour la période du mois de janvier au mois de mars. | (34)

$$\beta_{op} = 60.0012 + 1.49986 Nm + 3.4999 Nm^2 + (\varphi - 30)(0.7901 + 0.01749 Nm + 0.0165 Nm^2)$$

Pour la période du mois d'avril au mois de juin. | (35)

$$\beta_{op} = 216.0786 - 72.03221 Nm + 6.00310 Nm^2 + (\varphi - 40)(1.07515 + 0.11244 Nm + 0.03749 Nm^2)$$

Pour la période du mois de juillet au mois de septembre. | (36)

$$\beta_{op} = 29.11831 - 20.52980 Nm + 2.50186 Nm^2 + (\varphi - 50)(-11.17256 + 2.70569 Nm - 0.015035 Nm^2)$$

Pour la période du mois d'octobre au mois de décembre.

$$\beta_{op} = -441.2385 + 84.54332 Nm - 3.50196 Nm^2 + (\varphi - 40)(4.21370 - 0.54834 Nm - 0.015035 Nm^2)$$

Dans ces relations  $Nm$  présente le numéro du mois de l'année. | (37)

### 6. L'IRRADIATION GLOBALE SUR UN PLAN INCLINE

#### 6.1 L'ENSOLEILLEMENT EXTRATERRESTRE

Pour une surface placée parallèlement à la terre, le taux de la radiation solaire extraterrestre  $G_{ho}$ , incidente sur cette surface horizontale à un moment donné de l'année est donné par [3, 5, 7]:

$$G_{ho} = 1367 \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] [\cos \varphi \cos \delta \cosh + \sin \varphi \sin \delta] \quad W/m^2 \quad | (38)$$

L'éclairement global,  $G_{ho}$  incident sur une surface horizontale extraterrestre durant la journée peut être obtenu par l'intégration d'Eq. (38) sur la période du lever et du coucher du soleil. L'équation résultante est [3, 5, 7]:

$$G_{hoj} = \frac{8760C}{\pi} \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \left[ \cos \varphi \cos \delta \cos \Omega l + \frac{\pi \Omega l}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad W/m^2 \quad | (39)$$

Constante solaire  $C=1367 \text{ w/m}^2$

Pour une heure donnée, l'énergie reçue sur une surface horizontale se calcule par l'intégration de l'équation (38) entre deux angles horaires  $\Omega_1$  et  $\Omega_2$ . Par conséquent, on obtient l'équation suivante [3, 5, 7]:

$$G_{ho}(\Omega) = \frac{8760C}{\pi} \left[ 1 + 0.033 \cos \left( \frac{360n}{365} \right) \right] \left[ \cos \varphi \cos \delta \sin(\Omega_2 - \Omega_1) + \frac{\pi(\Omega_2 - \Omega_1)}{180} \sin \varphi \sin \delta \right] \quad W/m^2 \quad | (40)$$

## 6.2 CONVERSION DE L'ECLAIREMENT D'UNE SURFACE HORIZONTALE SUR UNE SURFACE INCLINEE

L'ensoleillement sur un plan incliné d'orientation arbitraire à un instant quelconque de la journée est la somme des trois composantes du rayonnement solaire incident sur le même plan, à savoir la composante directe, diffuse et réfléchi par le sol. La quantité d'ensoleillement reçue dépend de l'orientation et de la pente de la surface.

$$G_t(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + R(\beta, \alpha) \quad | (41)$$

Avec  $G_t$ ,  $B$ ,  $D$  et  $R$ , sont respectivement les éclaircements dus aux rayonnements global, total, direct, diffus et réfléchi par le sol.

L'éclairement du au rayonnement direct sur un plan d'inclinaison et d'orientation quelconques étant directionnel, il est calculé aussi par la simple relation suivante:

$$B(\beta, \alpha) = B_n \cos \theta \quad | (42)$$

Avec  $B_n$  est l'éclairement du au rayonnement solaire direct sur un plan normal et  $\theta$  l'angle d'incidence à la surface inclinée.

L'éclairement du au rayonnement direct sur un plan horizontal

$$B_h = B_n \cos \theta_z \quad | (43)$$

De cela on obtient le rapport suivant :

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\sin h} \quad | (44)$$

Le facteur noté  $R_b$  est le facteur de transposition géométrique, où le facteur d'inclinaison de rayonnement direct.

Donc la composante du rayonnement direct pour n'importe quelle surface inclinée est :

$$B(\beta, \alpha) = R_b B_h \quad | (45)$$

$$B(\beta, \alpha) = R_b (G_h - D_h) \quad | (46)$$

Le modèle de la distribution du rayonnement diffus pour un ciel supposé isotrope a été développé par Hottel et Woertz (1942) et raffiné par Liu et Jordan (1960) Selon ce modèle, le rayonnement est calculé par la locution suivante :

$$D(\beta, \alpha) = Gh \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \quad | (47)$$

De même pour le modèle de la distribution du rayonnement réfléchi est donné par l'équation :

$$R(\beta, \alpha) = \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (48)$$

L'ensoleillement global sur une surface horizontale, Gh est la somme de rayonnement direct horizontal et de rayonnement diffus; c'est-à-dire,

$$Gh = Bh + Dh \quad | (49)$$

L'ensoleillement global sur une surface inclinée pour un ciel isotrope se résume par [3]:

$$Gt(\beta, \alpha) = Rb(Gh - Dh) + Dh \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] + \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (50)$$

### **6.3 CIEL ANISOTROPE**

Le modèle isotrope du ciel est le modèle le plus simple qui suppose que tout rayonnement diffus est uniformément réparti sur la voûte céleste et que la réflexion sur la terre est diffuse. Un certain nombre de modèles ont été développés par un certain nombre de chercheurs. Ces modèles développés ont pour but d'apprécier l'irradiation globale réelle sur une surface inclinée, Ces modèles tiennent compte du rayonnement diffus provenant de la zone avoisinante du disque solaire (auréole du soleil) et celle provenant de l'horizon. Quatre de ces modèles sont récapitulés dans cette section. Le modèle de Klucher, le modèle de Hay et Davies, le modèle de Reindl et le modèle de Baltas. L'avant dernier modèle est prouvé, les résultats donnent très bonne élasticité dans la région méditerranéenne.

### **6.4 LE MODELE KLUCHER**

Le modèle isotrope Liu et Jordan mésestime l'irradiation issue de la zone avoisinante du disque solaire et celle provenant de l'horizon. Klucher (1979) a développé un modèle, qui prend en compte le rayonnement provenant de ces deux régions du ciel. Le modèle développé par Klucher donne l'irradiation globale sur un plan incliné [3, 5]:

$$Gt(\beta, \alpha) = Rb(Gh - Dh) + Dh \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \left[ 1 + F \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] \left[ 1 + F \cos^2(\beta) \sin^3(\theta_z) \right] + \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (51)$$

Ou F est un indice donné par :

$$F = 1 - \left[ \frac{Dh}{Gh} \right]^2 \quad | (52)$$

Le premier facteur dans la composante du rayonnement diffus tient compte de l'effet du rayonnement d'horizon; le second tient compte de l'effet du rayonnement avoisinant le disque solaire. A ciel couvert l'index de clarté F devient 0 et le modèle se réduit au modèle isotrope.

**6.5 MODELE DE HAY&DAVIES**

Dans le modèle Hay-Davies (1980), la radiation diffuse est composée de l'irradiation isotropique et du circumsolaire mais celle provenant de la zone d'horizon n'est pas prise en compte [3, 5].

$$Gt(\beta, \alpha) = Rb(Bh + A_i Dh) + Dh(1 - A_i) \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] + \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (53)$$

A est un indice d'anisotropie, qui est en fonction de la transmittance de l'atmosphère du rayonnement direct.

$$A_i = \frac{Bn}{Go} = \frac{Bh}{Gho} \quad | (54)$$

**6.6 MODELE REINDL ET al**

En additionnant le rayonnement diffus isotropique, et la radiation du circumsolaire et celle de l'horizon, Reindl et al (1990) ont développé un modèle pour le rayonnement global diffus d'anisotropie sur une surface inclinée, qui est donné par l'expression suivante [3, 5].

$$D(\beta, \alpha) = Dh \left[ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left( 1 + A_i Rb + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \quad | (55)$$

Avec f est exprimé par :

$$f = \sqrt{\frac{Bh}{Gh}} \quad | (56)$$

L'éclairement global reçu sur une surface inclinée se calcule par la relation suivante :

$$Gt(\beta, \alpha) = RbBh + Dh \left[ (1 - A_i) \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left( 1 + A_i Rb + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \right] + \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (57)$$

Une réorganisation de la relation précédente donne l'expression finale de l'ensoleillement globale sur un plan incliné.

$$Gt(\beta, \alpha) = Rb(Bh + A_i Dh) + Dh(1 - A_i) \left[ \frac{1 + \cos \beta}{2} \right] \left[ 1 + f \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right] + \rho Gh \left[ \frac{1 - \cos \beta}{2} \right] \quad | (58)$$

**6.7 MODELE DE BALTAS**

Le modèle de la distribution de l'éclairement dû au rayonnement diffus isotrope et anisotrope proposé par Baltas est donné par [13]:

$$D(\beta, \alpha) = Dh \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[ \left( 1 + F' \sin^3 \left( \frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \left[ \frac{1 + F' \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_z)}{1 + F' \cos^2(\theta_z) \sin^3(\theta_z)} \right] \quad | (59)$$

F' est un paramètre qui tient compte de l'état du ciel, il se calcule par la relation :

$$F' = 1 - \left[ \frac{Dh}{Gh} \right] \quad | (60)$$

L'expression de droite de l'Eq.(59) présente le rayonnement issu de la zone avoisinante du disque solaire et celle du milieu expose la fraction provenant de l'horizon, tandis que la relation de gauche exprime la fraction du reste de la voûte céleste.

## 7. LES COMPOSANTS DIRECT ET DIFFUS DU RAYONNEMENT QUOTIDIEN

Les études des données de l'irradiation (éclairage) solaire sur un plan horizontal ont montré que la fraction du rayonnement diffus définie par le ratio entre la radiation diffuse (éclairage diffus) et la radiation (éclairage) sur le plan horizontal est une fonction de l'indice de clarté noté,  $K_T$ , (traduction littérale de l'américain clearness index). Qui présente le rapport entre le rayonnement au sol et le rayonnement extraterrestre.

$$K_T = \frac{Gh}{G_{oh}} \quad | (61)$$

La moyenne mensuelle de l'indice de clarté,  $K_T$ , est définie par :

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{G}h}{\bar{G}_{oh}} \quad | (62)$$

Où  $G$  et  $\bar{G}h$  sont dans cet ordre, le rayonnement (éclairage) solaire et la moyenne mensuelle de rayonnement (éclairage) solaire quotidien sur un plan horizontal, et  $G_{oh}$  et  $\bar{G}_{oh}$  sont respectivement le rayonnement (éclairage) solaire extraterrestre quotidien et la moyenne mensuelle du rayonnement (éclairage) solaire extraterrestre quotidien sur la même surface horizontale. Les valeurs de  $K_T$  varient selon les endroits et les saisons varient généralement entre 0,3 (pour des régions ou des saisons pluvieuses) et 0,8 (pour des saisons ou des climats secs et ensoleillés).

A partir de la mesure  $Gh$  moyenne de l'ensoleillement dû aux rayonnements solaire quotidien sur un plan horizontal, on évalue l'éclairement diffus  $Dh$  et puis l'éclairement direct  $Bh$ , qui seront en suite converti sur une surface inclinée en utilisant l'un des modèles cités auparavant suivant la précision voulu. Les corrélations donnant la fraction diffuse sont :

### 7.1 MODELE DE LIU & JORDAN

Une première relation a été établie par Liu & Jordan qui exprime la fraction de l'irradiation diffuse par rapport à l'irradiation globale  $K_D$  en fonction de l'indice de clarté  $K_T$ . Les données utilisées sont relatives au site de Blue Hill Massachusetts (USA), cette corrélation est donnée comme suit [14]:

Pour  $0.3 \leq K_T \leq 0.70$

$$\frac{\bar{D}h}{\bar{G}h} = 1.39 - 4.027K_T^2 + 5.531K_T^2 - 3.108K_T^3 \quad | (63)$$

### 7.2 RELATION D'ERBS, KLEIN ET DUFFIE

Erbs et al ont utilisé des mesures à l'échelle horaire établis sur quatre stations américaines, des irradiations globale et diffuse pour développer un modèle dépendant de la saison reliant les deux grandeurs indiquées. Ainsi ils proposèrent les relations suivantes [15]:

Pour  $0.3 \leq K_T \leq 0.80$  et  $|\Omega| \leq 80^\circ$

$$\frac{\bar{D}h}{\bar{G}h} = 1.391 - 3.560K_T^2 + 4.189K_T^2 - 2.137K_T^3 \quad | (64)$$

Pour  $0.3 \leq K_T \leq 0.80$  et  $|\Omega| > 80^\circ$

$$\frac{\bar{D}h}{\bar{G}h} = 1.311 - 3.022K_T^2 + 3.427K_T^2 - 1.821K_T^3 \quad | (65)$$

### 7.3 MODELE DE COLLARES-PEREIRA ET al.

Collares-Pereira & Rabl, moyennant les données relatives de cinq sites aux Etats-Unis, a proposé une corrélation polynomiale d'ordre 4, donnée comme suit [16]:

Pour  $0.3 \leq K_T \leq 0.80$  et  $\Omega l \leq 80^\circ$

$$\frac{\overline{Dh}}{\overline{Gh}} = 1.188 - 2.272 K_T + 9.473 K_T^2 - 21.856 K_T^3 + 14.648 K_T^4 \quad | (66)$$

Pour  $K_T \leq 0.17$

$$\frac{\overline{Dh}}{\overline{Gh}} = 0.99 \quad | (67)$$

Une autre relation a été développée par Collares-Pereira & Rabl qui dépendra, cette fois-ci, de l'angle horaire du lever du soleil  $\Omega l$ , paramètre caractérisant la saison considérée. Cette relation est donnée comme suit:

$$\frac{\overline{Dh}}{\overline{Gh}} = 0.775 + \frac{0.347 \pi}{180} (\Omega l - 90) - \left[ 0.505 + \frac{0.261 \pi}{180} (\Omega l - 90) \right] \cos (2(K_T - 0.9)) \quad | (68)$$

Ensuite, l'ensoleillement quotidien moyen est réparti en valeurs horaires. Cela est réalisé grâce aux formules de Collares-Pereira et Rabl pour l'ensoleillement global [3, 5, 17, 18]:

$$r = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \Omega) \frac{\cos \Omega - \cos \Omega l}{\sin \Omega l - \Omega l \cos \Omega l} \quad | (69)$$

Les coefficients a et b sont donnés par :

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin \left( \Omega l - \frac{\pi}{3} \right) \quad | (70)$$

$$b = 0.6609 + 0.4767 \sin \left( \Omega l - \frac{\pi}{3} \right) \quad | (71)$$

Où r est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement global,  $\Omega l$  est l'angle horaire du soleil à son coucher exprimé en radians et  $\Omega$  est l'angle horaire du soleil pour le milieu de l'heure pour laquelle le calcul est fait, exprimé aussi en radians; et avec la formule de Liu et Jordan pour l'ensoleillement diffus :

$$rd = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \Omega - \cos \Omega l}{\sin \Omega l - \Omega l \cos \Omega l} \quad | (72)$$

Où rd est le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien de l'ensoleillement diffus. Pour chaque heure de la « journée moyenne », Gh (ensoleillement global horizontal), Dh et Bh (ses composantes diffuse et directe) sont données par les trois formules suivantes :

$$Gh = r\overline{Gh} \quad Dh = rd\overline{Gd} \quad Bh = Gh - Dh \quad | (73)$$

Les travaux menés sur l'application de ces modèles ont permis de confronter des valeurs mesurées aux différents sites algériens et celles estimées par des différentes corrélations proposées dans la littérature (exemple Koussa et al). Ils ont conclu que les modèles d'Erbs, Klein et Duffie et de Liu & Jordan peuvent respectivement nous conduire avec une grande précision aux valeurs des moyennes mensuelles par jour des irradiations globales et diffuses.

**8. MODELES ESTIMATION DE L'ECLAIREMENT SUR UN PLAN HORIZONTAL**

En absence de toute mesure, il existe un certain nombre de modèles, qui nous permettent de reconstituer et d'estimer les moyennes mensuelles par jour des irradiances globales et diffuses sur un plan horizontal. Les modèles choisis ont été proposés dans la littérature par différents scientifiques et relatifs à plusieurs sites dans le monde. Ces modèles sont fonction des principaux paramètres météorologiques, comme la température ambiante, l'humidité relative, la durée d'insolation et de quelques paramètres astronomiques, tels que la déclinaison du soleil, la durée astronomique du jour, la constante solaire, la variation de la distance terre soleil et de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal à la limite de l'atmosphère.

**8.1 RELATION D'A.A.M. SAYIGH [19]**

Ce modèle a été développé par Sayigh et al en moyennant les données relatives à plusieurs sites indiens, où latitude est comprise entre 8°Nord et 28.6°Nord et la longitude comprise entre 72°Est et 88°Est. Cette relation tient compte des paramètres géographiques, comme la latitude et la longitude. Il tient compte aussi de quelques paramètres astronomiques, à savoir, la durée théorique du jour, l'irradiation extraterrestre calculée sur un plan horizontal. Les paramètres météorologiques relatifs au site, la durée d'insolation S, l'humidité relative HR et la température maximale Tmax. Dans ce modèle, Sayigh et al, ont caractérisé des zones climatiques par un facteur  $\Psi_{i,j}$ . Ainsi suivant la moyenne mensuelle par jour de l'humidité relative et suivant le mois considéré, ils définissent trois zones climatiques respectivement caractérisées par les plages de l'humidité relative,  $HR \leq 65 \%$ ,  $HR \geq 70 \%$  et  $65 \% < HR < 70 \%$ . Connaissant ainsi la valeur de HR à partir du graphe reliant les paramètres HR et le numéro du mois considéré, on détermine la valeur de  $\Psi_{i,j}$  correspondante. Cependant, le modèle de Sayigh est donné par la relation suivante:

$$\bar{G}_h = 11.6 KN \exp \left( \varphi \frac{S}{dj} - \frac{HR}{15} - \frac{1}{T \max} \right) \quad | (74)$$

$$N = 1.7 - 0.458 \varphi \quad | (76)$$

$$K = 100 (ndj + \Psi_{i,j} \cos \varphi) \quad | (77)$$

$$n = (1 + 0.1\varphi)^{-1} \quad | (77)$$

$\varphi$  étant la latitude du site exprimée en radians et dj durée astronomique du jour

Tableau 1 : Valeur de  $\Psi_{i,j}$  en fonction du numéro du mois (j) et de la zone climatique (i)

i \ j	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1.28	1.38	1.54	1.77	2.05	2.30	2.48	2.41	2.36	1.73	1.38	1.17
2	1.46	1.77	2.05	2.15	2.05	2.05	2.10	2.17	2.14	1.96	1.60	1.43
3	1.60	1.81	2.00	2.17	2.25	2.26	2.24	2.20	2.10	1.92	1.74	1.60

**8.2 RELATION DE GARG ET al. [20]**

A partir de la courbe de saturation de l'air, Garg et al., moyennant la méthode des moindres carrés, ont développé une relation multilinéaire reliant l'humidité absolue Ha à l'humidité relative HR, à la température ambiante Ta. A partir de cette corrélation et de la fraction d'insolation définie par le rapport : durée d'insolation S à la durée astronomique du jour dj et à partir de l'irradiation extraterrestre Gh0 calculée sur un plan horizontal, Garg et al. Ont développé la relation suivante:

| (78)



$$\bar{G}h = \bar{G}ho \left( .14 - \frac{0.4S}{dj} - 0.0055 Ha \right)$$

Avec Ha est l'humidité absolue

$$Ha = HR \left( 4.7923 + 0.3647 Ta + 0.0055 Ta^2 + 0.0003 Ta^3 \right) \quad | (79)$$

Ta température ambiante, Gh moyenne est exprimé en  $Wh / m^2$

### **8.3 RELATION DE HUSSEIN ET al. [21]**

Le modèle de Hussein est basé sur le modèle de Garg et al. Ainsi que cette expression permet d'estimer l'irradiation globale en fonction des moyennes mensuelles par jour de l'humidité absolue et de la durée d'insolation. Cette expression est donnée comme suit:

$$\bar{G}h = \bar{G}ho \left( 0.394 - \frac{0.364 S}{dj} - 0.0035 Ha \right) \quad | (80)$$

### **8.4 RELATION DE A.S SAMBO [22]**

Une période de 60 mois de mesure de la durée d'insolation, des températures maximales et minimales, de la température moyenne et de l'humidité spécifique, a été utilisée pour développer 12 différentes corrélations avec lesquelles la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale. Les corrélations obtenues ont été combinées pour aboutir à une forme d'équation type d'Angström simplifiée, cette corrélation est donnée comme suit :

$$\bar{G}h = 0.62 - 0.294 \frac{S}{dj} + 0.178 \left( \frac{S}{dj} - HR - \frac{T \min}{T \max} \right) + 0.491 \frac{ST \min}{dT \max} \quad | (81)$$

### **8.5 MODELE DE W.E. ALNASER [23]**

Pour la reconstitution de la moyenne mensuelle par jour de l'irradiation globale sur un plan horizontal. Dans ce modèle, il utilise six paramètres (astronomiques et météorologiques). Ainsi il a essayé de mettre en évidence l'effet du choix du nombre de paramètres sur la précision de ce modèle. Ainsi, il propose:

$$\bar{G}h = 1066.167 + 0.5133\bar{G}ho - 8.924HR + 2647.32 \frac{S}{dj} - 34.604Ta + 31.202Tsol \quad | (82)$$

Ces modèles ont été confrontés aux valeurs réellement mesurées sur plusieurs sites, du point de vue écart relatif moyen, le modèle de Hussein conduit à des résultats meilleurs, dont l'erreur ne dépasse pas les 8.5% pour tous les sites, suivis par le modèle de Garg dont l'écart ne dépasse pas les 11.5 %. Les autres modèles conduisent à des résultats qui dépendent des saisons et parfois des mois de l'année pour être en bonne concordance avec les valeurs mesurées. Ces modèle sous-estiment ou surestiment l'irradiation globale.

### **8.6 RAYONNEMENT QUOTIDIEN MOYEN SUR DES SURFACES INCLINEES**

Pour le procédé de conception du processus solaire, nous avons besoin également du rayonnement quotidien moyen mensuel sur la surface inclinée. La procédure pour calculer Gt moyen, celui est obtenu en additionnant la contribution du rayonnement direct, les composants du rayonnement diffus, et le rayonnement réfléchi par le sol de la terre. La première méthode est celle de Liu & Jordan (1962) et prolongée par Klein (1977), qui est largement utilisée. Pour cette méthode le rayonnement diffus et réfléchi

par le sol sont supposés isotrope. L'ensoleillement moyen sur une surface inclinée est donné par l'expression suivante [3, 18] :

$$\bar{G}t = \bar{G}h \left( 1 - \frac{\bar{D}h}{\bar{G}h} \right) \bar{R}b + \bar{D}h \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \bar{G}h \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad | (83)$$

La ration du rayonnement moyenne quotidien direct sur une surface inclinée à celui d'une surface horizontale pour le mois est  $\bar{R}b$  qui est égal à  $\frac{\bar{B}}{Bh}$  il est en fonction de la transmittance de L'atmosphère, mais Liu et Jordan suggèrent qu'ils puissent l'estimer par la relation suivante pour les surfaces inclinées de l'hémisphère nord et orientées vers l'équateur.

$$\bar{R}b = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cos \delta \sin \Omega l + \frac{\pi \Omega' l}{180} \sin(\varphi - \beta) \sin \delta}{\cos \varphi \cos \delta \sin \Omega l + \frac{\pi \Omega' l}{180} \sin \varphi \sin \delta} \quad | (84)$$

$\Omega' l$  est l'angle horaire du lever du soleil pour une surface inclinée pour le jour moyen du mois, qui est donnée par :

$$\Omega' l = \min \left[ \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \right. \\ \left. \cos^{-1}(-\tan(\varphi - \beta) \tan \delta) \right] \quad | (85)$$

## **9. EFFET DE MASQUE**

Dans la conception des systèmes d'énergie solaire, il est souvent nécessaire d'estimer la possibilité de l'effet de masque sur les capteurs solaires. Du fait que Les capteurs solaires (photovoltaïques ou thermiques) sont habituellement disposés en un certain nombre de rangées orientées en plein sud vers l'équateur (hémisphère nord) sur un plan horizontal. Sous certaines contraintes topographiques ou d'autres considérations, le champ des collecteurs peut être obstrué ou occulté des rayons du soleil à un moment donné pendant le jour, parfois la surface de l'emplacement réservé à l'installation du champ des capteurs solaires est limité, à pour incidence la réduction de l'espace entre les rangs du champ. Par conséquent dans cet arrangement, un collecteur dans une rangée projettera son ombre sur la rangée adjacente pendant le jour, de ce fait diminuant la quantité d'énergie collectée. La quantité d'ombrage dépend de l'espacement entre les collecteurs, et de la taille des collecteurs, de la longueur de rangée, de l'angle d'inclinaison et de latitude de l'endroit.

Pour un champ occulté, l'ombre sur le collecteur dépend de la taille de l'obstacle, la distance entre le masque et le collecteur et l'azimut du masque. En plus de l'effet de la nuance sur l'insolation directe reçue par les collecteurs, les positions relatives des collecteurs affectent également le rayonnement diffus et le rayonnement global. Habituellement, l'effet de l'ombre est davantage prononcé dans les systèmes photovoltaïques ainsi que les systèmes thermiques, en raison d'énergie recueillie. D'ailleurs, et pour la même raison, la variation de l'ombre et sa forme pendant le jour peuvent considérablement affecter la performance du système photovoltaïque ou thermique.

**9.1 L'OMBRE D'UN OBSTACLE VERTICAL**

La figure 4 montre les composantes de l'ombre d'un obstacle de longueur H incliné d'un angle  $\mu$  et d'azimut  $\alpha$ . Le soleil est à altitude d'angle h et d'azimut a.

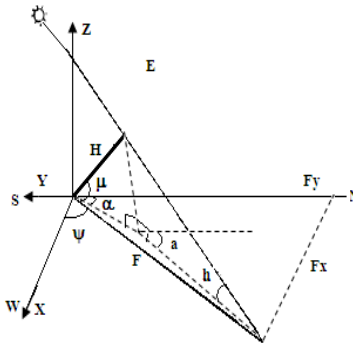


Figure13 : l'ombre d'un obstacle incliné

Les composantes de l'ombre de longueur F est donnée par :

$$F_x = H (\cos \mu \sin \alpha + \sin a \cot \text{ang } \beta \sin \mu) \quad | (86)$$

$$F_y = H (\cos \mu \cos \alpha + \cos a \cot \text{ang } \beta \sin \mu) \quad | (87)$$

$$\psi = \arctan \frac{F_x}{F_y} \quad | (88)$$

Pour un obstacle incliné et orienté en plein sud vers l'équateur, les composantes de son ombre dérivent des équations ci-dessus, montré dans la figure 4 :

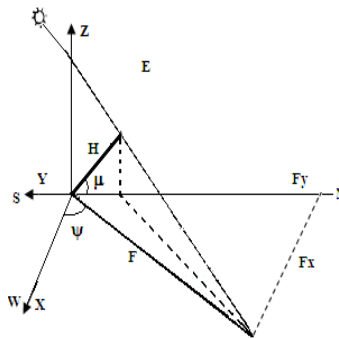


Figure14 : l'ombre d'un obstacle incliné

Les composantes de l'ombre sont :

$$F_y = H \cos \mu + \frac{H \sin \mu \cos a}{\tan h} \quad F_x = \frac{H \sin \mu \sin a}{\tan h} \quad | (89)$$

**9.2 PROJECTION DE L'OMBRE D'UN OBSTACLE SUR UN PLAN INCLINE**

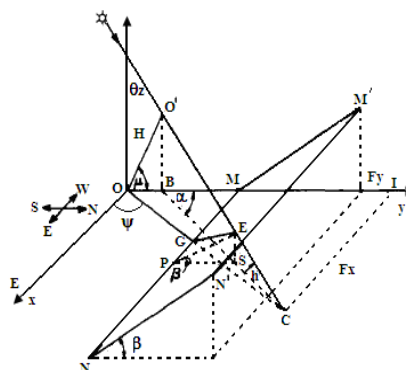


Figure15 : Projection de l'ombre d'un obstacle sur un plan incliné

Un obstacle (pieu, pal, piquet) de la longueur A (fig. 6) dans le plan ZY, incliné d'angle  $\mu$  projette son ombre sur un capteur incliné MM'NN' placé à la distance OM = R. Le capteur est perpendiculaire au plan ZY et est incliné d'un angle  $\beta$  par rapport au plan XY. Les composants d'ombre de l'objet sur plan XY sont IC = Px et Ol = Py, et son ombre sur le capteur est EG. Les coordonnées du point E sont déterminées à partir de l'intersection de trois plans MM'N'N', BCO' et OCO', leurs équations sont respectivement :

$$z = (y - R)\tan\mu \quad X = \frac{F_x(y - H \cos \beta)}{F_y - H \cos \beta} \quad Y = R + \frac{Z}{\tan \mu} \quad | (90)$$

Les coordonnées du point E sont obtenues en résolvant les équations ci-dessus. Qui donnent les expressions suivantes [19, 20] :

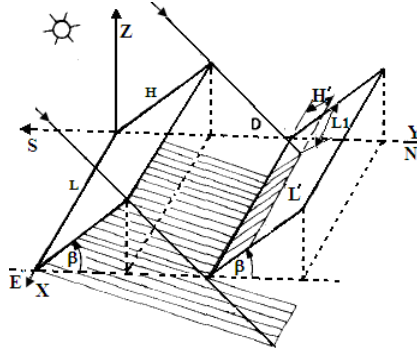
$$Z = H \sin \mu \tan \mu \frac{F_y - R}{(F_y - H \cos \mu) \tan \mu + H \sin \mu} \quad | (91)$$

$$Y = R + \frac{Z}{\tan \mu} \quad | (92)$$

$$X = \frac{F_x(F_y - H \cos \beta)(Z + (R - H \cos \mu) \tan \beta)}{(F_y - H \cos \beta) \tan \beta} \quad | (93)$$

### 9.3 COLLECTEUR ORIENTE EN PLEIN SUD VERS L'EQUATEUR

La figure 7 montre deux capteurs espacés d'une longueur D et l'ombre projeté par le premier capteur sur le second. La largeur, la longueur et la surface de d'ombre projeté sont déterminés à partir des équations indiquées en haut.



La largeur H' de l'ombre projeté sur le second capteur [19, 20, 21] :

$$H' = H \left( 1 - \frac{D + H \cos \beta}{F_y} \right) \quad H' = H \left( 1 - \frac{D + H \cos \beta}{H \cos \mu + \frac{H \sin \mu \cos a}{\tanh}} \right) \quad | (94)$$

La longueur de l'ombre le long de la ligne du capteur :

$$L' = L - L1 = L - \left( 1 - \frac{D + H \cos \beta}{F_y} \right) F_x \quad L' = L - L1 = L - \left( 1 - \frac{D + H \cos \beta}{H \cos \mu + \frac{H \sin \mu \cos a}{\tanh}} \right) F_x \quad | (95)$$

La surface de l'ombre couvrant une partie du capteur solaire est donnée par le produit de la largeur et de la longueur du l'ombre projeté sur le capteur pendant un moment de la journée:

$$S = L' . H' \quad | (96)$$

La quantité sans dimension s est la surface relative de l'ombre, qui peut être obtenu par les longueurs relatives suivantes:

La longueur relative de l'ombre :

$$l = \frac{L'}{L} \quad | (97)$$

La largeur relative de l'ombre : 
$$h = \frac{H'}{H} \quad | (98)$$

D'où s :

$$s = \frac{L \cdot H'}{HL} = l \cdot h \quad | (99)$$

#### **9.4 CALCUL DU RAYONNEMENT SUR UN PLAN INCLINE OMBRE**

Le rayonnement direct sur la surface d'un plan incliné ombré, une partie de la surface du plan est occulté du rayonnement solaire, le rayonnement solaire sur la partie non ombré pendant le moment d'ombrage est donnée par [24, 25, 26] :

$$B(\beta, \alpha) = B_n \cos \theta (1 - s) \quad B(\beta, \alpha) = R_b B_h (1 - s) \quad | (100)$$

Par conséquent, l'insolation diffuse pour un ciel isotrope sur un capteur ombré est exprimée par la relation suivante :

$$D = D_h \cos^2 \frac{\beta}{2} - D_h \sin \beta \left( 0.5(d^2 + 1)^{1/2} - d \right) \quad | (101)$$

Avec d est la distance relative entre les capteurs donnée par la relation suivante :

$$d = \frac{D}{H \cos \beta} \quad | (102)$$

Le premier terme de cette relation est le rayonnement diffus sur la partie non ombré du capteur et le second terme représente l'insolation diffuse de la partie obscurcie du capteur par le collecteur, qui le précède.

L'ensoleillement diffus pour un ciel anisotrope isotrope sur un capteur ombré est exprimé par la relation suivante :

$$D = ff D_h \cos^2 \frac{\beta}{2} - D_h \sin \beta \left( 0.5(d^2 + 1)^{1/2} - d \right) \quad | (103)$$

Dans cette relation le facteur ff présente la fraction du rayonnement diffus pour un ciel anisotrope, qui est dû à la zone avoisinante du disque solaire (auréole du soleil) et celle provenant de l'horizon. Ce facteur est indiqué aux modèles décrits précédemment dans le cas d'un ciel anisotrope.

#### **CONCLUSION**

La production d'énergie des systèmes photovoltaïque dépend de l'énergie solaire incidente sur leurs surfaces captatrices donc il est nécessaire de développer des modèles de prédiction de l'ensoleillement qui engendre les paramètres du lieu (site). Dans ce chapitre, sont présenté les différents modèles d'évaluation de l'éclairement en un site donnée afin de prédire la rentabilité du site visé à vis de l'installation d'un tel système.

## REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Jimmy Royer, Thomas Djiako, Eric Schiller Bocar Sada Syle “ pompage photovoltaïque ”, Éditions MultiMondes Québec CANADA, PP29
- [2] Zekai ,Sen “Solar Energy Fundamentals and Modeling Techniques”, 2008 Springer-Verlag London Limited, PP73, 74, 77, 87, 89
- [3] John A. Duffie, William A. Beckman, “Solar engineering of thermal processes”, John Wiley & sons, Inc. second edition 1991, p 5 10 13-15, 25, 39-40, 43, 77, 83, 87, 95-98, 109.
- [4] Roger A. Messenger Jerry Ventre, “Photovoltaic Systems Engineering”, CRC press Second edition, pp 26
- [5] Soteris Kalogirou , “Solar energy engineering ”, Academic Press is an imprint of Elsevier, Printed in the United States of America, PP 59-61
- [6] T. Muneer C. Gueymard, H. Kambezidis, “Radiation and Daylight Models ”, Elsevier Butterworth-Heinemann Second edition 2004, pp 13-17
- [7] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey “Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications ”, RSC Energy Series Delhi, India
- [8] H.C. Hottel, “Performance of Flat Solar Energy Collectors in Space Heating”, P. Course Symposium, M.I.T. Press, Cambridge, 1954.
- [9] H. Heywood, “Operating Experience with Solar Water Heating”, Journal of the Industrial Heat Ventilation Engineering, Vol. 39, pp. 63 – 69, 1971.
- [10] G. Lewis, “Optimum sizing on a Collector for a Domestic Water Heating System”, Solar and Wind Technology, Vol. 4, N°3, pp. 411 - 414, 1987.
- [11] P. Kern and I. Harris, “On the Optimum Tilt of Solar Collector”, Solar Energy, Vol. 17, N°2, pp. 92 – 112, 1975.
- [12] M.M. Kassaby, “Monthly and Daily Optimum Tilt Angle for South Facing Solar Collectors, Theoretical Model, Experimental and Empirical Correlations”, Solar and Wind Technology, Vol. 5, pp. 589 – 596, 1988.
- [13] P. Baltas, M. Tortoreli and P.E. Russell, “Evaluation of Power Output for Fixed and Step Tracking Photovoltaic Arrays», Solar Energy, Vol. 32, N°2, pp. 147 – 163, 1986.
- [14] B.Y.H. Liu and R.C. Jordan, “The Interrelationship and Characteristic Distribution of Direct, Diffuse and Total Solar Radiation”, Solar Energy, Vol. 4, N°1, 1960.
- [15] D.G. Erbs, S.A. Klein and J.A. Duffie, “Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation”, Solar Energy, Vol. 28, N°4, pp. 293 – 302, 1982.
- [16] M. Collares-Pereira and A. Rabl, “The Average Distribution of Solar Radiation Correlations between Diffuse an Hemispherical Ans between Daily and Hourly Insolation Values”, Solar Energy, Vol. 22, pp. 155 – 164, 1978.
- [17] RETScreen® International, “ Analyse de projets d'énergies propres ”,  
[www.retscreen.net](http://www.retscreen.net)
- [18] D.G. Kerbs, S.A. Klein and J.A. Duffie, “ Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-Average Global Radiation”, Solar Energy, Vol. 28, N°4, pp. 293 – 302, 1982.

- [19] A.A.M. Sayigh, "Solar Energy Engineering", Academic Press, INC (London) LTD, 1977.
- [20] H.P. Garg and S.N. Garg, "Prediction of Global Solar Radiation from Bright Sunshine Hours and Other Meteorological Data", Energy Conversion and Management, Vol. 23, N°2, pp. 113 – 118, 1983.
- [21] M. Hussain, "Estimation of Global and Diffuse Irradiation Form Sunshine Duration and Atmospheric Water", Vapor Content, Vol. 33, N°2, pp. 217 – 220, 1984.
- [22] A.S. Sambo, "Empirical Models for the Correlation of Global Solar Radiation with Meteorological Data for the Northern Nigeria", Solar Energy, Vol. 3, N°2, pp. 89 – 93, 1986.
- [23] W.E. Alnaser, "New Model to Estimate the Solar Global Irradiation using Astronomical and Meteorological Parameters", Renewable Energy, Vol. 3, N°2/3, pp. 175 – 177, 1993.
- [24] Barra, M. Conti, E. Santamata, R. Scarmozzino and R. Visentin, "Shadow effect in a large-scale solar power plant", Sol, Energy, 19 (1977) 759 - 762.
- [25] J. Appelbaum and J. Bany, "Shadow effect of adjacent solar collectors in large-scale systems", Sol. Energy, 23 (1979) 497 - 507.
- [26] E. K. Stefanakos, D. Y. Goswami, A. Y. Hassan and W. Collis, "Effect of row-to-row shading on the output of flat-plate south facing photovoltaic arrays", Solar Engineering 1986, Proc. ASME Solar Energy Conf., Anaheim, CA, April, 1986, American Society of Mechanical Engineers, New York, 1986, pp. 163 - 174.

## **CHAPITRE III**

### **MODÉLISATION PHOTOVOLTAÏQUE**

#### **1. INTRODUCTION**

La modélisation mathématique des phénomènes physique d'origine photovoltaïque est primordiale, permet de caractériser le comportement d'un système photovoltaïque, depuis les organes de captation jusqu'aux organes de restitution de l'énergie, afin d'établir une relation directe entre les différents composants du système et d'introniser un rapport entre l'énergie produite par l'installation et la demande énergétique et de prévoir les caractéristiques de chaque partie du système en fonction des données météorologiques.

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différents modèles de simulation des panneaux solaire (cellules solaires), suivi d'une étude détaillée du modèle standard d'une diode. Ainsi que les méthodes expérimentales d'évaluations des cinq paramètres du modèle, plus deux autres nouvelles méthodes analytiques dédiées à l'estimation de ces paramètres. La détermination de ces paramètres est essentielle pour le développement et la performance d'analyse d'un tel équipement, également les modèles de la puissance générée par un module photovoltaïque ou un ensemble de modules connectés entre eux et d'un système PV.

#### **2. MODÉLISATION DE LA CHAÎNE DE PRODUCTION**

##### **MODÉLISATION COURANT TENSION D'UNE CELLULE SOLAIRE**

La modélisation de l'unité de base du système de conversion photovoltaïque, c'est-à-dire la cellule solaire est présentée par sa caractéristique I-V.

##### **2.1 MODELE D'UNE DIODE**

Le circuit équivalent d'une cellule solaire est idéalisé par une diode de jonction P-N par une source de courant  $I_{ph}$ , une résistance série  $R_s$  modélise les pertes par effet joule, qui sont dues à une série de résistances causée par la résistivité du matériau semi-conducteur, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice et le courant collecté par le bus, la valeur habituelle de cette résistance est très petite de quelque dixième d'ohms, reflète directement la qualité de fabrication des cellules PV et une résistance parallèle  $R_p$  représente les pertes internes, ou le courant de fuite à travers la diode de Shockley. En d'autres termes Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photo-courant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. En employant la loi du Kirchhoff au circuit équivalent ci-dessous Fig.1 pour trouver le rapport entre le courant de sortie  $I$  et la tension de sortie  $V$  aux bornes de la résistance de charge  $R_c$ :



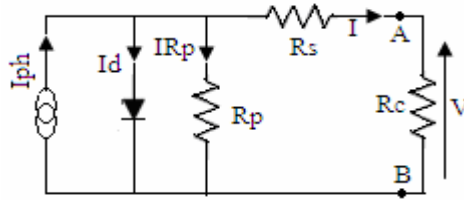


Fig. 1 : Circuit équivalent d'une cellule solaire, modèle d'une diode

L'équation suivante fournit la relation entre le courant I et la tension V, [1, 2, 3, 4, 5, 6] :

$$I = I_{phc} - I_{sc} \left( \exp\left(\frac{V + R_{sc}I}{ac}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_{sc}I}{R_{pc}} \quad (1)$$

$I_{sc}$  (A) est le courant d'obscurité des porteurs minoritaires (saturation).

$I_{phc}$  : le photo-courant généré par la cellule PV.

$ac = \frac{AkTV}{q}$  (volts), présente le potentiel thermique.

q : la charge électrique élémentaire  $1.607 \cdot 10^{-19}$  C

A : coefficient d'idéalité de la cellule dépendant du matériau.

K : constante de Boltzmann =  $1.3806503 \cdot 10^{-23}$  J/K

T : est la température en degré Kelvin

$R_{sc}$ : Résistance série ( $\Omega$ ).

$R_{pc}$ : Résistance parallèle (shunts) ( $\Omega$ ).

## 2.2 MODELE DE DEUX DIODES

Dans ce modèle une diode supplémentaire est mise en parallèle au circuit du modèle simple d'une diode Fig.2. Cette diode est incluse pour fournir une courbe caractéristique I-V bien plus précise, qui prend en compte la différence dans l'écoulement du courant aux basses valeurs courantes dues à la recombinaison de charges dans la région de la zone de charge d'espace du semi-conducteur. Alors la diode D1 modélise la diffusion des porteurs dans la base et l'émetteur. Son influence sera d'autant plus grande que le matériau présentera une bonne longueur de diffusion. Par contre la diode D2 modélise la génération/recombinaison des porteurs dans la zone de charge d'espace.

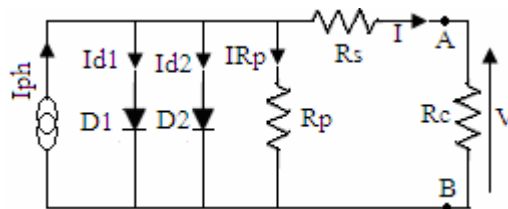


Figure2 : Circuit équivalent d'une cellule solaire, modèle de deux diodes

Le courant délivré à la charge sous une tension V est donné par la relation [3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12] :

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left( \exp\left(\frac{V + R_{sc}I}{ac_1}\right) - 1 \right) - I_{s2} \left( \exp\left(\frac{V + R_{sc}I}{ac_2}\right) - 1 \right) - \frac{V + R_{sc}I}{R_{pc}} \quad (2)$$

Ce modèle à deux diodes est plus exact que le modèle simple d'une diode mais en raison de la difficulté de la résolution de l'équation du courant, le modèle simple d'une diode est préféré.

$I_{s1}$  (A) : courant d'obscurité de la première diode.

$I_{s2}$  (A) : courant d'obscurité de la deuxième diode.

$a_{c1} = \frac{A_1 kTV}{q}$  (volts) la tension thermique au niveau de la diode D1

$a_{c2} = \frac{A_2 kTV}{q}$  (volts) la tension thermique au niveau de la diode D2

$A_1$  : Coefficient d'idéalité de la diode D1.

$A_2$  : Coefficient d'idéalité de la diode D2.

### **2.3 MODULE PHOTOVOLTAÏQUE**

La cellule photovoltaïque élémentaire constitue un générateur électrique de très faible puissance au regard des besoins de la plupart des applications domestiques ou industrielles. En effet, une cellule élémentaire de quelques dizaines de centimètres carrés délivre au maximum quelques watts sous une tension très faible, par principe, puisqu'il s'agit d'une tension de jonction. Les générateurs photovoltaïques sont, par conséquent, réalisés par association d'un grand nombre de cellules élémentaires. Ces cellules sont commercialisées sous la forme de modules photovoltaïques sont associées généralement en série pour élever la tension. Ces cellules élémentaires sont issues de la même technologie et de caractéristiques identiques. Suivant les besoins de l'utilisation, ces modules sont ensuite associés en réseau série parallèle de façon à obtenir la tension et le courant désirés. Cette association doit être réalisée en respectant des critères précis, en raison des déséquilibres apparaissant dans un réseau de photopiles en fonctionnement. En effet, bien que les cellules choisies théoriquement soient identiques mais les nombreuses cellules qui constituent le générateur présentent des caractéristiques différentes du fait des dispersions de construction inévitables, mais aussi d'un éclairage et d'une température non uniformes sur l'ensemble du réseau. La mise en place de dispositifs de protection efficaces contre les effets négatifs de ces déséquilibres sur le comportement et la fiabilité doit être prévue. Une voie de développement complémentaire à celle des modules a consisté à augmenter la surface de captage du rayonnement solaire sans augmenter celle des cellules avec les générateurs à concentration de flux solaire. Séduisant a priori par l'économie de matériau photovoltaïque ainsi obtenue, ce type de générateur s'est révélé décevant par les difficultés de mise en oeuvre qu'il implique, liées à la température élevée atteinte par le matériau photovoltaïque qui entraîne une chute de rendement, une baisse de fiabilité d'où la nécessité de les refroidir. Quelle que soit sa constitution, le générateur photovoltaïque se manifeste pour l'ingénieur comme un générateur électrique particulier dont la mise en oeuvre efficace passe par une bonne connaissance de ses propriétés et de nombreux modèles décrivant son comportement ont été développés. Dans ce paragraphe consacré au générateur photovoltaïque, nous nous proposons de développer les différents aspects concernant sa constitution, sa modélisation et sa mise en oeuvre pour en effectuer une utilisation optimale.

### 3. MODÈLE ELECTRIQUE D'UN MODULE

#### 3.1 MODÈLE D'UNE DIODE ET DEUX DIODES

Afin d'augmenter la puissance, les cellules sont généralement associées en série pour former un module photovoltaïque ainsi pour obtenir la tension adéquate de fonctionnement. L'équation terminale de la caractéristique courant-tension d'un module est déduite du modèle implicite d'une diode d'une cellule solaire et celui de deux diodes:

Modèle d'une diode [5] :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (3)$$

Modèle de deux diodes [7] :

$$I = I_{phc} - I_{sc1} \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{a_1}\right) - 1 \right) + I_{sc2} \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a_2}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4)$$

La résistance série et parallèle d'un module sont :

$$R_s = nsR_{sc} \quad R_p = nsR_{pc} \quad (5)$$

$$a = \frac{nsAkTV}{q} (V) \text{ la tension thermique}$$

Où ns désigne le nombre de cellules connectées en série.

Prenons compte que la valeur de la résistance série des modules solaires est très faible devant la valeur de la résistance parallèle Rp, l'équation caractéristique du courant et de la tension à la sortie des modules se réduit à la forme suivante :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right) - \frac{V}{R_p} \quad (6)$$

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{a_1}\right) - 1 \right) + I_{s2} \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a_2}\right) - 1 \right) - \frac{V}{R_p} \quad (7)$$

Si la résistance parallèle Rp est infinie, ses deux modèles sont ramenés à [5] :

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right) \quad (8)$$

$$I = I_{ph} - I_{s1} \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{a_1}\right) - 1 \right) + I_{s2} \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a_2}\right) - 1 \right) \quad (9)$$

Dans le cas des modules photovoltaïques à base du silicium monocristallin leurs résistances parallèles Rp ont souvent des valeurs très élevées, parfois, on utilise ces deux derniers modèles.

### 3.2 MODÈLE EXPLICITE

Ce modèle à besoin de quatre paramètres d'entrés, le courant du court-circuit  $I_{cc}$ , tension de circuit ouvert  $V_{co}$ , le courant et la tension maximaux de fonctionnement  $I_m$  et  $V_m$ . Ce modèle a été développé par Borowy et Salameh en (1996). La relation entre le courant et la tension aux bornes de la charge est donnée par [13, 14, 15] :

$$I = I_{cc} \left( 1 - C1 \left( \exp \left( \frac{V}{C2V_{co}} \right) \right) - 1 \right) \quad (10)$$

Les paramètres  $C1$  et  $C2$  sont comme suit :

$$C1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \exp \left( \frac{-V_m}{C2V_{co}} \right) \quad \text{et} \quad C2 = \frac{\frac{V_m}{V_{co}} - 1}{\ln \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad (11)$$

### 3.3 MODÈLE CENERG

Ce modèle a été développé par le Centre énergétique, qui se base sur le modèle d'une diode. Un bilan électrique sur le schéma de la Fig 1 permet d'établir une expression donnant le courant  $I$  en fonction de la tension  $V$  disponible aux bornes du capteur [16]:

$$I = P1G(1 + P2(G - G_o) + P3(T_c - T_{réf})) - \left( P4T_c^3 \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} - \frac{E_g}{KT_c} \right) \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (12)$$

$G$  : rayonnement incident ( $W/m^2$ )

$T_c$  : température de jonction du capteur PV

$P1, P2, P3, P4$ : paramètres à déterminer expérimentalement

$G_o$  : rayonnement de référence ( $1000 W/m^2$ )

$E_g$  : bande d'énergie

## 4. LES PARAMETRES D'UN MODULE PV AUX CONDITIONS DE REFERENCE

Pour évaluer les cinq paramètres de l'Eq (1) du modèle d'une diode, cinq informations indépendantes sont nécessaires. En général, ces cinq paramètres sont des fonctions du rayonnement solaire incident sur les cellules solaires et de la température des cellules. Les valeurs de référence de ces paramètres sont déterminées dans des conditions de fonctionnement spécifique, c'est-à-dire dans les conditions standards de qualification des modules solaire ou conditions de référence, sous un éclairement de  $1KW/m^2$  et une température de  $298K$ . Deux paires de courant - tension sont normalement fournies par le fabricant aux conditions standards de référence (CSR); le courant de court-circuit  $I_{cc}$ , la tension de circuit ouvert  $V_{co}$  et le courant et la tension aux points de puissance maximale  $I_m$  et  $V_m$ . En avant une information résulte d'identifier que la dérivée de la puissance au point maximum est nulle. Bien que tous les deux coefficients de température de la tension de circuit ouvert  $\beta$  et le coefficient de la température du courant de court circuit  $\alpha$  soient donnés, qui sont employés quand le module (cellule) est en opération aux conditions autres que les conditions de références. Les cinq paramètres apparaissant dans l'équation (1) correspondant au fonctionnement aux CSR sont indiqués:  $A, I_{sref}, I_{phref}, R_{sref}, R_{pref}$ . Pour déterminer les valeurs de ces

paramètres, les trois paires de données de la caractéristique I-V aux CSR sont substituées dans l'équation (1) ayant pour résultat les équations suivantes.

Condition de court-circuit

$$I_{cc\ ref} = I_{ph\ ref} - I_{s\ ref} \left( \exp \left( \frac{I_{cc\ ref} R_{s\ ref}}{a_{ref\ T}} \right) - 1 \right) - \frac{I_{cc\ ref} R_{s\ ref}}{R_{p\ ref}} \quad (13)$$

I=Iccref V=0

Condition du circuit ouvert

$$I=0 \quad V=V_{coref} \quad 0 = I_{ph\ ref} - I_{s\ ref} \left( \exp \left( \frac{V_{co\ ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right) - \frac{V_{co\ ref}}{R_{p\ ref}} \quad (14)$$

La différence entre l'équation (13) et l'équation (14) ; après certaines approximations, nous donne :

$$I_{cc} = I_{s\ ref} \exp \left( \frac{V_{co\ ref}}{a_{ref}} \right) + \frac{V_{co\ ref}}{R_{p\ ref}} \quad (15)$$

$$I_{s\ ref} = \left[ I_{cc} - \frac{V_{co\ ref}}{R_{p\ ref}} \right] \exp \left( - \frac{V_{co\ ref}}{a_{ref}} \right) \quad (16)$$

Puisque  $I_{cc} > V_{co\ ref} / R_p$ , L'équation (16) peut être simplifiée à l'équation suivante:

$$I_{s\ ref} = \frac{I_{cc}}{\left( \exp \left( \frac{V_{co\ ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right)} \quad I_{s\ ref} = I_{cc} \exp \left( - \frac{V_{co\ ref}}{a_{ref}} \right) \quad (17)$$

Notons que la valeur du courant de court-circuit  $I_{cc}$  et celle du photo-courant  $I_{ph}$  sont très voisines :

$$I_{ph\ ref} = I_{cc\ ref} \left[ 1 + \frac{R_s}{R_p} \right] + I_{s\ ref} \left[ \exp \left( \frac{R_s I_{cc\ ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] \quad (18)$$

$$I_{ph\ ref} \approx I_{cc\ ref} \left[ 1 + \frac{R_s}{R_p} \right] \quad (19)$$

$$I_{ph\ ref} \approx I_{cc\ ref} \quad (20)$$

Au point de la puissance maximale

$$I=I_{mref} \quad V=V_{mref} \quad I_{m\ ref} = I_{cc} - I_{s\ ref} \left( \exp \left( \frac{V_{mref} + I_{mref} R_s}{a_{ref}} \right) - 1 \right) - \frac{V_{mref} + I_{cc} R_s}{R_p} \quad (21)$$

La dérivée de la puissance au point maximal est nulle, fournit l'équation suivante :

$$\frac{d(IV)}{dV} \Big|_{mp} = I_m - V_m \frac{dI}{dV} \Big|_{mp} = 0 \quad (22)$$

Au point maximal de référence :

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{mpref} = - \frac{(a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right) - \frac{1}{Rp_{ref}}}{1 + (a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} Rs_{ref} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right) + \frac{Rs_{ref}}{Rp_{ref}}} \quad (23)$$

Pour tous modules, l'équation (23) est auscultée par l'équation suivante :

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{mpref} = - \frac{(a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right)}{1 + (a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} Rs_{ref} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right)} \quad (24)$$

Donc le ratio entre Im et Vm s'écrit :

$$\frac{Im_{ref}}{Vm_{ref}} = \frac{(a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right)}{1 + (a_{ref})^{-1} I_{s_{ref}} Rs_{ref} \exp\left(\frac{Vm_{ref} + Im_{ref} Rs_{ref}}{a_{ref}}\right)} \quad (25)$$

Ces équations sont valables en d'autres conditions de test

## 5. LA DÉTERMINATION DE LA RÉSISTANCE SERIE ET PARALLELE

La connaissance des paramètres d'un module solaire est essentielle pour la conception, le contrôle de la qualité des modules PV et pour l'évaluation de leur performance. Ces paramètres sont souvent déterminés expérimentalement sous un éclairage et une température donnée.

Diverses méthodes ont été développées et proposées par plusieurs auteurs pour apprécier Rs, Rp, Iph, Is et A [17, 18, 19, 20, 21]. Certaines de ces méthodes impliquent la mesure de la caractéristique I-V sous un ensoleillement et une température donnée ou différents ensoleillements à une température fixe.

[17, 18, 19, 20, 21]. Quelques-uns utilisent les conditions d'obscurité [22, 23, 24,25, 26, 27]. Tandis que d'autres utilisent les conditions d'obscurité et les mesures de courant tension à un éclairage donné. Une technique donnée par Mialhe et autre [28] et bashahu et al. [29] consiste à déterminer le facteur d'idéalité A ou la résistance série Rs. Dans ce but nous donnons quelques méthodes expérimentales, qui permettent la détermination des cinq paramètres du modèle standard d'une diode.

### 5. 1. MÉTHODES EXPERIMENTALES

#### PREMIERE MÉTHODE EXPERIMENTALE

##### 5. 1.1 LA RÉSISTANCE SÉRIE

Une méthode pour obtenir une première bonne estimation de Rs a été proposée par Gow et Manning [2], consiste à différencier le modèle d'une diode, en l'évaluant au voisinage du circuit ouvert et en le réarrangeant en termes de Rs.

Dérivant l'Eq (3), On aboutit à :

$$\frac{dI}{dV} = -I_s \frac{d}{dV} \left( \exp\left(\frac{V + RsI}{a}\right) - 1 \right) - \left[ \frac{1}{Rp} + \frac{d}{dV} \left( \frac{RsI}{Rp} \right) \right] \quad (26)$$

$$\frac{dI}{dV} = \frac{-\frac{I_s}{a} \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) \right) - \frac{1}{R_p}}{1 + \frac{R_s I_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) + \frac{R_s}{R_p}} \quad (27)$$

$$\frac{dV}{dI} = \frac{1 + \frac{R_s I_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) + \frac{R_s}{R_p}}{-\frac{I_s}{a} \left( \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) - 1 \right) - \frac{1}{R_p}} \quad (28)$$

$$\frac{dV}{dI} = \frac{a + R_s I_s \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)}{-I_s \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)} \quad (29)$$

$$\frac{dV}{dI} = -\frac{a}{I_s \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)} - R_s I_s \quad (30)$$

Avec  $a$  représente la tension thermique  $a = nsAVt$  (31)

En utilisant l'équation approximative du courant de saturation donnée à l'Eq (17), on trouve:

$$\frac{dV}{dI} = -\frac{a}{I_{cc} \exp\left(\frac{V - V_{co} + R_s I}{a}\right)} - R_s \quad (32)$$

Réarrangeant l'Eq (32) en termes de  $R_s$  :

$$R_s = -\frac{dV}{dI} - \frac{a}{I_{cc} \exp\left(\frac{V - V_{co} + R_s I}{a}\right)} \quad (33)$$

Au voisinage de  $V_{co}$ ,  $V - V_{co} + R_s I \approx 0$ , donc  $\exp\left(\frac{V - V_{co} + R_s I}{a}\right) \approx 1$ , en conséquence  $R_s$

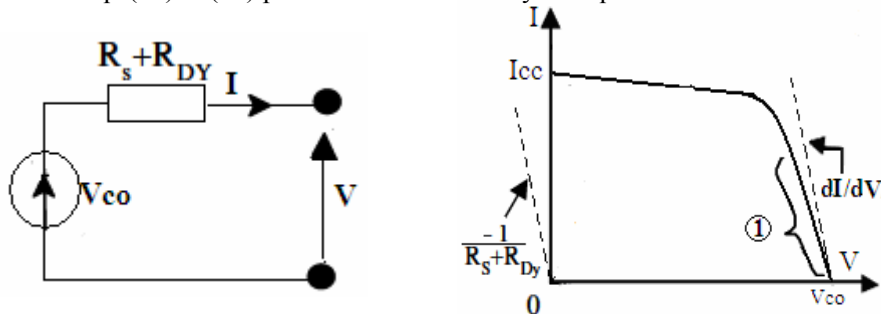
est obtenue par

$$R_s = -\frac{dV}{dI} \Big|_{V \approx V_{co}} - \frac{a}{I_{cc}} \quad (34)$$

Or au voisinage de  $V_{co}$  cette expression prend la forme suivante :

$$R_s = \frac{V_{co} - V}{I} \Big|_{V \approx V_{co}} - \frac{a}{I_{cc}} \quad (35)$$

Le second terme des Eqs (32) et (33) présente la résistance dynamique de la diode :



Circuit électrique équivalent d'un module PV près de circuit ouvert

L'équation de la tension aux bornes de la diode est :

$$V_d = a \log\left(\frac{I_d}{I_s}\right) \quad (36)$$

L'expression de la résistance dynamique est obtenue par dérivation de la relation de  $V_d$  :

$$R_{Dy} = \frac{a}{I_d} \quad (37)$$

Or au point de fonctionnement de la diode le courant  $I_d$  est au voisinage de  $I_{cc}$ , nous obtenons:

$$R_{Dy} = \frac{a}{I_{cc}} \quad (38)$$

L'équation  $R_s$  est aussi déduite à partir de la tension aux bornes de la diode au voisinage de  $V_{co}$  par :

$$R_s = \frac{V_{id} - V|_{V \approx V_{co}}}{I|_{V \approx V_{co}}} \quad (39)$$

Où,  $V_{id}$  est la tension aux bornes de la diode, qui est donnée par :

$$V_{id} = a \log\left(\frac{I_{cc} - I|_{V \approx V_{co}}}{I_s} + 1\right) \quad (40)$$

$$V_{id} = V_{co} + a \log\left(1 - \frac{I|_{V \approx V_{co}}}{I_{cc}}\right) \quad (41)$$

$V$  et  $I$  sont la tension et le courant expérimentaux au voisinage de  $V_{co}$ .

### 5.1.2 LA RÉSISTANCE PARALLELE

Le paramètre présenté par la résistance parallèle contrôle la pente de la caractéristique I-V aux conditions de court circuit. En d'autres termes agit sur la pente à la quelle le module photovoltaïque fonctionne comme un générateur de courant. Si la valeur de  $R_p$  décroît, le courant dans cette région décroît, par contre si la valeur de  $R_p$  est importante, le courant varie qu'au voisinage du point de la puissance maximale. Dans ce dernier cas le modèle d'une diode se simplifie au modèle (8).

Evaluant la dérivée de l'Eq (3) au voisinage de court-circuit  $I_{cc}$  on obtient :

$$-\frac{dV}{dI}|_{V=0} = R_p + R_s \approx R_p \quad (42)$$

La résistance parallèle  $R_p$  peut être estimée à partir du modèle d'une diode et évaluée au voisinage du courant de court-circuit  $I_{cc}$ , nous fournit l'équation suivante :

$$R_p = \frac{V|_{I \approx I_{cc}}}{I_{ph} - I_s(-1 + \exp(\frac{V_{id}|_{I \approx I_{cc}}}{a})) - I|_{I \approx I_{cc}}} \quad (43)$$

Au voisinage de  $I_{cc}$ ,  $\exp\left(\frac{V_{id}}{a}\right)$  est très proche de zéro donc on aura :

$$R_p = \frac{V|_{I \approx I_{cc}}}{I_{ph} - I_s - I|_{I \approx I_{cc}}} \quad (44)$$

Ainsi que  $I_s \ll I_{ph}$  et  $I_s \ll I$ , donc :

$$R_p = \frac{V|_{I \approx I_{cc}}}{I_{ph} - I_s - I|_{I \approx I_{cc}}} \quad (45)$$

Le courant  $I_{ph}$  approximativement égal à  $I_{cc}$ , l'équation (45) :

$$R_p = \frac{V|_{I \approx I_{cc}}}{I_{cc} - I|_{I \approx I_{cc}}} \quad (46)$$



### 5.1.3 ÉQUATION LIANT LES QUATRE PARAMETRES $R_s$ , $R_p$ , $A$ , $I_{cc}$ ET $I_s$ AU COURANT ET LA TENSION DE LA PUISSANCE MAXIMALE

La relation liant les quatre paramètres  $a$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  et  $I_s$  ainsi que  $I_m$  et  $V_m$ , par combinaison des Eqs (1), (21) et (25) on trouve

$$a = \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \left( I_{cc} - I_m - I_s - \frac{V_m + R_s I_m}{R_p} \right) \quad (47)$$

En outre  $I_s$  est très faible devant la déférence des termes dans la deuxième parenthèse, cette équation devient :

$$a = \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_p} \right) \quad (48)$$

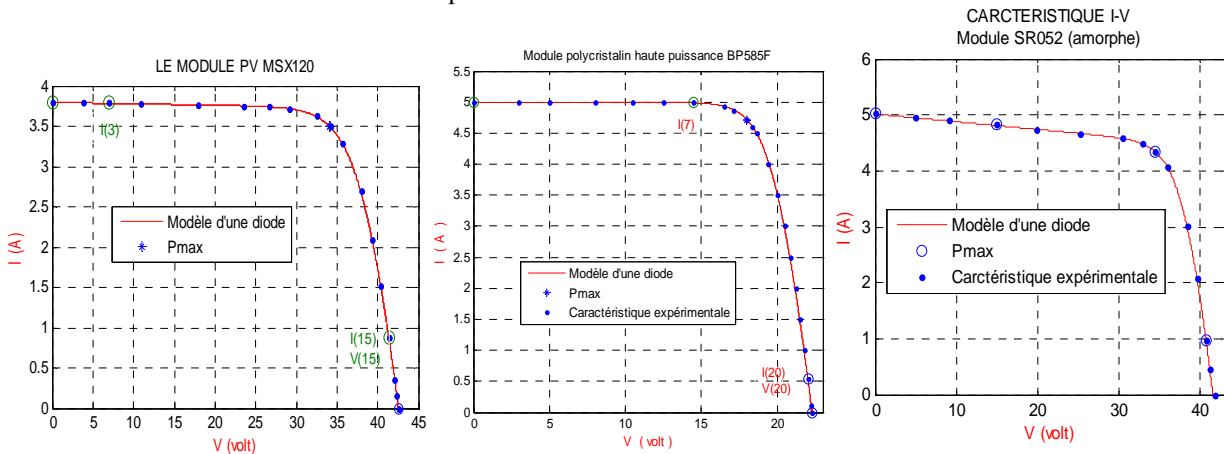
D'autre part on néglige le produit de  $R_s I_m$  devant  $V_m$ , on obtient une équation, qui groupe les trois paramètres la tension thermique  $a$ ,  $R_s$  et  $R_p$

$$a = \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m}{R_p} \right) \quad (49)$$

Le courant et la tension figurant dans les équations de  $R_s$  et  $R_p$  ainsi que  $V_{id}$  sont déterminés expérimentalement au voisinage de  $V_{co}$  pour la résistance série et au voisinage de  $I_{cc}$  pour la résistance parallèle.

En annexe I, nous fournissons un programme numérique dans l'environnement du logiciel Matlab, qui permet l'estimation des valeurs de  $R_s$  et  $R_p$  en variant le facteur d'idéalité de telle manière que les valeurs de la courbe caractéristique coïncident avec les valeurs expérimentales.

Les caractéristiques I-V présentés aux Figs.3 montrent le choix des points expérimentaux de la détermination de la résistance série et parallèle.



Figs. 3 : Point de détermination des résistances  $R_s$  et  $R_p$

### 5.2 DEUXIEME MÉTHODE EXPERIMENTALE

Nous exposons une méthode expérimentale afin de déterminer les valeurs des cinq paramètres  $I_{ph}$ ,  $I_s$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  et  $A$  du modèle d'une diode. En effet cette méthode est basée sur quelques mesures du courant-tension d'un module solaire. Qui seront pris comme suivent, une ou deux mesures au voisinage de courant de court-circuit  $I_{cc}$  pour estimer la résistance parallèle et deux autres mesures afin d'apprécier le restant des paramètres.

Dans la zone (1) présentée sur la Fig. 4 le module (cellule) se comporte comme un générateur de courant car la tension aux bornes de la diode est en dessous de la tension seuil. Dans ce cas-ci, le circuit équivalent électrique peut être assimilé à une source de courant Fig (5). Par conséquent La valeur de Rp peut être déterminée par la pente de la courbe au point d'Icc, l'Eq (40).

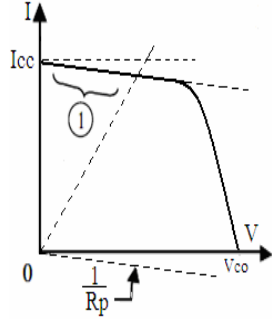


Fig. 4 : Circuit électrique équivalent d'un module PV près de court circuit

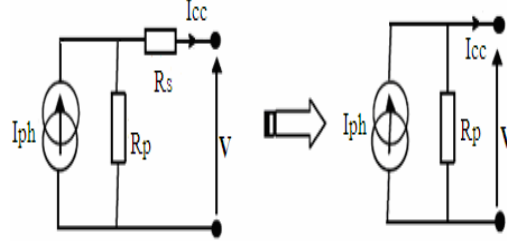


Fig. 5 : le circuit équivalent de mode fonctionnant du module dans la zone 1

Une mesure au voisinage d'Icc fournit le couple (I, V), le courant I et V sont reliés par l'équation du modèle d'une diode :

$$I|_{I_{cc}} = I_{ph} - I_s(\exp(V/a) - 1) - \frac{V}{R_p} \quad (50)$$

Pour I=0 circuit ouvert V= Vco, on a:

$$0 = I_{ph} - I_s(\exp(V_{co}/a) - 1) - \frac{V_{co}}{R_p} \quad (51)$$

Par combinaison de ces deux équations on trouve la relation d'Iph et Is :

$$I_s = \frac{\left( I|_{I_{cc}} + \frac{V|_{I_{cc}}}{R_p} \right)}{-1 + \exp(V_{co}/a)} \quad (52)$$

$$I_{ph} = I|_{I_{cc}} + \frac{V_{co} + V|_{I_{cc}}}{R_p} \quad (51)$$

La résistance Rp est évaluée par ce même couple de mesure (Figs.3).

$$R_p = \frac{V}{(I_{cc} - I)|_{I_{cc}}} \quad (53)$$

Ou bien par deux couples de mesures (I11, V11) et (I22, V22) au voisinage d'Icc.

$$R_p = -\frac{\Delta V}{\Delta I}|_{I_{cc}} = \frac{V_{11} - V_{22}}{I_{22} - I_{11}}|_{I_{cc}} \quad (54)$$

Deux autres mesures au voisinage de Vco, (I1, V1) et (I2, V2) permettent de déterminer la tension thermique a et la résistance série (Figs.3).

L'équation donnant la valeur de la tension thermique :

$$a = \frac{V_{co}(I_2 - I_1) + (V_2 I_1 - V_1 I_2)}{I_2 \log \left( \frac{I_{cc} - I_1 - \frac{V_1}{R_p}}{I_{cc}} \right) - I_1 \log \left( \frac{I_{cc} - I_2 - \frac{V_2}{R_p}}{I_{cc}} \right)} \quad (55)$$

L'équation donnant la valeur de la résistance série:

$$R_s = \frac{\left[ V_{co} - V_1 + aI_2 \log \left( \frac{I_{ph} - I_1 - \frac{V_1}{R_p}}{I_{cc}} \right) \right]}{I_1} \quad (56)$$

Ou par:

$$R_s = \frac{\left[ V_{co} - V_2 + aI_1 \log \left( \frac{I_{ph} - I_2 - \frac{V_2}{R_p}}{I_{cc}} \right) \right]}{I_2} \quad (57)$$

### 5.3 COMPARAISON ENTRE LES DEUX MÉTHODES

Des mesures sont réalisées au laboratoire sur des minis modules de différents types de cellule solaires, Deux modules de quatre cellules et un module de huit cellules solaires et des mesures prélevées sur des courbes données par les fabricants de certains modules aux conditions de référence. Les valeurs calculées des cinq paramètres de chaque module sont énumérées aux Tableaux 1 et 2.

Tableau 1 : Spécifications électriques des modules

	E=1KW/m2, T=300K		CTS (1KW/m2, 298K)	
	Mini module (no1)	Mini module (no2)	MSX120	SR052
	4 cellules	8 cellules		
I <sub>cc</sub> (A)	0.2301	0.07	3.87	5.02
V <sub>co</sub> (V)	1.95	4.5	42.1	41.8
I <sub>m</sub> (A)	1.996	0.0649	3.56	34.5
V <sub>m</sub> (V)	1.4	3.46	33.7	4.35

Tableau 2 : Valeurs des cinq paramètres calculées par les deux méthodes

Mini module (n°2) 8 cellules monocristallines	I <sub>ph</sub> (A)	I <sub>s</sub> (A)	R <sub>s</sub> (Ω)	R <sub>p</sub> (Ω)	A
Première méthode	0.0702	1.2236 10 <sup>-9</sup>	4.5530	20946	1.1900
Deuxième méthode	0.0702	1.1816 10 <sup>-9</sup>	4.7092	19250	1.1878
Mini module (n°1) 4 cellules monocristallines	I <sub>ph</sub> (A)	I <sub>s</sub> (A)	R <sub>s</sub> (Ω)	R <sub>p</sub> (Ω)	A
Première méthode	0.2305	1.5929 10 <sup>-5</sup>	0.8700	3800	1.7950
Deuxième méthode	0.2306	1.2550 10 <sup>-5</sup>	0.9011	3900	1.8721

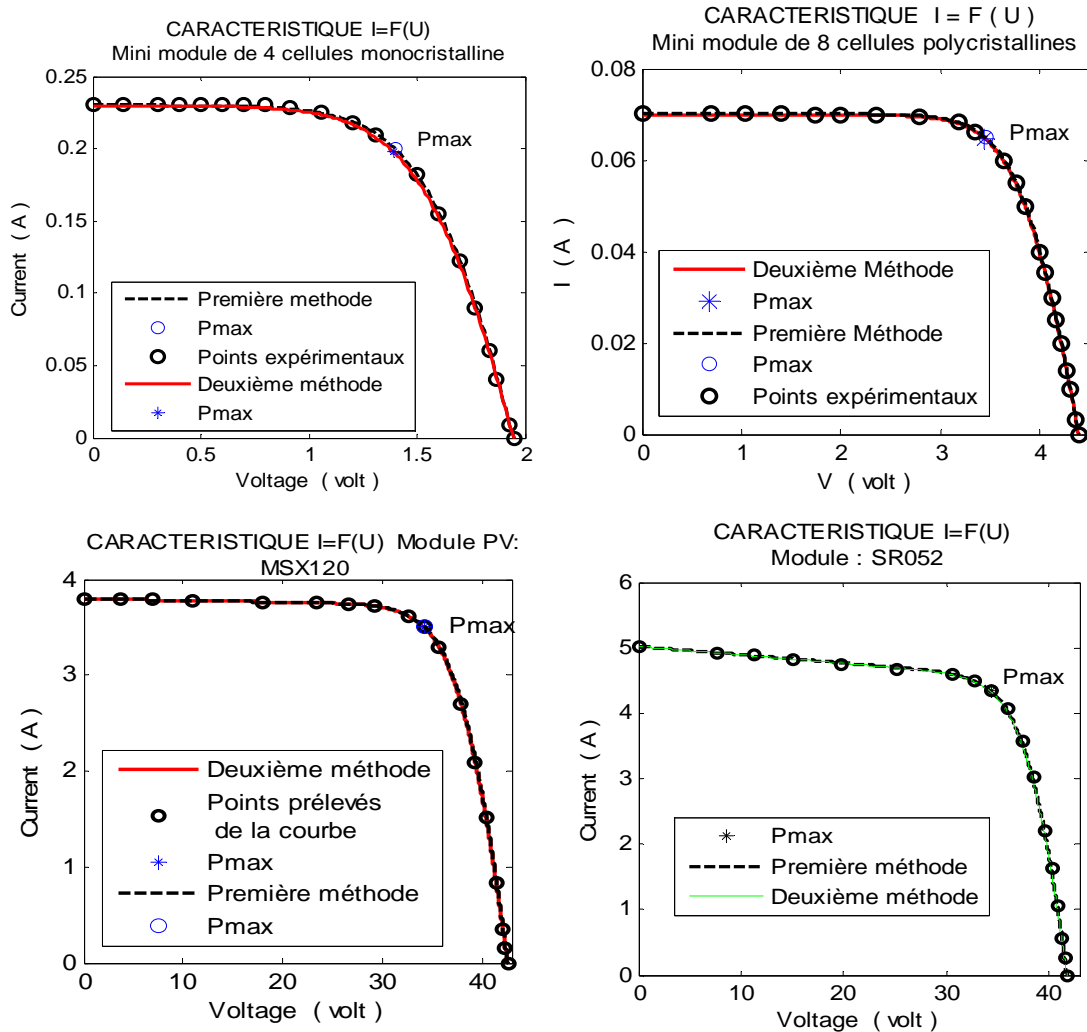
  

Module MSX120	I <sub>ph</sub> (A)	I <sub>s</sub> (A)	R <sub>s</sub> (Ω)	R <sub>p</sub> (Ω)	A
Première méthode	3.8722	1.3000 10 <sup>-8</sup>	0.6634	589.8347	1.1713
Deuxième méthode	3.8727	1.2985 10 <sup>-8</sup>	0.6888	603.4483	1.1733

Module SR052	$I_{ph}$ (A)	$I_s$ (A)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	A
Première méthode	5.0825	$2.3843 \cdot 10^{-10}$	0.4598	71.5190	1.7500
Deuxième méthode	5.6307	$1.867510^{-10}$	0.4834	71.9231	1.7726

### 5.3.1 CARACTÉRISTIQUE I-V DES TESTS

Les Figs montrent la comparaison entre les caractéristiques I - V des modules évalués par les cinq paramètres calculés par les deux méthodes et aux courbes expérimentales et ceux publiées par les fabricants.



Figs 6 : Courbes I-V évaluées par les cinq paramètres calculés par les deux méthodes.

Les valeurs reportées aux Tableaux 1 et 2 calculées par les deux méthodes présentent une légère différence entre eux. Les Figs.6 exposent les courbes I-V tracées par les paramètres calculés par les deux méthodes. Les Figs.6 montrent que les caractéristiques I-V sont presque confondues, c.à.d, que les caractéristiques I-V peuvent être évaluées par les deux méthodes, la faible différence entre les paramètres n'a aucune influence sur les courbes I-V, c.à.d, sur l'évaluation du courant I à une tension V.

### 5.4 TROISIEMES METHODE EXPERIMENTALE DE DÉTERMINATION DE LA RÉSISTANCE RS

Si l'on dispose de deux courbes tracées pour des intensités lumineuses différentes, on peut en déduire d'une manière acceptable la résistance série. La méthode a été suggérée par Swanson dès 1960, a été décrite par Martin Wolf et Hans Rauschenbach (Solar cells, IEEE, 1976) [6] et est représentée sur la Fig.7.

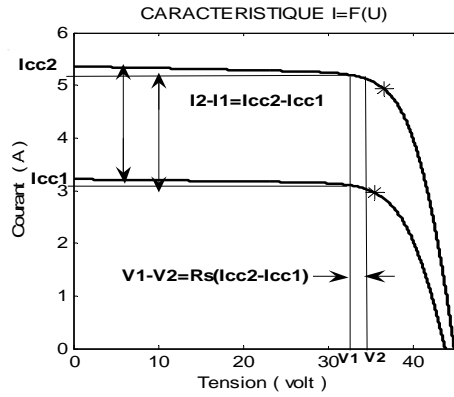


Fig. 7 : Méthode expérimentale de mesure de la résistance série par variation de l'éclairement.

Les courants I2 et I1 sont choisis sur les deux courbes correspondants aux tensions V2 et V1 légèrement plus grand que Vm2 et Vm1 présentées aux points bleu sur les caractéristiques I-V.

La différence des courants

$$\Delta I = I2 - I1 \tag{58}$$

La différence des tensions

$$\Delta V = V2 - V1 \tag{59}$$

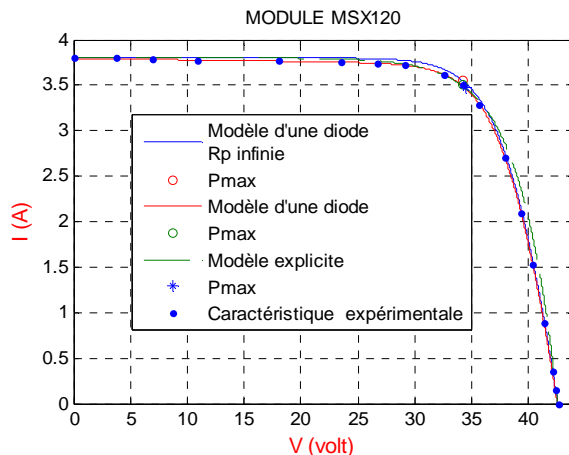
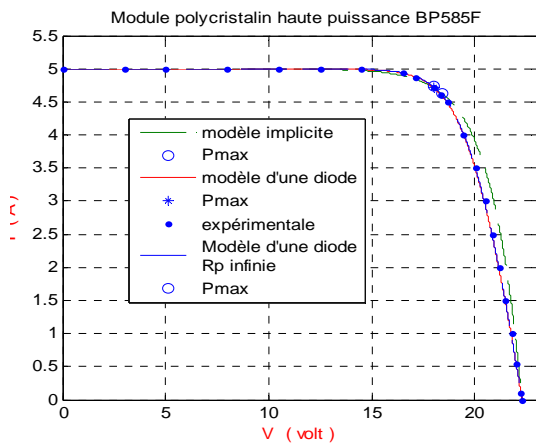
$$\Delta V = R_s \Delta I \tag{60}$$

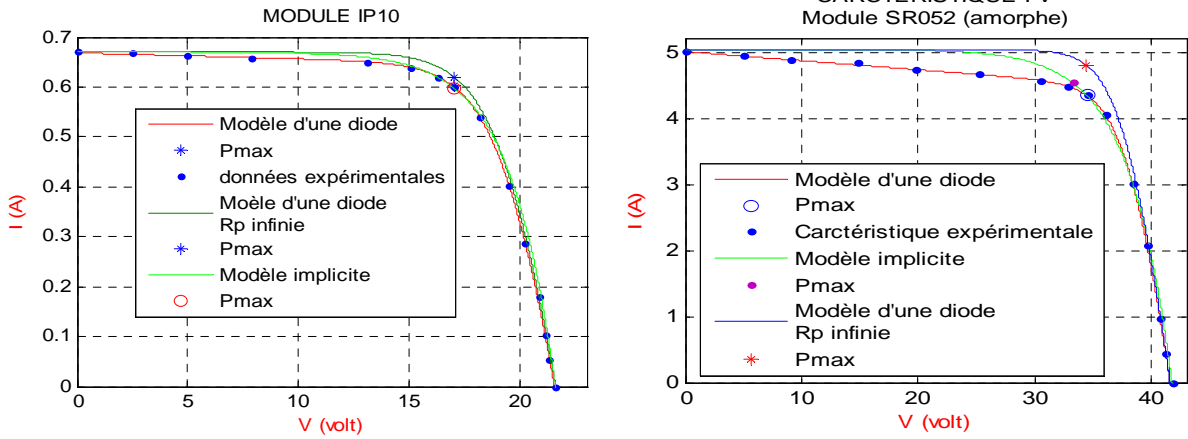
La résistance série Rs est déterminée par :

$$R_s = \frac{V2 - V1}{I_{cc2} - I_{cc1}} \tag{61}$$

### 6. COMPARAISONS ENTRE LES CARACTERISTIQUES I-V DES MODELES

Les Figs. 7 indiquent les caractéristiques I-V délivrées par le modèle explicite, modèle d'une diode et le modèle d'une diode avec la résistance Rp supposée infinie.





Figs.8: caractéristiques I-V de modules des trois modèles

Les Figs. 7 montrent la comparaison entre les courbes tracées par les modèles explicite et le modèle d'une diode avec sa résistance  $R_p$  supposée infinie au modèle d'une diode. Le modèle explicite semble présenter les courbes I - V des modules PV mieux que le modèle simplifié d'une diode. Mais ces deux modèles pèsent sur l'évaluation des performances des modules PV.

1- Le modèle explicite de Borowy et Salameh peut être simplifié en un modèle qui dépend seulement de la constante  $C2$  :

$$I = I_{cc} \left( 1 - \exp(-1/C2) \left( \exp\left(\frac{V}{C2V_{co}}\right) \right) - 1 \right) \quad (62)$$

2- À remarquer que les caractéristiques I-V du modèle implicite d'une diode et le modèle explicite leurs caractéristiques se confondent au voisinage de  $V_{co}$ , nous avons aussitôt remarqué que les valeurs du courant délivré par le modèle explicite surpassent ceux fournies par le modèle d'une diode pour la même tension, dans la partie de la courbe comprise entre le point de la puissance maximale et le point du circuit ouvert.

De cette observation, on a constaté que le rapport de la différence entre deux valeurs de courant procurées par le modèle d'une diode à celle de deux valeurs de courant livrées par le modèle explicite au voisinage de la tension du circuit ouvert  $V_{co}$  est constant.

$$\Delta I|_{implicite} = C \Delta I|_{explicite} \quad (63)$$

D'où, on déduit que :

$$\frac{dI}{dV}|_{implicite} = C \frac{dI}{dV}|_{explicite} \quad (64)$$

Ainsi que, on aperçu que la résistance série d'un module PV est proportionnelle à :  $dV/dI|_{explicite}$

$$R_s = C_o \frac{dV}{dI}|_{implicite} \quad (65)$$

La constante  $C$  varie peu autour de l'inverse de la valeur du facteur de forme FF tandis que  $C_o$  évolue légèrement autour de la valeur de FF.

7. DEUXIEME MODELE EXPLICITE

Ce modèle a été développé dans le but de corriger la tranche de la courbe située entre le point de la puissance maximale et le point du circuit ouvert.

Le modèle explicite que nous avons développé, il dépend des quatre données remarquables  $I_{cc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$  et  $V_{co}$  et deux constantes  $C$  et  $b$ . L'équation décrivant le comportement du courant  $I$  en fonction de la tension  $V$  est donnée par l'expression suivante :

$$I = I_{cc} \left( 1 - \exp \left( - \frac{1}{C} \right) \left( \exp \left( V \left[ \frac{1}{CV_{co}} + \frac{C^b}{V_m} \right] \right) \right) - 1 \right) \tag{66}$$

Le paramètre  $C$  et  $b$  sont exprimées par:

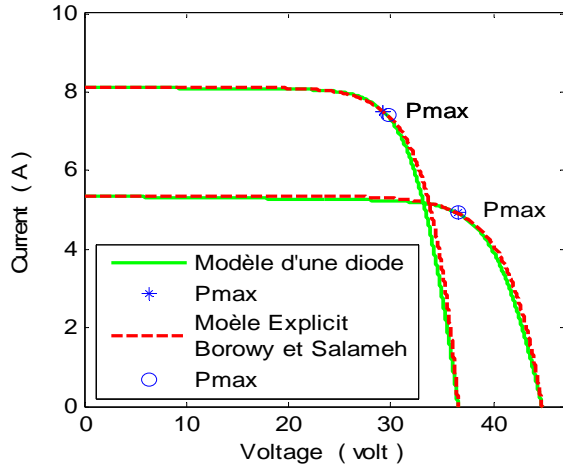
$$C = C2 = \frac{\frac{V_m}{V_{co}} - 1}{\ln \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad b = \left( -1.2 + \frac{V_{co}}{V_m} + \frac{I_{cc}}{I_m} \right) \tag{67}$$

Nous soumettons des caractéristiques I-V de ce modèle de certains modules PV aux conditions standard de référence, leurs spécifications électriques dans ces conditions sont enregistrées au Tableau 3 sont comparées aux caractéristiques du modèle d'une diode et au modèle explicite développé par Borowy et Salameh. Les paramètres résistifs et la tension thermique  $a$  de ces modules sont déterminés de leur caractéristique I-V fournie par les fabricants de chaque module à l'aide des deux méthodes exposées aux sections 5.1.1, 5.1.2 et 5.2.

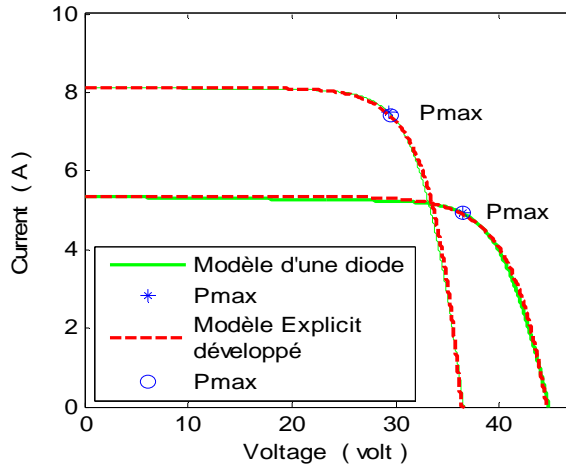
Tableau 3 : Spécifications électriques des modules

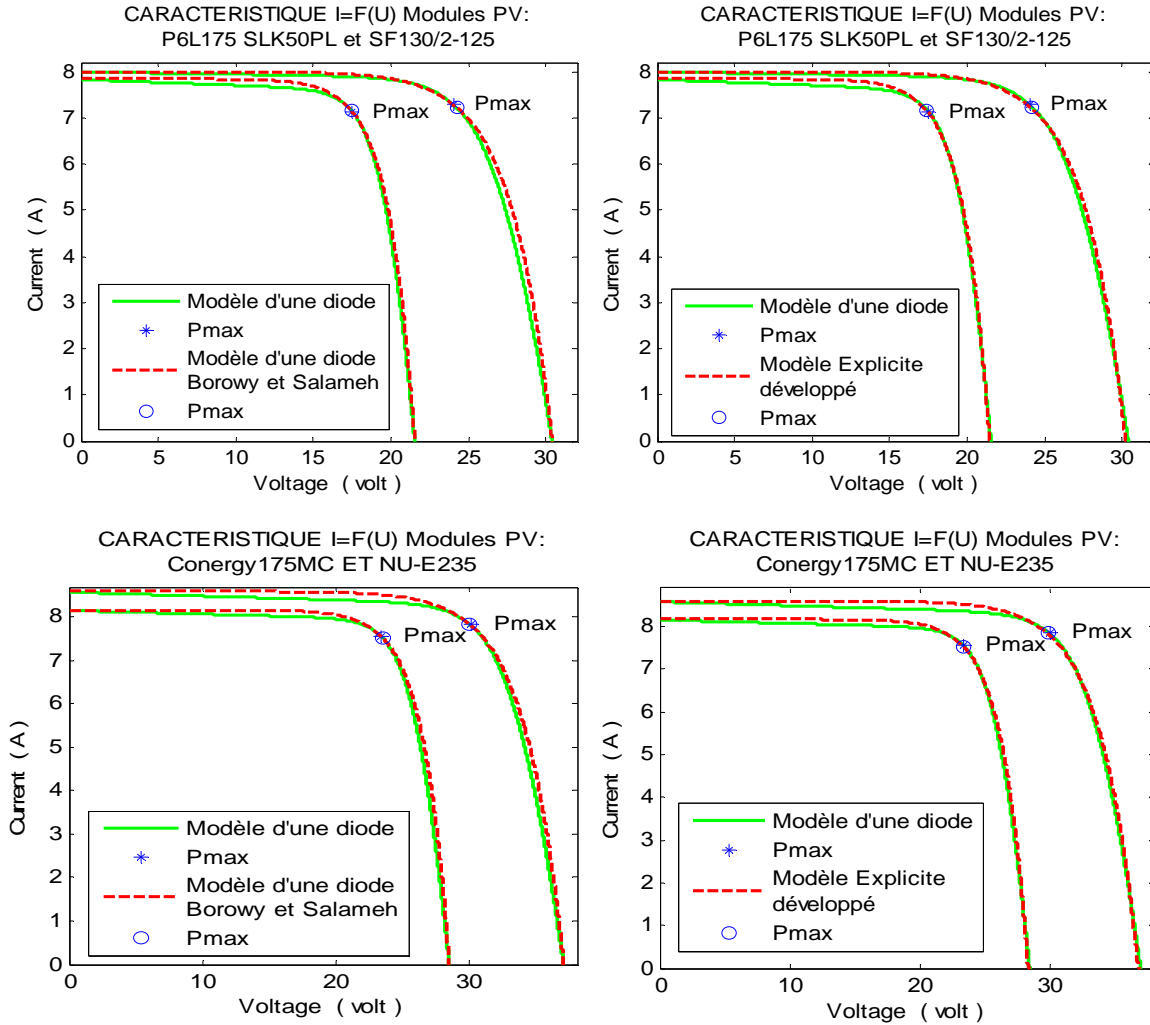
Modules PV	$I_{cc}$ (A)	$V_{co}$ (V)	$I_m$ (A)	$V_m$ (V)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)
CRM180S	5.36	44.80	4.93	36.50	0.4560	288.0821	2.1072
MEPV220	8.12	36.60	7.52	29.27	0.2624	553.3081	1.9859
P6L175	8.00	30.40	7.30	24.00	0.2389	203.4795	1.7781
SF130/2- 125	7.84	21.53	7.14	17.50	0.1541	68.093	1.1205
Conergy175M	8.17	28.45	7.55	23.41	0.1800	121.2953	1.2473
NU-E235 (E1)	8.60	37.00	7.84	30.00	0.2544	111.5000	1.7450

CARACTERISTIQUE I=F(U) Modules PV: CRM180S et MEPV220



CARACTERISTIQUE I=F(U) Modules PV: CRM180S et MEPV220





Figs 9: Comparaison entre les modèles explicites développé et de Borowy et Salameh au modèle d'une diode

La différence entre les tranches des caractéristiques I-V des modules situées entre le point de la puissance maximale et le point du circuit ouvert des deux modèles explicites est bien visible sur les Figs.9.

## 8. MÉTHODES D'EXTRACTION DES PARAMETRES DU MODELE D'UNE DIODE

### 8.1. MÉTHODE DUFFIE ET BECKMAN

En premier, nous exposons la méthode incitée par Duffie et Beckman afin de déterminer les cinq paramètres du modèle standard d'une diode seulement en utilisant les données du constructeur aux conditions de référence. Suivant la méthode préconisée par Duffie et Beckman (1991) consiste à imposer au modèle de passer par les trois points particuliers de la caractéristique I-V aux circonstances de référence donnés par les couples  $(0, I_{cc})$ ,  $(V_{co}, 0)$  et  $(V_m, I_m)$ .

Réécrivant l'équation générale de  $I(V)$  du modèle pour ces conditions cela nous fournit alors les trois équations suivantes :

$$\text{Au point } (0, I_{cc}) \text{ on a } I_{ph_{réf}} = I_{cc_{réf}} \left( 1 + \frac{R_{sréf}}{R_{préf}} \right) \quad (68)$$



$$\text{Au point } (V_{co}, 0) \text{ on a } 0 = I_{ph_{réf}} - I_{s_{réf}} \exp\left(\frac{V_{co_{réf}}}{a_{réf}}\right) - \frac{V_{co_{réf}}}{R_{p_{réf}}} \quad (69)$$

$$\text{Au point } (V_m, I_m) \text{ on a } I_m = I_{ph_{réf}} - I_{s_{réf}} \left[ \exp\left(\frac{V_m + R_{s_{réf}} I_m}{a_{réf}}\right) - 1 \right] - \frac{V_m + R_{s_{réf}} I_m}{R_{p_{réf}}} \quad (70)$$

La résolution des trois équations ci-dessus nous permet de réécrire l'expression décrivant la courbe I-V et passant par ces trois points, avec un seul paramètre libre (par exemple la résistance Rs).

Le modèle simplifié d'une diode, c.à.d, la résistance Rp est infinie (valeur élevée, pente : plateau horizontal), le modèle d'une diode se réduit à l'équation suivante donnée à l'Eq (8):

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{a}\right) - 1 \right) \quad (71)$$

Notons que cette dernière équation relie seulement la résistance Rs et la tension thermique a mais limite également leurs valeurs maximales. Si Rs et a doivent être positives, comme serait prévu du modèle, que la valeur maximale de Rs se produit quand a approche de 0 (tend vers 0) et de même pour le maximum de la valeur de la tension thermique a est obtenue quand Rs approche de 0 (tend vers 0).

La valeur maximale de la résistance Rs est obtenue par la relation suivante :

$$\text{Pour } a=0 \text{ et } I_s = \frac{I_{cc}}{\left(\exp\left(\frac{V_{co}}{a}\right) - 1\right)} \cong I_{cc} \exp\left(-\frac{V_{co}}{a}\right) \quad (72)$$

Les données du point de la puissance maximale, nous fournissent la valeur maximale de Rs:

$$R_{s \text{ max}} = \frac{V_{co} - V_m}{I_m} \quad (73)$$

Donc Rs se situe entre la valeur 0 et Rsmax:  $0 < R_s < R_{s \text{ max}}$

Les données du point de la puissance maximale fournissent la valeur maximale du potentiel thermique a

$$\text{Pour } R_s = 0 \quad a_{\text{max}} = -\frac{V_{co} - V_m}{\log\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (74)$$

Alors a se situe entre la valeur 0 et amax:  $0 < a < a_{\text{max}}$

Lorsqu'on parle de la tension thermique sous entendu qu'on parle du facteur de qualité de la diode, de l'Eq (30) le facteur de qualité de la diode A est toujours associé au nombre de cellules série ns d'un module, c'est pourquoi dans les cellules tandem ou triple jonction correspondant à des cellules en séries, sa valeur aura une plage de variation de 2 à 4, respectivement de 3 à 6.

Nous donnons d'autres expressions de calcul de Rsmax et amax.

Du modèle simplifié d'une diode, la résistance Rs est calculée par :

$$R_s = \frac{V_{co} - V_m + a \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)}{I_m} \quad (75)$$

Le point de la puissance maximale donne:

$$\frac{\partial P}{\partial I} = \frac{\partial}{\partial I}(I.V) = V + I \frac{\partial V}{\partial I} = 0 \Rightarrow \frac{\partial V}{\partial I} = -\frac{V}{I} \quad (76)$$

Par combinaison des Eqs. (75) et (76), nous obtenons :

$$a = \frac{(2V_m - V_{co})(I_{cc} - I_m)}{I_{cc} + (I_{cc} - I_m) \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)} \quad (77)$$

De l'Eq. (75), nous obtenons une autre relation de la résistance série maximale pour un facteur d'idéalité  $A=1$ :

$$R_{s \max 2} = \frac{V_{co} - V_m + V_t \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{cc}}\right)}{I_m} \quad (78)$$

$V_t = \frac{nsKT}{q}$  est la tension thermique d'un module idéal

La résistance  $R_s$  est limitée par  $R_{s \max 2}$

$$0 < R_s < R_{s \max 2} \quad (79)$$

La tension thermique  $a$  est limitée par la tension thermique  $V_t$  d'un module (cellule) idéal et  $a_{\max}$  donnée à l'Eq (77)

$$V_t < a \leq a_{\max} \quad (80)$$

Les Eqs (77) et (78) peuvent être utilisées lors de la détermination des paramètres d'un module par la méthode itérative.

## 8.2. NOTRE MÉTHODE

### 8.2.1 MÉTHODE D'ÉVALUATION DES PARAMÈTRES DES MODULES PHOTOVOLTAÏQUES

Les effets des résistances de pertes sur la caractéristique I-V ont été intensivement étudiés dans plusieurs travaux bien que de différentes manières. Les deux résistances contribuent à la dégradation de la caractéristique I-V des modules photovoltaïques. En général le courant dérivé par la résistance de shunt est très important dans la partie de la courbe I-V entre le courant de court circuit ( $I_{cc}$ ) et au voisinage du point de puissance maximale ( $I_m$ ). Au contraire, la chute de tension due à la résistance série est importante à la tension entre le circuit ouvert ( $V_{co}$ ) et la puissance maximale ( $P_{\max}$ ). En accord avec ces observations, le point de puissance maximale se situe dans la zone de transition où il y a plus les deux effets de résistances  $R_s$  et  $R_p$ . En conformité avec ces observations, le point de la puissance maximum se situe dans la zone transitoire où il y a des effets plus élevés des deux résistances.

Le but de l'analyse est d'évaluer les résistances de pertes sur le point de puissance maximale (tension et courant). Avec l'aide du modèle d'une diode et les équations, qui seront décrit par la suite, les deux paramètres résistifs et la tension thermique  $a$  seront cherchés où les seules données sont disponibles à l'avance ( $I_{sc}$ ,  $V_m$ ,  $I_m$ ,  $V_{co}$ ).

Notons que, Pour un éclairage et une température donnée, l'Eq (1) supporte différentes combinaisons de  $a$ ,  $R_s$  et  $R_p$  dont les caractéristiques I-V passent au voisinage des mêmes points  $I_{cc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$  et  $V_{oc}$ . Pris séparément, les valeurs de  $a$ ,  $R_s$  et  $R_p$  ne sont pas pertinentes. Ce qui les rend vraiment significatives une relation constituée par les trois paramètres.

### 8.2.2 LE MODELE DES COURANTS I<sub>ph</sub> ET I<sub>s</sub>

Réécrivant l'équation générale de I (V) du modèle d'une diode pour les conditions de circuit ouvert et du court-circuit nous fournit les équations suivantes des courants I<sub>ph</sub> et I<sub>s</sub>:

$$I_{ph} = I_{cc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_s \left( \exp \left( \frac{I_{cc} R_s}{a} \right) - 1 \right) \quad (81)$$

$$I_s = \frac{I_{cc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right) - \frac{V_{oc}}{R_p}}{\exp \left( \frac{V_{oc}}{a} \right) - \exp \left( \frac{I R_s}{a} \right)} \quad (82)$$

Puisque,  $\exp(V_{oc}/a) \gg \exp(I_{sc} R_s/a)$ , l'Eq. (81) est simplifiée à:

$$I_s = \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp \left( - \frac{V_{oc}}{a} \right) \quad (83)$$

$$I_{ph} = I_{cc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_s \left( \exp \left( \frac{I_{cc} R_s}{a} \right) - 1 \right) \quad (84)$$

Ces deux équations montrent que le photo-courant I<sub>ph</sub> et le courant de saturation dépendent des trois paramètres R<sub>s</sub>, R<sub>p</sub> et a. afin de déterminer leurs valeurs, il suffit d'avoir les trois paramètres. En vue de réaliser les modèles de calcul de ces paramètres, nous présentons d'abord une équation liant uniquement les paramètres résistifs R<sub>s</sub>, R<sub>p</sub> dépend exclusivement des données de conditions de référence fournies par les fabricants des modules PV ou ceux mesurées dans d'autres conditions.

### 8.2.3 ANALYSE THÉORIQUE

Au point de la puissance maximale, Eqs. (76), nous obtenons l'équation suivante :

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \frac{\left[ 1 + \frac{I_s R_s}{a} \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right) \right] + \frac{R_s}{R_{sh}}}{\frac{I_s}{a} \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right) + \frac{1}{R_{sh}}} \quad (85)$$

Le terme au numérateur R<sub>s</sub> / R<sub>sh</sub> et 1/R<sub>sh</sub> dans le dénominateur de l'Eq. (83) peuvent être négligés par rapport aux premiers termes, on obtient:

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \frac{\left[ 1 + \frac{I_s R_s}{a} \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right) \right]}{\frac{I_s}{a} \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right)} \quad (86)$$

Réarrangeant l'Eq. (85) :

$$\frac{\partial V}{\partial I} = - \frac{a + I_s R_s \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right)}{I_s \exp \left( \frac{V + R_s I}{a} \right)} \quad (87)$$

Comparant les Eqs (76) et (87) et par évaluation au point de puissance maximale, on trouve:

$$V_m = I_m \frac{a + I_s R_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)}{I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)} \quad (87)$$

La présence de l'exponentielle dans l'Eq (87) de la tension  $V_m$  peut être déduite de l'Eq (1) évaluée au point de puissance maximale:

$$I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right) = I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \quad (88)$$

Substituant l'Eq.(88) dans l'Eq.(87), nous acquérons:

$$V_m = I_m \frac{a + R_s \left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)}{\left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)} \quad (89)$$

La puissance maximale s'exprime la relation suivante :

$$P_{\max} = I_m^2 \frac{a + R_s \left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)}{\left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)}$$

#### 8.2.4 ÉQUATION LIANT LES PARAMETRES RÉSISTIFS

Nous présentons une équation, qui relie seulement les deux paramètres résistifs  $R_s$  et  $R_p$ . Cette équation est déduite par une combinaison de la tension maximale  $V_m$  résultant directement du modèle d'une diode et la tension thermique  $a$ , qui dérive d'une combinaison entre le modèle d'une diode et la dérivée de la puissance évaluée au point maximale de coordonnées  $(V_m, I_m)$ .

La tension au point de la puissance maximale délivrée par le modèle implicite d'une diode est donnée par :

$$V_m = V_{co} - R_s I_m + a \log\left(\frac{1}{I_{cc}} \left[ I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right]\right) \quad (90)$$

La tension thermique extraite de l'Eq (89) est donnée par :

$$a = \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right) \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \quad (91)$$

En substituant l'équation (82) et (83) dans (92), nous obtenons:

$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + a \log\left(\frac{I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}}}{I_{sc} - \frac{V_{co}}{R_{sh}}}\right) \quad (92)$$

Substituons  $a$  par sa relation de l'Eq. (91) dans l'Eq. (90), on obtient :

$$V_m = V_{co} - R_s I_m + \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right) \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \log\left(\frac{1}{I_{cc}} \left[ I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right]\right) \quad (93)$$

Réarrangeant l'Eq. (93):

$$\frac{V_m - V_{co} + R_s I_m}{\left(\frac{V_m}{I_m} - R_s\right)} = \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right) \log \left( \frac{1}{I_{cc}} \left[ I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right] \right) \quad (94)$$

On pose

$$X = \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{cc})}{R_p} \right) \quad (95)$$

$$Y = \frac{V_m - V_{co} + R_s I_m}{\left(\frac{V_m}{I_m} - R_s\right)} \quad (96)$$

Puisque,  $R_s (I_{cc} - I_m) \ll V_m$ :

$$X = \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m}{R_p} \right) \quad (97)$$

On aboutit à une équation reliant seulement les deux paramètres résistives  $R_s$  et  $R_p$ .

$$X \log \left( \frac{X}{I_{cc}} \right) - Y = 0 \quad (98)$$

Cette équation regroupe les principaux paramètres de pertes  $R_s$  et  $R_p$  du modèle d'une diode. Sa solution exige seulement les données, qui apparaissent aux catalogues des modules PV ( $I_{cc}$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$  et  $V_m$ ) au conditions d'essai standards (CST.), ou ceux obtenus dans d'autres conditions ou par des essais et la valeur de la résistance série. La résolution de cette équation peut être résolue en utilisant des outils, comme Matematica et Matlab.

La solution de cette équation impose que  $X$  est toujours positive, ce qui est évident, d'où  $X < I_{cc} - I_m$ . La résistance série  $R_s$  joue un rôle frappant dans le modèle simple d'une diode et a un effet exceptionnel sur la puissance fournie et sur la caractéristique courant – tension.

### 8.2.5 DÉTERMINATION DE LA RESISTANCE $R_s$

Afin d'obtenir les cinq paramètres en employant Eq. (98) il est nécessaire de savoir la valeur du paramètre fondamental de perte  $R_s$  (Eq. (96)).

Une méthode pour obtenir une bonne évaluation de  $R_s$  a été proposée par Gow et Manning [2], consiste en différenciant le modèle d'une diode en l'évaluant à proximité du circuit ouvert et en le réarrangeant en termes de  $R_s$ . Comme application à cette méthode, nous avons développé le modèle explicite (Eq. (66)) déduit du modèle développé par Borowy et Salameh [13, 14, 15], qui dépend seulement des quatre données indiquées:  $I_{cc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ , et  $V_{co}$  et de deux constantes  $C$  et  $b$ . afin de déduire l'expression de calcul de la résistance série  $R_s$ , il est donc nécessaire que les courbes I-V obtenues par le modèle développé et celui du modèle d'une diode coïncident dans la zone comprise entre le point de puissance maximale et la tension de circuit ouvert, et en particulier à proximité de  $V_{co}$  (Voir Figs. 9).

### 8.2.6 MODELE EXPLICITE

En se servant du modèle explicite déjà cité à l'Eq. (66), qui est le suivant :

$$I = I_{cc} \left( 1 - \exp \left( - \frac{1}{C} \right) \left( \exp \left( V \left[ \frac{1}{CV_{co}} + \frac{C^b}{V_m} \right] \right) - 1 \right) \right) \quad (99)$$

Le paramètre C et b sont exprimés par:

$$C = \frac{\frac{V_m}{V_{co}} - 1}{\log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad b = \left( -1.2 + \frac{V_{co}}{V_m} + \frac{I_{cc}}{I_m} \right) \quad (100)$$

Au voisinage de  $V_{co}$ ,  $dI/dV$  du modèle explicite est égale à:

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{\text{explicite}} = -I_{cc} \left( \frac{1}{CV_{co}} + \frac{C^b}{V_m} \right) \exp \left( \left[ \frac{V_{co} C^b}{V_m} \right] \right) \quad (101)$$

On pose:

$$R_{so} = - \frac{CV_{co} V_m \exp \left( - \left[ \frac{V_{co} C^b}{V_m} \right] \right)}{(C^{b+1} V_{co} + V_m) I_{cc}} \quad (102)$$

1- La résistance série  $R_s$  est corrélative à la résistance  $R_{so}$  du modèle cité ci-dessus :

$$R_s = Co R_{so} \quad (103)$$

La constante  $Co$  dépend également de  $I_{cc}$ ,  $I_m$ ,  $V_{co}$  et  $V_m$ , qui est donnée par l'expression suivante :

$$Co = - \frac{b C^{b-1} (C^{b+1} V_{co} + V_m)}{(C^b V_{co} + V_m)} \exp \left( \left[ \frac{V_{co} C^b}{V_m} \right] \right) \quad (104)$$

Substitutions la relation de  $Co$  dans l'équation de  $R_s$ , on obtient l'équation de calcul de la valeur de la résistance  $R_s$  d'un module photovoltaïque.

$$R_s = - \frac{b C^b V_{co} V_m}{(C^b V_{co} + V_m) I_{cc}} \quad R_s = \frac{\left( -1.2 + \frac{V_{co}}{V_m} + \frac{I_{cc}}{I_m} \right) C^{\left( -1.2 + \frac{V_{co}}{V_m} + \frac{I_{cc}}{I_m} \right)} V_{co} V_m}{\left( C^{\left( -1.2 + \frac{V_{co}}{V_m} + \frac{I_{cc}}{I_m} \right)} V_{co} + V_m \right) I_{cc}} \quad (105,106)$$

2- Nous obtenons une autre équation extraite du premier modèle de  $R_s$  et par simulation des caractéristiques I - V des modules PV, qui fournit des valeurs approximatives de  $R_s$  par apport à la première expression Eq (106), cette expression est la suivante :

$$R_s = \frac{C^{\frac{I_m}{I_{cc}}} V_m V_{co}}{\left( C^{\frac{I_m}{I_{cc}}} V_{co} + V_m \right)} \quad R_s = \frac{V_m V_{co}}{\left( V_{co} + V_m C^{\frac{I_m}{I_{cc}}} \right)} \quad (107)$$

3- Dans le cas ou,  $I_{cc} - I_m - X < 0$  ce résultat n'a pas de sens physique car  $\frac{V_m}{R_p}$  est toujours positif, ce qui laisse une seule possibilité que  $R_p$  soit infinie (valeur élevée), donc la relation de  $I_{cc} - I_m - X$  tend vers 0. Pour ce cas ci le module a une résistance  $R_p$  de très grande valeur, qui peut être prise infinie, donc l'expression ( Eq.(92)) de la tension au point de la puissance maximale se réécrit:

$$V_m = V_{co} - R_s I_m + a \log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \quad (108)$$

La tension au point de la puissance maximale peut encore s'exprimer par :

$$V_m = V_{co} + CV_{co} \log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \quad (109)$$

La tension thermique ( Eq.(91)) se réduit à :

$$a = (I_{cc} - I_m) \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \quad (110)$$

De ses trois équations ou  $R_p$  est supposée infinie, nous tirons la relation de  $R_s$ .

$$R_s = \frac{(V_m(I_{cc} - I_m) - I_m V_{co} C) \log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)}{I_m \left( I_m + (I_{cc} - I_m) \log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \right)} \quad (111)$$

La tension thermique pour laquelle la valeur  $R_p$  infinie est déterminée minutieusement par l'une des deux équations:

$$a = \frac{R_s I_m}{\log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} + V_{co} C \quad (112)$$

$$a = (I_{cc} - I_m) \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \quad (113)$$

### 8.2.7 METHODE D'APPLICATION DES MODELES

L'application de la méthode consiste à suivre la démarche suivante :

En premier la résolution de l'équation (97) ce fait par le calcul de la valeur de la résistance série  $R_s$  par le modèle donné à l'Eq. (106). Si cette solution remplit la condition alors la résistance shunt se calcule par l'équation suivante :

$$R_p = \frac{V_m + R_s (I_m - I_{cc})}{I_{cc} - I_m - X} \quad (114)$$

L'expression de  $R_p$  se simplifie à l'équation si dessous puisque le produit  $R_s (I_{cc} - I_m)$  est très faible devant  $V_m$  :

$$R_p = \frac{V_m}{I_{cc} - I_m - X} \quad (115)$$

La tension thermique se calcule par l'expression:

$$a = X \left( \frac{V_m}{I_m} - R_s \right) \quad (116)$$

Si le premier modèle de  $R_s$  fournit une solution qui n'accomplit pas la condition  $I_{cc} - I_m - X > 0$  on emploie le deuxième modèle de  $R_s$  donné à l'équation (107). Tandis que  $R_p$  et  $a$  se calculent par les deux relations ci-dessus.

Si la valeur de  $R_s$  fournit par les deux modèles (106) et (107) ne satisfait pas la condition  $I_{cc} - I_m - X > 0$  alors  $R_p$  est de valeur très élevée, on utilise le modèle de  $R_s$  donnée par l'équation (111) et la valeur de la tension thermique est appréciée par l'équation (112) ou (113).

De préférence on utilise les deux modèles de  $R_s$ , après calcul des autres paramètres, on prend la valeur du modèle, qui fournit une bonne approximation aux valeurs de  $I_m$  et de  $V_m$  aux conditions standards de test des modules.

### 8.2.8 VALIDATION EXPERIMENTALE DES MODELES ET DE LA MÉTHODE

Pour évaluer la performance du modèle proposé d'estimation de la résistance série et le reste des paramètres, une variété d'expériences comprenant la simulation numérique et un champ de tests en ce qui concerne des modules PV, diverses intensités d'irradiation et de températures ont été utilisées. Les données produites ont été employées pour vérifier la performance de la méthode proposée.

Le Tableau 4 contient les données du catalogue des trois modules PV ont été utilisé dans cette étude. À tout moment, on suppose que leurs courbes expérimentales I-V (CST.) vérifient les points indiqués, également le Tableau 5 énumère les valeurs des résistances de perte calculées par les modèles des modules PV de sorte que leurs courbes I-V contiennent les points donnés en utilisant les valeurs publiées par les fabricants aux conditions d'essais standards de l'éclairage et de la température.

Ces paramètres (Tableau 4) ont été calculés en utilisant l'équation proposée en (98) et les modèles développés de la résistance série  $R_s$ .

Les modules ont été choisis avec l'intention d'effectuer cette étude aussi générale comme possible. Pour réaliser ceci, les modules ont été choisis de sorte que leurs données et leurs technologies soient très différentes. Les modules choisis sont le module monocristallin, modèle Hareon, HR-185, polycristallin, modèle Solarex MSX110, couche mince, le modèle Sharp NA-f135 et qui ont respectivement une puissance maximale de  $185W \pm 10\%$ , de  $110W \pm 5\%$ , de  $158,9\% \pm 10\%$ , et de  $70\% \pm 10\%$  au CST [30].

Tableau 4: Données des modules aux conditions standard de référence STC

Electrical specification	No cells	Isc (A)	Vco (V)	Im (A)	Vm (V)
HR-185	module PV Monocristallin				
	72	5.41	45.05	5.08	36.42
MSX110	module PV Polycristallin				
	72	3.69	41.20	3.34	32.90
NA-F135	Thin film PV module				
	180	3.49	62.50	3.20	49.70

Tableau 5: Paramètres Calculés aux STC

Modules	Im (A)	Vm (V)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	a (V)
HR-185	5.080	36.42	0.4846	infinie	2.2061
MSX110	3.339	32.91	0.7000	290.66	2.1736
NA-F135	3.200	49.71	1.0912	1020.50	3.4829

En appliquant le procédé décrit dans le paragraphe précédent, les paramètres du circuit électrique équivalent des modules dans le Tableau 5 ont été obtenus. La comparaison entre le courant et la tension calculés de la puissance maximale au moyen des paramètres extraits  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , et la tension thermique a du Tableau 5 avec ceux publiés par les fabricants aux conditions d'essai standard des panneaux, reportées au Tableau 4 montre une différence extrêmement faible.

Les équations (91), (106), (107), (111) et (114) ont été employées pour estimer  $R_s$ ,  $R_p$  et la tension thermique a des modules à partir des données expérimentales rangés dans le Tableau 6, en vue de simuler leur courbes I-V. Les essais ont été effectués avec un éclairage de  $980 \text{ W/m}^2$  et une température de cellules de  $48,8^\circ\text{C}$ ,  $50^\circ\text{C}$  et de  $47,6^\circ\text{C}$  des trois panneaux HR-185, MSX110 et NA-f135 respectivement.

En outre d'autres expériences de tests ont conduits à deux niveaux d'illumination de  $400$  et  $250 \text{ W/m}^2$  avec deux différentes températures des cellules photovoltaïques de  $45$  et  $50^\circ\text{C}$  pour le module MSX110 et  $200 \text{ W/m}^2$  avec la température de cellules de  $25^\circ\text{C}$  pour le module NA-f135.



Les données réelles des essais pour le courant du court circuit  $I_{cc}$ , la tension du circuit ouvert  $V_{co}$  et le courant  $I_m$  et la tension  $V_m$  de la puissance maximale déterminés a différents niveaux d'illumination et de températures sont rapportées au Tableau 6. Elles ont été employées pour calculer les résistances de pertes et la tension thermique  $a$  et les autres paramètres  $I_{ph}$  et  $I_s$ . En plus des tests expérimentales sont réalisés sur un mini module monocristallin à quatre cellules solaires données précédemment à une température fixe et aux différents éclairagements, les valeurs de ces points remarquable déterminées expérimentalement sont portées au Tableau 7.

Tableau 6: Mesures expérimentales des points spécifiques  
aux différents éclairagements et de températures

PV Panels	E W/m <sup>2</sup>	T °C	Isc (A)	Vco (V)	Im (A)	Vm (V)
HR-185	980	48.8	5.360	44.7790	4.9800	35.650
	980	50.0	3.660	37.8600	3.2800	29.550
MSX110	400	50.0	1.5080	37.2000	1.3483	28.910
	400	45.0	1.5000	37.7900	1.3442	29.520
	250	45.0	0.9260	36.4900	0.8290	28.320
NA-F135	980	47.6	3.4600	57.6300	3.1400	44.800
	200	25.0	0.7031	53.8000	0.6380	41.880

Tableau 7 : Valeurs expérimentales petit modules

Specifications électriques	N° cellules	Icc (A)	Vco (V)	Im (A)	Vm (V)
Petit module Monocristallin	4	E=1000W/m <sup>2</sup> , T=300K			
		0.2301	1.9500	0.1996	1.4000
		E=800W/m <sup>2</sup> , T=300K			
		0.1950	1.9500	0.1686	1.3900
E=700W/m <sup>2</sup> , T=300K					
		0.165	1.94	0.143	1.3900

Le Tableau 8 contient les valeurs extraites des résistances de pertes et la tension thermique en utilisant les données expérimentales recueillies dans le Tableau 6 et les Tableaux 9 et 10 groupent les valeurs expérimentales et calculées des paramètres.

Tableau 8 : Paramètres calculés et le courant et la tension de puissance maximale  
à différents éclairagements et de températures.

PV Panels	E W/m <sup>2</sup>	T °C	Im (A)	Vm (V)	Rs (Ω)	Rp (Ω)	a (V)
HR-185	980	48.8	4.98	35.6500	0.4855	infinity	2.5363
	980	50.0	3.2780	29.5500	0.7027	300.00	2.3522
MSX110	400	50.0	1.3480	28.9000	1.7016	728.21	2.3684
	400	45.0	1.3440	29.5200	1.7100	725.00	2.3289
	250	45.0	0.8282	28.330	2.7700	1180.20	2.3231
NA-F135	980	47.6	3.1400	44.8100	1.1038	1060.00	3.7451
	200	25.0	0.6378	41.8700	5.0409	5369.20	3.4845

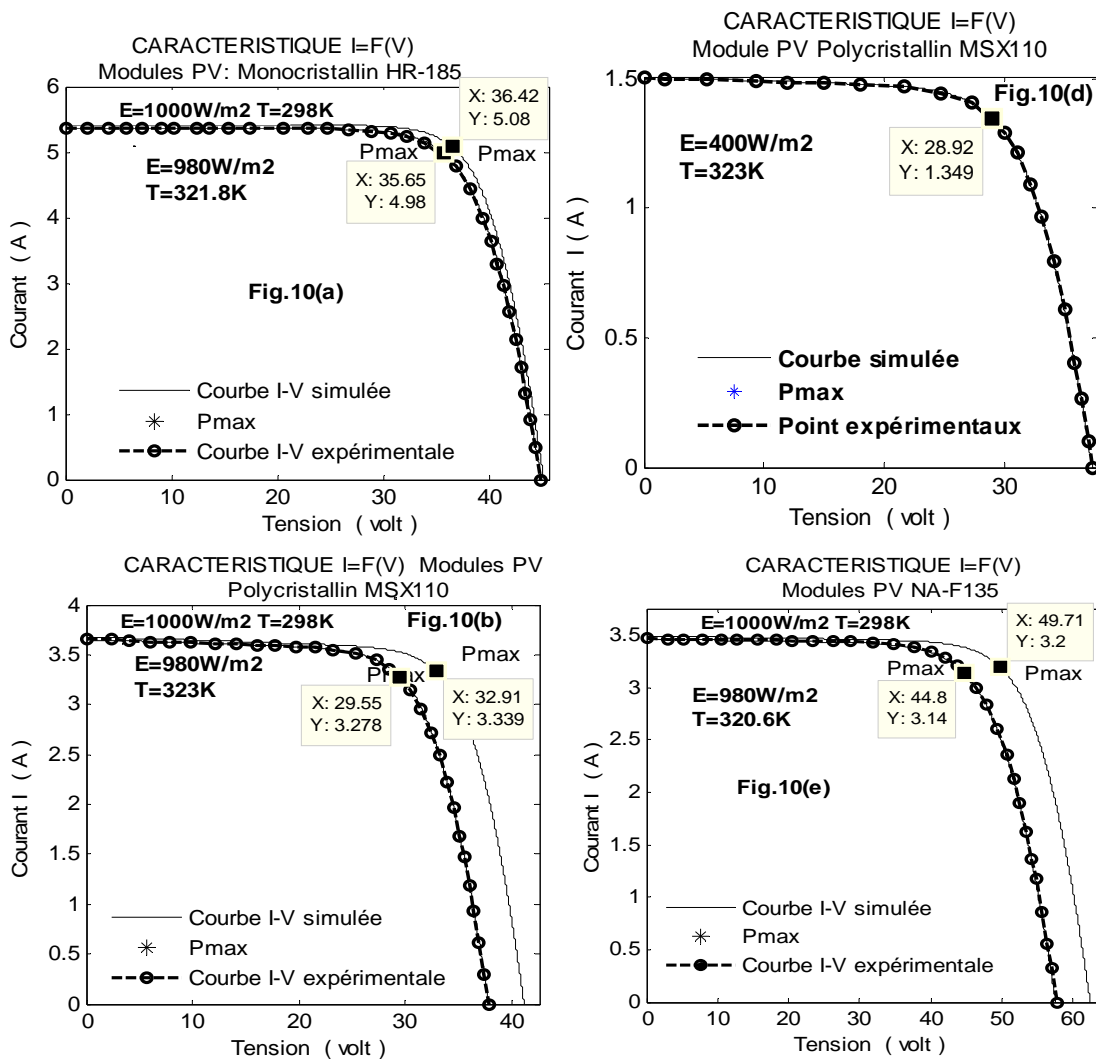
Tableau 9: Valeurs expérimentales

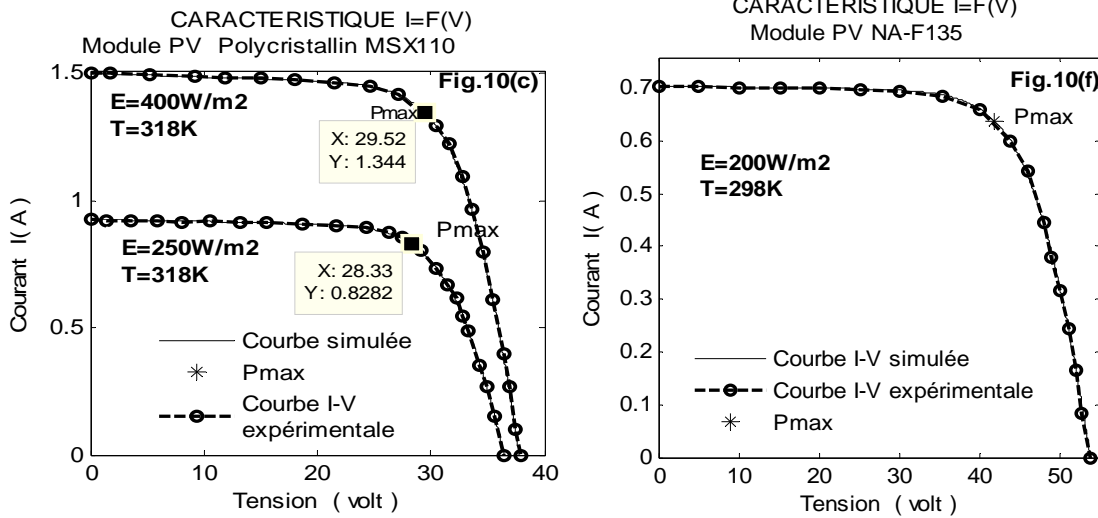
Rs (Ω)	Rp (Ω)	a (V)	A
E=1000W/m <sup>2</sup> , T=300K			
0.8713	3855.6	0.1858	1.7950
E=800W/m <sup>2</sup> , T=300K			
1.1062	3869.3	0.1862	1.8
E=700W/m <sup>2</sup> , T=300K			
1.1937	3856.2	0.1873	1.8100

Tableau 10 : Valeurs Calculées par la méthode

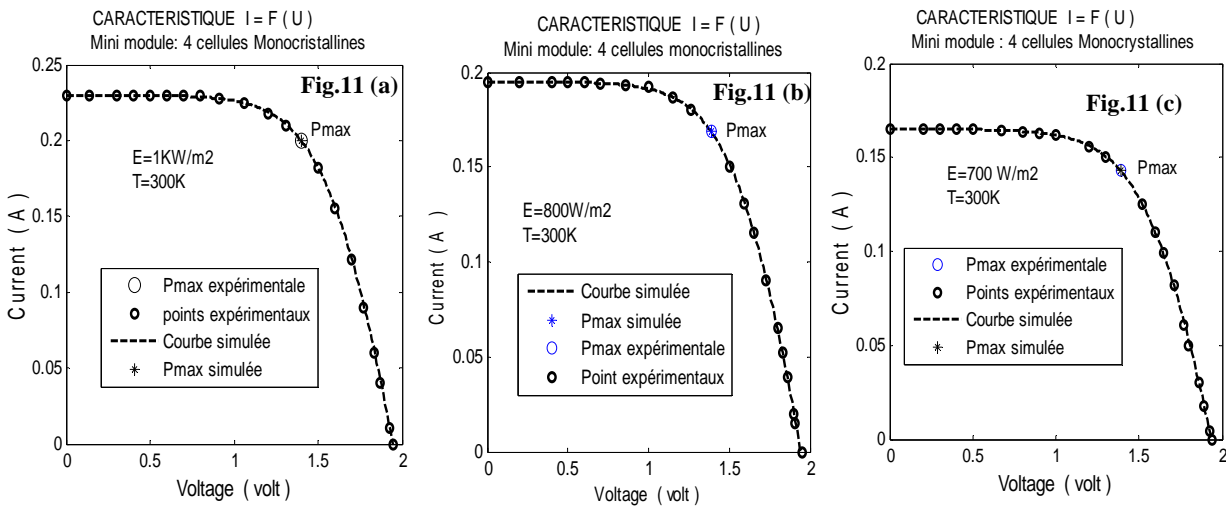
$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)	A
E=1000W/m <sup>2</sup> , T=300K			
0.8531	infinie	0.1879	1.8155
E=800W/m <sup>2</sup> , T=300K			
1.0774	infinie	0.1892	1.8291
E=700W/m <sup>2</sup> , T=300K			
1.1973	infinie	0.1873	1.8097

Les Figs 10 (a)-10 (f) montrent la caractéristique courant-tension évaluée avec les paramètres calculés listés dans les Tableaux 5 et 8 sont comparés aux caractéristiques expérimentales. Là où les données expérimentales ont été présentées sur les figures par les points "gras" et en ligne pointillée, les courbes simulées par le modèle standard d'une diode à l'aide des paramètres extraits sont présentées en ligne continue. Tandis que les Figs 11 (a)-11(d) montrent les caractéristiques I-V du mini module monocristallin.





Les Figs 10 (a)-10 (f) et 11(a)-11 (c) montrent une bonne concordance entre les courbes des données expérimentales et ceux obtenues par les valeurs calculées. Quelques petites inexactitudes se produisent toujours pour le courant et la tension de la puissance maximale, avec une petite différence et une très faible erreur relative du courant  $I_m$  et de tension  $V_m$  comparée aux valeurs expérimentales et aux valeurs publiées par les fabricants. Pour prouver ce qui a été exigé, les caractéristiques des panneaux ont été tracées sur la base des résultats obtenus par la méthode décrite ici. Les courbes simulées passent presque par tous les points expérimentaux pour tous les modules examinés. En d'autres termes, les caractéristiques courant-tension simulées et mesurées sont pratiquement confondues, ceci signifie que les courants et les tensions fournis par le modèle standard d'une diode en employant les paramètres extraits avec l'aide de la méthode suggérée par rapport aux valeurs mesurées sont vraiment semblables avec une différence insignifiante (voir les Tableaux 5, 8 et 9 et 10).



Les Tableaux 6, 8 et 7, 10 montrent que les résultats réalisés par l'utilisation des équations proposées n'ont aucune différence significative en ce qui concerne ceux obtenues avec d'autres équations plus complètes, comme peut être facilement vu. On peut voir que les erreurs de tension et de courant de la puissance maximale sont toujours moins de 0,04% et de 0,2% respectivement pour tous les modules

examinés que soit en conditions d'essai standard (voient les Tableaux 8 et 10) ou aux conditions expérimentaux d'irradiation et de température des cellules (voir les Tableaux 6 et 7). On peut voir que l'erreur des coordonnées ( $V_m$ ,  $I_m$ ) de la puissance maximale est très lointaine du plafond de 1%. Dans tous les cas des modules examinés, la puissance se trouve près de la limite inférieure indiquée. Ces résultats prouvent la validité des équations proposées (91), (106), (107), (111) et (1141) pour déterminer les résistances de perte et les autres paramètres qui laissent les courbes I-V à proximité du point de la puissance maximum, qui sont reproduite avec un degré élevé d'approximation.

À noter que la résistance série  $R_s$  affecte beaucoup la tension maximum de puissance, si la différence entre la tension expérimentale et la tension calculée est plus faible ceci s'avère que la valeur de la résistance série calculée est plus précise. Tandis que la résistance de shunt contrôle également le courant de la puissance maximale, si la différence entre le courant calculée et expérimental est plus large, par conséquent l'erreur faite sur  $R_{sh}$  est significative.

Les plus grandes valeurs d'erreur relative aux conditions d'essai standard pour les modules choisis sont autour 0,0%, 0,03% et 0,094 % pour le courant  $I_m$  et 0,0%, 0,03% et 0,02% pour la tension  $V_m$  respectivement pour les modules PV ; monocristallin HR-185, polycristallin MSX110, couche mince NA-f135. Mais en conditions d'essai l'erreur faite sur le courant  $I_m$  pour les trois modules pris dans l'ordre des Tableaux à un éclairage de 980  $W/m^2$  et à différentes températures de cellules est de 0,0%, 0,06%, et 0,00%, l'erreur faite sur la tension  $V_m$  est de 0,0%, 0,035%, et 0,023% pour le courant  $I_m$ .

La méthode sous-estime ou surestime le courant et la tension de la puissance maximale (Tableau 10 et 8), qui mènera à des résultats plus modérés et à des prévisions plus raisonnables quand le modèle est employé pour simuler le comportement d'un système PV et pour évaluer ses avantages d'investissements économiques.

Tableau 11: Erreur relative entre les valeurs publiées et calculées aux CST

Modules PV	E $W/m^2$	T $^{\circ}C$	Puissance maximale publiée	Puissance maximale calculée	Erreur relative $\Delta P_{max}$ %	Erreur relative $\Delta I_m$ %	Erreur relative $\Delta V_m$ %
HR-185	1000	25	185.0136	185.0136	0.0000	0.0000	0.0000
MSX110	1000	25	109.8860	109.8865	0.0455	0.0300	0.0304
NA-F135	1000	25	159.0400	159.070	0.0188	0.0937	0.0201

Tableau 12: Erreur relative entre les valeurs mesurées et calculées aux conditions de tests

Modules PV	E $W/m^2$	T $^{\circ}C$	Puissance maximale publiée	Puissance maximale calculée	Erreur relative $\Delta P_{max}$ %	Erreur relative $\Delta I_m$ %	Erreur relative $\Delta V_m$ %
HR-185	980	48.8	177.537	177.537	0.0000	0.0000	0.0000
	980	50.0	96.9240	96.8649	0.0610	0.0610	0.0000
MSX110	400	50.0	38.9793	38.9842	0.0126	0.0003	0.0200
	400	45.0	39.6808	39.6749	0.0149	0.0200	0.0000
	250	45.0	23.4773	23.4804	0.0132	0.0313	0.0353
NA-F135	980	47.6	140.6720	140.7034	0.0223	0.0000	0.0223
	200	25.0	26.7194	26.7047	0.0550	0.0313	0.0238

Pour les panneaux analysés, le Tableau 11 fournit les erreurs relatives commises sur le courant  $I_m$ , la tension  $V_m$  et la puissance maximale entre les données publiées et calculées, alors que le Tableau 12

énumère les erreurs relatives réalisées sur le courant  $I_m$ , la tension  $V_m$  et la puissance maximale entre les données mesurées et calculées. Les erreurs relatives maximales accomplies sur le courant  $I_m$ , la tension  $V_m$  ainsi que la puissance maximale n'excèdent jamais 0,1%.

A la condition de court circuit, le courant dérivé par la diode est très faible et le courant  $I_{ph}$  est approximativement égal au courant de court circuit, si nous prenons cette condition en considération dans l'Eq. (1), l'erreur faite sur le courant  $I_m$  de la puissance maximum en employant les modèles suggérés, l'erreur est presque nulle.

Les valeurs calculées de la résistance série sont comparées aux valeurs expérimentales déterminées en employant la méthode de la pente aux différentes irradiations et de températures, qui sont contenues dans le Tableau 13

Tableau 13. Les résultats Expérimentale et calculés de  $R_s$

Module	E $W/m^2$	T $^{\circ}C$	Méthode de la Pente	Méthode Proposée
			$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_s$ ( $\Omega$ )
HR-185	980	48.8	0.4813	0.4855
	980	50.0	0.7040	0.7027
	400	50.0	1.7082	1.7016
MSX110	400	45.0	1.7202	1.7100
	250	45.0	2.7952	2.7700
NA-F135	980	47.6	1.1125	1.1038
	200	25.0	5.1078	5.0409

Les résultats obtenus par la méthode proposée sont dans le bon consensus avec les valeurs expérimentales. Les équations proposées ont l'avantage supplémentaire d'exiger seulement les valeurs d' $I_{cc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_m$  et  $I_m$ . Ces valeurs peuvent être les données de catalogue (CST) des modules PV, ou ceux obtenues dans d'autres conditions.

Afin d'atteindre le but désiré, nous comparons les valeurs des paramètres de perte  $R_s$  et  $R_p$  et la tension thermique  $a$  de quelques modules, dont les valeurs des paramètres spécifiques des modules sont édités par M. Villalva et al. [30] pour le panneau KC200GT, Frans Nieuwenhout et Nico van der Borg [32] pour le module MSX53 et T Ikegami, T Maezono [33] pour le module GT136. Les valeurs éditées de ces modules sont enregistrées dans les Tableaux 14 et 15, le Tableau 16 contient les valeurs calculées en employant la méthode proposée.

Tableau 14 : Données publiées aux CST

Modules	$I_{sc}$ (A)	$V_{co}$ (V)	$I_m$ (A)	$V_m$ (V)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)
KC200GT	8.21	32.90	7.61	26.30	0.221	415.405	1.4049
MSX53	3.40	20.60	3.20	16.70	0.480	200.000	0.9006

Tableau 15: Données publiées à  $747.1 W/m^2$  et à  $T$  (cellules) =  $48.3^{\circ}C$

Modules	$I_{sc}$ (A)	$V_{co}$ (V)	$I_m$ (A)	$V_m$ (V)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)
GT136	3.60	18.80	3.18	14.70	0.3464	193.7	1.4744

Tableau 16 : Valeurs des paramètres calculées par la méthode proposée

Modules	$R_s$ ( $\Omega$ )	$R_p$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)
KC200GT	0.2328	602	1.7940
MSX53	0.3580	infinity	0.9721
GT136	0.3576	88.64	1.1388

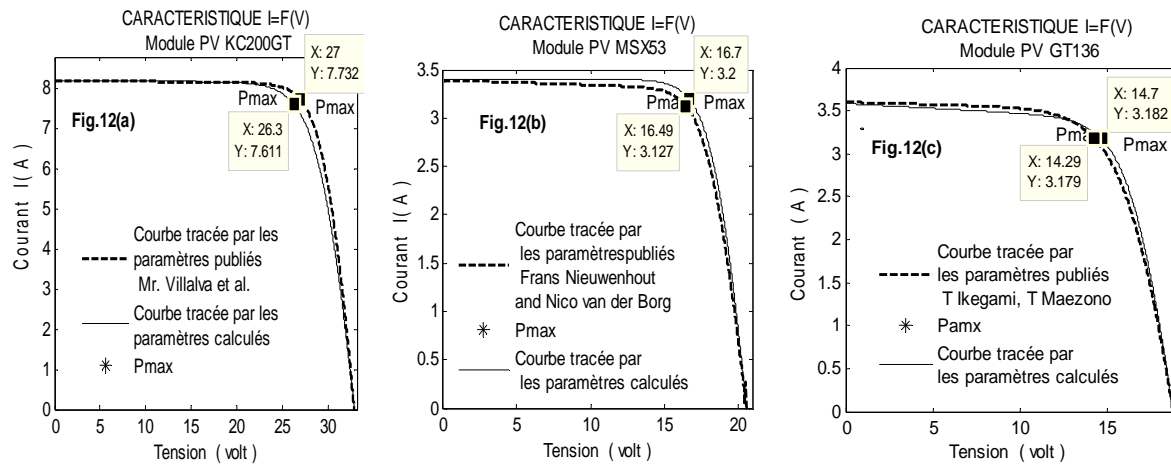
Tableau 17: Différences absolues entre les valeurs de Im et Vm publiées et calculées

Modules	Publiées				Calculées			
	Im (A)	Vm (V)	Différences absolues $\Delta I_m$	Différences absolues $\Delta V_m$	Im (A)	Vm (V)	Différences absolues $\Delta I_m$	Différences absolues $\Delta V_m$
KC200GT	7.7317	27.00	0.1217	0.70	7.611	26.30	0.001	0.00
MSX53	3.131	16.50	0.2650	0.21	3.191	16.70	0.009	0.00
GT136	3.175	14.30	0.005	0.41	3.182	14.70	0.001	0.00

Le courant et la tension de la puissance maximale calculés avec les valeurs des paramètres de perte et la tension thermique mentionné dans le Tableau 16 obtenu par la méthode proposée sont en bon accord avec les données éditées de courant Im et la tension Vm de la puissance maximale (Tableau 14 et 15) pour tous les modules mieux que ceux qui ont été calculés avec les valeurs publiées par les auteurs.

L'erreur absolue commise sur la puissance maximale Pmax obtenu par les valeurs éditées est 4,30%, 3,26% et 2,86% pour les modules KC200GT, MSX53 et GT136 respectivement. Tandis que l'erreur relative absolue exécutait avec la méthode proposée est de 0,026%, 0,00% et 0,099% pour les mêmes modules pris dans l'ordre précédent. En examinant ces résultats ceci montre que cette méthode est plus correcte et beaucoup plus précise.

Figs. 12 (a)-12 (c) exposent la différence entre les caractéristiques courant-tension des panneaux évaluées par les données éditées (Tableau 14 et 15) et avec les paramètres extraits au moyen de la méthode proposée (Tableau 16) aussi bien que les points maximum de puissance sont marqués sur chaque courbe de chaque panneau.



Les courbes évaluées par la méthode suggérée passent par Icc, Vco et au voisinage du point de la puissance maximale avec une différence absolue in considérable comparée aux données publiées au CST, des panneaux KC200GT, MSX53 et GT136 aux conditions éditées, mais les courbes tracées par les données éditées par les auteurs passent très loin du point de puissance maximale avec une différence considérable (Tableau 17).

Afin de comprendre comment la résistance série et shunt sont affectées par l'ensoleillement et la température, l'équation précédente (98) a été résolue pour plusieurs valeurs d'illumination et de température dans les essais expérimentaux référés aux panneaux listés au Tableau 8. L'analyse a permis d'observer que les valeurs calculées de la résistance série et shunt semblent changer légèrement avec la température et en

mode linéaire inverse avec l'éclairement solaire. À partir de cette observation, la résistance série et shunt peuvent être estimées par :

$$R_s = \frac{R_{sréf}}{\theta(G)} \quad (117)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{shréf}}{\theta(G)} \quad (118)$$

$$\theta(E) = \frac{G}{G_{réf}} \quad (119)$$

G: éclairement

G<sub>réf</sub>: éclairement de référence (1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5)

R<sub>sréf</sub> and R<sub>shréf</sub>: résistance série et shunt calculées aux conditions standards de test

Afin de vérifier encore l'Eq (117) et (118), nous employons les données expérimentales du module KYOCERA KC200GT aux différentes températures et à l'éclairement standard 1000 W/m<sup>2</sup> AM 1,5 (ses données aux CST sont rapportées au Tableau 14 et divers éclairement à une température fixe 25 °C éditée par Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafaël Gazoli, et Ernesto Ruppert Filho [24] et les paramètres calculés au CST, mentionnés dans le Tableau 16. Les comparaisons entre les données publiées et calculées sont présentées sur les courbes des Fig.13 et Fig.14.

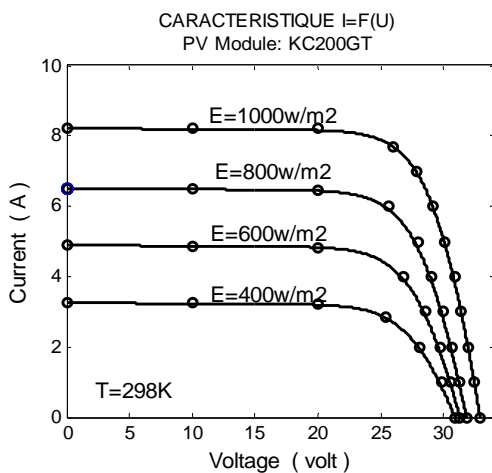


Fig. 13. Courbes I – V simulées et des données expérimentales de module KC200GT aux différentes températures, 1000 W/m<sup>2</sup>

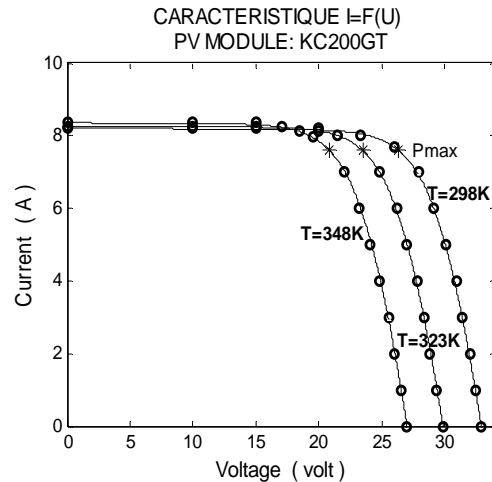


Fig. 14. Courbes I-V simulées et des données expérimentales du module KC200GT I aux différents éclairements.

Fig. 13 montre les courbes I – V aux différents éclairements et à une température fixe. Les marqueurs circulaires dans les graphiques représentent les points expérimentaux. La plupart de ces points sont assorties avec la courbe simulée. Par conséquent, les relations mentionnées dans l'Eq (117) et (118) peuvent être employées pour estimer la résistance de shunt.

### 8.3. AUTRE MÉTHODE

Nous proposons une deuxième méthode afin d'estimer les paramètres d'un modules PV à savoir que si l'un des paramètres principaux  $R_s$ ,  $R_p$  et la tension thermique  $a$  est connu les autres peuvent être facilement déterminés.

#### 8.3.1 DÉSCRIPTION DE LA METHODE

Reprenons L'Eq (85) évaluée au point de la puissance maximale

$$\frac{\partial I}{\partial V} = - \frac{\left[ 1 + \frac{I_s R_s}{a} \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right) \right] + \frac{R_s}{R_p}}{\frac{I_s}{a} \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right) + \frac{1}{R_p}} = - \frac{I_m}{V_m} \quad (120)$$

De cette équation dérive la tension  $V_m$

$$V_m = I_m \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_s R_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)}{I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right) + \frac{a}{R_p}} \quad (121)$$

A l'aide de l'équation (88) l'équation de  $V_m$  prend la forma suivante :

$$V_m = I_m \frac{a + R_s \left( \left[ I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_p} \right] + \frac{R_s}{R_p} \right)}{\left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_p} \right) + \frac{a}{R_p}} \quad (122)$$

Puisque  $V_m \gg R_s (I_{cc} - I_m)$  alors :

$$V_m = I_m \frac{a + R_s \left( \left[ I_{sc} - I_m - \frac{V_m}{R_p} \right] + \frac{R_s}{R_p} \right)}{\left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m}{R_p} \right) + \frac{a}{R_p}} \quad (123)$$

On vue de simplifier cette équation, nous posons :

$$X = \left( I_{cc} - I_m - \frac{V_m}{R_p} \right) \quad (124)$$

$$V_m = I_m \frac{a + R_s \left( X + \frac{a}{R_p} \right)}{X + \frac{a}{R_p}} \quad (125)$$

La résistance  $R_p$  découle l'Eq. (124) :

$$R_p = \frac{V_m}{I_{sc} - I_m - X} = \frac{V_m}{\Delta I - X} \quad (126)$$

Substituant l'Eq (126) dans l'Eq (125), on tire l'expression de la résistance série  $R_s$  :

$$R_s = V_m \left( \frac{1}{I_m} - \frac{a}{X (V_m - a) + a \Delta I} \right) \quad (127)$$

Les deux paramètres résistifs sont seulement fonction de  $X$ ,  $a$ ,  $I_m$  et  $V_m$ . En mesure de déterminer ces paramètres il est nécessaire de formuler une autre équation dont sa résolution permet de trouver l'inconnu  $X$  afin d'atteindre la résolution du problème. Or l'Eq. (1) du modèle standard d'une diode nous fournit la relation suivante :



$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + a \log \left( \frac{I_{cc} - I_m - \frac{V_m + R_s (I_m - I_{cc})}{R_p}}{I_{cc} - \frac{V_{co}}{R_p}} \right) \quad (128)$$

Substituant l'Eq (127) dans l'Eq (128), nous obtenons :

$$\frac{V_{co} - 2V_m}{a} - \frac{V_m I_m}{X(V_m - a) + a\Delta I} + \log \left[ \frac{X}{\left( I_{cc} - \frac{\Delta V_{oc}}{V_m} - \frac{V_{oc}}{V_m} X \right)} \right] = 0 \quad (129)$$

Afin d'obtenir les cinq paramètres à l'aide de l'Eq (129), il est nécessaire de connaître la valeur de la tension thermique  $a$ , nous supposons que les points spécifiques  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $I_m$  et  $V_m$  sont souvent données aux conditions standard de test (CST). La tension thermique  $a$  peut être obtenu en utilisant le coefficient de température de la tension en circuit ouvert et le coefficient de court-circuit proposée par les fabricants aux CST et l'équation de courant de saturation de la diode  $I_s$  en d'autres conditions. L'équation suivante est utilisée pour calculer le courant de saturation de la diode en d'autres conditions [11]:

$$I_s(T) = I_{sréf} \left( \frac{T}{T_r} \right)^3 \exp \left( \frac{N_s E_g}{a} \left( \frac{T}{T_r} - 1 \right) \right) \quad (130)$$

Où  $E_g$  est l'énergie de bande interdite (eV) du matériau semi conducteur et  $N_s$  représente le nombre de cellules connectées en série dans un module,  $T_{réf}$  et  $I_{sréf}$  sont la température et le courant de saturation aux CST.

La tension en circuit ouvert peut être approximée à la condition de circuit ouvert par l'équation suivante:

$$V_{co} = a \log \left( \frac{I_{cc}}{I_s} \right) \quad (131)$$

Le coefficient de température du circuit ouvert est défini par la dérivée de la tension de circuit ouvert relativement à la température  $T$ :

$$\beta_{V_{co}} = \frac{\partial V_{co}}{\partial T} = -\frac{N_s A K}{q} \left[ \log \left( \frac{I_{cc}}{I_s} \right) + \frac{T \alpha_{I_{sc}}}{I_{sc}} - \left( 3 + \frac{q E_g}{A K T} \right) \right] \quad (132)$$

La combinaison entre l'Eq. (131) et Eq. (132), l'équation obtenue est évaluée à des conditions de référence; on obtient la tension thermique aréf équation [12]:

$$a_{réf} = \frac{\beta_{V_{co}} T_r - V_{ocréf} - N_s E_g}{\frac{\alpha_{I_{cc}} T_r}{I_{scréf}} - 3} \quad (133)$$

Où  $\beta$  et  $\alpha$  sont les coefficients de température aux conditions de circuit ouvert  $V_{co}$  et de court-circuit  $I_{cc}$ . L'Eq. (129) peut être facilement résolue et en fin en déduit les cinq paramètres aux conditions standard de référence.

9. L'INFLUENCE DES DEUX RESISTANCES  $R_s$  ET  $R_p$  SUR LA PUISSANCE MAXIMALE

9.1 PREMIERE METHODE

Relation des Puissances maximales d'un générateur PV et d'un générateur idéal

Pour montrer l'influence des deux paramètres de perte sur la puissance fournit par un générateur PV, on compare cette puissance à la puissance d'un générateur idéal opérant au même conditions de température et d'ensoleillement. Un générateur idéal ( cellule ou module ) est caractérisée par un facteur de qualité égale à un et une résistance série nulle et une résistance parallèle infinie.

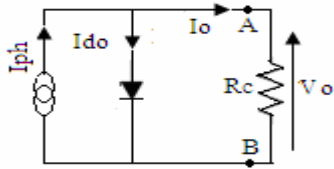


Fig.15 : Module PV idéal

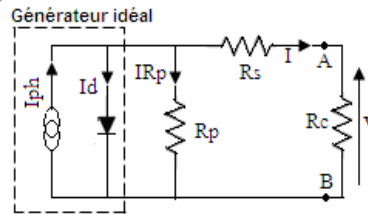


Fig.16 : Module PV réel

Des deux circuits présentés sur la Fig.15 et Fig.16, on obtient :

$$I_{ph} = I_{do} + I_o \tag{134}$$

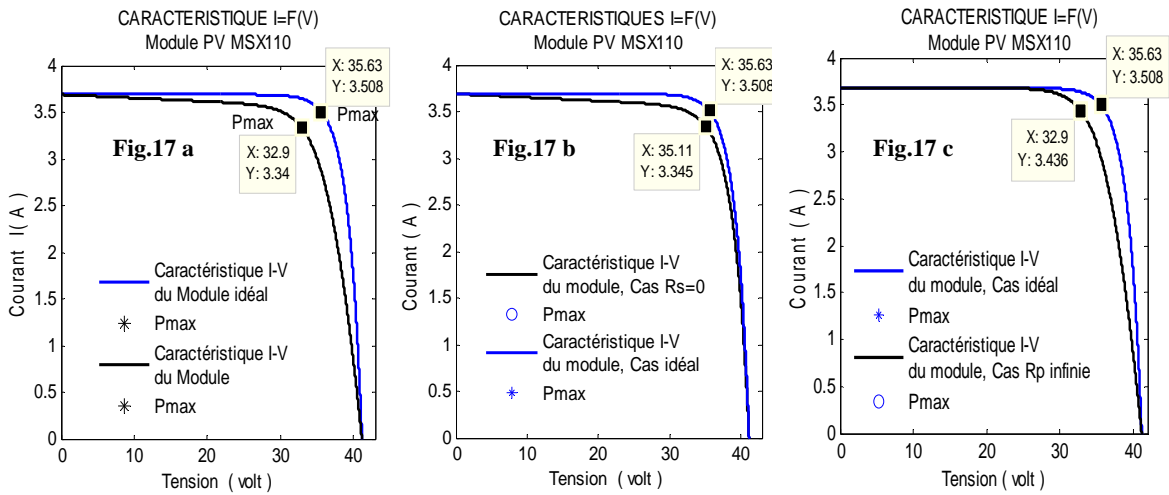
$$I_{ph} = I_d + I_p + I \tag{135}$$

La puissance maximale d'un générateur PV idéal

$$P_o = I_o V_o \tag{136}$$

Nous supposons que les pertes de puissance d'un générateur PV non idéal est due à la puissance dissipée dans la résistance  $R_p$  et  $R_s$

$$P = IV = V(I_{do} + I_o - I_d - I_p) \tag{137}$$



Figs. 17 : Effet de la résistance  $R_s$  et  $R_p$  sur la caractéristique I-V

La Fig.17 (a) présente la comparaison entre les deux caractéristiques I-V dans le cas réel et idéal du module MSX110. Alors que les Figs 17 (b)-17 (c) montrent la recension entre les caractéristiques I-V dans le cas de la résistance série  $R_s$  est nulle et dans le cas de  $R_p$  infinie à la caractéristique I-V idéale.

Une résistance série nulle ( Figs 17 (b) ) conduit à un accroissement important de la tension  $V_m$  de la puissance maximale qui est au voisinage de la tension  $V_{mo}$  du cas idéale tandis que le courant  $I_m$  augmente faiblement, ceci montre que l'effet de la résistance série sur la qualité du module est marquant en point de vue production de puissance (Energie). Par contre l'effet de la résistance shunt est porté sur la Fig. 17 (c),

son impact est presque nul sur la tension  $V_m$ , mais son effet est très significatif sur le courant dans la partie de la courbe située entre le point de court circuit et la puissance maximale (Figs 17 (a)) par suite la résistance shunt affecte le courant de la puissance maximale.

Des deux Eqs. (136) et (137) on déduit la relation suivante.

$$\frac{P_o}{V_o} - \frac{P}{V} = I_o - I \quad (138)$$

$$P = \frac{VP_o}{V_o} - V(I_o - I) \quad (139)$$

De la Fig. (15) et (16) on obtient :

$$V_p = V + R_s I = R_p I_p \quad (140)$$

$$P = \frac{V_p P_o}{V_o} - V_p (I_o - I) - R_s I^2 \quad (141)$$

Au point de la puissance maximale, on a :

$$P_{\max} = \frac{V_p P_{o\max}}{V_{m_o}} - V_p (I_{m_o} - I_m) - R_s I_m^2 \quad (143)$$

Cette équation met en évidence les pertes de puissance en relation à la puissance maximale idéale.

Comparons la tension  $V_{m_o}$  de puissance maximale idéale à la tension  $V_p$ .

Tableau 18 : Valeurs de  $V_{m_o}$  et  $V_p$

Modules	$V_{m_o}$	$V_p$	$V_p/V_{m_o}$
HR-185	39.3100	38.8818	0.9891
MSX110	35.6300	35.2380	0.9890
MSX53	17.8456	17.8200	0.9986

Le rapport de la tension  $V_{m_o}$  et  $V_p$  est voisin de l'unité.

L'Eq. (141) est simplifiée à :

$$P = P_o - V_p (I_o - I) - R_s I^2 \quad (144)$$

La puissance maximale générée par un générateur PV s'écrit :

$$P_{\max} = P_{o\max} - V_{m_o} (I_{m_o} - I_m) - R_s I_m^2 \quad (145)$$

Vérification de la relation de  $P_{\max}$

Prenons les données des modules PV figurant aux Tableaux 4 et 5

Tableau 19 : Comparaison entre puissances calculées et puissances publiées aux CST

Modules	Publiées $P_{\max}$ (W)	Calculées $P_{\max}$ (W) Eq.(144)	Calculées $P_{\max}$ (W) Eq.(141)	Différence absolue	
				$\Delta P_{\max}$ Eq.(145)	$\Delta P_{\max}$ Eq.(141)
HR-185	185.0136	186.1967	184.9999	1.1831	0.0001
MSX110	109.8860	111.2167	109.9075	1.3307	0.0215
MSX53	53.44	53.3524	53.1500	0.0876	0.2900
NA-F135	159.0400	161.5735	160.023	2.5335	0.9830

Les relations de calcul de  $P_o$ ,  $I_{m_o}$  et  $V_{m_o}$  ainsi que l'estimation de  $I_m$  et  $V_m$  seront données aux sections suivantes.

## 9.2 DEUXIEME METHODE

La Fig.18 montre que la droite joignant les deux points de circuit ouvert et celui du circuit fermé est parallèle à la tangente à la caractéristique I-V au point de la puissance maximale. Par application du théorème de la moyenne de Lagrange on trouve l'équation suivante.

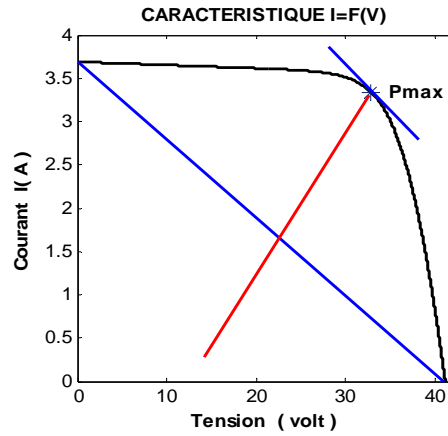


Fig. 18 : Condition du théorème de la moyenne

$$\frac{V_{co}}{I_{cc}} = \frac{a \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) + I_s R_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)}{\frac{a}{R_p} + I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)} \quad (146)$$

De l'éq. (146) on extrait la relation de  $V_m$ .

$$V_m = V_{co} - R_s I_m + a \log \left( a \frac{\left[ I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{co}}{R_p} \right]}{I_{cc} (V_{co} - R_s I_{cc})} \right) \quad (147)$$

Par substitution de l'éq. (147) dans l'éq. (1) on déduit l'expression de calcul du courant  $I_m$ .

$$I_m = I_{cc} - a \frac{\left[ I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{co}}{R_p} \right]}{(V_{co} - R_s I_{cc})} - \frac{V_{co} + \log \left( a \frac{\left[ I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{co}}{R_p} \right]}{I_{cc} (V_{co} - R_s I_{cc})} \right)}{R_p} \quad (148)$$

Substituant l'éq. (148) dans l'éq. (147), on obtient :

$$V_m = V_{co} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - R_s I_{cc} \left(1 - \frac{a \left[ I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{co}}{R_p} \right]}{I_{cc} (V_{co} - R_s I_{cc})}\right) + a \log \left( \frac{a \left[ I_{cc} \left(1 + \frac{R_s}{R_p}\right) - \frac{V_{co}}{R_p} \right]}{I_{cc} (V_{co} - R_s I_{cc})} \right) \quad (149)$$

De ces deux Eqs. (148) et (149) on détermine la loi théorique de la puissance maximale.

$$P_{max} = I_m V_m \quad (150)$$

Le Tableaux 20 liste les valeurs de la puissance maximale des modules précédents calculées par la méthode proposée qui est donnée à l'éq. (150), ces valeurs sont comparées aux valeurs de la puissance maximale fournie par le fabricant aux conditions de références et aux valeurs expérimentales.

Tableaux 20 : Comparaison entre les puissances publiées et calculées

	Publiées	Calculées	Erreurs relatives %
Modules	Pmax (W)	Pmax (W)	
HR-185	185.0136	184.9584	0.0298
MSX110	109.8860	109.3245	0.5110
MSX53	53.44	53.4324	0.0142
NA-F135	159.0400	158.8690	0.1075
KC200GT	200.1430	200.0239	0.0595

Comparaison entre les puissances expérimentales et calculées

Modules	Expérimentales		Calculées	Erreurs relatives %	
	T °C	E W/m <sup>2</sup>	Pmax (W)		
HR-185	48.8	980	177.5370	177.4837	0.0300
MSX110	45	400	39.6808	39.5822	0.2485
NA-F135	25	200	26.7194	26.6693	0.1875

Les valeurs énumérées dans le Tableaux 20 montrent une très faible différence par suite une très faible erreur relative entre les puissances maximales aux CST et expérimentaux à ceux calculées par l'Eq. (150).

Après substitution d'Im et Vm dans l'Eq. (150) on obtient deux équations après quelques approximations, qui font apparaître l'effet des deux résistances Rs et Rp sur la puissance maximale ainsi qu'elles établissent la relation du facteur de forme.

$$P_{\max} = I_{cc}V_{co} \left( 1 - \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) \left[ 1 + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right] - \left( \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{2a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{V_{co} + 2a \log \left[ \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right]}{R_p I_{cc}} \right) \quad (151)$$

$$P_{\max} = I_{cc}V_{co} \left[ 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} - \frac{V_{co}}{R_p I_{cc}} \right] \left[ 1 + \frac{2R_s}{R_p} - \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right] \quad (152)$$

Des deux Eqs (151) et (152) on déduit deux expressions du facteur de forme (de remplissage) d'un module PV.

$$FF = \left( 1 - \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) \left[ 1 + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right] - \left( \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{2a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{V_{co} + 2a \log \left[ \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right]}{R_p I_{cc}} \right) \quad (153)$$

$$FF = \left[ 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} - \frac{V_{co}}{R_p I_{cc}} \right] \left[ 1 + \frac{2R_s}{R_p} - \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right] \quad (154)$$

Nous évaluons l'Eqs. (151), (152), (153) et (154) obtenues par approximation, par les données des modules enregistrées au Tableau 20.

Tableau 21 : Comparaison des puissances publiées et les puissances calculées par les modèles (151) et (152)

Modules	Publiées	Calculées	Calculées	Erreurs	Erreurs
	Pmax (W)	Modèle (151)	Modèle (152)	relatives %	relatives %
HR-185	185.0136	184.6334	184.5949	0.2100	0.2368
MSX110	109.8860	109.1655	109.2587	0.6502	0.5672
MSX53	53.4400	53.5404	53.5299	0.1840	0.1708
NA-F135	159.0400	158.5496	158.5508	0.3017	0.3017
KC200GT	200.1430	200.0264	199.9886	0.0675	0.0810

Tableau 22 : Comparaison entre les puissances expérimentales et les puissances calculées par les modèles (151) et (152)

Modules	Expérimentales			Calculées		Erreurs	Erreurs
	T °C	E W/m <sup>2</sup>	Pmax (W)	Pmax (W) Modèle (151)	Pmax (W) Modèle (152)	relatives %	relatives %
HR-185	48.8	980	177.5370	177.3930	177.3426	0.0811	0.1082
MSX110	45	400	39.6808	39.4259	39.4451	0.6429	0.5857
NA-F135	25	200	26.7194	26.6198	26.6128	0.3822	0.4105

Tableau 23 : Comparaison entre les facteurs de forme publiées et calculées par les modèles (151) et (152)

Modules	Publiées	Calculées		Erreurs	Erreurs
	FF	FF Modèle (151)	FF Modèle (152)	relatives %	relatives %
HR-185	0.7600	0.7584	0.7582	0.2100	0.2368
MSX110	0.7228	0.7181	0.7187	0.6502	0.5672
MSX53	0.7610	0.7624	0.7623	0.1840	0.1708
NA-F135	0.7291	0.7269	0.7269	0.3017	0.3017
KC200GT	0.7402	0.7397	0.7396	0.0675	0.0810

Tableau 24 : Comparaison entre les facteurs de formes expérimentales et les facteurs de formes calculées par les modèles (151) et (152)

Modules	Expérimentales			Calculées		Erreurs	Erreurs
	T °C	E W/m <sup>2</sup>	FF	FF Modèle (151)	FF Modèle (152)	relatives %	relatives %
HR-185	48.8	980	0.7397	0.7391	0.7389	0.0811	0.1082
MSX110	45	400	0.7000	0.6955	0.6959	0.6429	0.5857
NA-F135	25	200	0.7064	0.7037	0.7035	0.3822	0.4105

En inspectant les Tableaux ci-dessus l'erreur relative des valeurs calculées sont minime et inférieur à 1%, ceci prouve que les modèles proposées pour le calcul de la puissance maximale ou le facteur de remplissage aux différents conditions sont valables pour évaluer les performances d'un module PV, ces équations nécessite la connaissance des quatre paramètres  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$  et les deux résistances  $R_s$  et  $R_p$ .

Les Figs 19 et 20 présentent les points des puissances et les facteurs de formes publiées par les fabricants ainsi que ceux calculées, ces points sont très voisins, la différence entre les valeurs calculées et publiées est tolérable.

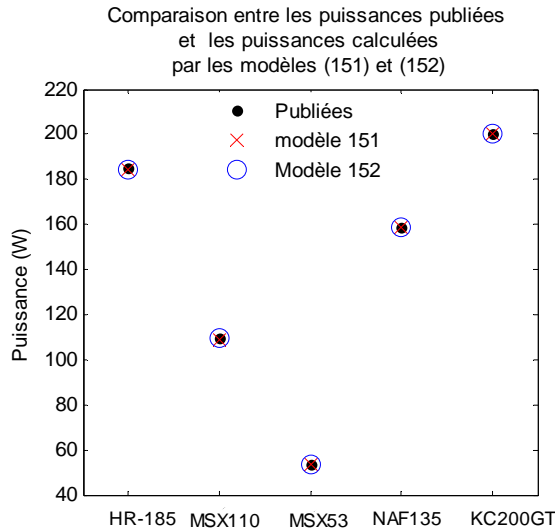


Fig. 19 : Puissance publiées et calculées

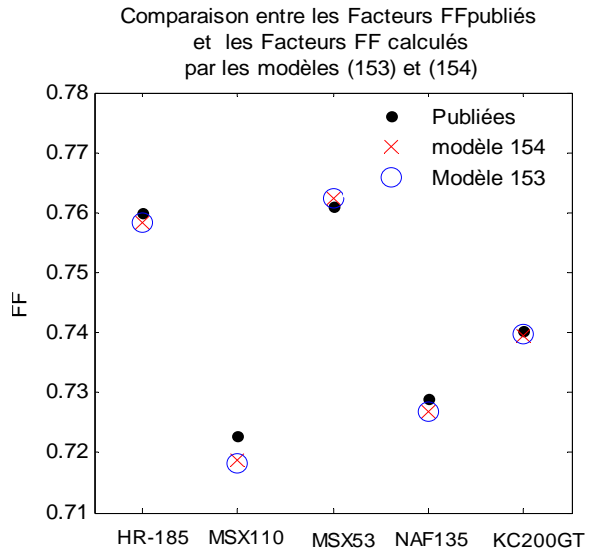


Fig. 20 : Facteurs de forme publiés et calculés

## 10. INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ECLAIREMENT

La température du fonctionnement d'un module PV est déterminée par un bilan énergétique. L'énergie solaire absorbée par un module une partie est convertie en énergie thermique et l'autre partie en énergie électrique qui est achevée à la charge par un circuit externe.

Citant comme exemple un module PV (cellule) exposée à un éclairement de 1 kW /m<sup>2</sup> n'en transforme en électricité que 12 % au plus, le reste est de 88 % étant dissipé en chaleur au milieu environnant. D'une façon générale, le fonctionnement des piles solaires sous des températures élevées à pour conséquence la réduction de leurs efficacités.

Dans les cas où cette dissipation thermique n'est pas possible, comme le photovoltaïques intégré aux bâtiments et systèmes PV concentrant, la chaleur doit être enlevée par quelques moyens mécaniques, tels que la circulation à air forcé, ou par un échangeur de chaleur de l'eau en contact avec la face arrière des modules PV. Dans ce cas-ci, la chaleur peut être employée à un avantage, ces systèmes s'appellent les systèmes l'hybride photovoltaïque/thermale (PV/Ts). Puisque ces systèmes offrent un certain nombre d'avantages, même PV monté par toit normal peut être converti en hybride PV/Ts.

### 10.1 FACTEUR D'IDEALITÉ

La tension thermique est une fonction linéaire de la température des cellules d'un module (cellule) et facteur d'idéalité A [5, 35].

$$\frac{a}{a_{ref}} = \frac{T_c}{T_{ref}} \quad (155)$$

T<sub>ref</sub> et a<sub>ref</sub> sont respectivement la température, la tension thermique et le facteur d'idéalité aux conditions standard de référence, tandis que T<sub>c</sub> et a sont les mêmes paramètres aux conditions de fonctionnement.

### 10.2 COURANT DE SATURATION

Messenger et Ventre (2004) présente une équation du courant de saturation  $I_s$  à partir de la théorie d'une diode. Définie par le ratio des équations des courants de saturation à la température de fonctionnement et à la température de référence, qui est donné par l'équation suivante [35].

$$\frac{I_s}{I_{s_{ref}}} = \left( \frac{T_c}{T_{c_{ref}}} \right)^3 \exp \left( \frac{1}{K} \left[ \frac{E_{g_{ref}}}{T_{c_{ref}}} - \frac{E_g}{T_c} \right] \right) \quad (156)$$

$K$  est la constante de Boltzmann et  $E_g$  est la bande de gap du matériau semi conducteur.

W. De Soto, S.A. Klein et W.A. Beckman donnent une équation d'énergie de la bande de gap  $E_g$  à une température  $T_c$ , qui peut être utilisée pour tous type de modules à base de silicium [35]:

$$E_g = (1 - 0.0002677 (T_c - T_{c_{ref}})) E_{g_{ref}} \quad (157)$$

Les données de valeurs de  $E_{g_{ref}}$

Type de cellule	Silicium à couche mince	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	amorphe 3 jonctions
$E_{g_{ref}}$ (eV)	1.12	1.12	1.14	1.6

### 10.3 LE PHOTO-COURANT $I_{ph}$

Le photo-courant  $I_{ph}$  est pratiquement une fonction linéaire de l'éclairement  $G$ , quelque pyranomètres, on utilise les données du courant de court circuit de la cellule solaire comme une mesure de l'ensoleillement. Le photo-courant  $I_{ph}$  dépend de la température  $T_c$  des cellules et la radiation solaire  $G$  absorbée par la surface active du module, et le coefficient  $\alpha$  de température du courant de court circuit [5, 6, 7, 8, 9, 10,11, 29, 36].

$$I_{ph}(T_c) = \frac{G}{G_{ref}} [I_{ph_{ref}} + \alpha(T_c - T_{ref})] \quad (158)$$

La variation du courant de court circuit par définition du coefficient de température est proportionnelle à la température [5, 6, 7, 8, 9, 10,11]:

$$I_{cc}(T_c) = \frac{G}{G_{ref}} (I_{cc_{ref}} + \alpha(T_c - T_{ref})) \quad (159)$$

### 10.4 LA TENSION DU CIRCUIT OUVERT $V_{co}$

La tension du circuit ouvert  $V_{co}$  varie linéairement avec la température des cellules PV et le coefficient  $\beta$  de température du circuit ouvert. Cette tension à la condition de circuit ouvert ne changera que légèrement avec le flux lumineux. Puisque la tension (V) aux bornes de la jonction varie peu car elle est fonction de la différence de potentiel à la jonction N-P du matériau lui-même [5, 6, 7, 8, 10,11]:

$$V_{co}(T_c) = V_{co_{ref}} + \beta(T_c - T_{ref}) \quad (160)$$

L'expression (160) montre que  $V_{co}$  est indépendante de l'éclairement.



La tension du circuit ouvert dépend de  $I_{cc}$  et  $I_s$  et la tension thermique a. son équation est donnée par :

$$V_{co}(T_c, G) = a \log\left(\frac{I_{cc}}{I_s}\right) \quad (161)$$

A un ensoleillement  $G$  et une température  $T_c$  fixe, on a :

$$V_{co}(T_c, G) = a \log\left(\frac{I_{cc} \frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)}{I_s}\right) \quad (162)$$

$$V_{co}(T_c, G) = a \log\left(\frac{I_{cc_{réf}}}{I_s}\right) + a \log\left(\frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)\right) \quad (163)$$

$$V_{co}(T_c, G) = V_{co_{réf}} + a \log\left(\frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)\right) \quad (164)$$

La relation de L'Eq. (164) fait apparaître la dépendance de  $V_{co}$  de l'ensoleillement avec la tension thermique  $a$  est supposée constante et égale à la tension aux conditions de référence.

A un ensoleillement  $G$  et une température  $T_c$ , la nouvelle  $V_{co}$  dans ces conditions est la somme des deux relations données aux Eqs. (160) et (164):

$$V_{co}(T_c, G) = V_{co_{réf}} + \beta \Delta T + a \log\left(\frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)\right) \quad (165)$$

Le courant de saturation à une température  $T_c$  peut être estimé par la relation suivante, en employant ces deux dernières expressions puisque le courant  $I_s$  aux conditions de référence peut être approximer par:

$$I_{s_{réf}} = \frac{I_{cc_{réf}}}{\exp(V_{co_{réf}} / a) - 1} \quad (166)$$

$I_s$  à une température  $T_c$  est calculée par :

$$I_s(T_c) = \frac{I_{cc}}{\exp(V_{co} / a) - 1} \quad (167)$$

Ou bien l'équation :

$$I_s(T_c) = \frac{(I_{cc_{réf}} + \alpha(T_c - T_{réf}))}{\exp\left(\frac{T_{réf}(V_{co_{réf}} + \beta(T_c - T_{réf})) + a \log\left(\frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)\right)}{a_{réf} T_c}\right) - 1} \quad (168)$$

## 10.5 EFFET DE LA TEMPERATURE SUR LA RÉSISTANCE SÉRIE $R_s$

La résistance série contrôle la forme de la caractéristique courant – tension au voisinage du point de la puissance maximale. Son impact est présenté sur la Fig.21 du module MSX110 à cellules polycristallines aux conditions de référence. Les courbes de la Fig. 21 sont tracées avec des valeurs de  $R_s$  variant +10% et -10% par rapport à la valeur initiale de la résistance  $R_s$ . Nous remarquons que son impact sur la caractéristique I-V est faible. De cet effet la valeur de la résistance  $R_s$  est supposée constante [35].

$$R_s = R_{s_{réf}} \quad (169)$$

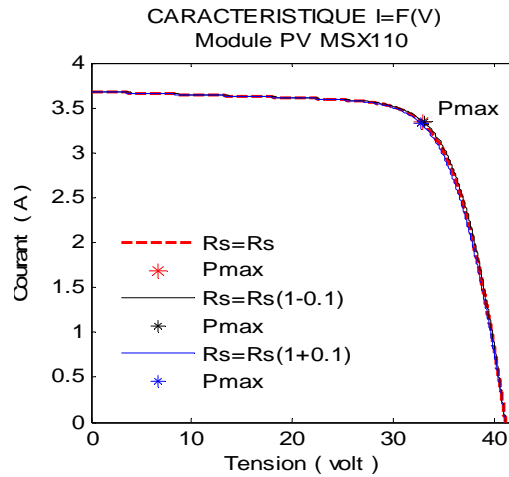


Fig. 21 : effet de la température sur la résistance série du module MSX110

La Fig.21 fait connaître que les courbes I-V tracées pour une variation de  $\pm 10\%$  par rapport à la valeur de référence de  $R_s$  sont presque confondues, une faible différence absolue est décelée entre le courant et la tension calculés par ces valeurs de résistance série et la résistance de référence. Le Tableau 26 contient les valeurs calculées du courant et la tension de la puissance maximale. L'erreur commise sur la puissance maximale est inférieure au seuil autorisé de 1%.

Tableaux 26 : Valeurs du courant  $I_m$ , la tension  $V_m$  et la différence absolue de  $P_{max}$

$R_s (1+0.1) (\Omega)$		Valeur de référence ( $\Omega$ )		$R_s (1-0.1) (\Omega)$		Différence absolue	
$I_m (A)$	$V_m (V)$	$I_m (A)$	$V_m (V)$	$I_m (A)$	$V_m (V)$	$\Delta P_{max}$	$\Delta P_{max}$
3.3372	32.78	3.34	32.9	3.3422	33.01	0.48	0.44

### 10.6 EFFET DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LA RÉSISTANCE SÉRIE $R_s$

Certain auteurs (Duffie, Beckmann et W. De Soto etc...) suppose que l'effet de l'ensoleillement sur la résistance série est négligeable. En conséquence la résistance  $R_s$  est supposée constante et sa valeur est égale à la valeur déterminée aux conditions standards de qualification des modules. Duffie et Beckmann font apparaître que l'effet de la température et de l'ensoleillement sur la résistance série est in significatif. Mais l'expérience montre le contraire.

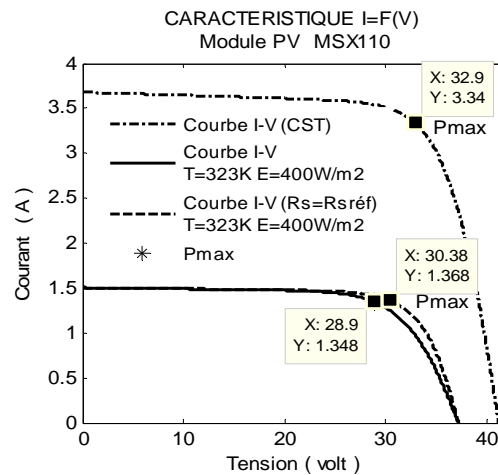


Fig. 22 : Effet de l'ensoleillement sur la résistance série du module MSX110

La Fig.22 montre la différence entre les caractéristiques I-V à un ensoleillement de 400W/m<sup>2</sup> et à une température de 50 °C, la courbe en pointillé gras est tracée avec la valeur de référence de la résistance série tandis que l'autre courbe est tracée avec la valeur expérimentale et avec les mêmes paramètres expérimentales, a et Rp. La Fig.22 montre que la partie de la courbe en ligne pointillée comprise entre le point de puissance maximale et le point du circuit ouvert est déplacé vers la droite due à la faible valeur de Rs.

Tableau 27 : Comparaison entre les courant Im et Vm

Rs = Rsref = 0.70 (Ω)			Rs= 1.71 (Ω) calculée			Différence absolue		
Im (A)	Vm (V)	Pmax	Im (A)	Vm (A)	Pmax	ΔIm (A)	ΔVm (V)	ΔPmax
1.368	30.38	41.5598	1.348	28.9	38.9572	0.0200	1.48	2.6026

Le Tableau 27 liste les valeurs du courant Im et Vm ainsi que la différence absolue de la puissance maximale. La différence entre les deux puissances est non négligeable, L'erreur relative résultante de cette différence est de 6.68%, parfois excède cette valeur. Prendre la valeur de la résistance série aux conditions standards de test (CST) conduit à la mauvaise prédiction de la performance des modules PV en d'autres conditions de température et d'ensoleillement.

### 10.7 EFFET DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LA RÉSISTANCE PARALLELE Rp

La résistance shunt Rp contrôle la pente de la caractéristique courant – tension aux conditions de court circuit, une large valeur de Rp conduit à une pente horizontale. Son effet est visible sur la Fig. 23 du module K210GH à cellules polycristallines aux conditions de référence. Les courbe de la Fig. 23 sont tracés avec des valeurs de 0.5Rp et 2Rp. la résistance parallèle Rp semble changer avec le rayonnement solaire absorbé pour tous types de cellules photovoltaïque bien que son effet est plus apparent pour les types de cellules qui ont une résistance shunt relativement petite au conditions de référence (W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman). Schroder (1998) indique que la résistance parallèle Rp est inversement proportionnelle à la radiation solaire absorbée. La relation empirique proposée pour décrire l'effet de Rp est la suivante [34]:

$$\frac{Rp}{Rp_{ref}} = \frac{G_{ref}}{G} \tag{170}$$

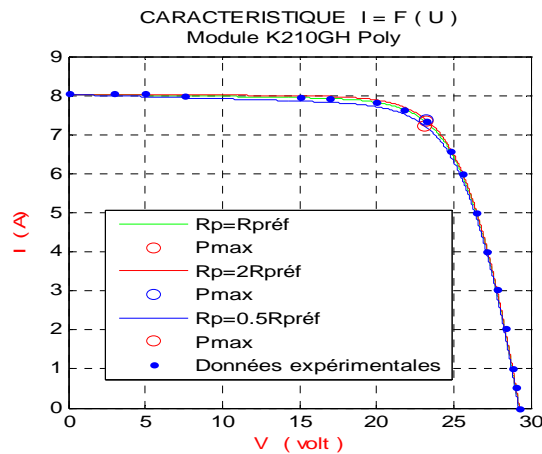


Figure 23 : effet de la résistance Rp pour le module K210GH polycristallin

### 10.8 INFLUENCE DE LA TEMPÉRATURE ET DE L'ENSOLEILLEMENT (MODELE EXPLICITE)

$$I = I_{cc} \left( 1 - C1 \left( \exp \left( \frac{V}{C2V_{co}} \right) \right) - 1 \right) + \Delta I \quad (171)$$

Les paramètres C1 et C2 sont comme suit :

$$C1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \exp \left( \frac{-V_m}{C2V_{co}} \right) \quad \text{et} \quad C2 = \frac{\frac{V_m}{V_{co}} - 1}{\ln \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)} \quad (172)$$

Pour obtenir le réseau de caractéristiques I (V) à un ensoleillement et température de cellules données, les transformations suivantes seront appliquées:

$$\Delta I = I_{cc} \left( \frac{G}{G_{réf}} - 1 \right) + \alpha (T_c - T_{réf}) \frac{G}{G_{réf}} \quad (173)$$

$$V_m = V_{m_{réf}} \left( 1 + 0.0539 \log \left( \frac{G}{G_{réf}} \right) \right) + \beta (T_c - T_{réf}) \quad (174)$$

### 10.9 SIMULATION DE LA L'INFLUENCE DE L'ENSOLEILLEMENT

Afin d'authentifier les modèles donnés aux équations (155), (159), (160), (165), (169) et (170), nous avons pris les données aux conditions de référence et à un ensoleillement de 200W/m<sup>2</sup> et une température de 25 °C délivrées par le fabricant du module PV HIT-N240SE10.

Les paramètres de ce module sont déterminés suivants les données fournies à l'aide des équations (90), (91), (95), (96 ou 97), (98) et (100) et par application de modèles de variations de température et les coefficients β et α procurés par le fabricant.

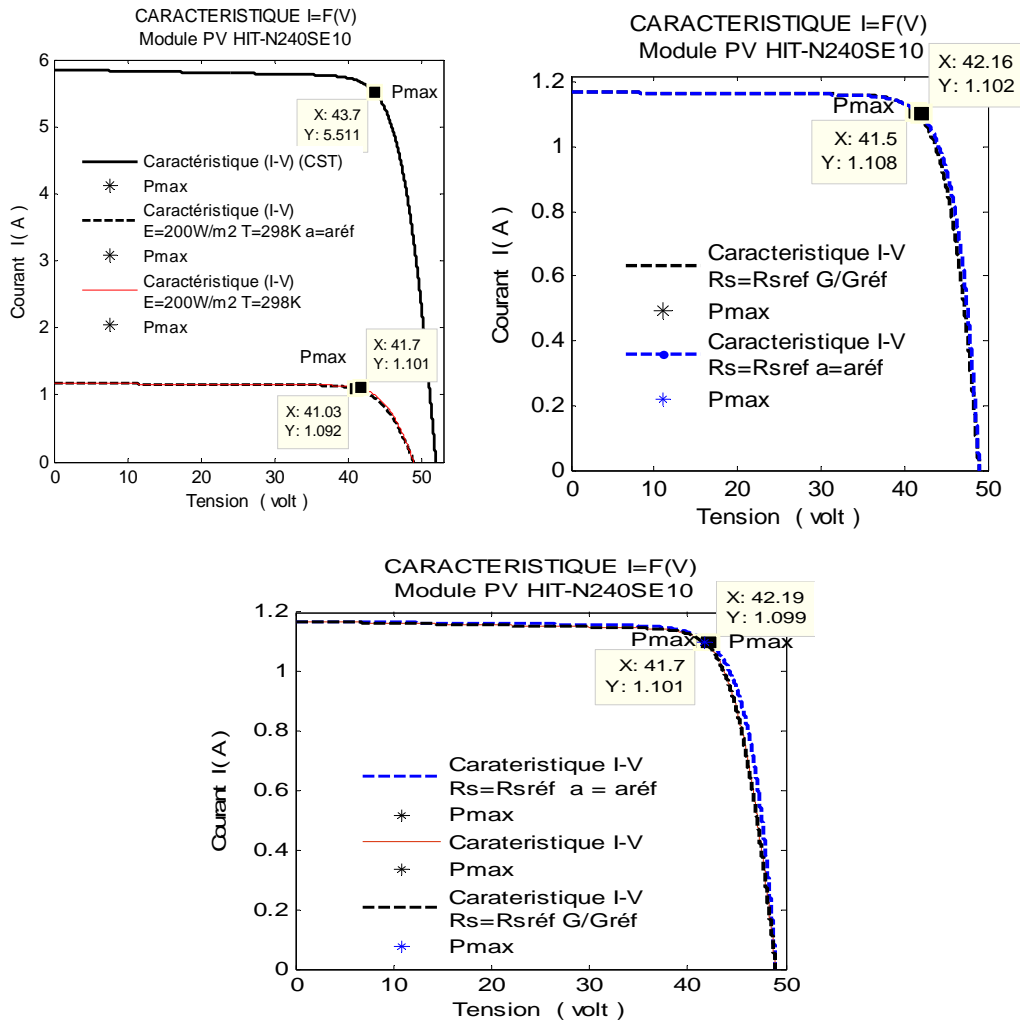
Le Tableau 28 comporte les paramètres des modules aux conditions de référence et ceux aux conditions de 200W/m<sup>2</sup> et 25 °C ainsi que les principaux paramètres déterminés par la méthode de la pente, que soit Rs ou Rp avec ajustement de la courbe par le paramètre A (Facteur d'idéalité). Tandis que le Tableau 29 groupe les coefficients de variation de température.

Tableau 28 : Valeurs des points spécifiques publiées

Module	Conditions de référence (CST) E=1000 W/m <sup>2</sup> T=298K AM=1.5						
	I <sub>ccréf</sub>	V <sub>coréf</sub>	I <sub>m<sub>réf</sub></sub>	V <sub>m<sub>réf</sub></sub>	R <sub>s<sub>réf</sub></sub>	R <sub>p<sub>réf</sub></sub>	a <sub>réf</sub>
	5.85	52	5.51	43.7	0.2687	1021	2.2943
HIT-N240SE10	Conditions E=200W/m <sup>2</sup> T=298K						
	I <sub>cc</sub>	V <sub>co</sub>	I <sub>m</sub>	V <sub>m</sub>	R <sub>s</sub>	R <sub>p</sub>	a
	1.17	49.0	1.10	41.7	1.1372	2485.1	1.9574

Tableau 29 : Coefficients de température

Coefficients de température	α mA/°C	β V/°C	γ %/°C
HIT-N240SE10	1.76	-0.131	-0.30



Figs 24 : caractéristiques I-V des modules

Le Tableau 30 recueille les valeurs des paramètres  $I_m$ ,  $V_m$ ,  $R_s$ ,  $R_p$  et  $a$ .

Tableau 30 : Paramètres calculés par applications des modèles de dépendance de G

Module	Conditions $E=200W/m^2$ $T=298K$						
	$I_m$	$V_m$	$R_s$	$R_p$	$a$	$P_{max}$ publiée	$P_{max}$ calculée Eq (145)
HIT-N240SE10	1.108	41.50	1.3435	5105	1.9574	45.8700	45.7663
	1.102	42.16	$R_{sref}$	5105	aréf		46.1665

Tableau 31 : Points remarquables calculés par applications des modèles de dépendance de G

Conditions $E=200W/m^2$ $T=298K$			
$I_{cc}$	$V_{co}$	$I_m$	$V_m$
1.1700	48.9578	1.1020	40.6578
Vm calculée en employant la puissance maximale conditions $E=200W/m^2$ $T=298K$			
#	#	#	43.6364

Tableau 32 : Valeurs de  $V_m$  calculées en employant le coefficient de température de  $V_{co}$

Conditions $E=200W/m^2$ $T=298K$	
Vm calculée en utilisant aréf	
40.0075	
Vm est évaluée en utilisant la tension thermique a calculée	
40.6575	
Vm est appréciée en employant la puissance maximale, conditions $E=200W/m^2$ $T=298K$	
43.5572	

Les caractéristiques I-V des modules aux conditions standards de test sont présentées en noire sur les Figs.24, la courbe I-V en rouge est tracée avec les paramètres déterminés aux conditions de  $200\text{W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$  par contre les courbes en noire pointillés sont tracées aux mêmes conditions que les courbes en rouge en utilisant les modèles d'influence de l'éclairement avec la tension thermique est celle calculée dans ces conditions, tandis que la courbe I-V en bleu est crayonnée avec les paramètres de référence acceptés la résistance shunt  $R_p$  est calculée avec l'Eq. (170).

A remarquer que la caractéristique en bleu est déplacée à droite par rapport à la courbe I-V de référence en rouge (conditions  $200\text{W/m}^2$  et  $25^\circ\text{C}$ ) son déplacement est dû à la faible valeur de la résistance série  $R_s$ , l'effet de  $R_s$  est clair sur la partie de la courbe situant entre le point de la puissance maximale le point de circuit ouvert (Figs.24. a), ainsi que son impact est important surtout sur la tension  $V_m$  de  $P_{\text{max}}$ . Par contre l'effet de la résistance parallèle est négligeable en utilisant l'Eq. (170).

Figs.24 montre que la courbe I-V en noire pointillés et la caractéristique de référence en rouge ont un comportement presque similaire, une légère différence en point de puissance maximale, qui est due à la différence de valeur de  $R_s$  (voir Tableaux).

L'erreur relative entre les valeurs calculées en utilisant les Eqs. (158) et (165) et publiées par le fabricant sur le courant  $I_{\text{cc}}$ ,  $I_m$  et  $V_{\text{co}}$  sont 0.00%, 0.18% et 0.025% respectivement. L'erreur relative évaluée par les valeurs enregistrées au Tableau 30 sur  $I_m$ ,  $V_m$  et  $P_{\text{max}}$  sont 0.08%, 0.14% et 0.1275% respectivement en utilisant les valeurs de la caractéristique en noire pointillés, en outre l'erreur relative due aux valeurs d' $I_m$ ,  $V_m$  et  $P_{\text{max}}$  de la caractéristique en bleu pointillés sont 0.09%, 1.175% et 1.17%.

A constater que le point de la puissance maximale sur les caractéristiques en bleu est déplacé vers la droite par rapport à celui de la caractéristique de référence en rouge, ceci conduit à conclure que la résistance série n'est pas tout à fait constante en d'autres conditions autre que les conditions standard de test, confirmée par les valeurs de  $R_s$  données aux Tableaux 8, 10 et 23. On infère que la résistance  $R_s$  varie presque inversement au flux lumineux. En outre l'influence de  $R_p$  est négligeable, sa relation donnée à l'équation (170) est acceptable.

La tension thermique change avec la température et l'ensoleillement (Tableau 28), mais la valeur du facteur d'idéalité  $A$  peut être prise égale à sa valeur déterminée aux conditions standards de test lorsque il y aura changement de température à un éclairement constant Eq (155). Par contre l'effet de l'ensoleillement sur le facteur de qualité de la diode est non négligeable Tableau 28.

## **11. INFLUENCE DE LA TENSION THERMIQUE SUR LA CARACTERISTIQUE I-V**

La tension thermique a son effet est important sur la caractéristique courant – tension au voisinage du point de la puissance maximale. Son influence est présentée sur la Fig.25 du module MSX110 à cellules polycristallines aux conditions de référence. Les courbes de la Fig. 25 sont tracées avec des valeurs de  $\pm 9\%$  par rapport à la valeur déterminée aux conditions standards de test (CST).

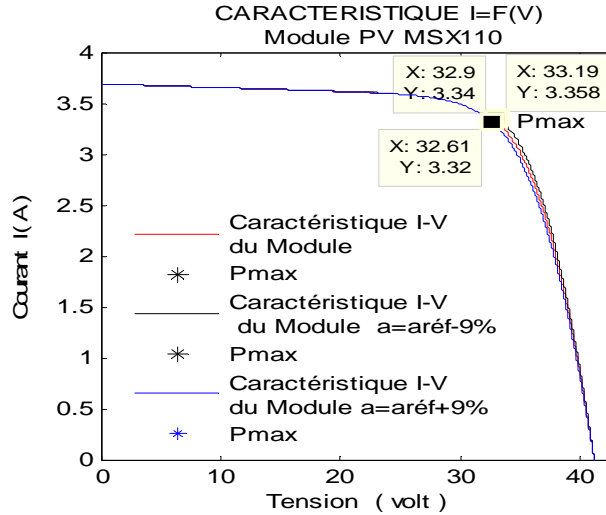


Fig. 25 : Effet de la tension thermique sur le point de la puissance maximale

La Fig. 25 indique l'effet de la tension thermique (facteur d'idéalité A) est significatif sur les coordonnées du point de la puissance maximale. A constater, qu'il y a accroissement du courant  $I_m$  et de la tension  $V_m$  pour une augmentation de 9% seulement par apport à la valeur de référence, l'erreur relative commise sur  $I_m$ ,  $V_m$  et  $P_{max}$  est de 0.54%, 0.90% et 1.43%. En effet sa diminution entraîne une chute de tension  $V_m$  et un décroissement du courant  $I_m$ , l'erreur relative due à cette réduction est du même ordre que son augmentation.

Nous proposons une méthode de calcul de la tension thermique en d'autres conditions. Cette méthode consiste à évaluée la tension  $V_m$  du point maximal de puissance en utilisant les lois de la tension du circuit ouvert évoquée aux l'Eq. (165) et celle de la puissance maximale.

$$P_{max_1}(T_c, G) = I_{m_{réf}} \frac{G}{G_{réf}} \left( 1 + \alpha \Delta T \left( V_{m_{réf}} + \beta \Delta T + a \log \left( \frac{G}{G_{réf}} \right) \right) \right) \quad (175)$$

$$P_{max_2}(T_c, G) = P_{max_{réf}} \frac{G}{G_{réf}} (1 + \gamma \Delta T) \quad (176)$$

La tension  $V_m$  est obtenue par la moyenne des deux puissances :

$$V_m(T_c, G) = \frac{P_{max_1} + P_{max_2}}{2 I_{m_{réf}} \frac{G}{G_{réf}} (1 + \alpha \Delta T)} \quad (177)$$

Appliquant le modèle de la tension  $V_m$  déduit du modèle d'une diode de l'Eq. (1) :

$$V_m(T_c, G) = V_{co_{réf}} + \beta \Delta T + a \log \left( \frac{G}{G_{réf}} \right) - R_s I_m + a \log \left( \frac{X}{I_{cc}} \right) \quad (178)$$

Des deux Eqs. (177) et (178), on obtient l'équation suivante :

$$a = \frac{0.5 V_{m_{réf}} \left( 1 + \frac{1 + \gamma \Delta T}{1 + \alpha \Delta T} \right) + R_s I_m - 0.5 \beta \Delta T - V_{co_{réf}}}{\log \left( \frac{X}{I_{cc}} \right) + 0.5 \log \left( \frac{G}{G_{réf}} \right)} \quad (179)$$

X est évaluée par la relation suivante :

$$X = (I_{cc} - I_m)(1 + \alpha\Delta T) - \frac{V_{mréf}}{R_p} \quad (180)$$

Le Tableau 33: comparaison entre la valeur déterminée et calculée par l'Eq. (179)

HIT-N240SE10		Conditions E=200W/m <sup>2</sup> T=298K				
La tension thermique et facteur d'idéalité	aréf	a calculée	a calculée	Aréf	A	A évaluée
			Par l'Eq. (179)		calculée	Par l'Eq. (179)
	2.4426	1.9500	1.9081	1.3200	1.0538	1.0311

La comparaison entre la valeur estimée par le modèle proposée et la valeur calculée montre une très faible différence.

## 12. INFLUENCE DE L'ECLAIREMENT INHOMOGENE

Dans certaines conditions, on ne peut pas garantir une irradiation homogène sur la totalité du générateur PV (ombres partielles sur le générateur PV, liées par exemple à des feuilles d'arbre tombées à l'automne, ombres d'infrastructures de bâtiments). Ainsi, lorsqu'une ou plusieurs cellules d'un générateur PV sont éclairées différemment par rapport à ses proches voisines, un comportement dégradé apparaît pour le générateur PV. Les cellules recevant moins d'énergie doivent dissiper le surplus de courant délivré par celles qui sont les plus éclairées, créant ainsi des échauffements locaux pouvant aller jusqu'à la destruction d'une partie du générateur PV si le défaut persiste. Des poussières sur l'ensemble des capteurs peuvent à la longue produire ce type de défaut. Ces phénomènes ont une incidence directe sur la production d'énergie. La puissance délivrée par le générateur peut alors fortement chuter par rapport à la puissance produite sous éclairage homogène. De simples simulations effectuées à l'aide du modèle d'une diode que montre (figure). Jusqu'à présent, pour éviter des détériorations définitives, des diodes de protection supplémentaires sont placées sur les générateurs PV de forte puissance (diode by-pass, diode anti-retour). Cependant, ces protections sont coûteuses, autant en surplus de composants qu'en perte de rendement.

### 12.1 MODELE DE SIMULATION

Par conséquent l'analyse et l'étude d'ombrage partiel sur les caractéristiques inverse sont beaucoup plus importantes. Les caractéristiques I-V d'obscurités ou inverse d'un module (cellule) solaire est employée pour modéliser l'ombrage partielle donnée par l'équation suivante [32, 33, 34, 35, 36, 37, 38,39].

$$I = I_{ph} - I_s \left( \exp \left( \frac{V + IR_s}{AnV_T} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} - c(V + IR_sM) \left( 1 - \frac{V + IR_s}{V_{br}} \right)^m \quad (181)$$

c : est la fraction du courant ohmique impliquée dans la panne d'avalanche

m : est l'exposant de l'expression de la panne d'avalanche

V<sub>br</sub> : tension aux bornes de l'ensemble de cellules ombragées



Circuit électrique équivalent :

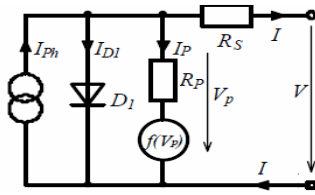


Figure 26: circuit électrique équivalent

## 12.2 SIMULATION

Caractéristiques I-V du module BP4180T de 72 cellules ayant 4 diodes de protection.

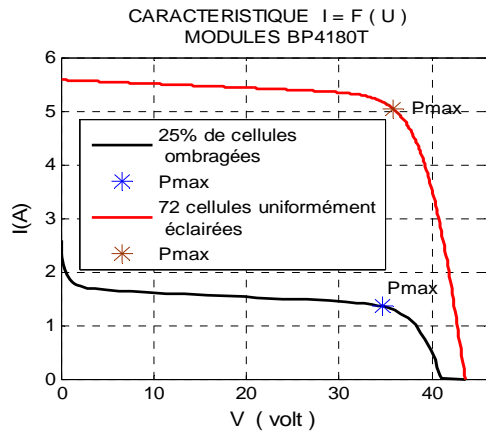


Fig 27: Caractéristiques I-V du module BP4180T de 72 cellules sans diodes de protection

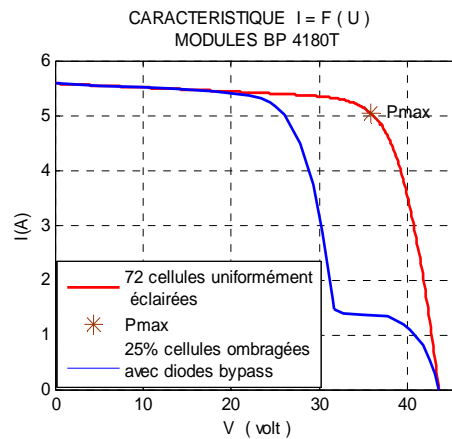


Fig 28: Caractéristiques I-V du module BP4180T de 72 cellules ayant 4 diodes de protection.

## 13. CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Un champ photovoltaïque est un groupement mixte (séries et parallèles) de modules PV de caractéristiques similaires (issues de la même technologie, du même lot de fabrication) selon les besoins des applications visées. Les deux types de regroupement sont en effet possibles et souvent utilisés afin d'obtenir en sortie des valeurs de tension et intensité souhaités.

Le générateur photovoltaïque est constitué d'un réseau série - parallèle de nombreux modules photovoltaïques regroupés entre eux. La caractéristique électrique globale courant/tension du générateur photovoltaïque se déduit donc théoriquement de la combinaison des caractéristiques des  $N_s$  et  $N_p$  cellules élémentaires supposées identiques qui le composent par deux affinités de rapport  $N_s$  parallèlement à l'axe des tensions et de rapport  $N_p$  parallèlement à l'axe des courants, ainsi que l'illustre la figure (29),  $N_s$  et  $N_p$  étant respectivement les nombres totaux de modules en série et en parallèle. En pratique, cette caractéristique combine les caractéristiques disparates de modules soumis à des éclairagements et à des températures différents car non uniformes sur l'ensemble d'un générateur de plusieurs mètres carrés regroupant plusieurs panneaux, mais conserve l'allure fondamentale classique de celle d'une cellule élémentaire avec des valeurs de tension et de courant plus élevées tant que les déséquilibres inévitables restent assez faibles pour que les diodes de protection n'agissent pas. L'influence de l'éclairagement et de la température sur les courants et tensions caractéristiques  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$  reste la même que pour la cellule élémentaire ou pour un module. En revanche, dès que des déséquilibres importants apparaissent, l'action de

certaines diodes de protection séries ou parallèles modifie notablement cette allure classique, laissant apparaître des irrégularités ou cassures typiques. Les déséquilibres sont dus à un groupe de modules devenus faibles avec le vieillissement, combiné avec un dépôt de poussière important sur un générateur installé depuis 10 par exemple.

### 13.1 MODELE ELECTRIQUE D'UN CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Le schéma ci-dessous présente un champ photovoltaïque constitué d'un groupement de modules série et parallèle.

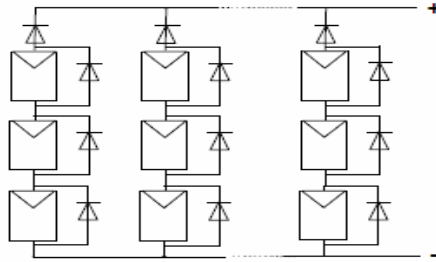


Fig 29 : Câblages série parallèle de modules avec diodes de protections

Soit un champ PV composé de  $N_s$  modules en série par branche et  $N_p$  branches parallèles. Son modèle électrique est issu du modèle d'une diode donnée par [2, 40, 41, 43]:

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left( \exp \left( \frac{V + I R_{s_G}}{N_s + \frac{I R_{s_G}}{N_p}} \right) - 1 \right) - N_p \frac{V + I R_{s_G}}{R_{p_G}} \quad (182)$$

$R_{s_G}$  et  $R_{p_G}$  sont les nouvelles résistances séries et parallèle équivalentes du système, défini par :

$$R_{s_G} = \frac{N_s}{N_p} R_{sM} \quad R_{p_G} = \frac{N_s}{N_p} R_{pM} \quad (183)$$

$I_{ph}$ ,  $I_s$ ,  $A$ ,  $R_{sM}$  et  $R_{pM}$  sont les paramètres d'un module (supposons que les modules sont identiques)

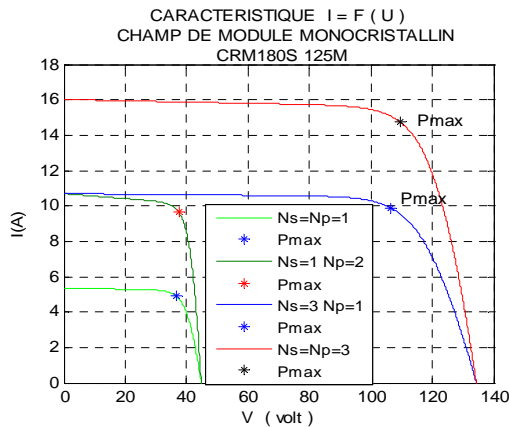


Fig 30: Caractéristique I-V d'un champ photovoltaïque

### 13.2 INFLUENCE DE LA TEMPERATURE ET DE L'ENSOLEILLEMENT SUR LES PARAMETRES EXTERNES D'UN CHAMP PV

Les paramètres externes d'un champ PV notés  $I_{phG}$ ,  $I_{sG}$ ,  $R_{sG}$ ,  $R_{pG}$  et  $a_G$  du modèle d'une diode sont déterminés à partir des coefficients de température d'un module (supposons que les modules ont les mêmes caractéristiques (identiques) et issue du même lot de fabrication)) donnés aux conditions de référence.

#### La tension du circuit ouvert

Aux conditions standards de référence

$$V_{co_G}(T_r) = N_s V_{co_{réf}} \quad (184)$$

A une température  $T_c$  de modules

$$V_{co_G}(T_c) = N_s [V_{co_{réf}} + \beta(T_c - T_{réf})] \quad (185)$$

#### Le courant de court circuit $I_{cc}$

Aux conditions standards de référence

$$I_{ph_G}(T_{c_{réf}}) = N_p I_{ph_{réf}} \quad (186)$$

A une température  $T_c$  de modules

$$I_{ph_G}(T_c) = N_p \frac{G}{G_{réf}} [I_{ph_{réf}} + \alpha(T_c - T_{réf})] \quad (187)$$

#### Le courant de saturation $I_s$

Aux conditions standards de référence

$$I_s(T_c) = N_p I_{s_{réf}} \quad (188)$$

A une température  $T_c$  de modules

$$I_s(T_c) = \frac{N_p \frac{G}{G_{réf}} (I_{cc_{réf}} + \alpha(T_c - T_{réf}))}{\exp\left(\frac{T_{réf} N_s (V_{co_{réf}} + \beta(T_c - T_{réf}))}{a_{réf} T_c}\right) - 1} \quad (189)$$

La tension thermique est estimée par l'Eq (155) :

$$\frac{a}{a_{M_{réf}}} = \frac{T_c}{T_{réf}} \quad (190)$$

#### La résistance $R_s$

$$R_{s_{champ}} = \frac{N_s G}{N_p G_{réf}} R_{s_{champ_{réf}}} \quad (191)$$

#### La résistance $R_p$

La résistance  $R_{pG}$  à une température  $T_c$  est estimée en employant la relation donnée à l'équation (112) :

$$R_{p_{champ_{réf}}} = \frac{N_p}{N_s} R_{p_{réf}} \quad \frac{R_{p_{champ}}}{R_{p_{champ_{réf}}}} = \frac{N_p G_{réf}}{N_s G} \quad (192)$$

## 14. MODELISATION DE LA PUISSANCE

### 14.1 MODELE DE LA PUISSANCE D'UN MODULE PV DANS LES CONDITIONS DE REFERENCE

Les modules photovoltaïques sont livrés avec une valeur de la puissance crête (nominale). Cette puissance crête représente la puissance délivrée par les modules dans les conditions de test standard, c'est-à-dire, avec un éclairement  $G_0$  de  $1\text{kW/m}^2$  et une température de référence  $T_r$  de  $25^\circ\text{C}$ . Elle est définie par [42, 43, 44] :

$$P_{Max}^{ref} = \eta_r \cdot S \cdot G_{ref} \quad (193)$$

Où  $S$  est la surface active du module et  $\eta_r$  son rendement nominal.

### 14. MODELE DE LA PUISSANCE A LA SORTIE D'UN CHAMP PV

#### 14.1 MODELE LINEAIRE

Un champ PV est un groupe de modules élémentaires associés en série et en parallèle ; soit  $N_s$  le nombre de modules en série par branche et  $N_p$  le nombre de branches parallèles. La puissance instantanée  $P_s$  à la sortie du champ PV est donnée par [42, 43, 44, 45, 46] :

$$P_s = \eta_G G_s N_{op} \quad (194)$$

$N_{op}$  : Le nombre total de modules formant le champ PV

En divisant membre à membre l'équation (194) par l'équation (193) on aboutit à la relation (195) suivante :

$$P_s = \frac{\eta_G}{\eta_r} \frac{G_s N_{op}}{G_{ref}} P_{Max}^{ref} \quad (195)$$

La température de jonction des cellules de modules influe sur le rendement instantané  $\eta_G$  du champ PV. Le rendement  $\eta_G$  est en fonction de la température du module donné par la relation [43, 44, 45, 46, 47] :

$$\eta_G = \eta_r (1 - \alpha (T_c - T_r)) \quad (196)$$

$\alpha$  est le coefficient des pertes thermiques dues à la variation de la température des modules

Substituons le rapport de  $\frac{\eta_G}{\eta_r}$  dans l'équation (195), nous aboutissons à l'équation suivante :

$$P_s = (1 - \alpha (T_M - T_r)) \frac{G N_{op}}{G_{ref}} P_{Max}^{ref} \quad (197)$$

Par ailleurs, un ensemble de diverses pertes liées à différentes considérations peuvent être représentées par un seul coefficient de pertes  $\eta_p$ , la puissance de sortie s'écrit :

$$P_s = (1 - \eta_p) (1 - \alpha (T_c - T_r)) \frac{G N_{op}}{G_{ref}} P_{Max}^{ref} \quad (198)$$

Avec :  $\eta_p = k_1 + k_2$

$k_1$  : Perte de conditionnement d'énergie

$k_2$  : Coefficient de pertes du à :

- la dispersion des caractéristiques des modules
- l'incertitude météorologique
- perte du rendement dû à la poussière et au vieillissement, à l'ombrage etc....

## 14.2 LE FACTEUR DE FORME ET LA PUISSANCE OPTIMALE D'UN CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

La puissance optimale fournie par un champ PV est déduite de la définition du facteur de forme donné par la relation suivante [3, 4, 5, 9, 10, 40, 44, 45, 47, 48] :

$$FF_{champ} = \frac{P_{Max}^{champ}}{I_{cc}V_{co}} \quad FF_{champ} = \frac{(ImVm)_{champ}}{I_{cc}V_{co}} \quad (199)$$

$P_{Max}^{champ}$ ,  $I_{cc}$  et  $V_{co}$  dépendent de l'éclairement et de la température des cellules formant le module par la suite les modules composent le champ PV. Afin de rendre cette équation utile et facilement utilisable, nous la transformons sous une autre forme. Pour cela on a recouru à l'équation du facteur de forme d'une cellule idéale (module idéal) fonctionnant aux mêmes conditions de température et d'ensoleillement qu'une cellule ou module photovoltaïque ordinaire donné par le modèle de Green précis et exacte, qui est le suivant [10].

$$FF_o = \frac{V_{oc} - \log(V_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (200)$$

Le paramètre  $V_{oc}$  figurant dans cette relation est une entité normalisée :

$$V_{oc} = \frac{V_{co}}{V_t} \quad (201)$$

Tension thermique d'un module PV :

$$V_t = \frac{nKT_c}{q} \quad (202)$$

Par définition de  $FF$ , le facteur  $FF_o$  se réécrit :

$$FF_o = \frac{I_{mo}V_{mo}}{I_{cc}V_{co}} \quad (203)$$

Le rapport entre les deux facteurs de forme :

$$\frac{FF_{champ}}{FF_o} = \frac{ImVm}{I_{mo}V_{mo}} \quad FF_{champ} = FF_o \frac{ImVm}{I_{mo}V_{mo}} \quad (204)$$

Les coordonnées du point de la puissance maximale d'une cellule idéale, module idéal ou un champ idéal sont calculées exactement par les relations suivantes, que nous proposons :

$$a_o = V_{oc} + 1 \quad b_o = \frac{a_o}{a_o + 1} \quad (205)$$

$$I_{m_o} = I_{cc} \left(1 - a_o^{-b_o}\right) \quad (206)$$

$$V_{m_o} = V_{co} + V_t \log \left(1 - \frac{I_{m_o}}{I_{cc}}\right) \quad (207)$$

Les relations finales du facteur de forme d'un champ photovoltaïque et de sa puissance maximale sont données ci-dessous :

$$FF_{champ} = FF_o \frac{P_{Max}^{champ}}{I_{m_o} V_{m_o}} \quad (208)$$

La puissance maximale à une température  $T_c$  et à un éclairement  $G$  est évaluée par :

$$P_{Max}^{champ} = \frac{G}{G_{réf}} \left( P_{Max}^{réf} + \gamma [T_c - T_{réf}] \right) N_o p \quad (209)$$

$P_{Max}^{ref}$  Puissance maximale d'un module aux conditions de référence.

$\gamma$  représente la dérive en température de la puissance optimale, c'est une donnée du fabricant.

Où  $FF_0$ ,  $I_{cc}$ ,  $V_{co}$ ,  $I_{mo}$  et  $V_{mo}$  peuvent être facilement déterminés à n'importe quelle condition de température et d'ensoleillement.

#### 14.3 DEUXIEME MODELE DE LA PUISSANCE MAXIMALE D'UN CHAMP PV

La puissance optimale aux conditions de référence d'un module:

$$P_{Max}^{ref} = FF_{ref} I_{cc_{ref}} V_{co_{ref}} \quad (210)$$

La puissance maximale aux conditions de référence d'un champ PV:

$$(P_{Max}^{ref})_{champ} = Nop FF_{ref} I_{cc_{ref}} V_{co_{ref}} \quad (211)$$

$Nop$  est le nombre optimale constituant le champ PV tel que :

$$Nop = N_s N_p \quad (212)$$

La puissance maximale en d'autres conditions de température et d'ensoleillement, s'exprime par :

$$(P_{Max})_{champ} = Nop FF I_{cc} V_{co} \quad (213)$$

Le modèle d'une diode fournit la relation de la tension du circuit ouvert à une température de jonction  $T_c$  des modules et à un ensoleillement  $G$ :

$$V_{co} = a \log \left( \frac{I_{ph} + I_s - \frac{V_{co}}{R_p}}{I_s} \right) \quad (214)$$

Or l'expression  $I_s - V_{co}/R_p$  sont influence est négligeable :

$$V_{co} \approx a \log \left( \frac{I_{ph}}{I_s} \right) \quad (215)$$

En utilisant la relation donnée à l'équation (20), on arrive à :

$$V_{co} = a \log \left( \frac{I_{cc}}{I_s} \right) \quad (216)$$

La tension  $V_{co}$  d'un champ ou d'un module aux conditions de référence est donnée par :

$$V_{co_{ref}} = a_{ref} \log \left( \frac{I_{cc_{ref}}}{I_{s_{ref}}} \right) \quad (217)$$

De ces deux relations, on déduit :

$$V_{co} = \frac{a \log \left( \frac{I_{cc}}{I_s} \right)}{a_{ref} \log \left( \frac{I_{cc_{ref}}}{I_{s_{ref}}} \right)} V_{co_{ref}} \quad (218)$$

On substitue cette dernière relation dans l'équation (218), on obtient la relation suivante de la puissance maximale d'un champ PV :

$$(P_{Max})_{champ} = NopFFIcc \frac{a \log\left(\frac{Icc}{Is}\right)}{a_{réf} \log\left(\frac{Icc_{réf}}{Is_{réf}}\right)} Vco_{réf} \quad (219)$$

En employant les relations de variation de la tension du circuit ouvert  $Vco$ , le courant de court circuit  $Icc$  et la tension thermique  $a$  en fonction de la température et de l'ensoleillement données aux équations précédentes, on obtient:

$$(P_{Max})_{champ} = NopFFIcc_{réf} \frac{G}{G_{réf}} \frac{Tc}{T_{réf}} \frac{\log\left(\frac{Icc_{réf}}{Is} \frac{G}{G_{réf}}\right)}{\log\left(\frac{Icc_{réf}}{Is_{réf}}\right)} Vco_{réf} \quad (220)$$

On déduit la puissance maximale d'un module :

$$P_{Max} = FFIcc_{réf} \frac{G}{G_{réf}} \frac{Tc}{T_{réf}} \frac{\log\left(\frac{Icc_{réf}}{Is} \frac{G}{G_{réf}}\right)}{\log\left(\frac{Icc_{réf}}{Is_{réf}}\right)} Vco_{réf} \quad (221)$$

Le courant de saturation  $Is$  en d'autres conditions est obtenu par l'équation (130) ou par l'équation (156).

Par combinaison des équations (164), (209) et (211), on déduit la relation du facteur de forme  $FF$  en tenant compte que  $\gamma/Icc_{réf} Vco_{réf} \ll 1$ , on obtient:

$$FF(Tc, G) = \frac{GFF_{réf} Vco_{réf}}{G_{réf} \left[ Vco_{réf} + \beta(Tc - T_{réf}) + a \log\left(\frac{G}{G_{réf}}\right) \right]} \quad (222)$$

#### 14.4 MODELE DE LA PUISSANCE MOYENNE À LA SORTIE D'UN CHAMP PV

Les moyennes des grandeurs physiques,  $\eta$ ,  $G$  et  $G_{réf}$  de l'équation (195), ils nous permettent de définir la puissance moyenne à la sortie du champ PV, qui s'écrit :

$$\bar{P}_S = \frac{\bar{\eta}_G \bar{G} Nop}{\eta r G_{réf}} P_{réf}^{Max} \quad (223)$$

$\bar{G}_S$  est la valeur moyenne de l'ensoleillement reçue par le champ des capteurs et  $\bar{\eta}_G$  son rendement moyen, qui est fonction de la température moyenne  $Tc$  des modules. La température  $Tc$  est reliée à la température ambiante moyenne  $Ta$  par la relation donnée par Evans (1981) [46, 49] :

$$Tc - Ta = (219 + 832 \bar{K}) \frac{NOCT - 20}{800} \quad (224)$$

NOCT : la température nominale des cellules en opération (nominal operating cell température)

L'équation (224) n'est valable que si l'inclinaison du champ PV est égale à latitude moins la déclinaison solaire, si l'angle d'inclinaison est quelconque la partie de droite doit être multiplié par un facteur de correction  $F_c$  défini par [46, 49] :

$$F_c = 1 - 1.17 \cdot 10^{-4} (\phi - (\delta + \beta))^2 \quad (225)$$

$\phi$  : Latitude du lieu

$\beta$ : Angle d'inclinaison réel des capteurs PV

$\delta$  : Déclinaison solaire

$\phi, \beta, \delta$  sont exprimé en degrés

Pour l'estimation de la température moyenne mensuelle des modules, on a pensé d'introduire la valeur moyenne mensuelle de la déclinaison dans l'Eq (225), qui est donnée par l'Eq (226), et le rendement moyen par l'Eq (227) :

$$T_c - T_a = F_c(219 + 832\bar{K}) \frac{NOCT - 20}{800} \quad (226)$$

$$\eta_G = \eta_r \left( 1 - \alpha \left( T_a - T_r + F_c(219 + 832\bar{K}) \frac{NOCT - 20}{800} \right) \right) \quad (227)$$

$\bar{K}$  est la moyenne mensuelle de l'indice de clarté, calculée par la relation suivante [46, 47, 50]:

$$\bar{K} = \frac{\overline{GH}}{\overline{GH_o}} \quad (228)$$

Où  $\overline{GH}$  est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal et  $\overline{GH_o}$  est la moyenne mensuelle du rayonnement solaire hors atmosphère sur le même plan horizontal.

On substitue le rapport  $\frac{\overline{\eta_G}}{\eta_r}$  de l'équation (227) dans l'équation (223), on obtient :

$$\bar{P}_s = (1 - \lambda_p) \left( 1 - \alpha \left( F_c \left( (219 + 832\bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + T_a - T_r \right) \right) B \bar{G} N_{op} \quad (229)$$

B est une constante caractérisant les modules constituant le générateur PV

$$B = \frac{P_{réf}^{Max}}{G_{réf}} \quad (230)$$

Par ailleurs, un ensemble de diverses pertes liées à différentes considérations peuvent être représentées par un seul coefficient de pertes  $\eta_p$ , la puissance de sortie s'écrit :

$$\bar{P}_s = (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( F_c \left( (219 + 832\bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + T_a - T_r \right) \right) B \bar{G} N_{op} \quad (231)$$

La puissance moyenne à la sortie du champ PV est en fonction des valeurs moyennes mensuelle de l'indice de clarté, de la déclinaison solaire, de la température ambiante, de l'ensoleillement, du nombre de modules et le facteur de pertes.

De l'équation (231), on déduit la puissance moyenne fournie par un module mise sous la forme suivante:

$$\bar{P}_{s_M} = K \bar{G} \quad (232)$$



$$K = (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( Fc \left( (219 + 832\bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + T_a - T_r \right) \right) B \quad (233)$$

La puissance moyenne à la sortie du champ PV se réduit à la relation suivante :

$$\bar{P}_s = \bar{P}_{s_M} Nop \quad (234)$$

La puissance instantanée de sortie d'un module ou un champ PV est réécrite encore en utilisant le modèle de température de modules donnée par [44, 45, 48]:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} G \quad (235)$$

La puissance instantanée.

$$P_s = (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( T_a - T_r + \frac{NOCT - 20}{800} G \right) \right) BGNop \quad (236)$$

La puissance moyenne.

$$\bar{P}_s = (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( \bar{T}_a - T_r + \frac{NOCT - 20}{800} \bar{G} \right) \right) B\bar{G}Nop \quad (237)$$

$\bar{T}_a$  est la température ambiante moyenne et  $\bar{G}$  la moyenne des ensoleillements d'une journée, ou  $\bar{T}_a$  est la température ambiante moyenne mensuelle et  $\bar{G}$  la moyenne des ensoleillements mensuelle divisé par le nombre d'heures d'ensoleillement durant le mois.

Le facteur de pertes  $\eta_p$ , peut grouper les différentes pertes citées en haut, on ajoute les pertes du régulateur (système autonome), onduleur etc...

## 15. MODELE DE LA TEMPERATURE AMBIANTE

Le modèle de la température ambiante est représenté grâce aux données de température ambiante maximale et minimale de la journée. Une supposition prévoit que la température maximale se produit toujours deux heures après midi et la température minimale quand il commence à faire jour (levé de soleil). Ces deux points extrêmes sont utilisés pour caractériser la variation de cette température le long du jour considéré. La distribution journalière de la température ambiante sous forme sinusoïdale est donnée par les deux équations suivantes :

**Modèle1** [51]

$$T(t) = \frac{T_{\max} + T_{\min}}{2} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \sin\left(\frac{\pi(t-1)}{12}\right) \quad (238)$$

**Modèle2** [52]

$$T(t, d) = \frac{T_{\max} + T_{\min}}{2} + \frac{T_{\max} - T_{\min}}{2} \cos\left(\frac{\pi(14-t)}{(14-t_{\text{levé}})}\right) \quad (239)$$

t levé représente l'heure du levé du soleil.

## 16. CRITERE D'EVALUATION D'UNE CHAÎNE DE CONVERSION PHOTOVOLTAÏQUE

Les critères d'évaluation d'une chaîne de conversion purement photovoltaïque se basent sur le rendement des appareils de conditionnement de la puissance fournie à la charge. Le rendement d'un convertisseur de puissance peut être défini comme la capacité de ce dernier à restituer sur son port de sortie, le maximum de la puissance présente sur son port d'entrée. Cette définition est définie par l'équation:

$$\eta_{conv} = \frac{P_s}{P_e} \quad (240)$$

Pe représentant la puissance en entrée du convertisseur et Ps la puissance en sortie du convertisseur.

En électronique de puissance, le dimensionnement d'un étage de conversion de puissance, de type DC/DC ou DC/AC repose sur des règles strictes tenant compte des contraintes maximales que chaque élément doit subir (courant, tension, fréquence, température de fonctionnement,...). L'étage de conversion est correctement dimensionné si le rendement de conversion électrique est maximal pour la plage de fonctionnement nominale, autrement dit pour la puissance de fonctionnement la plus souvent utilisée. Ceci permet en effet de minimiser au maximum les pertes de conversion dans le temps au fur et à mesure de l'utilisation des appareils. Si l'on considère l'évolution du rendement  $\eta_{conv}$  d'un étage de conversion en fonction de la puissance transmise, la zone optimale d'utilisation typique d'un système de conversion pour une application PV est comprise généralement entre 20% et 100% de sa puissance nominale. Ce sont des données statistiques qu'il faut affiner au besoin selon la caractéristique typique du gisement solaire utilisé.

Pour des applications dont les conditions de fonctionnement s'éloignent très peu de la puissance nominale, il est facile de concevoir un étage de conversion de puissance qui soit quasi transparent vis-à-vis du système (au-delà de 95% de rendement). Pour des applications utilisant des sources d'énergie renouvelables, subissant de fortes modifications de leur point de fonctionnement liées aux changements de conditions météorologiques, l'étage de conversion peut subir à ses bornes d'entrée de larges variations de Pe allant d'une puissance nulle à une puissance supérieure à la puissance nominale, sans qu'il soit possible de prévoir les instants de variations ni leurs amplitudes. Ceci pose dans ce cas, le problème du transfert de puissance aux faibles valeurs. En effet, pour une puissance de fonctionnement inférieure à 20% de la puissance nominale, le comportement naturel du rendement de conversion de l'étage d'adaptation est de chuter fortement. La chaîne de conversion ne peut plus transmettre l'énergie électrique produite par le générateur PV à une charge, qui est alors majoritairement dissipée en pertes. Du fait de la présence du convertisseur, la production globale peut chuter à zéro même si les lois de commande de type MPPT assurent au générateur une production de sa puissance maximale par rapport aux conditions climatiques.

Le critère présenté ci-dessus définit le rendement global de la chaîne de conversion comme le produit des rendements des systèmes de conversions dédiés au cheminement de puissance à la charge.

$$\eta_{global} = \frac{P_{s_{pv}}}{P_e} \frac{P_{s_{MPPT}}}{P_{s_{pv}}} \frac{P_{s_{onduleur}}}{P_{s_{MPPT}}} \quad (241)$$

$$\eta_{global} = \eta_{PV} \eta_{MPPT} \eta_{onduleur} \quad (242)$$

Le rendement de la chaîne de conversion nommé  $\eta$  est un critère utilisé régulièrement pour évaluer les étages d'adaptation :

$$\eta_{global} = \frac{P_{s_{pv}}}{P_e} \frac{P_{s_{onduleur}}}{P_{s_{pv}}} \quad (243)$$

$$\eta = \eta_{MPPT} \eta_{conv} \quad (244)$$

$$\eta_{conv} = \eta_{PV} \eta_{ond} \quad (245)$$

Ces rendements sont des rendements instantanés, mesurés pour un intervalle de temps très court inférieur à une période de commutation du convertisseur. Pour pouvoir compléter l'évaluation de qualité de l'étage d'adaptation générateur PV à la charge, nous devrions s'intéresser au rendement moyen ou à la quantité d'énergie transférée à la charge pendant au moins une journée. Ce paramètre est à associer à la quantité totale d'énergie produite par le générateur PV et amenée en entrée du convertisseur. Le rendement moyen de conversion journalier, mensuel ou annuel.

$$\bar{\eta}_{conv} = \bar{\eta}_{PV} \bar{\eta}_{ond} \quad (246)$$

$$\bar{\eta}_{conv} = \frac{\text{Energie}_{transmise}}{\text{Energie}_{produite}} \quad (247)$$

De l'équation (237), on déduit le rendement d'un champ PV :

$$\eta_{PV} = \eta_r (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( F_C \left( (219 + 832 \bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + T_a - T_r \right) \right) B \quad (248)$$

De cette dernière nous tirons le rendement moyen d'un champ PV :

$$\bar{\eta}_{PV} = \eta_r (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( F_C \left( (219 + 832 \bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + \bar{T}_a - T_r \right) \right) B \quad (249)$$

D'où

$$\bar{\eta}_{conv} = \eta_r (1 - \eta_p) \left( 1 - \alpha \left( F_C \left( (219 + 832 \bar{K}) \frac{Noct - 20}{800} \right) + \bar{T}_a - T_r \right) \right) B \bar{\eta}_{ond} \quad (250)$$

Où  $\eta_r$  est le rendement nominal aux conditions de référence

Si les paramètres d'un module sont connus, le rendement peut être estimé par la relation suivante déduite de l'Eq (152).

$$\eta_{PV} = \frac{I_{cc} V_{co} \left[ 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} - \frac{V_{co}}{R_p I_{cc}} \right] \left[ 1 + \frac{2R_s}{R_p} - \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right]}{GS} \quad (251)$$

$$\eta_{PV} = \eta_r \text{Gréf} \frac{I_{cc} V_{co} \left[ 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} - \frac{V_{co}}{R_p I_{cc}} \right] \left[ 1 + \frac{2R_s}{R_p} - \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a \left( 1 + \frac{R_s}{R_p} \right)}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right]}{P_{Max}^{réf} G} \quad (252)$$

$$(253)$$

Prenons compte que  $R_s/R_p \ll 1$ , l'Eq. (252) se simplifié à :

$$\eta_{PV} = \eta_r Gréf \frac{I_{cc} V_{co} \left( 1 - \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} - \frac{V_{co}}{R_p I_{cc}} \right) \left[ 1 + \frac{2R_s}{R_p} - \frac{R_s I_{cc}}{V_{co}} \left( 1 - \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right) + \frac{a}{V_{co}} \log \left[ \frac{a}{V_{co} - R_s I_{cc}} \right] \right]}{P_{Max}^{réf} G}$$

## 17. EVALUATION DES PERFORMANCES D'UN CHAMP PV

Les performances d'une chaîne de conversion d'origine photovoltaïque pour les différents systèmes stationnaires alimentés par un champ PV isolé du réseau. Ces performances sont appréciées par des corrélations, qu'ils sont calculés sur la base de valeurs de puissances moyennes annuelles. Ainsi, par exemple, la puissance moyenne sur l'année consommée par la charge est équivalente à l'énergie annuelle consommée par l'utilisateur final, au facteur 8760 près correspondant aux 8760 heures comprises dans une année.

### 17.1 RATIO DE PERFORMANCE PR

C'est le rapport annuel entre l'énergie réellement produite par la source renouvelable et sa production théorique dans les conditions standards.

$$PR = \frac{\overline{P}_{charge} \overline{G}}{P_{crête} G_o} \quad (254)$$

$P_{crête}$  est la puissance maximale délivrée par le champ aux conditions standards de test.

$\overline{P}_{charge}$  est la puissance moyenne annuelle consommée par la charge (W).

$\overline{G}$  est l'irradiation solaire globale moyenne sur l'année ( $W/m^2$ ) ;

$G_o$  est l'irradiation solaire dans les conditions standards ( $1000 W/m^2$ ).

### 17.2 Facteur De Production PF

C'est le rapport annuel entre l'énergie réellement produite par la source renouvelable et sa production théorique dans les conditions standard.

$$PF = \frac{\overline{P}_{champ} \overline{G}}{P_{crête} G_o} \quad (255)$$

### 17.3 LE RENDEMENT EFFECTIF DU SYSTEME

Le rendement global défini en haut peut être encore défini par le rapport annuel entre l'énergie consommée par l'utilisateur et l'énergie réellement produite par la source d'énergie renouvelable. Il renseigne donc sur le bon fonctionnement du système en termes de gestion et d'utilisation de l'énergie. Il tient compte de tous les rendements de conversion de l'énergie qui transite dans le système.

$$\eta_{global} = \frac{PR}{PF} = \frac{\overline{P}_{charge}}{\overline{P}_{champ}} \quad (256)$$

## **17.4 CONCLUSION**

Ce chapitre présente les différents modèles de simulation des panneaux solaire à l'échelle de la cellule, module et un champ photovoltaïque.

Notre étude a été concentrée sur le modèle d'une diode, le modèle d'une diode est un modèle implicite à cinq paramètres, la problématique de ce modèle existe dans ces cinq paramètres. Pour compléter ce modèle, il suffit de déterminer les paramètres fondamentaux, les deux résistances  $R_s$ ,  $R_p$  et la tension thermique  $a$  (ou le facteur de qualité de la diode  $A$ ). Tandis que les autres paramètres  $I_{ph}$  et  $I_s$  dépendent de  $R_s$ ,  $R_p$  et  $a$ . Nous avons soumis différente méthode expérimentale de calcul de ces paramètres ainsi que deux nouvelle méthodes, l'une est une méthode analytique et l'autre en utilisant les coefficients de dépendance de température afin de calculer la tension thermique  $a$ , qui servira à la résolution d'une équation pour extraire les valeurs de  $R_s$  et de  $R_p$ .

Par conséquent nous avons établi un ensemble de modèles d'estimation de la puissance maximale et parmi eux deux autres modèles qui dépendent des paramètres résistifs causant les pertes de puissance ainsi que le facteur de remplissage. Ces modèles dépendent seulement des conditions du courant de court-circuit et de la tension du circuit ouvert et des deux résistances série et parallèle et la tension thermique. Egalement la modélisation du paramètre  $a$  en d'autres conditions de température et d'ensoleillement et son effet sur la caractéristique I-V et de même pour les deux résistances. Les modèles évoqués dans ce chapitre sont vérifiés expérimentalement, qui prouve leurs validités.

## REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. “Wind and Solar Power Systems” 140 -147 CRC Press 1999
- [2] J.A. Gow, and C.D. Manning, “Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies “, IEE Proceedings-Electric Power Applications, v 146, n 2, March 1999, pp. 193-200
- [3] J.P. Charles, I. Mekkaoui-Alaoui, G. Bordure, and P. Mialhe, “ A critical study of the effectiveness of the single and double exponential models for I-V characterization of solar cells “, Solid-State Electronics, Vol. 28, No. 8, Aug. 1985, pp. 807-820
- [4] Mario Pagliaro, Giovanni Palmisano, and Rosaria Ciriminna “ Flexible Solar Cells “, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim 208, pp 49-56
- [5] John A. Duffie and William A. Beckman “Solar engineering of thermal processes “ Second ed 1991.New York. John Wiley
- [6] G. N. Tiwari and Swapnil Dubey, “Fundamentals of Photovoltaic Modules and Their Applications”, RSC Energy <http://www.rsc.org/Shop/Books/>, pp 82, 116, 124.
- [7] N. Veissid, D. Bonnet, and H. Richter, “ Experimental investigation of the double exponential model of a solar cell under illuminated conditions: considering the instrumental uncertainties in the current, voltage and temperature values”, Solid-State Electronics, Vol. 38, No. 11, Nov. 1995, pp. 1937-1943
- [8] Tony Weir John Twidell, “ Renewable Energy Resources ”, Taylor & Francis 206, pp 220
- [9]: Jones, C.P Underwood.2002 “A modeling method for building-integrated PV systems”, Solar Energy 70 (4):349-359.
- [10] Tom Markvart and Luis Castaner, “Practical Handbook of Photovoltaic: Fundamentals and Applications”, ELSEVIER 203, pp 93, 413, 547, 572.
- [11] A. Goetzberger V.U. Hoffmann, “Photovoltaic Solar Energy Generation”, Springer 205, pp 33
- [12] Adolf Goetzberger Joachim Knobloch Bernhard VoB, “Crystalline Silicon Solar Cells”, John Wiley & Sons, pp. 80-95
- [13] The Bogdan, S.B., Salameh, Z.M., 1996. “Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system“. IEEE Transactions on Energy Conversion 11 (2), pp. 367–375.
- [14] Weidog .Xiao, “A novel modelling method for photovoltaic cells “, 35th annual IEEE Power Electronics Specialists conference, Aachen, Germany 2004, pp 1950-1956
- [15] Weiner.D “ An optimal design of a photovoltaic D.C motor coupled water pumping system ». IEEE, conference, 1990, pp. 268-274
- [16] M. Haouari-Merbaha, M. Belhamelb, I. Tobías, J. M. Ruiz, “ Extraction and analysis of solar cell parameters from the illuminated current–voltage curve”. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, Vol. 87, pp. 225-233, (2005).
- [17] Adelmo Ortiz-Conde, Francisco J. García Sánchez and Juan Muci, “ New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I–V characteristics”. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, Vol. 90 pp. 352–361 (2006).
- [18] Priyanka, Mohan Lal and S.N. Singh, “ A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells”. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, Vol. 91, pp. 137-142 (2007).
- [19] Z. Ouenoughi and M. Chegaar, “A simple method for extracting solar cell parameters using the conductance method“. Solid-State Electron., Vol. 43, pp. 1985-1988 (1999).

- [20] M. Tivanov, A. Patryn, N. Drozdov, A. Fedotov and A. Mazanik, “ Determination of solar cell parameters from its current–voltage and spectral characteristics “. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol. 87, pp. 457-465 (2005).
- [21] J. Thongpron, K. Kirtikaraa, C. Jivacate, “ A method for the determination of dynamic resistance of photovoltaic modules under illumination”. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol. 90, pp. 3078-3084 (2006).
- [22] Erees Q.B. Macabebe and E. Ernest van Dyk. “Parameter extraction from dark current–voltage characteristics of solar cells “. *S.Afr. J. Sci.*, Vol. 104, pp. 401-404 (2008). Doc électronique disponible : <http://www.scielo.org.za/pdf/sajs/v104n9-10/a1710410.pdf>. 2010.
- [23] A. Vishnoi, R. Gopal, R. Dwivedi and S. K. Srivastava, “ Distributed parameter analysis of dark I-V characteristics of the solar cell - estimation of equivalent lumped series resistance and diode quality factor “. *Circuits, Devices and Systems, IEE Proceedings G*, Vol. 140, No. 3, pp. 155-164 (1993).
- [24] J. Salinger, “Measurement of Solar Cell Parameters with Dark Forward I-V Characteristics”. *Acta Polyt.*, Vol. 46 No. 4, pp. 25-27 (2006).
- [25] Ewa Radziemska. “ Dark I-U-T measurements of single crystalline silicon solar cells “. *Energy Convers. Manage.*, Vol. 46, pp. 1485-1494 (2005).
- [26] R. Hussein, D. Borchert, G. Grabosch and W.R. Fahrner. “ Dark I–V–T measurements and characteristics of (n) a-Si/(p) c- Si heterojunction solar cells “. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, Vol. 69, pp. 123-129 (2001).
- [27] E. Q. B. Macabebe and E. E. Van Dyk. “ Parameter extraction from dark current–voltage characteristics of solar cells “. *S.Afr. J. Sci.*, Vol. 104, September/October, pp. 401-404 (2008).
- [28] S. Dib, M. De La Bardonnie, A. Khoury, F. Pelanchon and P. Mialhe. “A new method for the extraction of diode parameters using a single exponential model”. *Act. Passive Electron. Compon*, Vol. 22, pp. 157-163 (1999).
- [29] M. Bashahu, A. Habyarimana, *Renewable Energy*, vol 6, 1995, pp. 129-138.
- [30]
- [31] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, “Comprehensive approach to Modeling and simulation of photovoltaic arrays,” *IEEE Trans. Power Electron.* 24(5), 1198–1208 (2009).
- [32] F. Nieuwenhout, N. van der Borg, W. van Sark, and W. Turkenburg, “A new method for estimating insolation based on PV-module currents in a cluster of stand-alone solar systems,” *Prog. Photovoltaics* 15, 387–404 (2007).
- [33] T. Ikegami, T. Maezono, F. Nakanishi, Y. Yamagata, and K. Ebihara, “Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system,” *Solar Energy Mater. Sol. Cells* 67, 389–395 (2001).
- [34] W. De Soto, S.A. Klein, W.A. Beckman, ” Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance”, *Solar Energy* 80 (2006), pp. 80-82.
- [35] M. C. Alonso-Garcia, J. M. Ruiz, F. Chenlo, “ Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”, *Solar Energy Materials & Solar Cells* Volume 90, Issue 3, 15 February 2006, Pages 329-340.
- [36] J. P. David, J. Duveau, J. Guerin and A. Michel “ Electrical and thermal testing and modelling of breakdown in space solar cells and generators”, 23rd Photovoltaic Specialists Conference, 1993, 10-14 May 1993 pp 1415 – 1420
- [37] Alonso-Garciaa.M.C. and Ruizb.J.M. (2006), “Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells”, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 90 pp 1105–1120
- [38] Bishop.J.W. (1998), “Computer Simulation of the effect of electrical mismatches in photovoltaic interconnection circuits”, *Solar Cells* 25 pp 73-89.

- [39] Hiren Patel and Agarwal.V(2008), “MATLAB-based modeling to study the effects of partial shading on PV array characteristics,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, Vol. 23, no. 1, pp. 302– 310.
- [40] Roger A. Messenger Jerry Ventre, “Photovoltaic Systems Engineering”, second edition CRC (205), pp. 72 Pmax variation de Icc f(T)
- [41] I. S. Kim, M. B. Kim, and M. J. Youn, “ New maximum power point tracker using sliding-mode observer for estimation of solar array current in the grid-connected photovoltaic system”, *IEEE Transaction on Industrial Electronics*, vol. 53, no. 4, 2006, pp. 1027-1035.
- [42] Volker Quaschnig, “Understanding Renewable Energy Systems”, First published by Earthscan in the UK and USA in 2005. pp 195
- [43] M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, “ Voltage-based maximum power point tracking control of PV system”, *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. 38, no. 1, 2002, pp. 262-270.
- [44] Markvard, T., 2000. “Solar Electricity”, second ed. Willey, USA.
- [45] S. Diafa, D. Diafb, M. Belhamelb, M. Haddadic, A. Louchea . “A methodology for optimal sizing of autonomous hybrid PV/wind system”, *Energy Policy* (2007), 10.1016/ j.enpol.2007.06.020.
- [46] RETScreen, “analyse de projets d’énergies propres”, [www.retscren.net](http://www.retscren.net)
- [47] Tom Markvart Luis Castaner “Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation”, ELSEVIER (206), pp. 9, 13, 329.
- [48] Felix a. Farret, m. Godoy simoes “integration of alternative sources of energy”, John Wiley & sons, (206), pp. 16-170.
- [49] Evans, D.L. 1981. “Simplified method for predicting photovoltaic array output”, *Rev. Solar Energy*. 27(6): 555-560.
- [50] Zekai.Sen, “Solar energy Fundamentals and modeling techniques”, 2008 Springer-Verlag London Limited, pp.114
- [51] J.R. Howell, R.B. Bannerot, G.C. Vliet, “Solar-Thermal Energy Systems: Analysis and Design”, Ed. Mc Graw-Hill, New York, 1982.
- [52] F.Benyarou, “Conception Assistée Par Ordinateur des Système PV Modélisation, dimensionnement et simulation”, Thèse de doctoral en physique énergétique, Tlemcen, 2004.

[http://paolitech.univ-corse.fr/Champ-experimental-photovoltaïque-65-kWc-2-technologies-Silicium\\_a4.html](http://paolitech.univ-corse.fr/Champ-experimental-photovoltaïque-65-kWc-2-technologies-Silicium_a4.html)



## CHAPITRE IV

# MODÉLISATION ET CONVERSION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

### 1. INTRODUCTION

Avant tout projet éolien la connaissance du flux de vent est primordiale, afin d'évaluer la ressource éolienne ou le potentiel de production d'énergie de vent d'un emplacement particulier, et d'estimer sa viabilité économique. La perception des caractéristiques des ressources de vent est déterminée par la récolte des données de mesures de la vitesse du vent, ces données peuvent inclure des informations de la direction de vent. Le vent d'un site est habituellement décrit par les données de vitesse ramenées à une moyenne au cours des mois.

Les mesures de vent d'un site donné sont représentées sous forme d'histogramme. Celui-ci représente la variation de la fréquence relative des vitesses de vent, sa limite est une fonction de densité de probabilité. Cette fonction de densité de probabilité des vitesses de vent peut être approchée par une caractéristique de Weibull pour des vitesses de vent moyennes, qui sont prévues des mesures rassemblées pendant plusieurs années.

Ce chapitre comprend deux parties distinctes, dans la première partie on traite, les méthodes de la détermination de la production d'éolienne, aussi bien que des méthodes pour récapituler l'information de vitesse de vent d'un emplacement donné, en utilisant les quatre approches suivantes:

- L'utilisation directe des données ramenées à la moyenne pendant un court intervalle de temps
- Le développement de la puissance et des courbes distributions des données
- Analyse statistique en utilisant des mesures récapitulatives

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à :

- La modélisation éolienne
- Critères d'appareillement de la paire site – éolienne
- Méthodes de calcul du facteur de performance d'appareillement
- Technique d'appareillement

### 2. SOURCE DU VENT

Du fait que la terre est ronde, le rayonnement solaire absorbé aux pôles et à l'équateur. En effet, l'énergie absorbée à l'équateur est supérieure à celle absorbée aux pôles. Cette variation entraîne une différence de température en deux points qui induit des différences de densité de masse d'air provoquant leur déplacement d'une altitude à une autre.

Ces déplacements sont influencés par la force de Coriolis qui s'exerce perpendiculairement à la direction du mouvement vers l'est dans l'hémisphère nord et vers l'ouest dans l'hémisphère sud.

On pourrait aisément prévoir la direction des vents dominants si elles n'étaient pas perturbées par les orages, les obstacles naturels ou les dépressions cycloniques.

### 3. L'ANALYSE DE DONNÉES ET L'ESTIMATION DE RESSOURCE DE VENT

#### 3.1 L'UTILISATION DIRECTE DES DONNÉES

Étant données une série de N observations de vitesse de vent,  $V_i$ , ramené à une moyenne pendant un intervalle de temps  $\Delta t$ . Ces données peuvent être employées pour calculer les paramètres utiles suivants:

1- La vitesse moyenne de vent à long terme, au cours de toute la période de collecte de données est:

$$\bar{V} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad (1)$$

2- L'écart type de chaque vitesse moyenne de vent  $\sigma$

$$\sigma_V = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (V_i - \bar{V})^2} = \sqrt{\frac{1}{N-1} \left[ \sum_{i=1}^N (V_i^2 - N\bar{V}^2) \right]} \quad (2)$$

3- La densité de puissance moyenne de vent est la puissance disponible moyenne de vent par unité de surface, qui est donnée par:

$$\bar{P}_D = \frac{\rho}{2N} \sum_{i=1}^N V_i^3 \quad (3)$$

De même, la densité d'énergie éolienne par unité de surface pendant une période de temps  $N\Delta t$  est indiquée par:

$$\bar{E}_D = \frac{\rho}{2} \sum_{i=1}^N V_i^3 = \bar{P}_D N\Delta t \quad (4)$$

4- La puissance moyenne du système de conversion d'énergie éolienne,  $\bar{P}$  est:

$$\bar{P} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N P(V_i) \quad (5)$$

Où  $P(V_i)$  est la puissance fournie définie par la courbe de puissance de l'éolienne.

5- L'énergie délivrée par une éolienne, E, est:

$$E = \sum_{i=1}^N P(V_i) \Delta t \quad (6)$$

#### 3.2. ANALYSE STATISTIQUE DES DONNÉES DE VENT

L'analyse statistique peut être employée pour déterminer le potentiel d'énergie éolienne d'un emplacement donné et pour estimer l'énergie éolienne produite à cet emplacement. Le développement de l'analyse statistique des données de vent pour l'évaluation de ressource suit des sommaires de ce type d'analyse dans plusieurs références (Justus, 1978, Johnson, 1985, et Rohatgi et le Nelson, 1994). Si les données mesurées de série chronologique sont disponibles à l'endroit et la hauteur désirée, il peut y avoir peu besoin d'analyse de données en termes de distributions de probabilité et techniques statistiques. C'est-à-dire, les analyses précédemment décrites peuvent être tout ce qui est nécessaire. D'autre part, si la projection des données mesurées d'un endroit à l'autre est exigée, ou quand seulement les données récapitulatives sont disponibles, alors il y a des avantages distincts dans l'utilisation des représentations analytiques pour la distribution de probabilité de la vitesse de vent.

Ce type d'analyse se fonde sur l'utilisation de la fonction de densité de probabilité,  $f(V)$ , de vitesse de vent. Cette fonction mathématique est mentionnée en tant qu'une des variables statistiques. La fonction de densité de probabilité est la probabilité d'une vitesse de vent se produisant entre  $V_a$  et  $V_b$ , est donnée par:

$$f(V_a \leq V \leq V_b) = \int_{V_a}^{V_b} f(V) dV \quad (7)$$

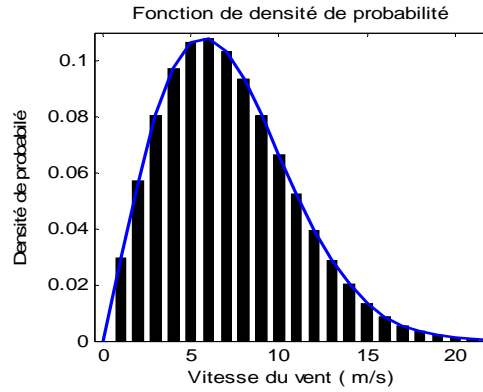


Fig. 1. La courbe de densité de la distribution de Weibull et histogramme de données de vitesse de vent.

Il convient de noter que la fonction de densité de probabilité peut être superposée à un histogramme de vitesse de vent (Fig. 1).

En outre, la surface totale sous la courbe de distribution de probabilité est indiquée par:

$$\int_0^{\infty} f(V) dV = 1 \quad (8)$$

Si la fonction  $f(V)$  est connue, les paramètres suivants peuvent être calculés:

Vitesse moyenne de vent,

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (9)$$

Écart type de vitesse de vent

$$\sigma = \sqrt{\int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV} \quad (10)$$

La densité de puissance moyenne de vent disponible

$$\bar{P} = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = \frac{1}{2} \rho \bar{V}_{3m}^3 \quad (11)$$

Où  $\bar{V}_{3m}^3$  est la valeur prévue de la vitesse cubique du vent.

Un autre paramètre statistique important est la fonction de distribution cumulative  $F(V)$ .  $F(V)$  représente la fraction de temps ou la probabilité de la vitesse de vent est plus petite ou égale à la vitesse de vent  $V$ . C'est à dire  $F(V) = \text{probabilité}(V' \leq V)$  où  $V'$  est une variable factice.

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (12)$$

En outre, la dérivée de la fonction de distribution cumulative est égale à la fonction de densité de probabilité, c.-à-d.:

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (13)$$

Où la distribution cumulative  $F(V)$  est l'intégrale de la fonction de densité de probabilité

$$F(V) = \int_0^V f(V) dV \quad (14)$$

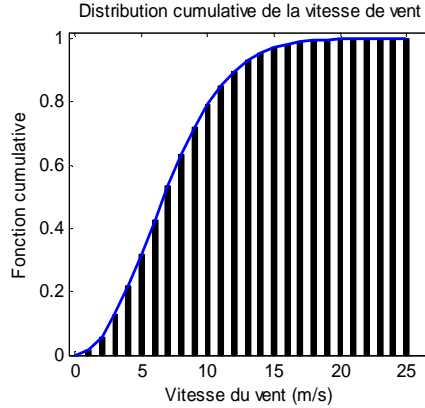


Fig.2 : La distribution cumulative de la vitesse de vent

En général, l'une ou l'autre de deux distributions de probabilité (ou les fonctions de densité de probabilité) est employée dans l'analyse de données de vent: (1) Rayleigh et (2) Weibull. La distribution de Rayleigh emploie un seul paramètre, la vitesse de vent moyenne. La distribution de Weibull est basée sur deux paramètres et peut, ainsi, mieux représenter une plus grande variété de régimes de vent. Les distributions de Rayleigh et de Weibull s'appellent les distributions 'obliques' du fait elles sont définies seulement pour les valeurs plus grandes que 0. La fonction de distributions de probabilité de Rayleigh est un cas de la distribution de Weibull, qui est obtenue à  $k=2$ . Cette distribution sera discutée en annexe B.

### 3.3. LOI DE WEIBULL

La fonction de Weibull permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée. Cependant, pour l'analyse du potentiel éolien d'un site, cette distribution est utilisée pour une période d'un an ou plus. Elle est définie par l'équation suivante [1 à 15]:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (15)$$

La fonction de distribution cumulative associée:

$$F(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (16)$$

$f(V)$  est la fonction de densité de probabilité de Weibull (la probabilité d'observation d'une vitesse de vent)

$k$  : est le facteur de forme de la loi de Weibull, décrivant la distribution de la vitesse des vents.

$C$  : en m/s est le facteur d'échelle de la loi de Weibull, il est relié à la vitesse moyenne par le facteur de forme  $k$ .

L'estimation des deux paramètres  $k$  et  $C$  permettent de caractériser la distribution statistique des vitesses de vent sur une période donnée, et par conséquent d'estimer la production d'énergie éolienne du site d'emplacement. Il existe plusieurs méthodes permettant de calculer les facteurs  $k$  et  $C$  de la fonction de Weibull à partir des données brutes de vitesses de vent prises pendant une période. Parmi les méthodes principalement utilisées sont la méthode des moindres carrées (méthode graphique) et la méthode du maximum de vraisemblance (MLM).

Donc à partir de la distribution de la loi de Weibull, on peut déduire les vitesses caractéristiques de l'éolienne et de la moyenne d'énergie qu'elle peut produire et la moyenne énergétique du potentiel éolique du site.

### 3.4. LOI DE WEIBULL MODIFIÉE

La loi de Weibull modifiée est utilisée pour caractériser les sites pour lesquelles la proportion  $p$  de vitesse de vent nulle est très importante. Elle a donc une influence significative sur la répartition des vitesses de vent et la caractéristique du site et sur l'énergie éolienne produite [5, 6].

$$f'(V) = \begin{cases} P & V=0 \\ (1-p) \left( \frac{kV^{k-1}}{c^k} \right) \exp \left( - \left( \frac{V}{c} \right)^k \right) & V > 0 \end{cases} \quad (17)$$

La vitesse moyenne et l'écart type sont donnés par la fonction de distribution de Weibull sont :

La vitesse moyenne

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} Vf(V)dV \quad (18)$$

$$\bar{V} = C \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (19)$$

La vitesse de vent la plus fréquente est la vitesse qui correspond au maximum de fonction de densité de probabilité. Elle est donc obtenue d'après la définition de la fonction de densité de probabilité par :

$$\bar{V} = C \left( 1 - \frac{1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (20)$$

Écart type de vitesse de vent

$$\sigma = \sqrt{\int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V)dV} \quad (21)$$

$$\sigma = C \sqrt{\Gamma \left( 1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left( 1 + \frac{1}{k} \right)} \quad (22)$$

$\Gamma$  est la fonction gamma définie par :

$$\Gamma = \int_0^{\infty} t^{x-1} \exp(-t) dt \quad (23)$$

**3.5. ESTIMATEURS DES PARAMETRES DE WEIBULL**  
**3.5.1 MÉTHODE DE MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE**

Pour l'estimation des paramètres de Weibull à partir de la série de données de vitesse de vent, il est nécessaire de recourir à un estimateur statistique. La précision des estimations des paramètres C et k dépend directement des données disponibles. Plus précisément, elle dépend de la résolution temporelle de ces données et des erreurs contenues dans ces données.

Plusieurs estimateurs des paramètres de Weibull existent. Ceci est dû à l'interdépendance des paramètres k et C de Weibull. En effet, ces paramètres s'écrivent, en fonction des échantillons de vitesse de vent  $V_i$

L'estimateur de maximum de vraisemblance est basé sur le calcul de la probabilité jointe des paramètres C, k et des observations. L'expression de cette probabilité est donnée dans l'équation donne la probabilité d'observer la série temporelle de vitesses du vent ( $V_1, \dots, V_n$ ) dans un site caractérisé par une distribution du vent suivant une distribution de Weibull de paramètres C et k. Cette expression suppose que les observations sont indépendantes et identiquement distribuées [6, 8,15, 16, 17].

$$L(k, C, V_1, \dots, V_n) = \prod_{i=1}^N f(C, k, V_i) \quad (24)$$

Les valeurs du couple (C, k) maximisant L sont les valeurs les plus plausibles pour les paramètres C et k caractérisant la distribution du vent sur le site. La maximisation de L conduit aux équations suivantes :

$$k = \left[ \frac{\sum_{i=1}^N (V_i)^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^N (V_i)^k} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \ln(V_i) \right]^{-1} \quad (25)$$

$$C = \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^N (V_i)^k \right]^{\frac{1}{k}} \quad (26)$$

Où N est le nombre de mesures.

k est le facteur de forme initial, fixé à 2 parce que l'expérience a montré qu'elle change entre 1.7 et 2.3 dans la plupart des cas.

**3.5.2 MÉTHODE MODIFIÉE DE MAXIMUM DE VRAISEMBLANCE**

Une modification simple dans le calcul du paramètre de forme k est ajoutée, cette méthode est plus précise, quand une grande base de données est disponible. Les expressions de k et de c sont données près

$$k = (N - 1) \left[ \frac{N \sum_{i=1}^N (V_i)^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^N (V_i)^k} - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \ln(V_i) \right]^{-1} \quad (27)$$

$$C = \left[ \frac{1}{f(V_i \geq 0)} \sum_{i=1}^N (V_i)^k f(V_i) \right]^{\frac{1}{k}} \quad (28)$$

La valeur initiale du facteur de forme k=2,

### 3.5.3 MÉTHODE DE L'ECART TYPE ET LA VITESSE MOYENNE

Les facteurs  $k$  et  $C$  de la fonction de distribution de Weibull peuvent également être estimés à partir de l'écart type moyen et les données de vitesse de vent. Considérez les expressions de la vitesse moyenne et l'écart type donnée dans Eq. (19) et Eq. (21) [9, 10].

$$\left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^2 = \frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} - 1 \quad (29)$$

Où  $\bar{V}$  est la moyenne des vitesses et  $\sigma(V)$  l'écart type des échantillons de vitesse du vent.

L'approximation suivante est souvent utilisée:

$$\frac{\Gamma\left(1+\frac{2}{k}\right)}{\Gamma^2\left(1+\frac{1}{k}\right)} - 1 \approx k^{\frac{-2}{1.086}} \quad (30)$$

De l'Eq (27) et (28), on obtient l'estimateur suivant, [8, 9], qui donne une approximation acceptable pour  $k$ , (empirique, Justus, 1978):

$$\left(\frac{\sigma}{\bar{V}}\right)^2 = k^{\frac{-2}{1.086}} \quad (31)$$

$$k = \left(\frac{\sigma(V)}{\bar{V}}\right)^{1.086} \quad (32)$$

Une fois  $k$  est déterminé,  $C$  est évalué par :

$$C = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (33)$$

Deux autres relations reliant  $C$  et  $k$  peuvent être utilisées.

Une équation empirique est donnée par Lysen, 1983 [11].

$$C = \bar{V} \left( \frac{1}{0.568 + \frac{0.433}{k}} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (34)$$

Le paramètre d'échelle  $C$  peut être approché [10] :

$$C = \frac{\bar{V}k^{2.6674}}{0.184 + 0.816k^{2.73855}} \quad (35)$$

L'estimateur couramment utilisé dans l'industrie éolienne, est l'estimateur de maximum de vraisemblance. Cet estimateur résout directement les équations (24) et (25). Ceci est effectué en estimant la probabilité d'apparition de la série d'échantillons  $\{Vi\}$   $i$  pour chaque couple de valeurs de  $C$  et  $k$ .

Les valeurs de  $C$  et  $k$  correspondant à la probabilité maximale sont alors choisies.

[12] affirme que ces deux estimateurs (écart type et l'estimateur de maximum de vraisemblance) sont équivalents. [13] a comparé le maximum de vraisemblance à d'autres méthodes. Cette comparaison n'inclut toutefois pas la première méthode (Eqs (24) et (25)). Il en ressort que la méthode de maximum de vraisemblance est la plus performante. L'avantage de cette méthode est qu'elle peut donner des intervalles de confiances basés sur les données. L'avantage de la première méthode est qu'elle permet en cas de connaissance de la moyenne et de l'écart type de l'erreur contenue dans les données de corriger la moyenne et l'écart type des données pour obtenir une meilleure estimation des paramètres C et k. Dans la suite, on choisit l'estimateur de maximum de vraisemblance, celui le plus couramment utilisé et présentant les meilleures performances dans la plupart des cas.

### **3.6. TURBULENCE**

La turbulence dans le vent est provoquée par la dissipation de l'énergie cinétique du vent en énergie thermique par l'intermédiaire de la création et de la destruction progressive des plus petits remous (ou des rafales). Le vent turbulent peut avoir un moyen relativement constant au-dessus des périodes de temps d'une heure ou plus, mais des temps plus courts (des minutes ou moins) il peut être tout à fait variable. La variabilité du vent semble superficiellement être tout à fait aléatoire. Le vent turbulent est constitué des composants longitudinaux, latéraux et verticaux.

#### **3.6.1 INTENSITE DE TURBULENCE**

La mesure de base la plus fondamentale de la turbulence est son intensité. Elle est définie par le rapport de l'écart type moyen et la vitesse moyenne de vent. Dans ce calcul l'écart type moyen et la vitesse moyenne sont calculés sur une période de temps plus longtemps que celle des fluctuations turbulentes, mais plus court que des périodes liées à d'autres types de variations de vitesse de vent (telles que des effets journaliers). La durée de cette période de temps normalement n'est pas plus qu'une heure, et par convention dans la technologie d'énergie éolienne elle est habituellement égale à 10 minutes. Le taux d'échantillon a lieu normalement au moins une fois par seconde (1 hertz). L'intensité de turbulence, I, est définie par [11]:

$$I = \frac{\sigma(V)}{V} \quad (36)$$

L'intensité de turbulence est fréquemment dans la gamme de 0,1 à 0,4. En général la valeur la plus élevée des intensités de turbulence se produit aux plus basses vitesses de vent, mais la valeur limite inférieure à un endroit indiqué dépendra des dispositifs spécifiques de terrain et des conditions extérieures à l'emplacement. La Fig.2 illustre un graphique d'un segment typique des données de vent prélevé à 8 hertz. Les données ont une moyenne de 10,4 m/s et un écart type de 1,63 m/s. Ainsi, l'intensité de turbulence, au-dessus des 10 périodes par minute, est 0,16.



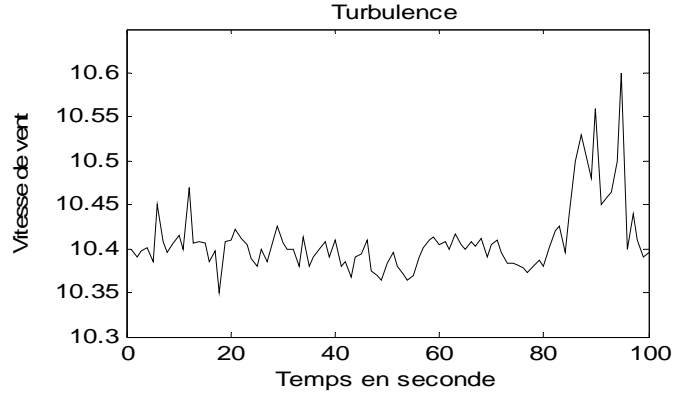


Fig. 3. Turbulence

#### 4. PUISSANCE EOLIENNE MOYENNE DISPONIBLE

L'énergie éolienne moyenne disponible en un site donné par unité de temps et par la surface  $A$  balayée par la rotation des pales de l'éolienne s'écrit [3, 6, 7, 8]:

$$\overline{P_D} = \frac{1}{2} \rho A V_{3m}^3 \quad (37)$$

Où  $\rho$  et  $V_{3m}$  sont la densité volumique de l'air et la vitesse moyenne cubique de la vitesse de vent obtenue par [6]:

$$V_{3m}^3 = \frac{1}{T} \int_T V^3 dt \quad V_{3m}^3 = \int_0^\infty V^3 f(V) dV \quad V_{3m}^3 = C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (38)$$

$E_D$  est l'énergie moyenne disponible par unité de surface dans la période  $T$  donnée par :

$$E_D = \int_T P(V) dt = \frac{1}{2} \rho \int_T V^3 dt = \frac{1}{2} \rho V_{3m}^3 T \quad (39)$$

$$E_D = \frac{1}{2} \rho \int_0^\infty V^3 f(V) dt \quad (40)$$

$$E_D = \frac{1}{2} \rho T C^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (41)$$

L'énergie éolienne moyenne disponible en un site donné dans une période  $T$  traversant une surface  $A$  s'écrit [3, 4] :

$$\overline{E} = A E_D \quad (42)$$

#### 4.1 INFLUENCE DE L'INTEGRATION DE LA TURBULENCE

Les mesures de vitesse et de direction du vent sur site sont des mesures intégrées sur un certain intervalle temporel. Généralement, les vitesses considérées sont des moyennes sur un intervalle de 10 minutes. En écrivant la vitesse du vent  $V$  comme somme de la vitesse moyenne  $V$  et une fluctuation  $V'$  autour de cette moyenne, [15], on obtient les équations suivantes :

Pour un vent variable dans le temps, il est nécessaire de considérer une puissance moyenne par unité de surface sur un intervalle de temps  $t$ .

$$P_{moy} = \frac{1}{2\Delta t} \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} \rho V^3(t) dt \quad (43)$$

Si  $V(t) = \bar{V} + V'$

$\bar{V}$  est la vitesse moyenne sur 10 mn et  $V'$  fluctuation de la vitesse sur un intervalle de temps  $\Delta t$ , L'Eq (43) s'écrit sous la forme suivante :

$$P_{moy} = \frac{\rho}{2\Delta t} \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} (\bar{V} + V')^3(t) dt \quad (44)$$

On obtient l'expression de la puissance moyenne par unité de surface sur dix minutes :

$$P_{moy} = \frac{\rho}{2} \bar{V}^3 (1 + 3I^2) \quad (45)$$

Lorsqu'on veut étendre cette expression à des périodes T plus longues, par exemple une année, un judicieux changement de variable opéré sur la dernière expression permet d'écrire (à masse volumique de l'air constante) :

$$P_{moy} = \frac{\rho}{2} (1 + 3I^2) \int_0^{\infty} \bar{V} f(V) dV \quad (46)$$

On notera qu'il est possible de transformer l'intégrale en une sommation selon les classes de vitesses observées. Alors on peut écrire :

$$P_{moy} = \frac{\rho}{2} (1 + 3I^2) \sum_{i=1}^n \bar{V}_i^3 f_i(\bar{V}) \quad (47)$$

L'énergie moyenne sur une période T s'écrit :

$$E_D = \frac{T}{2} \rho V_{3m}^3 (1 + 3I^2) \quad (48)$$

Où I représente l'intensité de la turbulence.

$$I = \frac{\sigma(V')}{\bar{V}} \quad (49)$$

$$\sigma(V') = \bar{V} I^2$$

[8] donne une relation simple pour estimer le terme I pour un terrain à rugosité homogène et des conditions neutres :

$$I = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (51)$$

Où z est la hauteur à laquelle est mesuré la vitesse du vent et  $z_0$  la rugosité du terrain. Cette expression donne une erreur de l'ordre de 3% à une hauteur de 10 m.

L'influence de la turbulence sur la densité moyenne de puissance est limitée.

## 5. DENSITÉ ET PRESSION ATMOSPHÉRIQUES

La puissance du vent est une fonction de densité d'air. La densité d'air est une fonction de la température, T, et de la pression, p, dont tous les deux changent avec la hauteur. La densité d'air sec peut être déterminée en appliquant la loi idéale des gaz parfaits, qui donne [1, 11]:

$$\rho = 3.4837 \frac{p}{T} \quad (52)$$

La densité est en  $\text{kg/m}^3$ , la pression est en KPa ( $\text{KN/m}^2$ ) et la température est en Kelvin. L'air moite est légèrement moins dense que l'air sec, mais des corrections pour l'humidité d'air sont rarement employées. La densité d'air en fonction du contenu d'humidité peut être trouvée en littérature de la thermodynamique telle que Balmer (1990).

L'atmosphère standard internationale suppose que la température et la pression au niveau de la mer sont 288,15 K (15 C.) et 101,325 KPa, ayant pour résultat une densité standard au niveau de la mer de 1,225  $\text{kg/m}^3$  (Avallone et le Baurneister, 1978). La pression atmosphérique diminue avec l'altitude au-dessus du niveau de la mer. La pression dans l'atmosphère standard internationale jusqu'à une altitude de 5000 m est très étroitement rapprochée par [11, 18]:

$$\rho = 101.29 - 0.011837Z + 4.793 \times 10^{-7} Z^2 \quad (53)$$

Z est l'altitude en mètres et la densité est en  $\text{kg/m}^3$ . Naturellement, la pression réelle change autour de la pression standard pendant que les modèles de temps changent. Dans la pratique, à n'importe quel endroit, les fluctuations quotidiennes et saisonnières de la température ont un effet beaucoup marquant sur la densité d'air.

Une simple relation est donnée par [18] :

$$\rho = 1.226 - 1.194 \cdot 10^{-4} Z \quad (54)$$

Cette expression de la densité de l'air est fonction seulement de Z.

## **6. EXTRAPOLATION VERTICALE DES VITESSES DE VENT**

La variation de la vitesse de vent avec l'altitude influence l'évaluation des ressources de vent et la conception des éoliennes. Ainsi, un modèle de la variation de vitesse de vent avec la hauteur est exigé aux applications d'énergie éolienne. Le sommaire qui suit présentera certains des modèles courants qui sont employés pour prévoir la variation de la vitesse de vent avec l'altitude verticale. Dans l'étude de l'énergie éolienne, deux modèles mathématiques ou des lois ont été généralement employés pour modeler le profil vertical de la vitesse de vent. La première approche est loi logarithmique, son origine découle de la couche limite de l'écoulement d'un fluide et de la recherche atmosphérique. Elle est basée sur une combinaison de recherche théorique et empirique. La deuxième approche, employée par des chercheurs d'énergie éolienne est la loi de puissance. Les deux approches sont sujettes à l'incertitude provoquée par la nature variable et complexe des écoulements turbulents (Hiester et Pennell, 1981).

### **6.1. PROFIL LOGARITHMIQUE**

Les valeurs de direction et de vitesse du vent, issues de mesures ou de modèles, sont données à une certaine hauteur (10 m pour les mesures par les instruments spatioportés par exemple, hauteur de référence). Pour extrapoler ces mesures à la hauteur d'intérêt pour l'estimation de la production d'une éolienne (hauteur du moyeu), le modèle de profil logarithmique est [11,19, 20].

$$\frac{V(Z)}{V(Z_1)} = \frac{\ln\left(\frac{Z}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \quad (55)$$

Où  $V(Z)$  est la vitesse de vent à la hauteur  $Z$ ,  $V(Z_1)$  est la vitesse de vent à la hauteur  $Z_1$  (hauteur de référence), et  $Z_0$  est la rugosité du terrain.

## 6.2. LOI DE PUISSANCE

La loi de puissance représente un modèle simple pour le profil vertical de vitesse de vent. Sa forme de base est [6, 10, 11, 18, 19, 20 à 29]:

$$\frac{V(Z)}{V(Z_1)} = \left( \frac{Z}{Z_1} \right)^\alpha \quad (56)$$

Où  $Z$  est la hauteur des mesures et  $\alpha$  un facteur empirique exprimant les influences de la rugosité de la surface et la stabilité atmosphérique.  $\alpha$  augmente avec l'augmentation de la rugosité et de la stabilité thermique de la couche de surface. L'utilisation d'un profil en loi de puissance est rendue difficile à cause du choix de l'exposant  $\alpha$ . Cette méthode est pratique quand la valeur de la rugosité  $z_0$  (présente dans le profil logarithmique) n'est pas connue.

Justus (1978) a proposé une corrélation pour l'exposant de loi de puissance en fonction de la vitesse vent à la hauteur de référence  $z_r$ , Son expression est la suivant [11, 24, 25, 26]:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \quad (57)$$

En 1985, Mikhail ajuste expérimentalement le modèle précédent et propose l'expression suivante, [25]:

$$\alpha = \left( \ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right) \right)^{-1} - \frac{0.088 \ln(V_1)}{1 - 0.0088 \ln(0.1Z_1)} \quad (58)$$

$V_1$  est la vitesse du vent déterminée à la hauteur  $Z_1$  et  $Z_g$  est la moyenne géométrique des hauteurs  $Z$  et  $Z_1$ .

Une autre corrélation repose sur le paramètre  $Z_0$  de rugosité du terrain, La forme suivante pour ce type de corrélation a été basée sur le travail de Counihan (1975) [11]:

$$\alpha = 0.096 \log_{10}(Z_0) + 0.016 (\log_{10}(Z_0))^2 + 0.24 \quad (59)$$

## 7. EXTRAPOLATION VERTICALE DES PARAMÈTRES DE WEIBULL

[27] a utilisé un profil en loi de puissance pour extrapoler directement le paramètre de forme  $C$  de Weibull. L'équation reliant le paramètre  $C$  à une hauteur  $z$  et le paramètre  $C_0$  calculé à la hauteur  $z_r$  est ou une autre hauteur  $z'$  :

$$\frac{C(z)}{C_0} = \left( \frac{z}{z_r} \right)^\beta \quad (60)$$

Sur quelques sites, [27] a calculé une valeur moyenne de 0,23 pour  $\beta$  avec un écart type de 0,03.

[28] a proposé en utilisant une approche empirique la formule donnée dans l'Eq. (54) pour extrapoler le paramètre  $k$  de Weibull d'une hauteur à une autre. Cette relation est valable selon lui jusqu'à une hauteur de 100 m au-dessus du sol.

$$\frac{k(Z)}{k(Z_m)} = \frac{1 - c \ln\left(\frac{Z_m}{Z_r}\right)}{1 - c \ln\left(\frac{Z}{Z_r}\right)} \quad (61)$$

Où  $k(Z)$  est le paramètre de forme mesuré à la hauteur  $Z$ ,  $z_r = 10$  m et  $c = 0,88$ .  
 [29] signale que l'utilisation de cette formule peut entraîner une sous-estimation de  $k$ .  
 [30] a proposé de modifier les paramètres  $c$  et  $z_r$  pour les mettre à  $c = 0,19$  et  $z_r = 18$  m.  
 [31] a proposé l'expression suivante pour l'extrapolation directe du paramètre de forme  $k$  :

$$k(Z) - k(Z_m) = c2(Z - Z_m) \exp\left(-\frac{Z - Z_m}{Z_{\max} - Z_m}\right) \quad (62)$$

Où  $Z_{\max}$  est la hauteur qui correspond au maximum du profil de  $k$  et  $c2$  un facteur de l'ordre de 0,022.

L'équation la plus utilisée en énergie éolienne pour l'extraction verticale du paramètre  $k$  de la fonction de distribution Weibull est [6, 24, 25, 26] :

$$k(Z) = k_1(Z_1) \left[ \left( 1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z}{Z_1}\right) \right)^{-1} \right] \quad (63)$$

$Z_1$  est souvent la hauteur standard de référence  $Z_r$ .

## 8. MODÉLISATION de SYSTEME DE CONVERSION D'ENERGIE ÉOLIENNE

L'éolienne, fiable et rentable, présente la source d'électricité idéale pour de nombreuses applications. Les éoliennes existent en plusieurs dimensions, de petite éolienne de quelque watt à des éoliennes de mégawatt alimentant le réseau électrique.

La technologie largement dominante aujourd'hui est les turbines à axe horizontal, à turbine tripale et parfois bipale à rotor face au vent. Ces éoliennes ont une puissance nominale située entre 5KW et 5MW, elles peuvent fonctionner à vitesse fixe ou à vitesse variable [32, 33]. Les types de générateurs associés aux éoliennes sont des machines asynchrones et des machines synchrones sous leurs différentes variantes.

Parmi toutes les énergies renouvelables contribuant à la production d'électricité, l'énergie éolienne tient actuellement la star des énergies renouvelables pour les régions et les pays possédants un énorme potentiel éolien. Elle est l'une des plus prometteuses, en termes d'écologie, de compétitivité, de champ d'application et de création d'emplois et de richesses.

Les génératrices asynchrones à cage, c'est dans les grandes puissances (au-delà de 100 kW) que l'on rencontre des systèmes reliés directement au réseau et produisant "au fil du vent". Bien que la première machine qui vient à l'esprit pour de tels systèmes soit la génératrice synchrone, le faible coût et la standardisation des machines asynchrones a conduit à une très large domination des génératrices asynchrones à cage jusqu'à des puissances dépassant le mégawatt. Les machines asynchrones à cage ne nécessitent qu'une installation assez sommaire. Elles sont souvent associées à une batterie de condensateurs de compensation de la puissance réactive (Fig.3) et à un démarreur automatique progressif à gradateur ou à résistances permettant de limiter le régime transitoire d'appel de courant au moment de la connexion au réseau.

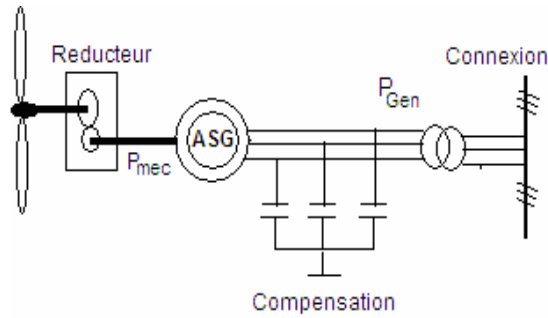


Fig. 3 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage

Si le générateur électrique est de type synchrone ou asynchrone directement connecté au réseau, la vitesse est sensiblement constante et le rendement aérodynamique ne peut être maximal que pour une seule vitesse du vent. Afin d'obtenir une vitesse variable, on rencontre trois familles de systèmes : machine asynchrone à nombre de pôles variable pouvant fonctionner en deux vitesses, machine asynchrone à cage à variateur de fréquence et ainsi les machines synchrones à variateur de fréquence [34].

Le type de génératrice à nombre de pôles variable fonctionne à deux vitesses suivant le principe deux en un, ce qui leur permet de fonctionner alternativement à deux vitesses différentes. Ces systèmes sont constitués d'une génératrice de petite puissance pour les faibles vitesses du vent et un autre pour des vitesses du vent assez importantes.

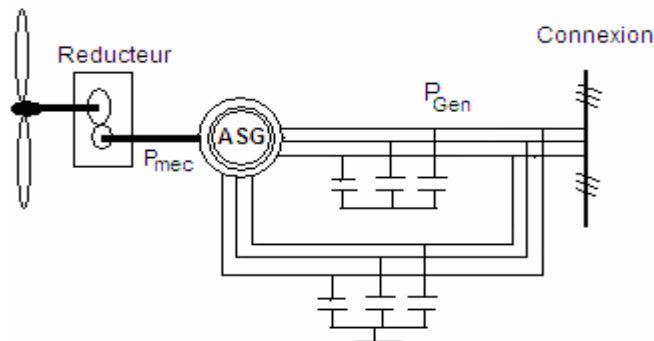


Fig. 4 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage à deux vitesses

L'introduction de convertisseur de puissance entre la machine et le réseau permet de découpler la fréquence du réseau de la vitesse de rotation de la machine et ainsi de faire fonctionner la machine à vitesse variable, la vitesse de rotation suit le régime du vent pour optimiser le rendement aérodynamique de l'éolienne.

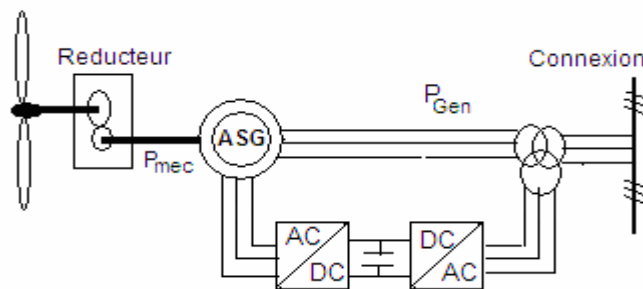


Fig. 5 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage à convertisseur de fréquence

La topologie correspondante aux éoliennes à vitesse partiellement variable contrôlée par résistance variable du rotor du générateur. Il utilise un générateur d'induction de rotor bobiné, cette technique a été employée depuis les mi-années 90. Dans ce cas-ci, la configuration est analogue au concept d'éolienne de la Fig.3, avec un générateur directement relié au réseau électrique. Cependant, les enroulements du rotor du générateur sont reliés en série à des résistances contrôlable, dont leurs dimensions (grandeurs) définissent la gamme de la vitesse variable (en général 0-10% au-dessus de la vitesse du synchronisme). Une batterie de condensateur performe la compensation de puissance réactive et un raccordement complaisant au réseau est obtenu en incluant un démarreur automatique progressif à gradateur. Le dispositif distinctif de ce concept est qu'il a des résistances additionnelles variables du rotor, qui sont contrôlées par un convertisseur optique monté sur l'arbre de rotor. Ainsi les résistances de rotor contrôlable, éliminent le besoin de bagues collectrices coûteuses, qui ont besoin de balai et d'entretien.

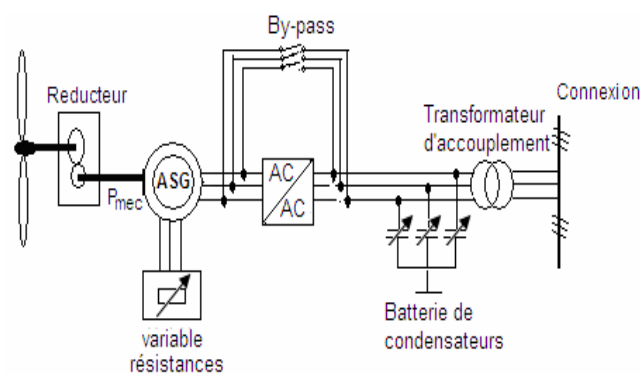


Fig. 6 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à cage à résistance variable

La machine asynchrone à rotor bobiné et à double alimentation présente un atout considérable. Son principe est issu de celui de la cascade hyposynchrone : le stator (ou le rotor) est connecté à tension et fréquence fixes au réseau alors que le rotor (ou le stator) est relié au réseau à travers un convertisseur de fréquence (plus ou moins élaboré). Si la variation de vitesse requise reste réduite autour de la vitesse de synchronisme, le dimensionnement du convertisseur de fréquence (électronique de puissance) peut être réduit.

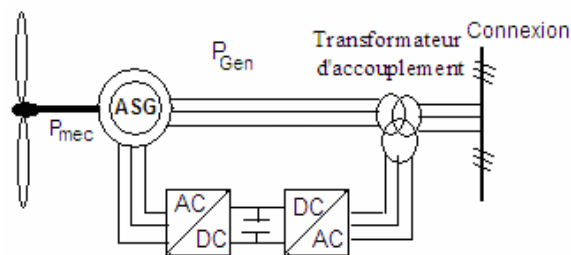


Fig. 7 : Chaîne de conversion à génératrice asynchrone à double alimentation

Les éoliennes pour les petits systèmes électriques isolés utilisent des éoliennes de petite taille de puissance nominale inférieure ou égale à 10KW. Elle représente une bonne solution pour générer de l'électricité à basse tension aux endroits isolés.

La conception des petits systèmes éoliens est tout à fait différente de celle des éoliennes connectées aux grands réseaux. Ces systèmes éoliens utilisent des générateurs synchrones à aimants permanents et

fonctionnant à vitesse variable. Ces éoliennes sont couplées à un système de conversion pour obtenir une tension alternative à fréquence constante [33, 35].

En cas de surcharge du parc batteries, un contacteur met en court-circuit l'induit de la génératrice, la turbine est alors arrêtée en rotation. Ce type de configuration d'éoliennes ne nécessite aucun multiplicateur de vitesse. Cette approche est aussi considérée plus fiable et moins chère vis-à-vis de l'entretien de la machine [33].

Une solution couramment employée consiste à associer les aérogénérateurs à un ou des groupes électrogènes, souvent diesel. Dans la version la plus rudimentaire, la génératrice est de type asynchrone à cage et est auto amorcée par condensateurs [36]. Pour éviter des démarrages trop fréquents du groupe électrogène, ou pour assurer les transitions, des batteries électrochimiques.

Une autre solution couramment employée consiste à utiliser un bus continu intermédiaire avant de transformer l'énergie en courant alternatif. Dans le cas des très petites puissances, l'énergie est directement consommée en courant continu. Le bus continu présente l'avantage d'interconnecter plus aisément divers systèmes de production (éolien, photovoltaïque, pile à combustible...) et des batteries électrochimiques qui peuvent se trouver directement en tampon sur de tels bus.

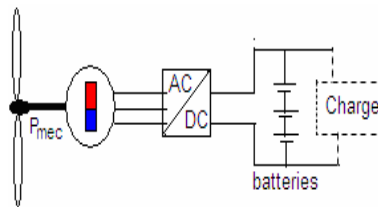


Fig. 8. Éolienne à aimants débitant directement à travers un convertisseur sur le bus continu.

## 9. EXTRACTION DE PUISSANCE PAR UNE TURBINE

La puissance théorique disponible dans un flux de vent est donnée par Eq. (37). Cependant, une turbine ne peut pas extraire complètement cette puissance du vent. Quand le flux de vent passe travers les pales de l'éolienne, une partie de son énergie cinétique est transférée au rotor et le vent quittant l'aérogénérateur suit son chemin. La puissance réelle produite par un rotor serait ainsi décidée par l'efficacité avec laquelle ce transfert d'énergie à partir de vent au rotor a lieu. Cette efficacité se nomme habituellement comme coefficient de puissance ( $C_p$ ). Ainsi, le coefficient de puissance du rotor peut être défini comme le rapport de puissance réelle développé par le rotor à la puissance théorique disponible dans le vent.

Autrement la production d'énergie d'une éolienne dépend de l'interaction entre le rotor et le vent. L'expérience a prouvé que les aspects principaux de performance d'éoliennes (rendement de puissance moyenne) sont déterminés par les forces aérodynamiques produites par le vent. L'analyse classique d'éoliennes a été à l'origine développée par Betz et Glauert (Glauert, 1935) dans les années 30, plus tard, la théorie a été étendue et adaptée pour la solution par les calculateurs numériques (Wilson et Lissaman, 1974, Wilson et al., 1976 et de Vries, 1979). De ces méthodes, la théorie de quantité de mouvements et la théorie d'élément de pale sont combinées dans une théorie appelée théorie de bande qui permet le calcul des caractéristiques de performance d'une section annulaire du rotor. Les caractéristiques pour le rotor entier



sont alors obtenues par l'intégration, ou l'addition, les valeurs obtenues pour chacune des sections annulaires.

De l'expression de l'énergie cinétique du vent de vitesse  $V$ , la puissance disponible donnée à l'Eq. (37), la puissance extraite par une éolienne d'une aire  $A$  balayée par la rotation des pales est:

$$P = \frac{1}{2} \rho A C_p V^3 \quad (64)$$

$\rho$  est la densité spécifique du vent qui dépend de la pression atmosphérique et de l'humidité; La puissance mécanique utile obtenue est exprimée au moyen du coefficient  $C_p$ , le coefficient  $C_p$  communique le taux de la puissance extraite de la puissance disponible.

Un modèle simple, généralement attribué à Betz (1926), peut être employé pour déterminer la puissance d'un aérogénérateur d'une éolienne idéale (aérogénérateur idéal), la poussée du vent sur le rotor idéal et l'effet de son fonctionnement sur le gisement local de vent. Ce modèle simple est basé sur une théorie linéaire de quantité de mouvements développée, il y a 100 ans pour prévoir la performance des propulseurs de bateaux. Les analyses assument un volume de contrôle, dans lequel les frontières du volume de contrôle sont la surface d'un tube du flux d'air et deux sections transversales du tube (Fig. 8). Le seul écoulement est à travers les extrémités du tube. L'éolienne est représentée par un disque uniforme qui crée une discontinuité de pression dans le tube de vent.

Notez que cette analyse n'est limitée à aucun type particulier de turbine de vent. Cette analyse emploie les hypothèses suivantes:

- Flux de vent est uniforme, homogène, incompressible
- Aucune résistance de frottement n'est appliquée
- Un nombre infini de pale
- Un sillage non tournant
- La pression statique lointaine, en amont et en aval du rotor est égale à la pression statique.

Les analyses sont également employées pour déterminer des limites théoriques de performance du rotor des éoliennes.

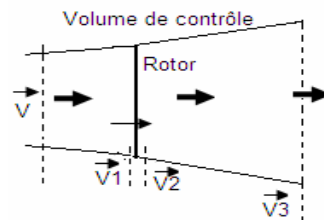


Fig.8 : Volume de contrôle

Par application de la conservation de quantité de mouvements au volume de contrôle enfermant le système entier, on peut trouver la force nette sur le contenu du volume de contrôle. Cette force est égale et opposée à la poussée,  $T$ , qui est la force du vent sur l'éolienne. De la conservation de quantité de mouvements à un écoulement unidimensionnel, incompressible, la poussée est égale et opposée aux changements des moments du flux d'air:

$$T = V (\rho A V)_1 - V_3 (\rho A V)_3 \quad (65)$$

$$\frac{dm}{dt} = (\rho AV)_1 = (\rho AV)_3$$

La poussée est positive ainsi la vitesse après le rotor,  $V_3$  est de valeur moins que la vitesse  $V_1$  et aussi aucun travail n'est effectué de chaque côté du rotor de l'éolienne. Donc la fonction de Bernoulli peut être employée dans les deux volumes de contrôle de chaque côté du rotor. On obtient la relation liant les vitesses  $V$ ,  $V_1$  et  $V_3$  :

$$V_1 = \frac{V + V_3}{2} \quad (66)$$

Le facteur,  $a$ , est défini comme étant la fraction de diminution de la vitesse du flux de vent avant et au contact avec le rotor.

$$a = \frac{V - V_2}{V} \quad (67)$$

$$V_2 = V(1 - a) \quad (68)$$

$$V_3 = V(1 - a) \quad (69)$$

L'expression de la puissance obtenue est la suivante (qui est égale à la force de la poussée fois la vitesse au rotor) :

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 4a(1 - a)^2 \quad (70)$$

La performance du rotor d'une éolienne est habituellement caractérisée par son coefficient de puissance,  $C_p$  :

$$C_p = \frac{\text{Puissance du rotor}}{\text{Puissance disponible dans le vent}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho AV^3} \quad (71)$$

Le coefficient sans dimension de puissance représente la fraction de la puissance disponible dans le vent qui est extrait par le rotor.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (72)$$

Le coefficient maximal de l'extraction de puissance par le rotor d'une éolienne idéale est obtenu par la dérivée du coefficient  $C_p$  par rapport à  $a$  :

$$a = \frac{1}{3} \quad (73)$$
$$C_p \text{ max} = \frac{16}{27} = 0.5926$$

Alors une éolienne idéale ne peut extraire que 59.26% de la puissance disponible dans le vent.

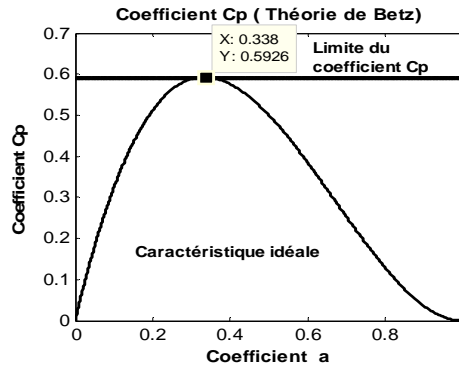


Fig.9 : Caractéristique idéale du coefficient Cp (Théorie de Betz)

### 9.1 COEFFICIENT DE PUISSANCE AERODYNAMIQUE D'UNE ÉOLIENNE

Le coefficient aérodynamique Cp d'une éolienne dépend du nombre de pale du rotor et de leur forme aérodynamique et géométriques (longueur, profil de section). Il se présente sous une forme de fonction non linéaire de  $\lambda$  et  $\beta$  [22] décrite par une famille de polynômes. Le coefficient Cp est obtenu sous des conditions d'essais en soufflerie. Sa limite supérieure théorique est donnée par la loi de Betz [37].

$$C_p = C_p(\lambda, \beta) \tag{74}$$

Où  $\lambda$  est le coefficient de vitesse spécifique défini par le rapport de la vitesse au bout de pales  $V_p$  (vitesse périphérique) et la vitesse du vent  $V$ .

$$\lambda = \frac{V_p}{V} = \frac{\omega R}{V} \tag{75}$$

La caractéristique du coefficient de puissance varie avec l'angle d'orientation des pales  $\beta$  et le ratio de vitesse  $\lambda$ . La relation de la puissance extraite du vent montre une petite variation de la vitesse du vent induit une grande variation de la puissance générée.

Une expression analytique peut être obtenue, qui dépend seulement de  $\lambda$  pour différentes valeurs de  $\beta$ . Une seule interpolation par rapport à  $\beta$  est suffisante.

Pour un angle de calage  $\beta$  donné, l'expression analytique généralement utilisée est une régression polynomiale [37].

$$C_p(\lambda) = \sum_{i=0}^n \alpha_i \lambda^i \tag{76}$$

Winkelman et S.H. David [38], Abdin [39] proposent une forme sinusoïdale

$$C_p(\lambda, \beta) = (0.44 - 0.00167\beta) \sin\left(\pi \frac{\lambda - 3}{15 - 0.3\beta}\right) - 0.00184(\lambda - 3)\beta \tag{77}$$

Heier suggère une relation plus complexe

$$C_p(\lambda, \beta) = c_5 \lambda + c \left( \frac{c_1}{\lambda_i} - c_2 \beta - c_3 \right) \exp\left( - \frac{c_4}{\lambda_i} \right) \tag{78}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \tag{79}$$

On peut remarquer sur la Fig.10 que le coefficient de puissance passe par un maximum pour un angle de calage  $\beta$  et pour une valeur particulière du rapport de vitesse désigné par  $\lambda_{op}$ . Alors pour différentes

valeurs de l'angle  $\beta$ , il existe une seule valeur de  $\lambda_{op}$  pour laquelle le coefficient de puissance  $C_p$  est maximale, en conséquence une puissance extraite maximale. Donc il est possible d'élaborer des loi de commande qui permet de capter le maximum de puissance quelque soit la vitesse du vent jusqu'à la puissance nominale de la génératrice ou la puissance extraite est limitée à cette valeur [40].

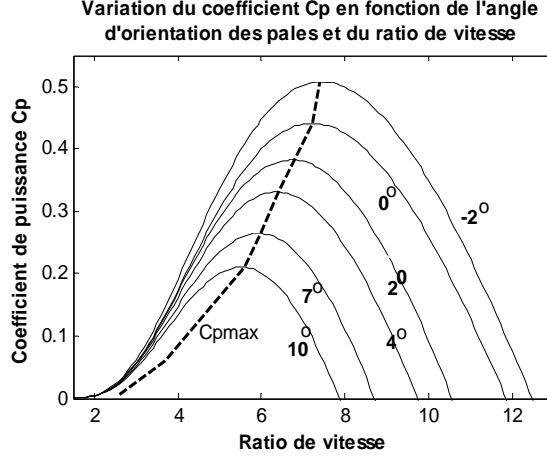


Fig.10 : Exemple de variation du coefficient  $C_p$  en fonction de l'angle d'orientation des pales et du ratio de vitesse  $\lambda$

Dans la littérature, des expressions approchées du coefficient aérodynamique  $C_p$  des éoliennes à vitesse fixe ou variable ont été proposé [41].

Éoliennes à vitesse fixe

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.44 \left( \frac{125}{\lambda_i} - 6.94 \right) \exp \left( - \frac{16.5}{\lambda_i} \right) \quad (80)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda} - \frac{0.002}{\beta^3 + 1}} \quad (81)$$

Éoliennes à vitesse variable

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.73 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.58 \beta - 0.002 \beta^{2.14} - 13.2 \right) \exp \left( - \frac{18.4}{\lambda_i} \right) \quad (82)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.002} - \frac{0.003}{\beta^3 + 1}} \quad (83)$$

D'autre approximation numérique a été développée par Raiambal et Chellamuthu, 2002 afin de calculer la transmission mécanique caractéristique de l'éolienne et une fonction caractéristique bidimensionnelle de  $C_p$  qui a été validée dans le laboratoire [42].

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{1}{2} \left( \frac{98}{\lambda_i} - 0.4 \beta - 5 \right) \exp \left( - \frac{16.5}{\lambda_i} \right) \quad (84)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0.098} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}} \quad (85)$$

La Fig.11 illustre la comparaison entre la caractéristique du coefficient  $C_p$  d'une éolienne idéale et le coefficient  $C_p$  d'un aérogénérateur d'une éolienne réelle à vitesse variable. La différence de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique récupérable par une éolienne par rapport à une éolienne

idéale se trouve dans la région de faible rapport  $\lambda$ , à remarquer que l'énergie récupérée est nulle dans cette zone de plus un faible déplacement à droite de la caractéristique du coefficient  $C_p$  d'une éolienne réelle vis-à-vis la caractéristique idéale, et avec un maximum loin de la limite de Betz.

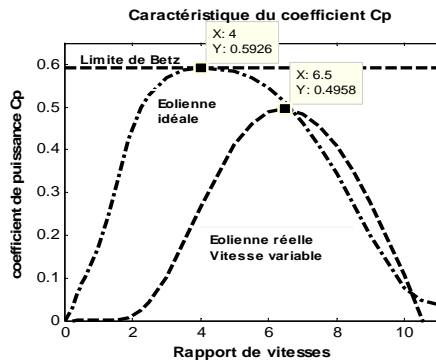


Fig.11 : comparaison entre la caractéristique idéale du coefficient  $C_p$  et celui d'une éolienne réelle

La Fig.12 montre les caractéristiques typiques du coefficient de puissance aérodynamique  $C_p$  pour les différents types de rotor. D'un côté la valeur maximale du coefficient  $C_p$  selon Betz indiquée comme limite supérieur d'une éolienne parfaitement idéale est représentée, de plus la correction du coefficient  $C_p$  apportée par Schmitz tenant compte de l'effet du sillage. La différence est notable dans la région des faibles rapports de vitesses  $\lambda$ , comme calculé par Schmitz et avant par Glauert. Sur cette Fig. sont présentées les courbes du facteur  $C_p$  des prétendues éoliennes de différents rotors, éolienne à axe verticale (Darrieus) et des éoliennes à axe horizontal de 3 pales, 2 ou une pale.

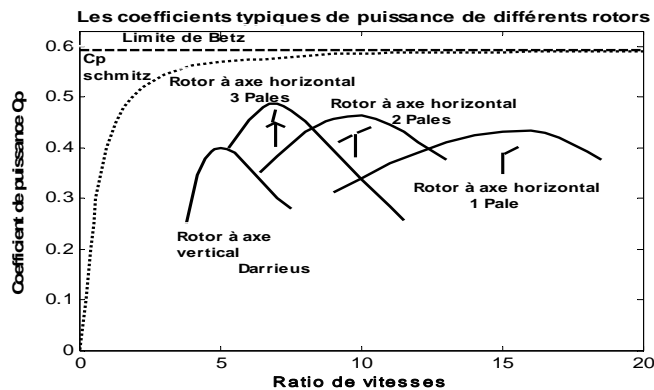


Fig.12 : comparaison entre la caractéristique idéale du coefficient  $C_p$  et celui des éoliennes réelles

Les éoliennes à axe horizontal ont une meilleure interaction avec le vent avec un coefficient  $C_p$  important par rapport à d'autre type d'éoliennes. Les rotors de à trois pales sont actuellement prédominants dans tous les systèmes modernes d'énergie éolienne. Ces rotors sont conçus pour des valeurs de  $\lambda$  situant dans la plage de 4 à 9 [37].

## 9.2 FORCES ET COUPLE

Les pales d'une éolienne exposées au vent sont soumises à deux forces dont l'une est dans la direction du vent (Traînée (Drag force),  $F_D$ ), qui est due aux forces visqueuses de frottement sur la surface de pale et de la différence de pression sur les surfaces d'aile en direction de l'écoulement du flux de vent et l'autre perpendiculaire à sa direction (Portance (Lifting force),  $F_L$ ), cette force est une conséquence de différence

de pression sur la surface supérieure et inférieures d'une pale. Les propriétés principales d'un rotor d'éolienne poursuivent l'action de ces deux forces sur les pales décrites par la théorie de profil aérodynamique d'un élément de pale.

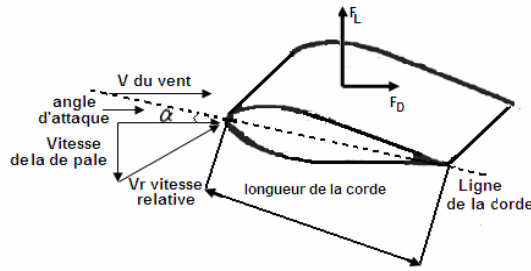


Fig. 13 : Élément de pale

La force  $F_D$  est une fonction de la vitesse relative à la surface du rotor dont la vitesse relative du vent est la différence entre la vitesse du vent et la vitesse de rotation de l'élément de la pale.

$$F_D = SC_D \left( \frac{1}{2} \rho (V - \Omega r)^2 \right) \quad (86)$$

$\Omega$  est la vitesse de rotation de l'élément de pale de rayon  $r$ ,  $S$  est la surface de cet élément.

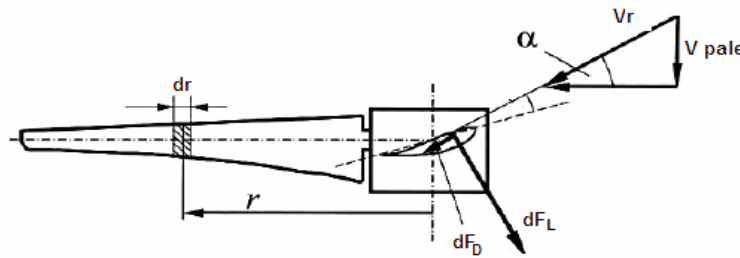


Fig. 14 : Élément de pale

La force  $F_L$  est également une fonction de la vitesse relative de vent et du coefficient la portance:

$$F_L = \frac{1}{2} \rho S C_L V r^2 \quad (87)$$

La puissance du rotor est le produit de la force  $F_D$  et la vitesse de rotation des surfaces du rotor:

$$P(r) = F_D \Omega r \quad (88)$$

$$P(r) = SC_D \left( \frac{1}{2} \rho (V - \Omega r)^2 \right) \Omega r \quad (89)$$

Utilisant l'Eq. (70), on obtient :

$$P = S \rho V^3 \left( \frac{1}{2} \lambda C_D [1 - \lambda]^2 \right) \quad (90)$$

De la définition du coefficient aérodynamique  $C_p$  :

$$C_p = \frac{1}{2} \lambda C_D [1 - \lambda]^2 \quad (92)$$

Ce pendant, pour la modélisation des turbines d'éoliennes, il est plus aisé d'utiliser le coefficient de couple  $C_T$  afin d'avoir un générateur de couple mécanique et non pas de la puissance qui sera couplée au générateur électrique.

Le couple mécanique de la turbine est exprimé par :

$$T = \frac{P}{\Omega}$$

Où T est le couple aérodynamique appliqué au rotor par le vent et  $\Omega$  est la vitesse angulaire du rotor.

Le couple mécanique est aussi exprimé par l'expression suivant qui fait apparaître le coefficient de couple  $C_T$

$$T = \frac{1}{2} \rho C_m S V^2 \tag{94}$$

Le coefficient de couple s'exprime par :

$$C_m = \frac{C_p}{\lambda} \tag{95}$$

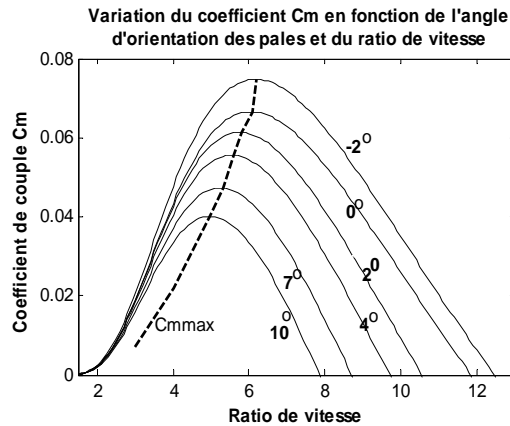


Fig.15 : Exemple de variation du coefficient Cm en fonction de l'angle d'orientation des pales et du ratio de vitesse

### 10. CONTRÔLE ET LIMITATION DE PUISSANCE D'ÉOLIENNE

Pour développer avec succès la puissance des divers composants d'éoliennes en opération, les éoliennes ont besoin d'un système de commande qui lie l'opération de tous les sous-ensembles ensemble. Par exemple, un système de commande pourrait agencer des mesures de vitesse de vent, vérifier la santé des composants du système, Faire fonctionner l'éolienne en libérant le système d'arrêt, accomplit le calage des pales et ferme des joncteurs afin de relier une éolienne au réseau. Les systèmes de contrôle peuvent dynamiquement ajuster l'angle de calage des pales et le couple de générateur pour commander la puissance aux forts vents. Sans système de contrôle les éoliennes ne peuvent remplir leurs taches avec succès et produire la puissance sans risque.

Le système commence à générer quand la vitesse du vent surpasse un seuil d'amorçage (Vitesse de démarrage, (cut-in speed)). Ce seuil de démarrage dépend de plusieurs facteurs selon les structures de conversion employées. Au delà, la puissance croît jusqu'aux valeurs nominales de vent (Vitesse nominale, (rated wind speed)) et de puissance nominale ( $P_r$  rated power). Cette valeur de vitesse du vent est déterminante dans la conception du système. Au delà de cette vitesse, le système fonctionne a puissance constante égale a sa puissance nominale  $P_r$  jusqu'a la vitesse maximale (vitesse d'arrêt (cut-out speed)) au dessus de laquelle l'éolienne doit être mise hors fonctionnement par sécurité. La puissance générée par l'éolienne doit se régler au delà de la vitesse nominale du vent car l'énergie amenée par le vent est supérieure a ce que le système de conversion peut supporter.

Les méthodes plus courantes de réglage de la puissance d'une turbine éolienne sont :

- a) La commande de l'angle d'attaque de la pale (blade pitch control),
- b) La commande a angle fixe (passive stall control),
- c) Commande stall active (active stall control),
- d) La commande d'orientation (yaw control).

### 10.1 CONTROLE PITCH

La variation de l'angle de calage des pales est un moyen de contrôler le couple exercé sur l'axe du rotor. Ce type de commande le plus est utilisé pour les éoliennes de moyenne ou grande taille. Il se réalise par un ajustement de l'angle d'incidence du vent sur les pales, ce qui modifie l'angle d'attaque et la quantité de puissance fournie sur l'axe de rotation de l'aérogénérateur de l'éolienne. Généralement, cette commande se fait en fonction de la valeur mesurée de la vitesse du vent.

Avec ce type de commande, l'angle de la pale est réglé à sa valeur optimale pour les vitesses du vent entre la vitesse de seuil de démarrage de la turbine et la valeur nominale, pour obtenir ainsi le maximum de puissance du vent. Au-delà de la vitesse nominale, la commande change l'angle des pales de façon à réduire le rendement du rotor, la puissance en excès étant dissipée en pertes aérodynamiques.

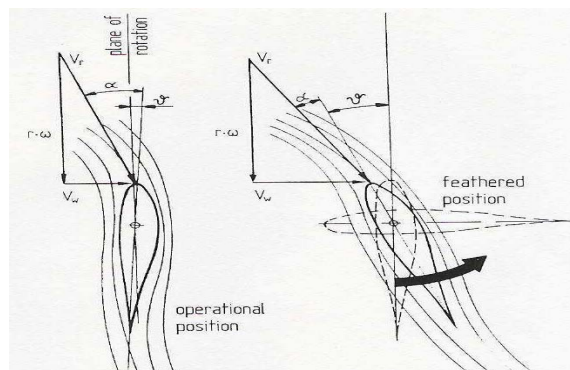


Fig. 16. Régulation de la puissance du rotor par ajustement de l'angle de la pale (Source: [43])

Le contrôle pitch permet une capture plus efficace de la puissance par vents modérés grâce à la capacité de réglage à l'angle optimal. Néanmoins, il est nécessaire d'inclure des parties mobiles pour faire l'ajustement, ce qui se traduit par une complexité accrue. De plus, le système de commande a besoin d'une sensibilité suffisante pour suivre les variations du vent, ce qui augmente les coûts.

### 10.2. RÉGULATION À ANGLE FIXE (PASSIVE STALL CONTROL)

Ce type de commande en boucle ouverte est basé sur une conception appropriée du profil de la pale. Lorsque la vitesse du vent dépasse la valeur nominale, le flux d'air du cote supérieur de la pale commence a perdre de la vitesse, ce qui forme des vortex, ces turbulences causent une perte de sustentation aérodynamique de la pale et permettent la dissipation de l'excès de puissance (Fig. 17). Cette commande agit uniquement pour limiter la puissance a des vents forts, régulant la puissance a sa valeur nominale ou plus faible. Le fonctionnement a vents faibles reste sans aucune commande donc la puissance obtenue dépend des caractéristiques mécanique de la turbine et des caractéristiques électriques de la machine.



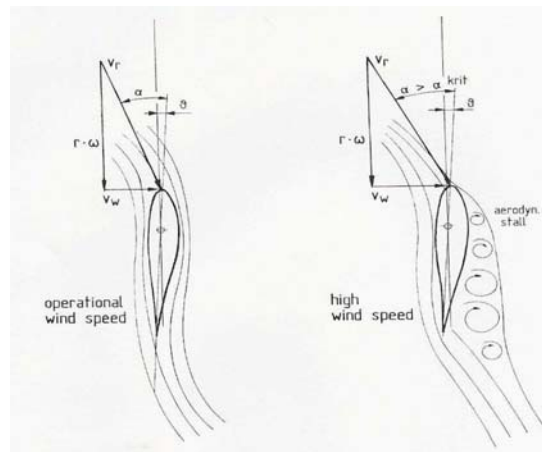


Fig. 17. Effet de perte de portance (Stall) a cause de la vitesse de vent élevée pour une pale a angle fixe (Source: [43])

La Fig. 17 illustre très bien l'effet de Stall provoqué par l'angle d'attaque de la pale face au vent. Des vortex se forment réduisant la portance aérodynamique de la pale de l'éolienne, ce qui diminue la puissance obtenue par le système de conversion.

La régulation Stall n'a pas besoin de système de commande ni de mécanisme de réglage d'angle de pale. Néanmoins, pour chaque type de ces deux commandes (Stall et pitch), les pales doivent être construites spécialement et une technologie sophistiquée est nécessaire pour cela. De même, sans une analyse aérodynamique soignée, des problèmes de vibrations peuvent se présenter [44].

### **10.3. COMMANDE STALL ACTIVE (ACTIVE STALL CONTROL)**

La commande Stall active est la combinaison entre le système de commande Stall et pitch des aérogénérateurs d'éoliennes les plus modernes et de grande capacité. La commande Stall active utilise les avantages des deux types de commande comme le proposent certains fabricants danois. Cette méthode est connue comme Active Stall ; pour les vents faibles et modérés, la commande est de type pitch contrôle, et pour le réglage sur la plage a puissance nominale, les pales sont orientées de façon a forcer la perte de portance, ce qui est équivalent au système passive Stall control.

### **10.4. COMMANDE D'ORIENTATION**

La méthode de commande d'orientation (yaw control) est basée sur le positionnement de l'aérogénérateur de l'éolienne partiellement hors de la direction du vent pour les vitesses du vent élevées. Pour les vents de vitesse supérieurs a la vitesse d'arrêt (cut-off speed), la position du rotor est complètement perpendiculaire au vent, ce qui annule toute génération (furling). Ce type de commande est cependant limité aux petites turbines éoliennes car cette méthode engendre d'importants efforts mécaniques au niveau du mat et des pales. Les éoliennes de plus grande taille ne peuvent pas adopter cette méthode de régulation de puissance sans provoquer des efforts pouvant endommager l'éolienne.

## **11. APPAREILLEMENT ENTRE SITES ET L'ÉOLIENNES**

Avant que les éoliennes puissent être installées, une étude d'emplacements doit être entamé pour déterminer où les localiser. L'objectif principal d'une étude est de localiser le site d'emplacement d'éolienne (ou des éoliennes) prenant en compte la rentabilité de production d'énergie en fonction du coût total de l'installation, et tout en réduisant au minimum le bruit et les impacts visuels.

### **1- Identification des secteurs géographiques**

Le potentiel éolien de la région concernée doit être identifié en utilisant un atlas de ressource de vent et n'importe quelles autres données disponibles de vent. Les caractéristiques de chaque type d'éolienne est employé pour établir la vitesse minimale de vent utile.

### **2- Choix d'es emplacements**

Les emplacements de potentiel considérable de la région étudiée sont identifiés où l'installation d'une ou plusieurs éoliennes semble être pratique de points de vue technologie.

### **3- Évaluation préliminaire des emplacements**

Dans cette phase, le potentiel éolien de chaque emplacement candidat est classé selon son potentiel économique, et les emplacements les plus viables sont examinés pour toutes les incidences sur l'environnement, acceptation publique, sûreté, et problèmes opérationnels qui compromettraient leur convenance comme emplacement d'éoliennes. Une fois que les meilleurs emplacements sont choisis, un programme préliminaire de mesure peut être exigé.

### **4- Évaluation finale de l'emplacement**

Pour les meilleurs emplacements choisis une mesure plus complète peut être exigée. En ce moment, les mesures devraient inclure le cisaillement, la turbulence et les directions du vent dominant.

Un système de conversion d'énergie éolienne peut fonctionner à son efficacité optimale seulement s'il est conçu pour le site ou il doit être installé en d'autres termes si ces paramètres spécifiques, vitesse de démarrage, vitesse nominale, vitesse d'arrêt et sa puissance nominale doivent être conçues exactement selon les caractéristiques éolien du site, afin de maximiser l'énergie fournie suivant la quantité d'énergie éolienne disponible. Cependant, il est plutôt cher de concevoir un tel système de conversion d'énergie éolienne (wind energy conversion system WECS), pour un emplacement donné, économiquement il est impraticable. La méthode la plus applicable est d'assortir un emplacement donné avec une machine la plus appropriée parmi celles existantes. Pour cela de nombreux critères ont été proposés, tous soutiennent fondamentalement la même procédure, qui est définie par la combinaison d'un modèle statistique de distribution de vitesse de vent et d'un modèle de la courbe de puissance WECS.

Le développement des techniques pour évaluer exactement le potentiel de puissance de vent d'un emplacement gagne une importance accrue. C'est en raison du fait que la planification et l'établissement d'un système d'énergie éolienne sont liés à certains facteurs comme la variation de la distribution de vitesse de vent, les vitesses caractéristiques de la machine, vitesse de démarrage, vitesse nominale, la vitesse d'arrêt et la hauteur du moyeu. Une fois que les détails de la ressource de vent est connus pour le potentiel

de puissance du vent d'un site, la conception efficace d'un système d'énergie éolienne exige l'appariement optimal au potentiel éolien disponible sur le site afin d'obtenir un facteur d'implantation le plus favorable.

Les techniques utilisées sont l'évaluation de la puissance moyenne prévue de l'appariement entre les emplacements et les éoliennes, ou par les critères de comparaison d'énergie moyenne fournie par une éolienne par rapport à l'énergie maximale que peut fournir en opérant à son rendement maximal ou par rapport à l'énergie moyenne fournie par une éolienne idéale, ces deux types de critères sont respectivement désignées par l'efficacité du site et l'efficacité d'éolienne.

**11.1. COURBE TYPIQUE DE PUISSANCE**

Les éoliennes sont caractérisées par leurs courbes de puissance, la puissance fournie par une éolienne est évaluée en fonction de la vitesse du vent dans les conditions d'essai standard avec une densité d'air égale à 1.225Kg/m<sup>3</sup>.

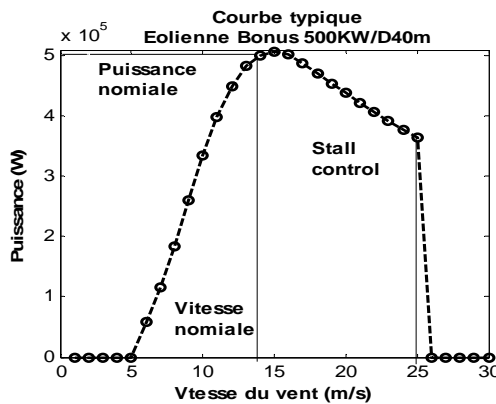


Fig. 18. : Courbe typique de puissance

La courbe de puissance est une spécification de performance d'éolienne fournie par le fabricant qui indique la performance pendant le fonctionnement aux différentes vitesses de vent, qui sont établies suivant les directives de la norme internationale adoptée est éditée par CEI 61400-12-1 (CEI, 2005) [45].

La courbe typique de puissance est généralement employée pour estimer la production énergétique moyenne à un endroit particulier pour un profil donné de vent et pour surveiller la performance de production d'énergie des éoliennes installées, ainsi la détermination des principaux index de performance pour appairer l'éolienne la plus économique appropriée à un emplacement donné.

**11.2 PARAMETRES D'APPARIEMENT ENTRE SITE ET ÉOLIENNE**

**11.2 .1 MODELISATION DE LA COURBE DE PUISSANCE**

A partir des données de la puissance fournie par les éoliennes en fonction des vitesses de vent publiées par les fabricants, la courbe typique de puissance peut être facilement modélisée par un polynôme du cinquième degré

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V \leq Vc \\ a_1V^5 + b_1V^4 + c_1V^3 + d_1V^2 + e_1V^1 + f_1 & Vc \leq V \leq Vr \\ a_2V^5 + b_2V^4 + c_2V^3 + d_2V^2 + e_2V + f_2 & Vr \leq V \leq Vout \\ 0 & Vout \leq V \end{cases} \tag{96}$$

Le modèle polynomial d'Eq (96) peut être obtenu en utilisant la méthode d'interpolation de Lagrange; nous notons que la courbe de puissance dépend du dispositif de commande de l'éolienne.

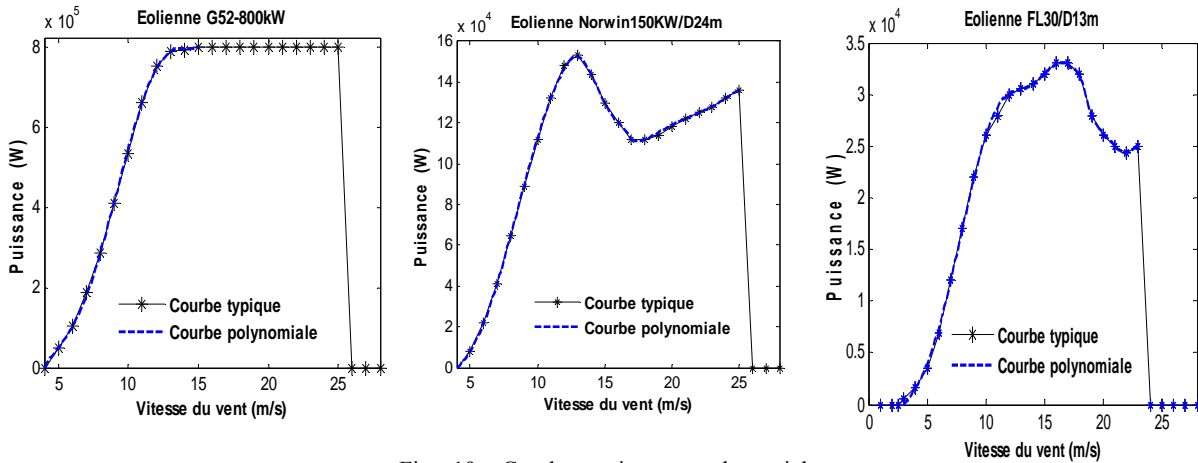
Une éolienne dotée d'un dispositif de commande pitch, sa courbe typique est modélisée par:

$$P(V) = \begin{cases} L_5^1(V) & V_c \leq V \leq V_r \\ pr & V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} \leq V \end{cases} \quad (97)$$

Une éolienne équipée d'un système de commande stall ou d'orientation, sa courbe typique est modélisée selon le modèle suivant:

$$P(V) = \begin{cases} L_5^1(V) & V_c \leq V \leq V_r \\ L_5^2(V) & V_r < V \leq V_l \\ L_5^3(V) & V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} \leq V \end{cases} \quad (98)$$

Où  $L_5^i$  est le polynôme de Lagrange du cinquième degré et  $i$  est le numéro de ce polynôme.



Figs. 19. : Courbes typiques et polynomiales

Les Figs.19 indiquent que les courbes interpolées sont typiquement identiques aux courbes typiques de puissance délivrées par les fabricants.

### 11.2.2 MODELES PARABOLIQUES DE LA COURBE DE PUISSANCE

Il est approprié de simuler la courbe de puissance d'une éolienne à commande pitch ou à contrôle Stall ou d'orientation de la nacelle, par quatre paramètres: la vitesse de démarrage  $V_c$ , la vitesse nominale  $V_r$ , la vitesse d'arrêt  $V_{out}$ , et la puissance nominale  $P_r$  [46, 47, 48, 49]. Quant aux éoliennes dotées d'un système de contrôle Stall et d'orientation de la nacelle n'ont pas une gamme de puissance constante entre la vitesse nominale et la vitesse d'arrêt il convient de négliger ainsi la puissance excédant la puissance nominale  $P_r$ .

Les modèles paraboliques modélisant la courbe de puissance entre  $V_c$  et  $V_r$  couramment utilisés, en littérature spécialisée :

Selon le modèle Pallabazzer [46, 47, 48] et Stevens et Smulders [49], la courbe de puissance d'une éolienne peut être bien rapproché avec la loi parabolique:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V \leq V_c \\ \frac{\text{Pr}(V^2 - V_c^2)}{(V_r^2 - V_c^2)} & V_c \leq V \leq V_r \\ \text{Pr} & V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & \text{Autrement} \end{cases} \quad (99)$$

Le modèle analytique que nous proposons approprié à la loi de courbe de puissance de n'importe quelle vraie éolienne entre la vitesse démarrage  $V_c$  et la vitesse nominale  $V_r$  est comme suit:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V \leq V_c \\ \frac{\text{Pr}(aV^2 + bV + E)}{(V_r - V_c)^2} & V_c \leq V \leq V_r \\ \text{Pr} & V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} \leq V \end{cases} \quad (100)$$

Les constantes  $a$ ,  $b$  et  $E$ , sont liées aux vitesses caractéristiques de la machine par les relations suivantes:

$$\alpha = \frac{(V_r + 2V_c)V_r}{(-0.08V_c - 0.05V_r + 3.085)(V_r^2 - V_c^2)} \quad a = 2(1 - \alpha)$$

$$b = (1 - a)V_r - (a + 1)V_c \quad E = (V_c - (1 - a)V_r)V_c \quad (101)$$

$\alpha$  est un paramètre sans dimensions, parce que les constantes 0,08 et 0,05 ont pour  $\text{sm}^{-1}$

La puissance électrique générée par une éolienne peut être approchée en utilisant l'équation quadratique (Sahin et Aksakal, 1999), [50], [51], qui calcule la puissance entre la vitesse  $V_c$  et la vitesse nominale  $V_r$ :

$$P(V) = AV^2 + BV + Co \quad (102)$$

Les constantes  $A$ ,  $B$  et  $C$  peuvent s'avérer par la résolution des équations suivantes:

$$\begin{aligned} AV_c^2 + BV_c + Co &= 0 \\ AV_r^2 + BV_r + Co &= \text{Pr} \end{aligned} \quad (103)$$

$$AVx^2 + BVx + Co = \left(\frac{Vx}{V_r}\right)^3 \text{Pr}$$

$$Vx = \frac{V_r + V_c}{2}$$

Le modèle définit par [3, 52]:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V \leq V_c \\ \frac{\text{Pr}(V^k - V_c^k)}{V_r^k - V_c^k} & V_c \leq V \leq V_r \\ \text{Pr} & V_r \leq V \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} \leq V \end{cases} \quad (104)$$

$k$  est le facteur de forme de la fonction de Weibull

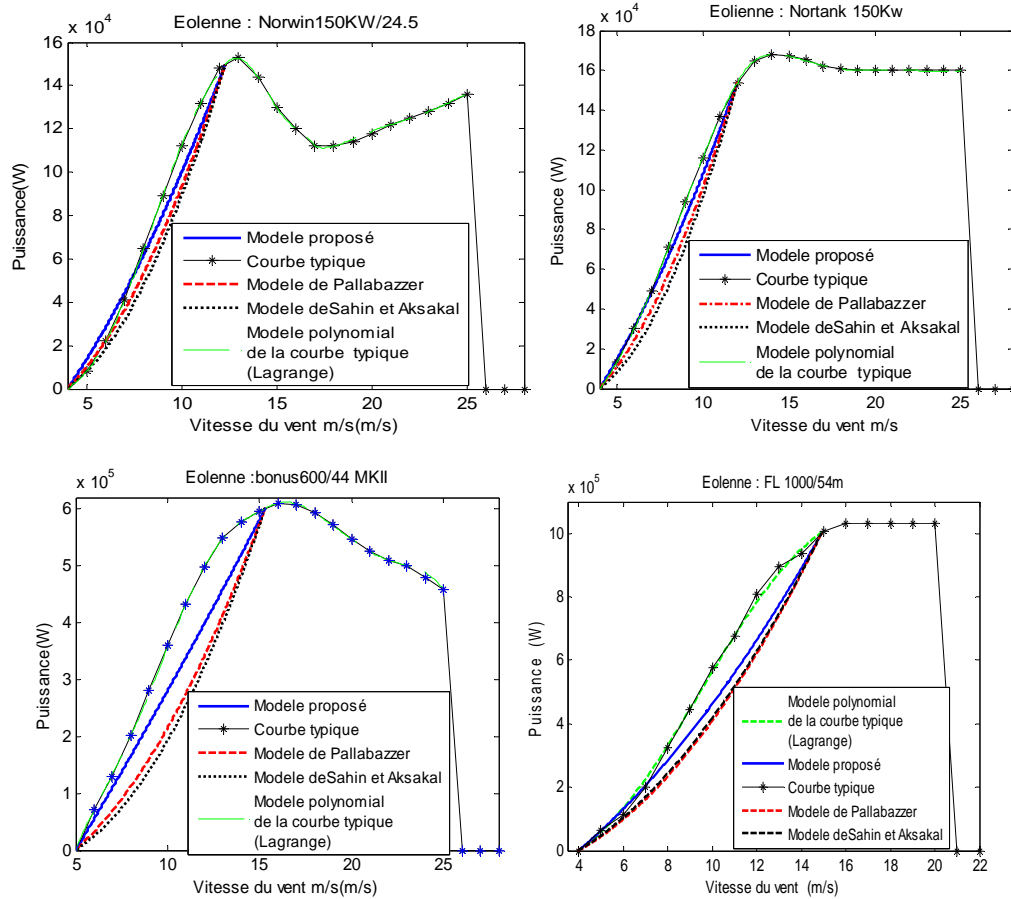


Fig. 20. : Comparaison entre les modèles paraboliques de la courbe de puissance

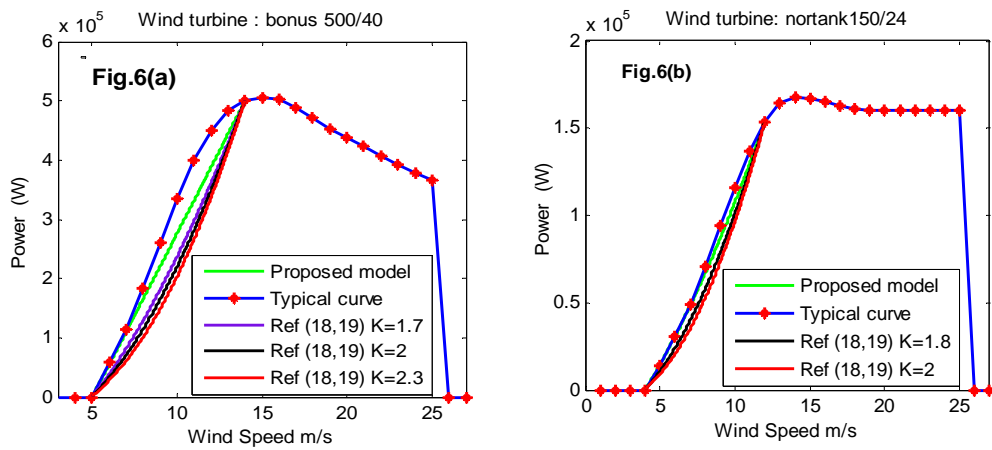


Fig. 21. : Comparaison entre le modèle parabolique développé et le modèle Gary L. Johnson

Figs. 20 – 21 exposent la comparaison entre les différents modèles paraboliques des courbes de puissance aux courbes typiques d'éoliennes. Cette comparaison montre que le modèle proposé s'adapte mieux aux courbes de puissance de turbines de vent que les autres modèles, le but au quel il a été formulé est atteint.

### 11.2.3 PARAMETERES DE PERFORMANCE

Pour une planification efficace et une implémentation réussie de n'importe quel projet éolien, une compréhension sur la performance du système de conversion d'énergie éolienne (WECS), à l'emplacement proposé, est essentielle. Par conséquent, l'évaluation de la performance d'un WECS est plutôt un processus

complexe, parce que le vent est un phénomène stochastique. Sa vitesse et sa direction à un endroit changent considérablement d'une saison à autre et même de heure en heure. Pour cela il y a certaine méthode pour appareiller une turbine de vent à un endroit donné. Nous présentons les méthodes de calcul de facteur d'appareillement entre les emplacements et le WECS en intégrant les paramètres d'emplacement et les caractéristiques de la machine. Par conséquent, cet index est employé pour appareiller approximativement la machine adéquate pour l'emplacement approprié.

#### 11.2.4 PUISSANCE MOYEN GÉNÉRÉE

La méthode la plus simple et la plus raisonnable est de calculer directement la puissance moyenne résultante. Puisque la fonction de densité de probabilité  $f(V)$  représente la fraction de la durée de la vitesse de vent, donc la puissance moyenne générée par une éolienne peut être définie par [3, 11] :

$$P_{moy} = \int_{V_c}^{V_{out}} P(V) f(V) dV \quad (105)$$

L'intégrale de la puissance moyenne fournie par une éolienne peut être encore écrite sous la forme suivante:

$$P_{moy} = \int_{V_c}^{V_{out}} P(V) f(V) dV = \int_{V_c}^{V_r} P(V) f(V) dV + \int_{V_r}^{V_{out}} P(V) f(V) dV \quad (106)$$

#### 12. CALCUL DE PUISSANCE MOYEN GÉNÉRÉE PAR LA MÉTHODE D'INTERPOLATION

L'estimation de la puissance moyenne fournie par une éolienne en utilisant les modèles de la courbe typique de puissances données aux Eqs (97 et (98) au moyen de l'Eq (106). L'Eq (106) est calculée par la méthode de quadrature de Riemann. (Somme de Riemann), définie par:

$$P_{moy} = h \sum_{i=0}^n P(V_i) f(V_i) + \int_{V_r}^{V_{out}} P(V) f(V) dV \quad (107)$$

$$V_i = V_c + ih \quad h = \frac{V_r - V_c}{n} \quad (108)$$

La valeur de cette somme dépend du choix de  $n$  afin de s'approcher de la valeur réelle de la puissance moyenne, il est nécessaire que  $n$  soit très élevée ( $n=10^7$  par exemple).

La valeur de  $n$  doit être infinie afin d'avoir une répartition très fine de la largeur d'intervalle  $[V_c V_r]$  pour les trois types de commandes. Les éoliennes équipées d'un système de contrôle stall ou d'orientation, leurs courbes de puissance dans l'intervalle  $[V_r V_{out}]$  est modélisée en deux parties d'intervalles  $[V_r V_1]$  et  $[V_1 V_{out}]$  pour avoir comme conséquence la valeur réelle de l'intégrale par application de cette méthode.

Le calcul de la puissance moyenne d'une éolienne équipée d'un système de commande pitch est donné par l'équation suivante:

$$P_{moy} = h \sum_{i=0}^n L_5^1(V) f(V_i) + \Pr \left[ \exp \left( - \left( \frac{V_r}{c} \right)^k \right) - \exp \left( - \left( \frac{V_{out}}{c} \right)^k \right) \right] \quad (109)$$

La puissance moyenne fournie par une éolienne dotée d'un système de control stall ou d'orientation est calculée par:

$$(110)$$

$$P_{moy} = \left[ h \sum_{i=0}^n L_5^1(V_i) f(V_i) + h' \sum_{i=0}^n L_5^2(V_i') f(V_i') + h'' \sum_{i=0}^n L_5^3(V_i'') f(V_i'') \right]$$

$$h' = \frac{V_1 - V_r}{n} \quad h'' = \frac{V_{out} - V_1}{n} \quad V_i' = V_r + ih' \quad V_i'' = V_1 + ih'' \quad (111)$$

Le calcul de cette somme peut être effectué à l'aide d'un outil informatique comme Matlab ou mathematica par exemple.

### 13. FACTEUR DE CAPACITÉ

Le facteur de capacité ou le prétendu coefficient de puissance moyenne est défini comme index de performance pour appareiller l'emplacement et les éoliennes, ce facteur est noté par CF, est l'un des caractéristiques importantes pour mesurer la productivité éolienne. Il compare la production réelle d'éolienne pour une durée donnée à la production maximum pour cette même durée. D'où la puissance moyenne est réécrite sous la forme suivante [3, 11, 46, 47] :

$$P_{moy} = Pr.CF \quad (112)$$

### 14. MÉTHODES DE CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ

#### 14.1 CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ PAR LA MÉTHODE D'INTERPOLATION

Les courbes interpolées similaires aux courbes typiques de puissance d'éoliennes donnée aux Eqs (97) et (98) ont été employées pour calculer la puissance moyenne fournie. Avec l'aide de ces équations et de l'Eq (112) ; nous tirons l'expression du calcul du facteur de capacité lorsqu'il s'agit de la commande pitch, stall ou d'orientation.

Le facteur de capacité des courbes de puissance des éolienne à contrôle pitch se calcule par:

$$CF = \frac{h}{Pr} \sum_{i=0}^n L_5^1(V) f(V_i) + \left[ \exp\left(-\left(\frac{V_r}{c}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{out}}{c}\right)^k\right) \right] \quad (113)$$

Le facteur d'appareillement CF d'une éolienne dotée de système de commande stall ou d'orientation est calculé par:

$$P_{moy} = \frac{1}{Pr} \left[ h \sum_{i=0}^n L_5^1(V_i) f(V_i) + h' \sum_{i=0}^n L_5^2(V_i') f(V_i') + h'' \sum_{i=0}^n L_5^3(V_i'') f(V_i'') \right] \quad (114)$$

#### 14.2 CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ PAR MÉTHODE NUMÉRIQUE

Dans cette méthode de calcul la puissance produite par les éoliennes de vent s'étendant entre la vitesse nominale Vr et la vitesse d'arrêt Vout est supposée égale à la puissance nominale Pr pour les courbes de puissance d'une éolienne à commande stall ou d'orientation. En utilisant l'Eq (112) de la puissance moyenne, CF est obtenu par l'intégrale suivante:

$$CF = \frac{\int_{V_c}^{V_r} P(V) f(V) dV + Pr \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV}{Pr} \quad (115)$$



Une Intégration par partie du premier terme de l'Eq. (115), nous donne :

$$CF = \frac{[P(V)F(V)]_{Vc}^{Vr} + [F(V)]_{Vr}^{Vout} + \int_{Vc}^{Vr} P'(V)dV + \int_{Vc}^{Vr} P'(V) \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right)dV}{Pr} \quad (116)$$

$$CF = \exp\left(-\left(\frac{Vout}{c}\right)^k\right) + \frac{\int_{Vc}^{Vr} P'(V) \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right)dV}{Pr} \quad (117)$$

Dans ce qui suit nous posons

$$G(V) = \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^k\right) \quad (118)$$

Afin de résoudre l'intégrale dans l'Eq (117) les courbes de la fonction de cette 'intégrale soutiennent habituellement des caractéristiques identique avec les courbes polynomiales cubiques dans des cas appropriés, ces fonction peuvent être appréciés par un polynôme cubique, à partir duquel la puissance moyenne peut être estimée par la règle de trios huitième de Simpson. Nous obtenons les résultats suivants.

A titre d'exemple, calculons le facteur de capacité en se servant du modèle de Stevens, Smulders et Pallabazzer et le modèle que nous avons développé.

La relation du facteur de capacité obtenue par le modèle de Stevens, de Smulders et de Pallabazzer est comme suit:

$$CF = -G(Vout) + \frac{1}{4(Vr + Vc)} \left[ VcG(Vc) + VrG(Vr) + 3G\left(\frac{Vc + 2Vr}{3}\right) + 3G\left(\frac{2Vc + Vr}{3}\right) \right] \quad (119)$$

L'expression du facteur de capacité obtenue avec le modèle développé est :

$$CF = -G(Vout) + \frac{1}{8} \left[ (1-a)G(Vc) + (1+a)G(Vr) + (3+a)G\left(\frac{Vc + 2Vr}{3}\right) + (3-a)G\left(\frac{2Vc + Vr}{3}\right) \right] \quad (120)$$

Le facteur de capacité est seulement en fonction de cinq variables: k, C, Vc, Vr, et Vout pour le premier modèle, mais le deuxième modèle contient de plus le paramètre a.

L'intégrale de L'Eq (117) ne peut pas être déterminée analytiquement mais peut être calculée par une technique numérique telle que la règle de Simpson déjà utilisée pour les Eqs (119) et (120) ou celle de quadrature de Gauss.

### 14.3 CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ PAR LA FONCTION GAMMA

Le deuxième terme de l'Eq (117) peut être encore acquis en utilisant la fonction gamma, qui est défini par:

$$\Gamma_n(x, a)\Gamma(x) = \Gamma(x, a) \quad (121)$$

La fonction gamma donne les résultats suivants:

Le modèle parabolique de Stevens, de Smulders et de Pallabazzer fournit la relation suivante:

$$CF = -G(Vout) + \frac{2c^2\Gamma(2k^{-1})}{k(Vr^2 - Vc^2)} \left[ \gamma\left(\left(\frac{Vr}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{Vc}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) \right] \quad (115)$$

$$(122)$$

Le modèle suggéré fournit la forme suivante :

$$CF = -G(V_{out}) + \frac{1}{k(V_r - V_c)^2} \left[ 2ac^2\Gamma(2k^{-1}) \left[ \gamma\left(\left(\frac{V_r}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{V_c}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) \right] + bc\Gamma(k^{-1}) \left[ \gamma\left(\left(\frac{V_r}{c}\right)^k, \frac{1}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{V_c}{c}\right)^k, \frac{1}{k}\right) \right] \right]$$

#### 14.4 CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ PAR LA MÉTHODE DE PALLABAZZER

La forme générale d'évaluation de la puissance donnée à l'Eq. (106), le deuxième terme d'Eq. (115) peut être dérivé d'Eq. (16),  $[G(V_{out}) - G(V_r)]$ . Cependant, la première intégrale exige un travail additionnel. Pallabazzer a suggéré de résoudre cette intégrale en introduisant la vitesse quadratique moyenne  $V_{m2}$  de sorte qu'Eq. (115) peut être encore réécrite sous la forme suivante [47, 48]:

$$CF = \frac{\int_0^{T1} P(V)dt}{T Pr} + \frac{\int_0^{T1} dt}{T} \quad (123)$$

T présente la durée totale de fonctionnement de la machine.

Le modèle de Stevens, Smulders et Pallabazzer nous donne:

$$CF = \frac{f1(V_{m2,1}^2 - V_c^2)}{V_r^2 - V_c^2} + f2 \quad (124)$$

En utilisant le modèle suggéré, nous obtenons:

$$CF = \frac{f1(aV_{m2,1}^2 + bV_m + c)}{(V_r - V_c)^2} + f2 \quad (125)$$

Où la vitesse quadratique  $V_{m2,1}$  et la vitesse moyenne  $V_m$  du vent sont obtenues par:

$$V_{m2,1}^2 = \frac{\int_0^{T1} V^2 dt}{T1} = \frac{\int_{V_c}^{V_r} V^2 f(V) dV}{\int_{V_c}^{V_r} f(V) dV} \quad V_m = \frac{\int_0^{T1} V dt}{T1} = \frac{\int_{V_c}^{V_r} V f(V) dV}{\int_{V_c}^{V_r} f(V) dV} \quad (126)$$

Le facteur de disponibilité est défini comme une mesure du pourcentage de fonctionnement de l'éolienne. Il se réfère au pourcentage du temps pendant lequel l'éolienne est en opération, il dépend des caractéristiques de la machine et du potentiel du vent de l'emplacement. Il est défini par [49, 50]:

$$f1 = \int_{V_c}^{V_r} f(V) dV \quad f2 = \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV \quad (127)$$

T1 et T2 représentent les durées de temps des vitesses de vent s'étendant entre  $V_c$  et  $V_r$  et entre  $V_r$  et  $V_{out}$  de la durée totale de fonctionnement T:

$$T1 = T(G(V_r) - G(V_c)) \quad T2 = T(G(V_{out}) - G(V_r)) \quad (128)$$

#### 14.5 CINQUIEME MÉTHODE DE CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ

Le fonctionnement d'une éolienne est limité par sa vitesse de démarrage  $V_c$  et la vitesse d'arrêt  $V_{out}$ . Par conséquent,  $P_{moy}$  peut être donné par [53,54]:

$$P_{moy}(V) = \begin{cases} 0 & V < V_c \\ 0.5 \rho A \eta V^3 & V_c \leq V \leq V_r \\ 0.5 \rho A \eta V_r^3 & V_r < V \leq V_{out} \\ 0 & V_{out} < V \end{cases} \quad (129)$$

La puissance électrique moyenne délivrée peut être calculée en intégrant l'Eq. (129). le facteur de capacité ainsi obtenu est:

$$CF = \frac{1}{V_r^3} \int_{V_c}^{V_r} V^3 f(V) dV + \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV \quad (130)$$

L'Eq. (130) est évalué en utilisant la fonction gamma :

$$CF = -G(V_{out}) + \left(\frac{V_c}{V_r}\right)^3 G(V_c) + \frac{3c^3 \Gamma(3k^{-1})}{k V_r^3} \left[ \gamma\left[\left(\frac{V_r}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right] - \gamma\left[\left(\frac{V_c}{c}\right)^k, \frac{3}{k}\right] \right] \quad (131)$$

Le facteur d'appareillement CF reflète comment efficacement la turbine pourrait moissonner l'énergie disponible dans le spectre du vent. Une éolienne est raisonnablement efficace à un emplacement donné si les valeurs du facteur de capacité s'étendent de 0,25 à 0,4, la valeur de 0,4 ou plus indique que le système interagit très efficacement avec le régime du vent.

Le facteur de capacité peut être interprété comme efficacité de la puissance à l'égard de la puissance nominale de la machine. CF peut également être une mesure approximative du prix de revient unitaire de la puissance fournie, quoiqu'il n'y ait aucune proportionnalité entre le coût et la puissance nominal du système de conversion d'énergie éolienne [47].

#### 15. EFFICACITÉ D'ÉOLIENNES

L'énergie produite pendant une période T par un système de conversion d'énergie éolienne évidemment est reliée à son fonctionnement. En effet pour une vitesse de vent plus faible que la vitesse de démarrage de l'éolienne aucune puissance ne peut être générée et à partir de certaine vitesse de vent  $V_r$  l'éolienne atteindra sa puissance nominale jusqu'à sa vitesse de coupure  $V_{out}$ , suivant la courbe de puissance caractéristique de l'éolienne. On a donc une énergie définie comme suit :

$$E = T \int_{V_c}^{V_r} P(V) f(V) dV + T Pr \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV \quad (132)$$

L'Eq (132) peut être mise sous la forme suivant afin d'apparaître le facteur de capacité

$$E = T Pr \left[ \int_{V_c}^{V_r} P(V) f(V) dV + \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV \right] \quad (133)$$

$$E = T Pr CF$$

Une éolienne idéale convertit entièrement la puissance de vent en énergie électrique, remplaçant  $P(V) = \frac{1}{2} \rho S V^3$  et la puissance nominale développée par une éolienne idéale  $P(V) = \frac{1}{2} \rho S V_r^3$  dans l'équation d'énergie (132), on obtient :

$$E_{id\acute{e}ale} = \frac{1}{2} \rho S T \left[ \int_{V_c}^{V_r} V^3 f(V) dV + V_r^3 \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV \right] \quad (132)$$

L'efficacité d'une éolienne est définie comme étant le rapport de l'énergie effectivement produite par l'éolienne réelle et l'énergie que produirait une éolienne idéale.

$$\xi = \frac{E}{E_{id\acute{e}ale}} \quad (133)$$

$$\xi = \frac{\text{Pr } CF}{\frac{1}{2} \rho S \int_{V_c}^{V_r} V^3 f(V) dV + V_r^3 \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV} \quad (134)$$

$$\xi = \frac{\frac{1}{2} \rho S \eta_r V_r^3 CF}{\frac{1}{2} \rho S \int_{V_c}^{V_r} V^3 f(V) dV + V_r^3 \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV} \quad (135)$$

$$\xi = \frac{\eta_r V_r^3 CF}{\int_{V_c}^{V_r} V^3 f(V) dV + V_r^3 \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV} \quad (136)$$

Où  $\eta_r$  est le rendement à la puissance nominale.

$$\eta_r = \frac{2 \text{ Pr}}{\rho S V_r^3} \quad (137)$$

## 16. EFFICACITÉ DU SITE

L'efficacité d'emplacement mesure la fraction de l'énergie disponible maximale qui peut être livrée par le système de conversion d'énergie éolienne, ainsi il pourrait être employé pour définir l'emplacement idéal pour une éolienne donnée. Il dépend seulement de la distribution de fréquence de la vitesse de vent et des vitesses caractéristiques de la machine. Ce qui est défini par le rapport de l'énergie moyenne E fournie et de l'énergie disponible convertie par WECS opérant à son rendement maximale [46, 49, 50 à 55]:

$$\varepsilon = \frac{E}{\eta_{\max} E_D} \quad (138)$$

$$\varepsilon = \frac{E}{\frac{1}{2} \rho S \eta_{\max} V_{3m}^3} \quad (139)$$

$$\varepsilon = \frac{\eta_r V_r^3 CF}{\eta_{\max} V_{3m}^3} \quad (140)$$

Où  $\eta_{\max}$  est le rendement maximal de l'éolienne, qui englobe les différentes efficacités optimales du système.

$$P = \frac{1}{2} \rho \eta V^3 \quad (141)$$

$\eta$  est le rendement global du système, qui tient compte des divers efficacités, électrique  $\eta_e$ , mécanique  $\eta_m$  et aérodynamique  $C_p$ .

$$P(V) = \frac{1}{2} \rho C_p \eta_m \eta_e V^3 \quad (142)$$

Le rendement  $\eta$  s'obtient du modèle de la courbe de puissance de l'éolienne.

Modèle proposé

$$\eta = \begin{cases} \frac{\eta_r V_r^3 (aV^2 + bV + c)}{V^3 (V_r - V_c)^2} & V_c \leq V \leq V_r \\ \eta_r \left(\frac{V_r}{V}\right)^3 & V_r \leq V \leq V_{out} \end{cases} \quad (143)$$

Modèle Pallabazzer

$$\eta = \begin{cases} \frac{\eta_r V_r^3 (V^2 - V_c^2)}{V^3 (V_r^2 - V_c^2)} & V_c \leq V \leq V_r \\ \eta_r \left(\frac{V_r}{V}\right)^3 & V_r \leq V \leq V_{out} \end{cases} \quad (144)$$

La vitesse opérationnelle ( $V_{op}$ ) du rendement maximal est dans la gamme de loi de puissance entre  $V_c$  et  $V_r$ , La vitesse  $V_{op}$  est la racine de la dérivée de l'expression de  $\eta$ .

La vitesse opérationnelle du modèle proposé est donnée par le produit d'un polynôme de deuxièmes degrés en  $\alpha$  et la vitesse  $V_c$  sa relation est comme suit:

$$V_{op} = xV_c, \quad x = (1.4880 \alpha^2 - 3.3950 \alpha + 3.3950) \quad (145)$$

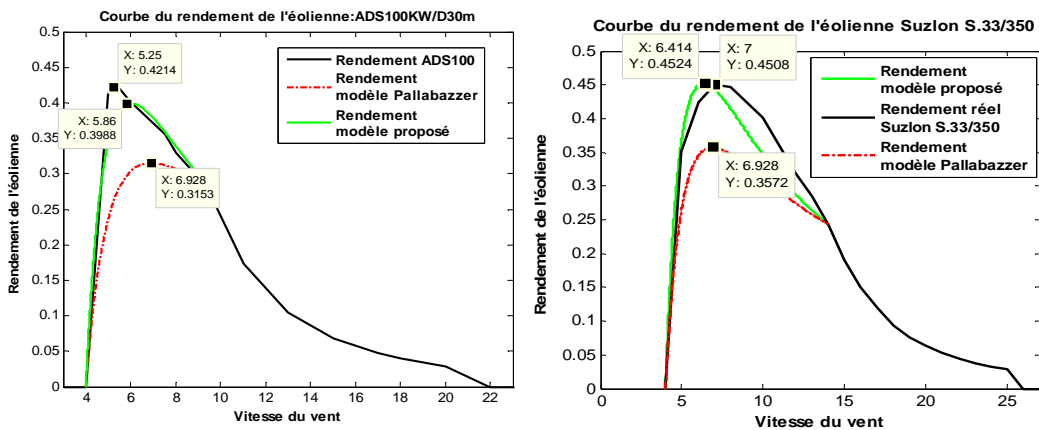
Nous substituons  $V_{op}$  dans l'équation (134); nous obtenons la relation du rendement maximal :

$$\eta_{max} = \frac{nrV_r^3}{(V_r - V_c)^2} \left[ \frac{(x-1)((ax-1)V_c + (1-a)V_r)}{x^3 V_c^2} \right] \quad (146)$$

La vitesse opérationnelle du modèle Pallabazzer

$$V_{op} = \sqrt{3}V_c \quad (147)$$

$$\eta_{max} = \frac{2nrV_r^3}{3V_c(V_r^2 - V_c^2)} \quad (148)$$



Figs 22: Courbe du rendement maximal réel et simulé

A remarquer que l'efficacité d'emplacement  $\varepsilon$  semble affecter l'énergie produite beaucoup plus que le rendement maximal de la machine parce que l'efficacité  $\eta_{max}$  dépend de la conception du système, sa variation est plutôt faible (environ de 10%) [55].

L'efficacité d'emplacement a plus d'influence sur l'évaluation du potentiel éolien d'emplacement que le rendement maximal; l'équation (138) montre que dans un emplacement donné l'énergie générée dépend de l'énergie produite aussi bien que de  $\eta_{max}$  du WECS. Les valeurs de l'efficacité d'emplacement s'étendent de 0 à 99% [55].

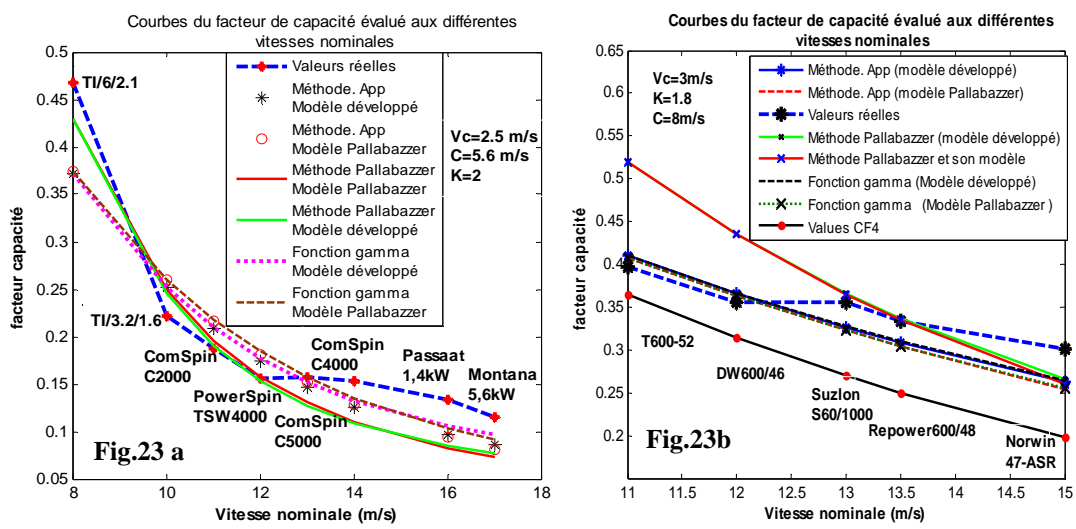
Il convient de noter qu'un WECS peut avoir une meilleure efficacité d'emplacement qu'un autre WECS si son rendement maximum est faible mais il fournit moins d'énergie, par conséquent si la comparaison est faite entre l'emplacement d'un WECS donné dans différents emplacements le paramètre approprié pour accomplir la comparaison est l'efficacité d'emplacement, mais pour un emplacement donné, la comparaison parmi les divers WECS est faite sur la base de l'énergie produite par chaque système, le paramètre approprié à la comparaison est le facteur de capacité CF ou l'efficacité  $\zeta$  ce qui rend la comparaison plus significative. Si les éoliennes ont le même facteur de capacité pour le même emplacement le choix peut être fait par la comparaison entre leurs efficacités d'emplacement.

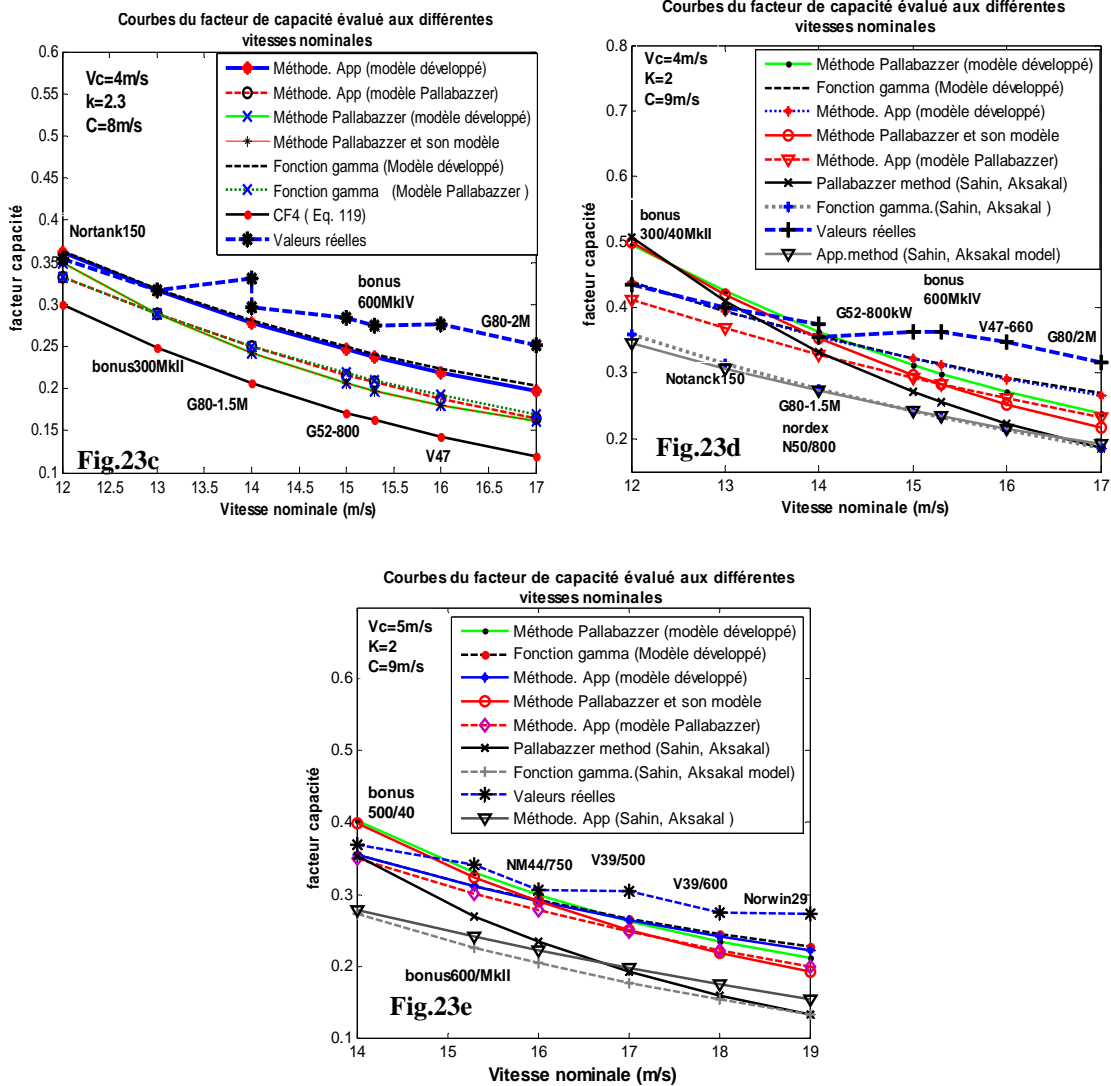
L'expression  $\varepsilon \eta_{max}$  présente le rapport de l'énergie réellement produite par une éolienne et l'énergie disponible à l'emplacement considéré, qui détermine le pourcentage de la quantité d'énergie convertie par le système comparé à l'énergie disponible, qui peut être employée pour évaluer la production énergétique d'une éolienne à un site, ou comme mesure de potentiel éolien d'un site vis-à-vis à une éolienne.

**17. ANALYSE NUMÉRIQUE DES MÉTHODES DE CALCUL DU FACTEUR DE CAPACITÉ**

Pour la détermination de l'appariement entre les emplacements et les éoliennes. Il nécessite six paramètres pour décrire l'assortiment entre les modèles d'éoliennes existant et les caractéristiques d'emplacement, et la performance d'énergie fournie, qui peut être facilement estimée et employée comme index d'efficacité d'appariement.

Afin d'évaluer les performances des modèles paraboliques cités aux Eqs (99), (100), (102) et (104) à la détermination des index d'appariements entre sites et éoliennes. Nous avons calculé le facteur de capacité aux différentes gammes de vitesses d'éoliennes et paramètres de Weibull. Les résultats obtenus sont présentés sur les Figs. 23 (a)-(e). Ces valeurs sont comparées aux valeurs réelles évaluées à l'aide des courbes typiques de puissance interpolées.





Figs.23 : Comparaison entre les différentes méthodes de calcul du facteur de capacité

Les Figs.23 (a)-(e) montrent que les graphiques du facteur de capacité en fonction de la vitesse nominale à une vitesse de démarrage constante ont un aspect décroissant. Tandis que les courbes représentatives des valeurs réelles, cette décroissance n'est pas respectée ((Figs.23 (a)-(e)). Nous notons également que deux éoliennes ou plus de mêmes vitesses  $V_c$  et  $V_r$  mais de puissances nominales  $P_r$  différentes pour les mêmes valeurs des paramètres de Weibull fournissent des valeurs différentes de facteur de capacité, (Fig.23 (d)  $V_c = 4 \text{ m/s}$ ,  $V_r = 14 \text{ m/s}$ ), tandis que les méthodes de calcul fournissent des valeurs constantes du facteur de capacité, (Figs.23 (a)-(e)).

La Fig 23 (a) montre les courbes de vitesse  $V_c = 2,5 \text{ m/s}$  constante, à n'importe quelle vitesse  $V_r$ , le modèle développé et de Pallabazzer assurent des valeurs approximatives du facteur de capacité mais le modèle de la quatrième relation du facteur de capacité donné à l'Eq. (131) donne des valeurs très faibles par rapport aux valeurs réelles (Fig 23(a)).

Pour les vitesses de démarrage  $V_c$  s'étendant entre 3 et 5 m/s, la Fig. 23 (b)- (e) montre en utilisant le modèle parabolique proposé, nous mènent à une meilleure approche avec les valeurs réelles du facteur de capacité que ceux calculées par les autres modèles paraboliques. Ces bons résultats sont obtenus seulement

par la méthode d'approximation numérique et la fonction gamma normalisée. D'autre part la différence entre les valeurs du facteur de capacité calculé en employant la méthode de Pallabazzer et les valeurs réelles est plus significative avec des vitesses nominales moins que 13 m/s, mais seulement si les paramètres C et K de Weibull dépassent les valeurs de 8 m/s et 1.7 (DW600/46, Suzlon S60, Figs.23), tandis qu'aux vitesses nominales plus de 13 m/s la méthode de Pallabazzer fournit des résultats plus au moins acceptables (Figs. 23 (c)-(e)). D' autre part pour les éoliennes de vitesse  $V_c$  supérieur ou égales à 4 m/s, la méthode de Pallabazzer donne des valeurs trop basses par rapport aux autres méthodes de calcul comparées aux valeurs réelles mais dans ce cas-ci le deuxième modèle fournit les meilleurs résultats en employant cette méthode.

Tableau 1 : Valeurs d'erreurs relatives moyennes et les différences absolue moyenne ( $V_c = 4$  m/s)

Modèles	Méthodes	K	C	Différence absolue moyenne	Erreur relative moyenne %	Erreur relative moyenne % (CF4)
Modèle Proposé	Méthode Numérique	2	9	0.0577	13.88	39.20
	Méthode .F gamma			0.0558	13.43	
	Méthode Pallabazzer			0.1062	25.56	
Modèle Pallabazzer	Méthode Numérique	2	9	0.1286	30.15	39.20
	Méthode .F gamma			0.1214	29.20	
	Méthode Pallabazzer			0.1421	34.20	

Tableau 2 : Valeurs d'erreurs relatives moyennes et les différences absolues moyennes ( $V_c = 5$  m/s)

Modèles	Méthodes	K	C	Différence absolue moyenne	Erreur relative moyenne %	Erreur relative moyenne % (CF4)
Modèle Proposé	Méthode Numérique	2	9	0.0403	11.10	28.80
	Méthode .F gamma			0.0438	11.93	
	Méthode Pallabazzer			0.0582	20.92	
Modèle Pallabazzer	Appr. method	2	9	0.080	19.87	28.80
	Méthode .F gamma			0.0798	19.85	
	Méthode Pallabazzer			0.0782	23.46	

Les Tableaux 1 et 2 montrent que les résultats de l'erreur moyenne et de la moyenne des différences absolues entre les valeurs calculées et réelles réalisées par l'utilisation des trois méthodes de calcul du facteur de capacité fondées sur les modèles paraboliques, développé et de Pallabazzer. Comme, il peut être vu que les erreurs et les différences absolues obtenues avec le modèle développé sont toujours moins que ceux obtenues par le modèle de Pallabazzer pour les trois méthodes de calcul. En inspectant les Tableaux 1



et 2, l'erreur relative est réduite presque à 50% par application du modèle suggéré par rapport au modèle de Pallabazzer pour les vitesses de démarrages égale ou supérieure à 3 m/s.

En conséquence nous déduisons que le modèle suggéré fournit une bonne approche de la valeur de facteur de capacité à la valeur réelle que le modèle de Stevens, de Smulders et de Pallabazzer, en outre la méthode d'approximation fournit de meilleurs résultats aussi bien que la méthode de fonction gamma normalisée. Les deux modèles paraboliques sous estiment les valeurs de l'index d'appareillement pour différentes éoliennes quels que soit leurs systèmes de contrôle, qui est un bon signe de leur utilisation à l'assortiment entre sites et éoliennes mieux que les autres modèles.

### **18. TECHNIQUE APPAREILLEMENT ENTRE SITES ET ÉOLIENNES**

Nous exposons une méthode simple pour apparier l'éolienne convenable à un site donné ou vis versa, l'index d'assortiment utilisé est le facteur de capacité en se servant du modèle parabolique proposé à l'Eq (100) et l'expression du de CF donnée à l'Eq (120). Cette méthode est basée sur les courbes du CF en fonction des vitesses spécifique de la machines.

Les emplacements dont les données principales de vent ont été employées sont présentés au Tableau 1. Tableau 1 groupe les paramètres de la fonction de distribution de probabilité de Weibull et de la vitesse moyenne annuelle de vent. Les données ont été collectées par le département Météorologique d'Algérie à la hauteur standard de 10m. Les emplacements sont agrégés en quatre régions géographiques, (A) régions côtières, (B) atlas Tellian, (C) région de haut plateau et (D) régions du Sahara.

Tableau 3 Données principales du gisement éolien des sites à une altitude 10 m

Situation Topographique	Sites	Symbole	R <sub>m</sub>	K	C m/s	V <sub>m</sub> m/s
Côtière	Oran	A01	0.01	1.26	4.10	3.81
	Ténès	A02	0.01	2.47	6.09	5.40
Atlas Tellian	Tlemcen	B01	0.01	2.02	4.29	3.80
Haut plateau	In Oussera	C01	0.08	2.03	5.00	4.43
	El Bayadh	C02	0.01	1.62	5.28	4.72
	Tiaret	C03	0.02	1.58	6.90	6.19
	Adrar	D01	0.01	2.15	7.20	6.37
Sahara	In Salah	D02	0.02	1.78	6.01	5.42
	Ghardaïa	D04	0.03	1.65	5.60	5.00
	Tindouf	D05	0.00	1.98	6.20	5.49
	Timimoun	D06	0.01	1.89	6.5	5.76

L'extrapolation verticale des paramètres de Weibull à une altitude plus de 10 m sont obtenus en employant les lois données aux Eqs (56), (60) et (63).

Tableau 4: Résultats obtenues

Sites	H m	K	C m/s	Vm m/s	V3m m/s	P W
A01	24	1.36	4.62	4.22	6.19	145.91
A02	24	2.67	6.86	6.10	6.99	209.13
B01	24	2.18	4.83	4.30	5.65	110.82
C01	24	2.20	5.90	5.23	5.74	116.04
C02	24	1.75	5.95	5.30	6.89	200.56
C03	24	1.71	7.87	7.2	9.22	481.18
	70	1.90	9.05	8.02	10.12	635.25
D01	24	2.33	8.11	7.18	8.51	378.59
	70	2.59	9.21	8.18	9.44	470.97
D02	24	2.17	7.02	6.22	7.51	260.10
	50	2.34	7.74	6.86	8.12	328.55
D04	24	1.78	6.44	5.73	7.40	248.61
D05	24	2.14	6.20	5.49	6.66	181.12
D06	24	2.05	7.32	6.48	7.98	312.01
	70	2.28	8.32	7.37	8.78	415.43

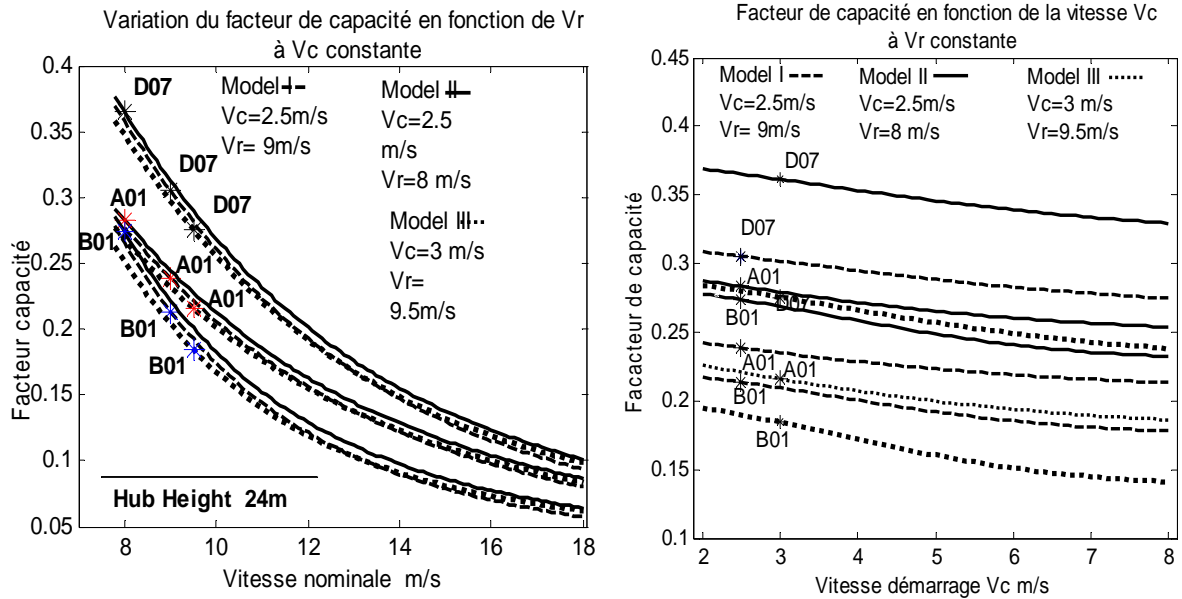
Douze modèles des générateurs d'énergie éolienne sont considérés. Les modèles choisis représentent différentes gammes de vitesses caractéristiques et de puissance nominale. En outre, ils ont différents champs d'application. Les modèles (I) (II) (III), (IV) (V) et (VI) sont des éoliennes de petites tailles, appropriées aux bas besoins énergétiques (pompage de l'eau et/ou approvisionnement électrique) dans des régions éloignées, bien que leur conception, performance et besoins environnementaux soient tout à fait différentes. Modèle (VII), (VIII) (VIX) sont des éoliennes de taille moyenne, cependant, conviennent à des petits réseaux électriques ou raccordement au réseau public et des éoliennes de grande taille tel que les modèles de (X), (XI) (XII).

Tableau 5 : Données principales des douze modèles de système de conversion d'énergie éolienne

Modèles	Éoliennes	Nbrs De pales	D (m)	Pr (kw)	Vc m/s	Vr m/s	Vout m/s
Model I	LMW1003	3	3	1	4.00	11.7	25
Model II	Travers TI/6/2.1	3	6	2.1	2.5	8	30
Model III	Repower	3	13	11	3.00	9.5	25
Model IV	EW50	3	15	50	4.00	11.3	25
Model V	BWCXL.50	3	14	50	2.50	11.0	25
Model VI	PGE50	3	20	50	3.00	11.0	25
Model VII	Notanck150	3	24.5	150	4.00	12.0	25
Model VIII	Norwin150	3	24.6	150	4.00	12.3	25
Model IX	ADES 200	1	30	200	4.00	11.7	25
Model X	Bonus1300	3	62	1300	3.00	16.0	25
Model XI	Nordex70	3	70	1500	4.00	13.0	25
Model XII	FL-1000 IEC IIA GL IIA	3	55	1000	3.50	13.5	25

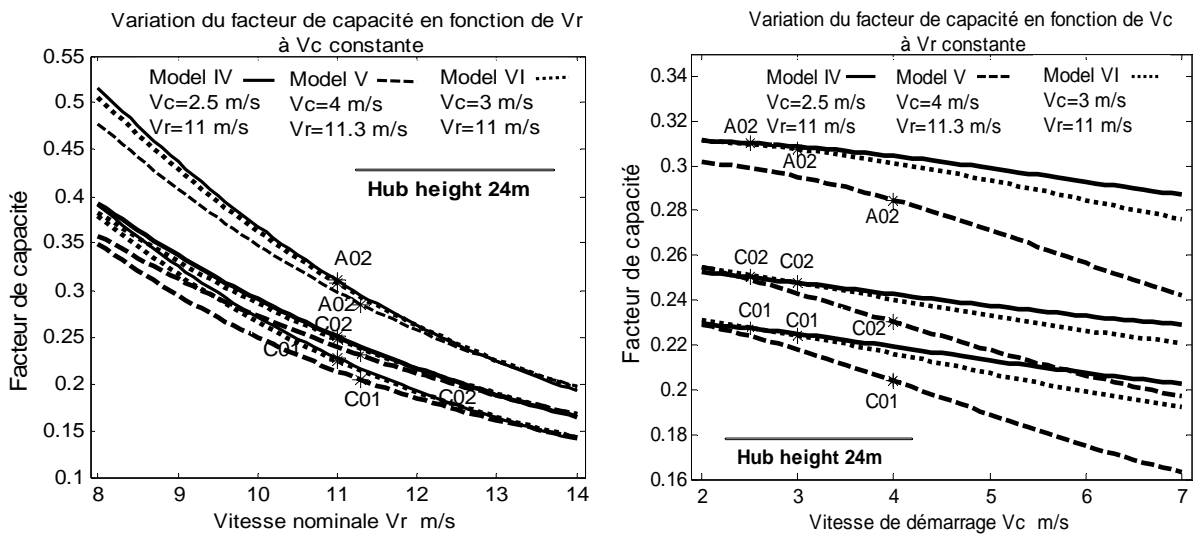
Les emplacements A01, B01 et D07 sont pauvres en l'énergie éolienne; ces emplacements ont une basse vitesse moyenne plus humblement que 5 m/s, leur facteur de capacité donnée par les modèles (I) (II) et (III) des éoliennes sont présentés sur la Figs.23. De tels emplacements peuvent fournir quelque chose seulement si l'éolienne assortie a une performance d'appareillement optimale, c-à-d, basse vitesse de

démarrage  $V_c$ , qui a lieu quand  $V_r$  est réduit pour avoir une bonne valeur du facteur de capacité plus de 25%. Bien que  $V_r$  et  $V_c$  d'un système de conversion éolien (WECS) soient interdépendants, c-à-d, principalement est optimisé par  $V_c$ . La machine appropriée parmi les trois modèles à ces emplacements et qui répond aux critères d'optimisation est le modèle (II). Les résultats de l'assortiment de ce modèle d'éolienne avec la distribution de vent pour le potentiel prévu d'éolien sur les trois sites sont 0,2833, 0,2737 et 0,3681 du facteur de capacité respectivement pour A01, B01, et D07. Il doit mentionner que les pairs générateurs éoliens - sites ont été évalués sur la base de la valeur du facteur de capacité la plus élevée, dépend de l'énergie éolienne fournie.

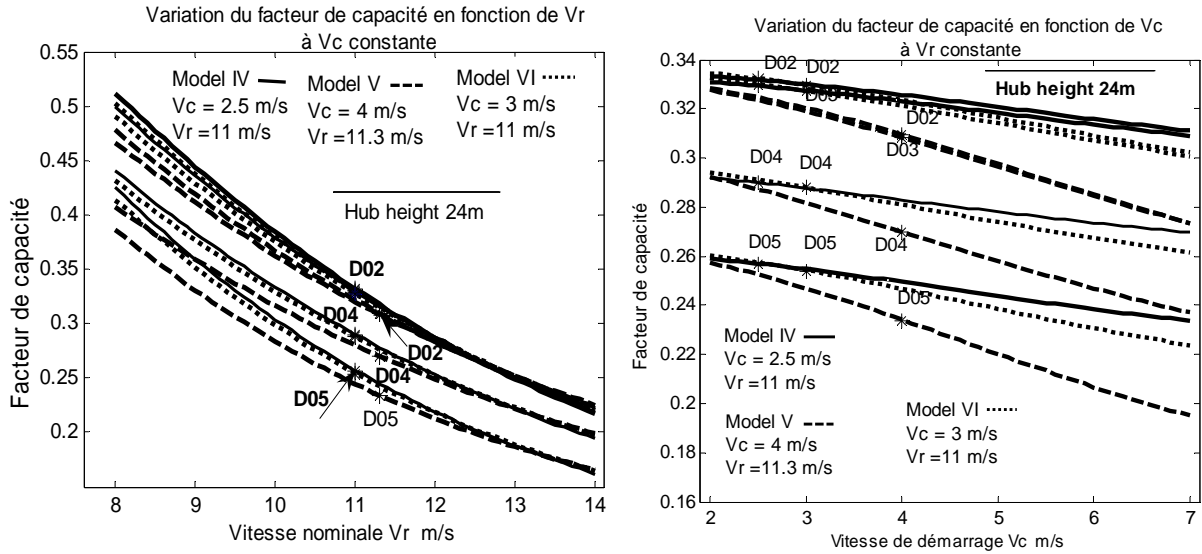


Figs.24 : Courbe du facteur de capacité des petits modèles moyens d'éoliennes

Les Figs.24-27 exposent la variation du facteur de capacité en fonction de la vitesse de démarrage  $V_c$  à une vitesse nominale constante  $V_r$  et sa variation en fonction de la vitesse  $V_r$  à une vitesse  $V_c$  constante, afin de faciliter le choix de l'éolienne ainsi que la vitesse de démarrage  $V_c$  et la vitesse nominale  $V_r$ , qui assurent la meilleure valeur de la performance d'appareillement du facteur CF.



Figs.25 (a)

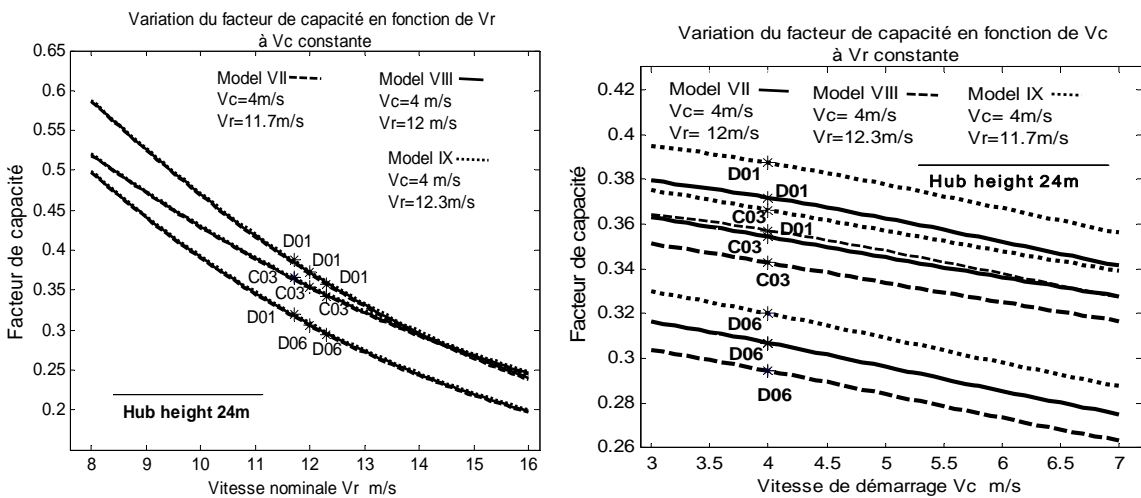


Figs.25 (b)

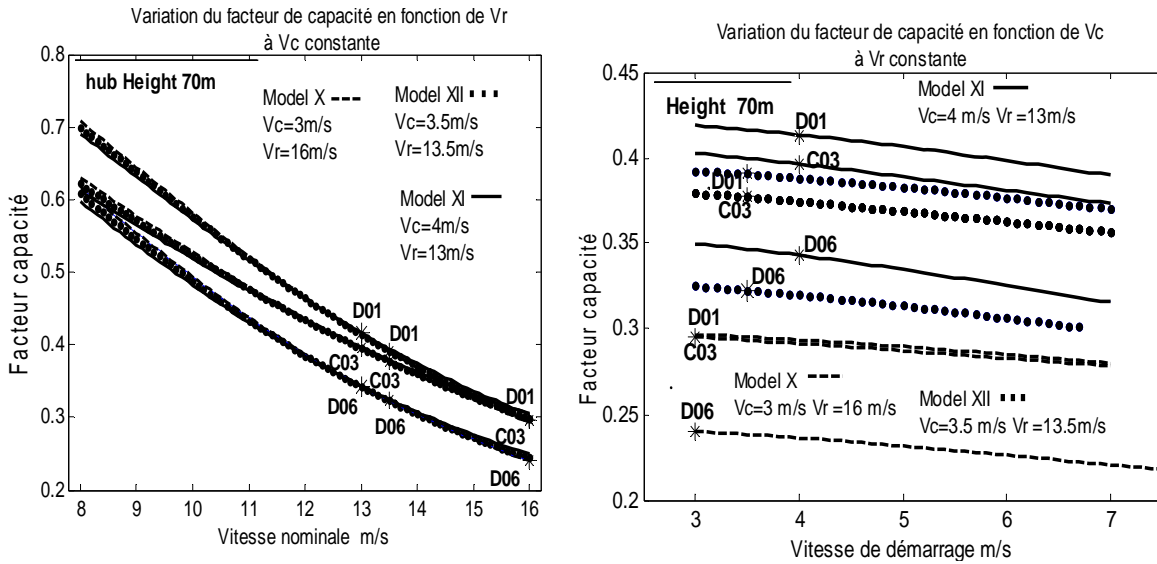
Figs.25 : Courbes du facteur de capacité des petits modèles moyens d'éoliennes (groupe II)

Les emplacements A02, C02, D02, D03, D04 et D05 sont les emplacements avec une vitesse de vent moyenne davantage que 5m/s et excèdent légèrement 6m/s et une gamme de courbes modérée de la distribution de vent suivant les paramètres  $k$  et  $C$  de Weibull. L'index CF pour chaque paire site-éolienne est marqué sur les figures pour chaque modèle d'éolienne. L'index de CF indique que les trois modèles des turbines de vent (IV), (V) et (VI) interagissent efficacement avec le régime de vent des sites A02, D02, D03 et D04 (Figs. 24), mais les emplacements C02 et D05 interagissent avec les deux modèles (IV) et (VI). Les sites C03, D01 et D06 ont un potentiel éolien considérable caractérisé par leurs vitesses moyennes. Il est facile de les percevoir au Tableau 4, et sur les Figs. 26.

Ces sites représentent les meilleurs candidats pour l'utilisation de l'énergie éolienne. Ces emplacements s'assortissent avec toutes les éoliennes choisies, à moins que le modèle (X) fournisse une faible valeur de CF à l'emplacement D06 parce que sa vitesse nominale est très élevée.



Figs.26 : Courbes du facteur de capacité des modèles moyens d'éoliennes et différents sites



Figs.27 : Courbes du facteur de capacité des grands modèles d'éoliennes

Les meilleurs résultats des neuf modèles d'éoliennes appareillés avec les sites prometteurs sont groupés au Tableau 6, ils sont présentés sur les Figs.24 -27.

Tableau 6 : facteur de capacité des sites prometteurs

Sites	A02	C02	D02	D03	D04	D05	
Model (IV)	CF	0.3101	0.2532	0.3318	0.3294	0.2900	0.2567
Model (V)	CF	0.2847	#	0.3097	0.3082	0.2699	#
Model (VI)	CF	0.3075	#	0.3298	0.3275	0.2879	0.2541

Sites	C03	D01	D06	D02 (50 m)	
Model (VII)	CF	0.3543	0.3719	0.3069	0.3391
Model (VIII)	CF	0.3428	0.3572	0.2945	0.3249
Model (IX)	CF	0.3663	0.3873	0.3201	0.3541

Sites	C03	D01	D06	
Model (X)	CF	0.2952	0.2928	#
Model (XI)	CF	0.3964	0.4165	0.3431
Model (XII)	CF	0.3772	0.3918	0.3229

Ces Tableaux et les Fig.24-25 montrent que les modèles (IV), (V) et (VI) appartiennent convenablement avec les emplacements à moins que l'emplacement D05 ne soit pas appareillé avec le (V) modèle.

Mais les modèles de turbines de vent (VII), (VIII) et (IX) sont assortis avec tous les emplacements C03, D01, D06 et D02 à la hauteur de 50 m.

Les modèles d'éoliennes de grande taille (X), (XI) et (XII) s'adaptent correctement avec les emplacements C03, D01 et D06 à hauteur de 70m.

Suivant les courbes des figures du facteur de capacité on peut déduire les limites des vitesses caractéristiques de l'éolienne qui peut être choisie à un emplacement donné et de même pour sa puissance nominale typique.

Les meilleures valeurs du facteur de capacité et les vitesses spécifiques d'éoliennes, vitesse de démarrage et nominale correspondante, qui s'adaptent aux emplacements de potentialité de génération éoliens dans les trois régions sont décrites aux Tableaux 5 et 6.

Ces sites peuvent accomplir un facteur de capacité s'étendant de 0,28 à 0,38, qui pourrait être obtenu par les petites éoliennes, dont leurs vitesses de démarrage opérationnelles varient de 2,5 à 3 m/s.

Les éoliennes de taille moyenne peuvent atteindre un facteur de capacité de 0,28 à 0,45, la vitesse de démarrage correspondante évolue de 3 à 4 m/s et la vitesse nominale oscille entre 10,5 et 12,5 m/s.

On constate qu'une partie importante du paysage Algérien, peut être utilisée pour la génération d'énergie éolienne par les petites et moyennes machines, qui peuvent être utilisées pour le pompage de l'eau et les petits réseaux électriques ou pour raccordement au réseau.

D'ailleurs, quelques emplacements au nord et au sud peuvent être appariés avec des éoliennes de valeurs typiques de puissance nominale de 150 kW jusqu'au MW si le bon choix de la machine et de l'emplacement est correctement effectué.

Les valeurs du facteur de capacité s'étendent entre la valeur minimale et maximale selon la vitesse de démarrage et la vitesse nominale de l'éolienne, qui pourrait être choisie (Tableau 5 et 6).

Facteur de capacité correspondant à la vitesse de démarrage et à la vitesse nominale des potentialités de génération éolienne des emplacements choisis sont énumérées aux Tableaux suivant:

**Tableau 7: Vitesses spécifiques des petits modèles d'éoliennes**

Sites		A02	C02	D02
Petit modèle de 50kw	Vc m/s	2.5-3	2.5	2.5-3
	Vr m/s	10-11	10-10.5	10-12
	CF	0.2886	0.2600	0.2801
		0.3225	0.2800	0.3947

**Tableau 8: Vitesses spécifiques des modèles moyens d'éoliennes**

Sites		C03	D06	D01
Modèle de moyen de 150-200kw	Vc m/s	3	3-4	3-4
	Vr m/s	10.5-11.5	10.5-12.5	10.5-12.5
	CF	0.2805	0.3037	0.3156
		0.3313	0.4259	0.4528

**Tableau 9 : Vitesses spécifiques des grands modèles d'éoliennes**

Sites		3	3-4	3-4
Grand modèle de 500-1300kw	Vc m/s	3	3-4	3-4
	Vr m/s	11-12	11-12.5	11-13
	CF	0.4145	0.4529	0.3846
		0.4840	0.5512	0.5233

Cette analyse est basée sur les données annuelles du vent à la hauteur standard de 10m, de ces données; le potentiel de vent pour les quatre régions a été évalué.

L'évaluation de ce potentiel aux différents endroits est déterminée par l'évaluation de la puissance moyenne disponible et du flux moyen disponible d'énergie sur les sites.

D'autre part l'index utilisé pour l'appareillement d'une turbine et d'un emplacement est le facteur annuel de capacité et l'énergie fournie est accomplie dans tous les emplacements, cette analyse a mené aux conclusions suivantes:

Les régions côtières sont présentées par le site A02; les sites C01, C02 et D02, D03, D04, D05, D06, D08 représentent respectivement les régions du haut plateau et des régions du Sahara. Ces emplacements possèdent un gisement éolien moyen décrit par les paramètres modérés de la densité de probabilité de la fonction de Weibull et la vitesse moyenne annuelle (Tableau 3 et 4).

Ces sites peuvent abriter des éoliennes de puissance nominale situant entre 30 et 50kw ou plus à l'altitude de 24m, si les vitesses spécifiques de la machine  $V_c$  et  $V_r$  prennent une valeur des valeurs indiquées dans le Tableau 5, fournissent le meilleur facteur d'appareillement CF.

Pour les régions de Tiaret (C03) et Adrar (D01) et Timimoun (D06), ces sites possèdent un potentiel éolien considérable, qui est montré par les meilleurs paramètres de la fonction de densité de probabilité de Weibull et leurs vitesses moyennes annuelles se situent entre 6,96 et 7.2m/s à une hauteur de 24 m, tandis qu'à hauteur de 70 m l'extension moyenne annuelle de vitesse est entre 7,61 et 8,18 m/s (Tableaux 3 et 5). Les éoliennes pourraient être installées sur ces emplacements peuvent avoir des valeurs nominales typiques de puissance de 150 jusqu'au 200kw (Tableau 8 et Figs. 26 et 27) à une hauteur de 24m, pour avoir un meilleur index d'assortiment entre ces sites et éoliennes, il faut que les vitesses caractéristiques de l'éolienne appartiennent à l'intervalle donné au Tableaux 8 et 9. À haute altitude ces emplacements deviendront beaucoup plus productifs, (Tableau 9). Tableau 9 contient les valeurs des spécifications techniques des vitesses d'éoliennes peuvent être choisies pour l'installation sur ces emplacements, afin d'accomplir et réaliser le but désiré de l'énergie fournie.

Il devrait noter que dans les équations de calcul du facteur de capacité, CF sont indépendante de  $P_r$  Par conséquent, deux éoliennes de même  $V_c$ ,  $V_r$  et  $V_{out}$  mais de puissance nominale différente atteignent la même performance d'appareillement au même emplacement. Ce qui est raisonnable parce que l'éolienne de plus grande puissance nominale est équivalente à la combinaison de plusieurs petites éoliennes.

Cependant, cette substitution idéaliste tient compte seulement quand le coût d'installation de chaque éolienne ne peut pas être certainement déterminé. Une fois le vrai coût des éoliennes est déterminé, Eq. (115) doit être mise sous une autre forme, en remplaçant le dénominateur par le coût d'installation.

Un organigramme suggéré du procédé de choix est donné à la Fig. 28 D'abord, les caractéristiques de vent des M emplacements et les profils de puissance fournis des N éoliennes sont collectées.

Les données de vent d'i ème emplacement désigné par la fonction  $F_i$  et la courbe de puissance du j ème éolienne est désigné sous le nom de  $G^j$ . Alors la puissance estimée du j ème éolienne installée à l'i ème emplacement est indiquée en tant que  $P^{ij}_{moy}$  et peut être calculée suivant Eq. (112). Si la demande de puissance fournie par éolienne est donnée comme  $P_{obj}$  alors la paire éolienne - emplacement avec  $P^{ij}_{moy}$  qui est la plus proche de  $P_{obj}$  ferait le choix le plus approprié. Si la demande de puissance est pourtant irrésolue, alors la performance d'appareillement  $CF^{ij}$  sera calculée en divisant  $P^{ij}_{moy}$  par le coût de l'installation, ou par la puissance nominale  $P_r^j$  selon la disponibilité du coût d'installation.

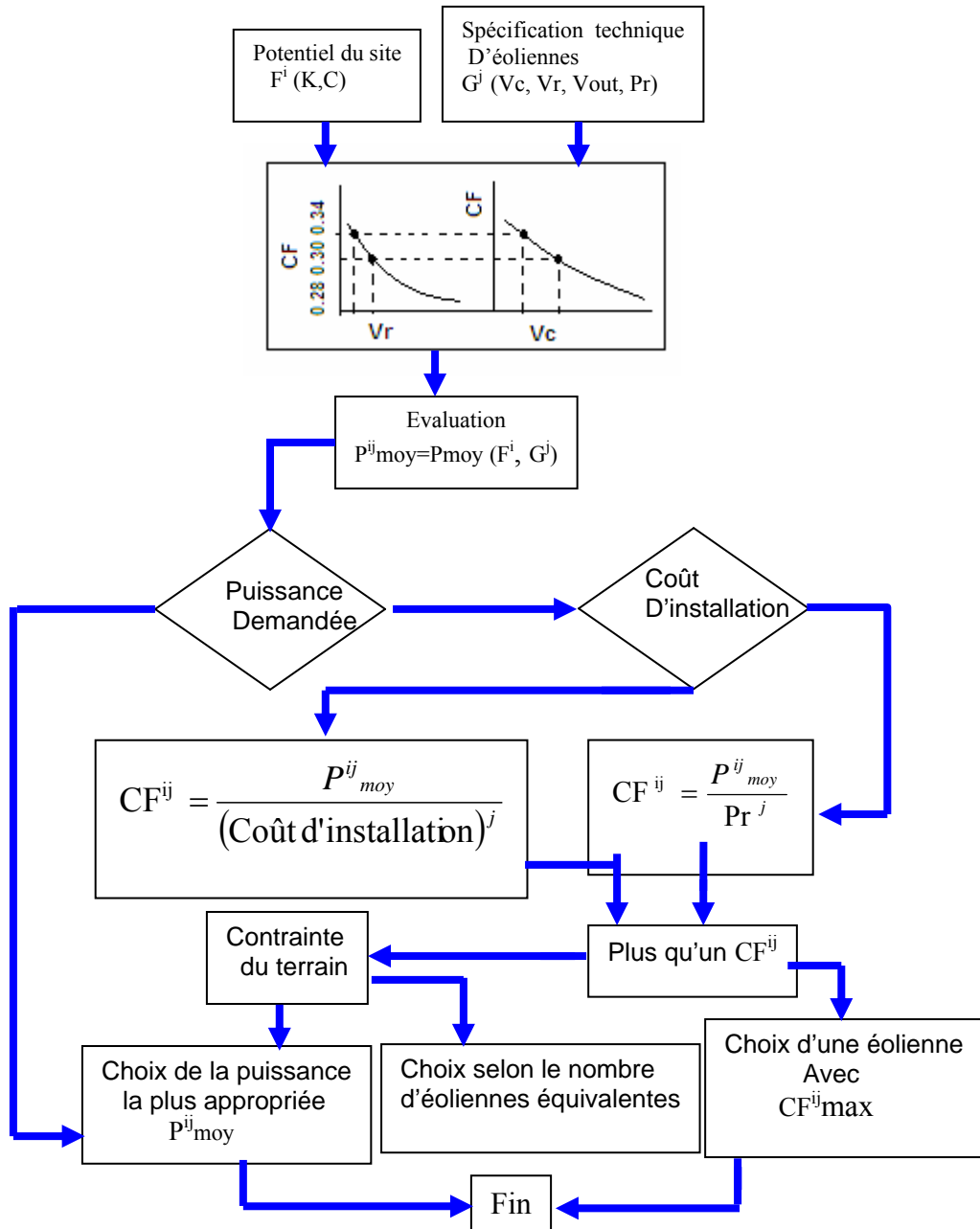


Fig.28: Organigramme du procédé du choix

Conséquent la paire éolienne-emplacement avec  $CF^{ij}$  le plus élevé serait identifiée comme meilleur choix de l'appareillement. Cependant, si deux ou meilleurs paires de même  $CF^{ij}$  sont rapportés, impliquant qu'une éolienne de grande taille ou plusieurs petites éoliennes peuvent être employées pour produire la puissance équivalente à la puissance demandée, on doit également tenir compte de la surface du terrain qu'elle occupe. Un groupe de plus petites éoliennes a une flexibilité plus élevée, une interaction efficace avec le régime du vent et un impact visuel moins, mais exige plus de surface d'installation, contrairement, l'éolienne équivalente est juste le choix adéquat. On peut convertir ces inconvénients en coût ou mettre à jour le coût d'installation afin de révéler un index  $CF^{ij}$  raffiné pour une meilleure comparaison, ou de prendre juste une décision suivant les besoins réels et les limitations environnementales.



## **CONCLUSION**

L'énergie éolienne fait aujourd'hui partie du paysage des producteurs d'électricité. C'est une énergie propre utilisant des ressources locales et qui a atteint un coût d'exploitation lui permettant d'être compétitive. Cependant son intégration dans les systèmes électriques n'est pas sans conséquence sur leur fonctionnement. C'est pourquoi, pour garantir la sûreté du système et permettre la poursuite de l'intégration cette énergie, les conditions techniques de raccordement évoluent.

Ce chapitre a présenté les modèles d'analyse de la source du vent ainsi que l'énergie que peut extraire une éolienne de l'énergie éolienne disponible, et les modèles de conversion aérodynamique et la modélisation de la courbe de puissance produite par une éolienne et les critères d'installation et le choix de site pour une éolienne suivie d'une étude simple comme application aux quelques sites algériens.

## REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] Mukund R. Patel, "Wind and Solar Power Systems", book, CRC Press Second Ed 2006, pp. 59-70
- [2] N.Vaughn, "Renewable Energy and the Environment ", book, CRC Press, Ed. 2009 pp 63-101
- [3] Gary L. Johnson "wind energy systems", book, Electronic Edition Manhattan October 10, 2006, pp. 61-70-157
- [4] I. Orlanski, "A rational subdivision of scales for atmospheric processes". Bulletin of American Meteorological Society, vol. 56, pp. 527–530, 1975.
- [5] C. G. Justus, W. R. Hargraves et A. Yalcin. "Nationwide assessment of potential output from wind powered generators". Journal of Applied Meteorology, vol. 15, pp. 673–678, 1976.
- [6] Nachida Kasbadji Merzouk "Evaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie". Thèse de doctorat, Soutenue le 02 Mai 2006, université abou bekr belkaid de Tlemcen
- [7] J. P. Hennessey, Jr. Some, "Aspects of Wind Power Statistics", Journal of Applied Meteorology, vol. 16, pp. 119–128, 1977.
- [8] K. Conradsen, L. B. Nielsen et L. P. Prahm, "Review of Weibull Statistics for Estimation of Wind Speed Distributions". Journal of Applied Meteorology, vol. 23, pp. 1173–1183, 1984.
- [9] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail and D. Graber. "Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions", Journal of Applied Meteorology, vol. 17, pp. 350–353, 1978.
- [10] Sathyajith Mathew, "Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics", pp 56, 72-85
- [11] J.F Manwell, J.G. McGowan and A.L.Rogers, "Wind energy explained, theory, design and application". JOHN WILEY & SONS, Ed Sep 2002 pp. 49-59, 70-72
- [12] A. H. Monahan. "The Probability Distribution of Sea Surface Wind Speeds". Part I: Theory and SeaWinds Observations. Journal of Climate, vol. 19, pp. 497–520, 2006.
- [13] S. C. Pryor, M. Nielsen, R. J. Barthelmie et J. Mann. "Can Satellite Sampling of Offshore Wind Speeds Realistically Represent Wind Speed Distributions" Part II : Quantifying Uncertainties Associated with Distribution Fitting Methods. Journal of Applied Meteorology, vol. 43, pp. 739–750, 2004.
- [14] E. L. Petersen, I. Troen, S. Frandsen et K. Hedegaard. "Wind atlas for Denmark. A rational method for wind energy siting". Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, 229 p., 1981.
- [15] I. Troen et E. L. Petersen. "European Wind Atlas". Risoe National Laboratory, Roskilde, Danemark, 656 p., 1989.
- [16] Chang TJ Wu YT Hsu HY Chu CR Liao CM (2003) "Assessment of wind characteristics and wind turbine characteristics in Taiwan". Renewable Energy v28:851-871
- [17] Stevens MJM Smulders PT (1979), "The estimation of parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes". Wind Engineering v3 (2): 132-145
- [19] Vaughn Nelson "wind energy, renewable energy and the environment", CRC Press, Edition 2009, pp 50-54
- [18] Pramod Jain, "Wind Energy Engineering", McGraw-Hill Companies, first Edition march 2009, pp 33-35
- [20] Machias AV, Skikos, GD (1992) "Fuzzy risk index for wind sites". IEEE Transactions on Energy Conversion 7(4): 638-643
- [21] Mathew S, Pandey KP, Anil KV (2002) "Analysis of wind regimes for energy estimation". Renewable Energy 25:381-399

- [22] Pramod Jain, "Wind Energy Engineering", McGraw-Hill Companies, first Edition march 2009, pp 33-35
- [23] S. Emeis. "Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar". Meteorologische Zeitschrift, vol. 10, n° 2, pp. 141–149, 2001.
- [24] Justus C.G., Mikhail W.R. "Height variation of wind speed and wind distributions statistics", Geophysical Research Letters. 1976. Vol. 3, No 5. P. 261-264
- [25]. Mikhail A.S, « Height Extrapolation of Wind Data » Transaction of ASME, vol. 107, pp. 10- 14, 1985.
- [26]. Poje S., B. Cividini, « Assessment of Wind Energy Potential in Croatia » Solar Energy vol.41 N°6 pp 543 554, 1988.
- [27] J. Beurskens et P. H. Jensen. Wind energy. En ligne, pp 30. Disponible sur : [http://www.ewea.org/documents/20\\_Beurskens\\_Hjuler\\_RD.pdf](http://www.ewea.org/documents/20_Beurskens_Hjuler_RD.pdf).
- [28] C. C. Wackerman, C. L. Rufenach, R. A. Shuchman, J. A. Johannessen et K. L. Davidson. "Wind vector retrieval using ERS-1 synthetic aperture radar imagery". IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, v.34, n° 6, pp. 1343–1352, 1996
- [29] N. Allnoch. Windkraftnutzung im nordwestdeutschen Binnenland: "Ein System zur Standortbewertung für Windkraftanlagen". Technical report, Geographische Kommission für Westfalen, Münster, ARDEY-Verlag, 160 p., 1992.
- [30] J. Wieringa. "Shapes of annual frequency distributions of wind speed observed on high meteorological masts". Boundary Layer Meteorology, Vol 47, pp. 85–110, 1989.
- [31] J. Tambke, J. A. T. Bye, J.-O. Wolff, S. Tautz, B. Lange, M. Lange et U. Focken. "Modelling offshore wind profiles using inertially coupled wave boundary layers". In Proceedings of the European Wind Energy Conference, EWEC 2004, 22-25 November, London, U.K., 2004.
- [32]. T.L. Jensen, "Renewable energy in small islands". Forum for energy and development, Second Edition; Denmark, August 2000.
- [33]. T. Ackermann, L. Soder, "on overview of wind energy status 2002". Renewable and sustainable energy Reviews 67-128, Elsevier 2003.
- [34] Z. Fengge, T. Ningze, H. Wang, W. Li, and W Fengxiang, "Modeling and simulation of variable speed constant frequency wind power generation system with doubly fed brushless machine," Int. Conf. Power System Technology, PowerCon 2004, 21-24 Nov. 2004, vol. 1, pp. 801-805.
- [35] R. Krishnan, and G. H. Rim, "Modeling, simulation, and analysis of variable-speed constant frequency power conversion scheme with a permanent magnet brushless DC generator," IEEE Trans. Industrial Electronics, vol. 37, no. 4, pp. 291-296, Aug. 1990. June 1989.
- [36]. A.M De Broe, S. Drouillet, V. Gevorgian, "A Peak Power Tracker for Small Wind Turbine in Battery Charging Applications", IEEE Trans on Energy Conversion, Vol 14, n°4, dec 1999, pp. 1630-1635.
- [37] M. Stiebler "Wind Energy Systems for Electric Power Generation". 2008 Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp 26-31
- [38] J.R. Winkelmann and S.H. David. "Control design and performance analysis of six MW wind turbines generator", IEEE Transaction on PAS, 102 V5, pp 1340-1347, 1983
- [39] E.S. Abdin and W.Xu. "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine induction generator unit". IEEE Transaction on energy conversion, 15 (1), pp 91-96, Mars 2000
- [40] A. Tounsi utilisation de l'énergie éolienne dans la production d'électricité Revue 3EI no 20 Mars 2000, pp 24-38
- [41] J.G. Slootweg, H. Polinder and W.L. Kling "Representing wind turbine electrical generating system fundamental frequency simulation", IEEE Transaction in Energy conversion, December 2003, pp 516-524

- [42] Raiambal, K. & Chellamuthu, C. (2002). "Modeling and Simulation of Grid Connected Wind Electric Generating System", Proc. IEEE TENCON, pp.1847–1852.
- [43] Hau, E. (2006). Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, Springer, Germany
- [44] S. Mathew, "Fundamentals, Resource Analysis and economics", (2006). Wind Energy, Springer, Germany
- [45] International Electro-technical Commission (IEC) (2005): Wind turbines—Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. IEC 61400-12-1, first edition.
- [46] Pallabazzer R. "Evaluation of wind-generator potentiality". Solar Energy 1995; 55(1): pp 49–59.
- [47] Pallabazzer R. "Previsional estimation of the energy output of wind generators". Renew Energy 2004; 29: pp 413–20.
- [48] Pallabazzer R. "Parametric analysis of wind siting efficiency". J Wind Eng Ind Aerodyn 2003; 91: pp 1329-1352.
- [49] Stevens MJM, Smulders PT. "The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes". Wind Eng 1979; pp 3: 132–45.
- [50] Sahin, A.Z., Aksakal, A. (1999), "A statistical analysis of wind energy potential at the eastern region of Saudi arabia". International Journal of Energy Research 23:909–917.
- [51] Ali Naci Celik, "International Journal of Green Energy". Taylor & Francis 4: pp 237–244, 2007
- [52] T. Petru, T. Thiringer. "Modelling of wind turbines for power system studies", IEEE Trans. Energy Convers. 17 (November (4)) (2002), pp 1132–1139.
- [53] Fawzi A.L. Jowder, "Wind power analysis and site matching of wind turbine generators in Kingdom of Bahrain", Applied Energy Elsevier 86 (2009), pp 543–542.
- [54] Li Wang, Senior Member, IEEE, Tai-Her Yeh, We-Jen Lee, "Benefit Evaluation of Wind Turbine Generators in Wind Farms Using Capacity-Factor Analysis and Economic-Cost Methods", IEEE Transactions on power systems, vol. 24, no. 2, may 2009, pp 693- 694
- [55] H.D Ammari, A.Al.Maaitah, "Assessment of wind- generation potentiality in Jordan using the site effectiveness approach", Science Direct Energy 28 (2003) 1579-1592 Elsevier.

## CHAPITRE V

### SYSTEME D'ENERGIE HYBRIDE

#### 1. INTRODUCTION

Le prix d'extension du réseau électrique pour les régions isolées et éloignées s'avère prohibitif et excessif ainsi que le surcoût d'approvisionnement en carburant augmente radicalement avec l'isolement. Le recours au système d'énergie hybride fait signe aux systèmes de génération d'énergie électrique par combinaison de plusieurs types de sources. La combinaison des sources d'énergies renouvelables comme le photovoltaïque, l'éolienne, la biomasse et des petites centrales hydrauliques peut constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels destinés généralement pour alimentation électrique des régions isolées. Les systèmes d'énergie hybride sont habituellement élaborés pour répondre aux besoins énergétiques de l'électrification des maisons autonomes ou l'électrification complète de villages isolés ou de petites îles.

Les énergies renouvelables sont économiquement fiables et rentables pour l'intégration dans les systèmes de production d'énergie électrique, cependant, des améliorations dans la conception et le fonctionnement des systèmes hybrides sont toujours nécessaires pour rendre plus compétitives ces filières technologiques et permettre leur progression.

L'insertion des diverses sources d'énergies dans un système hybride doit avoir une conséquence profitable et bénéfique sur la production d'énergie, en terme de coût et disponibilité, aussi bien que le bilan écologique est présumé favorable. Les moyens de production d'énergies renouvelables représentent des capacités de production variables, incertaines et souvent intermittentes et fluctuantes, non corrélées à la demande de charge. L'objectif d'un système hybride est d'assurer la demande de charge et d'optimiser sa production afin de combler l'énergie demandée par la charge durant la période d'intermittence et tout en maintenant la qualité d'énergie fournie.

#### 2. CARACTERISATION ET TACHE DES SYSTEMES HYBRIDES

Le système hybride de production d'énergie est un système qui combine et exploite différentes sources d'énergies disponibles et facilement mobilisables. Ce type de système associe au moins deux technologies complémentaires, une source classique, qui est généralement un générateur diesel et une source ou plus d'énergie renouvelable en vue d'obtenir et de maintenir une production énergétique continue et durable. Les systèmes hybrides sont souvent autonome vis à vis des grands réseaux interconnectés et fréquemment utilisés dans les régions isolées. Ces systèmes seront conçus dans l'intention d'économiser le carburant et la baisse de prix obtenue par la génération hybride doit au moins couvrir l'investissement envisagé d'énergie renouvelable et les autres composants auxiliaires du système.

## 2.1 COMPOSANTS D'UN SYSTEME HYBRIDE

Les principaux composants d'un système hybride sont généralement les générateurs éoliens, photovoltaïques et générateurs diesels. Ceux-ci peuvent aussi inclure d'autres sources d'énergie renouvelable comme l'énergie hydraulique, géothermique, l'énergie contenue dans l'hydrogène (pile à combustible). Les éléments de conditionnement et de conversion d'énergie et le système de stockage d'énergie à batteries, comme il existe d'autre forme de stockage tel que le stockage inertiel et le stockage d'hydrogène.

## 2.2 DESCRIPTION DES COMPOSANTS DU SYSTEME HYBRIDE

Les générateurs photovoltaïques et éoliens ont été décrits aux chapitres III et IV.

### 2.2.1 LE GENERATEUR DIESEL

Le groupe électrogène est un moteur à carburant diesel couplé à un générateur synchrone. Ce système est muni d'un régulateur de vitesse sur le moteur diesel qui fonctionne en ajustant le flux de carburant au moteur diesel pour garder la vitesse du moteur et du générateur synchrone constante dans le but de maintenir la fréquence électrique à la sortie du générateur synchrone. La fréquence du réseau est directement liée à la vitesse de rotation du générateur et elle est donc maintenue au niveau désiré.

Les réseaux du courant alternatif avec générateur diesel et analogue à ceux interconnectés, fournissent à leurs charges, deux formes d'énergie, active et réactive. L'énergie active se transforme au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... Par contre l'énergie réactive sert principalement à alimenter les circuits magnétiques des moteurs électriques et autotransformateurs etc.... en effet cette forme d'énergie, elle n'est pas consommée, mais les courants associés à la puissance réactive augmentent les pertes du système.

Quand un nombre élevé de générateurs diesels sont connecté au réseau, d'abord sont reliés à un bus à CA et puis le réseau, dans ce cas un système de commande est intégré pour la distribution correcte de la puissance fournie par les générateurs diesels. Le système de commande le plus répandu est le système numérique.

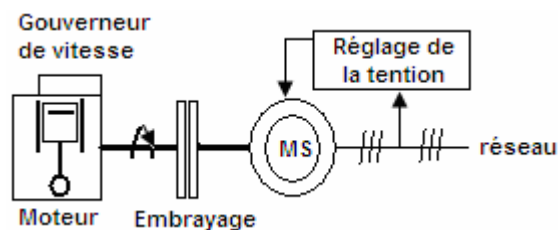


Fig. 1: Configuration du groupe électrogène

### 2.2.2 LE STOCKAGE D'ENERGIE

Le stockage d'énergie est un facteur clé dans un système hybride en site isolé ou pour une utilisation autonome. Dans le plus part des cas, le stockage au moyen de batteries représente la technologie la plus rentable. Les batteries utilisées sont habituellement des batteries à plomb – acide. La technologie des batteries à plomb – acide bénéficie de leurs faibles coûts par rapport à d'autres technologies et une maturité étayée par un retour d'expérience conséquent, car cette technologie est la plus ancienne.

La nécessité du stockage est essentielle à chaque fois que la demande énergétique est décalée dans le temps vis-à-vis du rapport d'énergie externe. Le stockage d'énergie répond au besoin de la demande de charge pour une durée relativement longue, qui peut aller d'un jour à des semaines.

A cause de la nature stochastique des ressources renouvelables, les accumulateurs doivent pouvoir résister sans dommage à de nombreux cycle de charge et de décharge. La profondeur de décharge de batteries au quelle un accumulateur est soumis dépend de son type. La durée de vie de batteries est fortement liées à l'état de charge, au nombre de cycle de charge/ décharge, à la température, aux phénomènes de corrosion, condition d'utilisation, etc....

### **2.2.3 GESTION DU STOCKAGE**

Des types de stockage [1] sont utilisés dans les systèmes hybrides : le stockage a court terme et le stockage à long terme.

La stratégie de stockage à court terme « peak chaving starategy » permet de filtrer les fluctuations des énergies renouvelables et /ou de la charge, cette stratégie réduit également le nombre de cycles de démarrage/ arrêt des générateurs diesels, en conséquence la réduction de la consommation de carburant.

On trouve principalement des systèmes à stockage inertiel dont le développement se marie actuellement à l'utilisation de machines rapide. Et de part leur dynamique est plus rapide que celle des batteries, les super capacités s'estimant désormais jusqu'à 1800 F présentent un intérêt incontournable [2].

Le stockage à long terme « cycle charge strategy » est utilisé pour alimenter la charge sur une période de temps plus longue, notamment quand l'énergie renouvelable est insuffisante [3] cette stratégie, permet d'améliorer l'équilibre énergétique et de réduire les cycles démarrage /arrête des générateurs diesels et donc la consommation du carburant. Avec cette stratégie, le générateur diesel est arrêté jusqu'à ce que le système de stockage atteigne un niveau maximal. Une fois ce seuil est atteint, le générateur diesel redémarre et reste en fonctionnement jusqu'à ce que le système de stockage atteigne son niveau maximal et le cycle se répète continuellement.

### **2.2.4 LE REGULATEUR DE CHARGE BATTERIES**

Le régulateur est un dispositif de contrôle de la charge et de la décharge profonde du parc batteries. Ce dispositif ce trouve au cœur de système de génération d'énergie, il est indispensable pour protéger les batteries contre de probables surcharges afin d'éviter que la tension dépasse un certain seuil, si on laisse durer ce phénomène, les batteries deviendront surchargé, ce qui accélère la corrosion des plaques à plomb, fera perdre de l'électrolyte et endommage les plaques à plomb, par contre la protection contre les décharges profondes, le régulateur empêche les batteries d'être vidées pas plus de 60% à 70% de leurs charges.

### **2.2.5 CONVERTISSEURS**

L'énergie utilisée en industrie et chez les particuliers provient particulièrement du réseau électrique triphasé. Dans un système hybride, les convertisseurs ont pour fonction de charger les batteries et de transformer le courant continu en courant alternatif et vice-versa. Les convertisseurs souvent rencontrés sont les redresseurs, onduleurs et hacheurs. Les redresseurs dans les systèmes hybrides réalisent la conversion CA/CC pour charger les batteries, les redresseurs sont des dispositifs à bas prix et de bon

rendement. Les onduleurs convertissent le CC en CA. Ils peuvent fonctionner pour autonome pour alimenter des charges à CA ou en parallèle avec une source CA.

Les onduleurs sont autonomes lorsqu'ils imposent leurs propres fréquences à la charge. Les onduleurs non autonomes exigent une source à CA pour fonctionner, et, les onduleurs, qui assurent les deux régimes de fonctionnement (autonome ou parallèle).

Les hacheurs permettent de réaliser la conversion CC/CC comme exemple adapté la tension entre deux sources.

### **2.2.6 CHARGE**

Les charges électriques rendent utile la puissance électrique. Ils existent deux types de charges, les charges résistives et les charges inductives. Les charges résistives contiennent les ampoules à incandescence, chauffe eau, certains chauffages électriques etc. les appareils utilisant des machines électriques sont des charges résistives et inductives. Elles sont les principaux consommateurs de l'énergie réactive. Les charges à CC peuvent avoir aussi des composants inductifs, mais les seuls effets introduits par ceux-ci les variations transitoires de la tension et de courant durant les changements dans le fonctionnement du système.

## **3. CONFIGURATIONS DES COMPOSANTS D'UN SYSTEME HYBRIDE**

### **3.1 L'architecture photovoltaïque**

Une installation photovoltaïque est constituée de façon générique des fonctions suivantes:

1- Génération de l'énergie DC avec les panneaux photovoltaïques, et un système de protection.

Protection du côté DC, avec des appareillages suivant :

- Coupure (sectionnaire),
- Protection contre les surtensions (atmosphériques ou d'exploitation),
- Surveillance complémentaire de dégradation de l'isolement,
- Conversion DC / AC,

Protection du côté AC, avec des appareillages :

- Coupure,
- Protection contre les surintensités,
- Protection contre les surtensions (atmosphériques ou d'exploitation),
- Contrôle ou protection des défauts d'isolement,

2- Connexion au réseau avec les appareillages :

- Comptage,
- et en fonction de la puissance :

Déconnexion externe éventuels,

- Transformation de basse tension en haute tension,
- Coupure et protection haute tension.



### 3.2 Topologies basées sur l'utilisation de l'onduleur

#### 3.2.1 Onduleur centralisé

Le système à onduleur centralisé est illustré sur la Fig 2. Dans cette topologie, les modules PV sont reliés en série et en parallèle pour réaliser les niveaux exigés de courant et de tension. Seulement un onduleur est utilisé dans cette topologie au bus du courant continu. Dans cette topologie les pertes de puissance de l'onduleur sont plus importantes que la topologie l'onduleur en chaîne ou les topologies multi onduleurs dues à la disparité entre les modules et la nécessité des diodes reliées en série. Dans cette topologie, un système Boost ne peut être exigé puisque la tension des tensions connectées en série d'une branche est assez élevée [4].

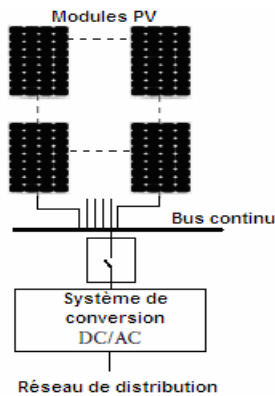


Fig.2 : Système PV à onduleur centralisé

#### 3.2.2 Topologie d'onduleur par rangée

La topologie d'onduleur d'une rangée de modules connectés en série est montrée sur la Fig 3-4, dans laquelle chaque rangée de modules est reliée à un onduleur [5, 6, 7]. Dans cette topologie, si un nombre suffisant de panneaux PV est relié en série dans chaque branche, l'amplification (Boost) de la tension ne peut être exigée. La tension peut être intensifiée par le convertisseur DC/AC du côté DC ou par un transformateur incorporé dans le convertisseur DC/DC à haute fréquence. Un MPPT peut être appliqué à chaque branche pour augmenter l'efficacité globale du système [4].

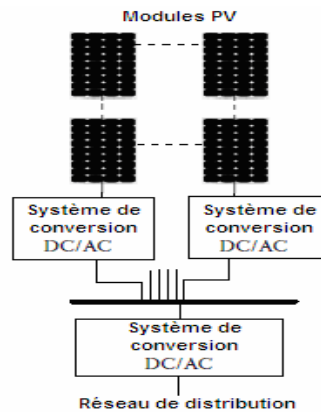


Fig.3 : Système PV à onduleur par chaîne (String)

En cas de défaut ou de maintenance, la perte de production est limitée à la rangée concernée. Ce choix est fait pour les installations industrielles dont la puissance peut aller à plusieurs centaines de KWc pour les

grandes toitures et à plusieurs MWc pour les centrales au sol. Au-delà de 250 KWc, le raccordement au réseau sera réalisé au travers d'un transformateur élévateur BT-H.

Ce type d'architecture a l'avantage de la simplicité avec l'utilisation d'onduleurs plus petits que celui qu'il aurait fallu installer en regroupant les générateurs en parallèle.

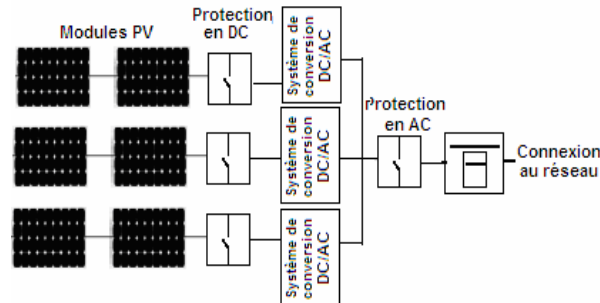


Fig.4 : Système PV à multi-onduleurs à gestion individuelle

### 3.2.3 Multi onduleurs à gestion centralisée

Ce type d'architecture va permettre une grande flexibilité de maintenance et une gestion du temps d'utilisation de l'installation en n'utilisant que le nombre d'onduleurs nécessaire. Cette gestion assure aussi l'utilisation des onduleurs à leur puissance optimale en fonction de l'ensoleillement [6, 7].

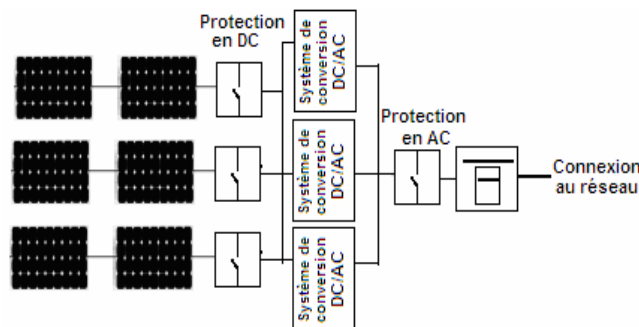


Fig.5 : Système PV à multi-onduleurs à gestion centralisée

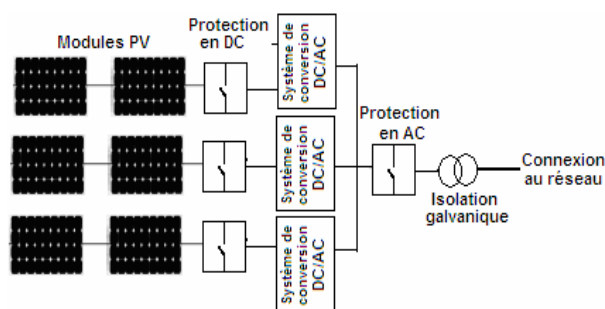


Fig.6 : Système PV à multi-onduleurs à gestion centralisée avec isolation galvanique (Transformateur)

## 3.3 CONFIGURATIONS DES SYSTEMES HYBRIDES

### 3.3.1 Configuration à bus à CC

Les différents systèmes composant le système hybride sont connectés à un bus à CC commun, signifie que la puissance fournie par chaque source est centralisée sur un bus à CC. Les sources d'énergie CA (générateurs diesels, éoliennes), leurs puissances fournies sont converties en CC. La charge principale à CA est alimentée via un convertisseur CC/CA à partir du bus CC, qui doit suivre la consigne fixée par

l'amplitude et la fréquence [7, 8]. Les batteries et le convertisseur CC/CA seront dimensionnés pour alimentés les pics de charge, tandis que les générateurs diesels sont dimensionnés pour alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. Chaque configuration a ses avantages et inconvénients. Les avantages de cette configuration se résument à une simplification du système de commande et le générateur diesel peut être optimisé de telle manière qu'il fonctionne à sa puissance nominale pendant le processus de chargement de batteries, mais le rendement de cette architecture est faible dû à certaines pertes d'énergie à cause des batteries et les convertisseurs.

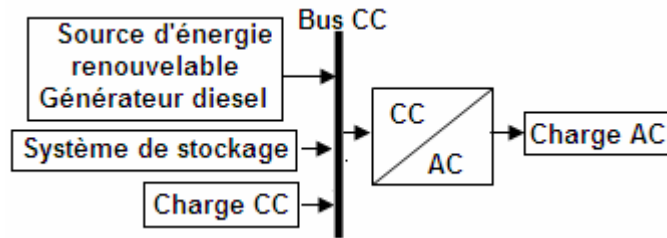


Fig 7 : Configuration d'un système Hybride à bus CC

### 3.3.2 Configuration mixte à bus à CC/CA

L'architecture mixte, à deux bus CC et CA à des performances plus élevées vis-à-vis la configuration à bus CC. Dans cette configuration une partie de la charge à CA peut être alimentée directement par les sources d'énergie renouvelables et les générateurs diesels ce qui permet d'augmenter les performances du système hybride en point de vue rendement. Cette architecture permet aussi aux générateurs diesels et à l'onduleur de fonctionner d'une manière autonome ou en parallèle en synchronisant leur tension en sortie. Cette configuration est mise en évidence par l'intermédiaire d'un convertisseur bidirectionnel, qui remplace l'onduleur et le redresseur entre le bus à CC et à CA. Le convertisseur bidirectionnel a double fonction quand il y a un surplus d'énergie de la part des sources CA, charge le parc batteries ou il peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé [9, 10].

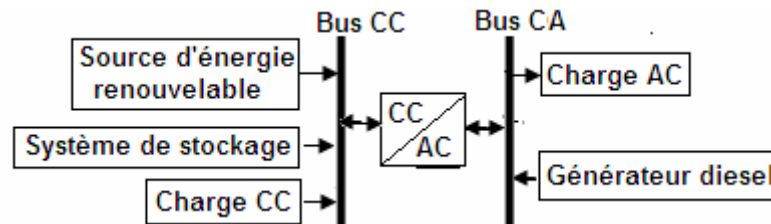


Fig.8 : Système hybride à bus mixte (parallèle)

Les avantages de cette architecture se récapitulent au fonctionnement autonome ou parallèle du générateur diesel et l'onduleur, quand la demande de charge augmente l'un ou l'autre peut générer l'énergie nécessaire. Ainsi que les sources renouvelables et diesels peuvent fonctionner en parallèle pendant les pics de charge. La seule difficulté liée à cette configuration sa réalisation s'avère peu compliquée à cause du fonctionnement parallèle, qui demande que l'onduleur doive être capable d'évoluer en état autonome et non autonome en synchronisant la tension de sortie à la tension du générateur diesel.

### 3.3.3 Système hybride photovoltaïque / générateur diesel

Ce système est conçu pour que l'énergie issue des deux sources charge le parc batteries et répond à la couverture de la demande de charge. La capacité du parc de batteries et l'onduleur devrait être en mesure de délivrer une puissance supérieure aux pics de la charge. Cette architecture est montrée sur la Fig.9.

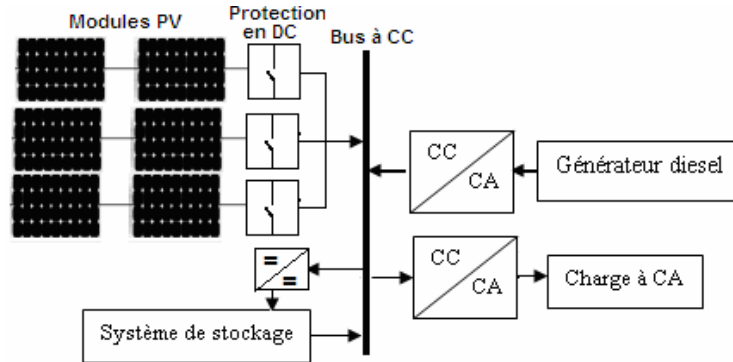


Fig.9 : Système hybride PV/ diesel série

Les avantages de cette configuration sont [9, 10,11]:

- Différentes formes du courant sont possibles, selon les besoins (sinusoïdal, signal carré).
- Le générateur peut fournir l'énergie produite directement à la charge, ce qui augmente le rendement du système et diminue la consommation de carburant.

Par contre, les inconvénients sont:

- Il y a une coupure instantanée, lors de la commutation des sources alternatives.
- Le générateur et l'onduleur sont dimensionnés pour la puissance pointe de la charge, ce qui réduit leurs rendements en fonctionnement à faible charge.

La Fig.10 montre que le générateur diesel peut alimenter directement la charge à CA à travers l'interrupteur et l'excès d'énergie recharge le parc de batteries ou le générateur est interrompu, et la charge sera alimentée par le générateur photovoltaïque ou le parc de batteries. Ce type de système parallèle est plus efficace que le système série de la Fig.9.

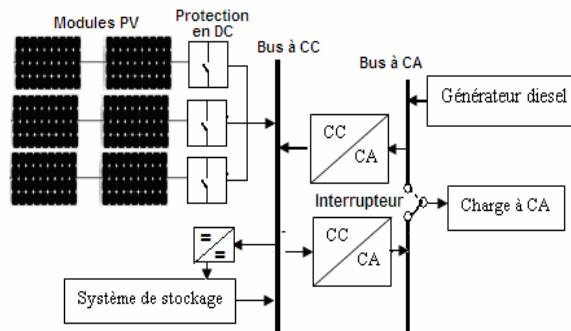


Fig.10 : Système hybride PV/ diesel avec commutation

Les avantages de la configuration de la Fig.10 :

- L'alimentation de la charge peut être faite d'une manière optimale.
- Le rendement du générateur diesel peut être augmenté.
- Le besoin d'une maintenance du diesel est réduit.

- Les puissances nominales des différents éléments peuvent être diminuées par rapport aux puissances nominales dans les autres configurations, en alimentant toujours la même charge.

Désavantages:

- Le contrôle automatique est indispensable pour le fonctionnement du système.
- L'onduleur doit fournir un courant sinusoïdal pour que la synchronisation avec le générateur diesel soit possible.
- Le fonctionnement du système n'est pas évident pour une personne non formé.

### 3.3.4 Système hybride PV/éoliennes /diesels

Le système hybride PV/diesel peut être également complémenter par d'autres sources d'énergie telle que les éoliennes des régions de vent fort, microcentrale hydraulique etc. Les systèmes hybrides PV/éoliennes /diesels permettent d'exploiter l'énergie éolienne pour couvrir une part de l'exigence de la charge [9,12, 13].

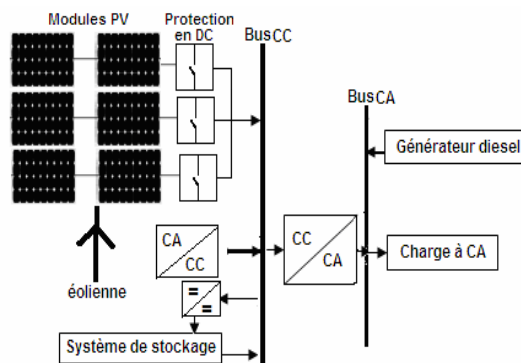


Fig.11 : Système hybride PV/ éolienne/diesel

### 3.3.5 Système hybride à configuration à bus à AC

Dans cette configuration toutes les sources d'énergie renouvelable sont reliées au bus à AC via des convertisseurs CC/AC et AC/CC. Cette configuration permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. Le système peut en outre d'être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou des générateurs électriques pour répondre à la demande de charge croissante [10, 12, 13]:

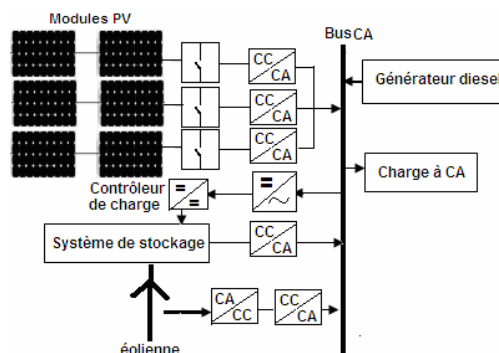


Fig.12 : Système hybride PV/ éolienne/diesel à bus à CA

Les systèmes hybrides incorporent un système de distribution à CA, un système de distribution à CC, un système de stockage, des convertisseurs, des charges capitales, des charges de délestage et système facultatif de gestion des charges ou un système de supervision. Ces composants peuvent être connectés en

différentes architectures (Figs. 7-12). Généralement les systèmes hybrides classiques contiennent deux bus [9] (Fig.8, 10,11).

Les sources d'énergie renouvelable peuvent être connectées au bus à CC ou à CA (Fig. 7-12) en fonction de la dimension et la configuration choisie pour le système. L'interconnexion entre le bus à CC et le bus à CA sera réalisée à l'aide de l'électronique de puissance telle que, onduleurs, redresseur, ou par des convertisseurs bidirectionnels. En plus de la charge principale le système peut annexer des charges auxiliaires comme des charges différées, optionnelles et charge de délestage afin de concrétiser l'équilibre énergétique. Si on suppose que la charge principale est alimentée sans interruption, les charges adjointes seront alimentées en énergie par ordre de priorité, seulement lors qu'il existe un surplus d'énergie. Dans ce cas, les systèmes hybrides avec un parc batteries de stockage de l'énergie, l'excès d'énergie recharge d'abord le parc batteries et ensuite les charges auxiliaires en fonction de leur priorité. Dans un système hybride le système de stockage d'énergie joue un rôle primordial à double fonction charge et source.

La puissance fournie par les systèmes hybrides peut varier de quelque Watts pour des applications domestiques jusqu'à quelques mégawatts pour les systèmes d'électrifications insulaire [14]. La connexion la plus répandue est celle des deux bus, bus à CC et bus à CA des systèmes hybrides de puissance en dessous de 100KW avec parc batteries [15, 16], dans ces types de systèmes le parc batteries est utilisé pour couvrir la demande de charge pendant plusieurs jours et qui est rechargé via le bus à CC. Tandis que les systèmes hybrides ayant une puissance supérieure à 100KW sont centrés sur le bus à CA, ces systèmes contiennent un système de stockage, ce qui est rare, seulement pour lisser les variations de l'énergie de nature renouvelable.

La classification des systèmes hybrides est difficile en vue de leur champ d'application très large. Une classification préliminaire selon la puissance du système peut être élaborée.

- Les systèmes de faible puissance de l'ordre de 5KW, qui serrent aux applications autonomes comme les stations de télécommunications, pompage de l'eau, etc.
- Les systèmes de puissance moyenne allant de 10 à 250KW, qui sont utilisés dans les applications des micros réseaux isolés (alimentation d'un village isolé, zones rurales, hameau,...).
- Les systèmes de puissance au-delà de 500KW des grands réseaux isolés (réseau insulaire).

Pour les systèmes hybrides de grande puissance des sites isolés peuvent être classés suivant le degré de pénétration de l'énergie renouvelable [14]. L'index de pénétration est calculé par les expressions suivantes :

$$I_{\text{instantané e}} = \frac{P_{\text{ren}} [KW]}{P_{\text{ch}} [KW]} \quad (1)$$

$$I_{\text{moy}} = \frac{E_{\text{ren}} [KW]}{E_{\text{ch}} [KW]} \quad (2)$$

$I_{\text{instantané e}}$  définit la pénétration instantanée, qui présente la portion de la puissance instantanée délivrer par la source d'énergie renouvelable  $P_{\text{ren}}$  par rapport à la puissance de charge.

$I_{\text{moy}}$  est la pénétration moyenne mesurée pendant des jours, des mois ou en année. Elle présente le quotient de l'énergie renouvelable  $E_{\text{ren}}$  sur l'énergie consommée par la charge  $E_{\text{ch}}$ .

Une classification des grands systèmes hybrides éolien/générateur diesel a été proposée en [14]. L'index de classification utilisé est le taux de pénétration de l'énergie éolienne ainsi que leurs caractéristiques de fonctionnement.

Tableau 1: Classification des Systèmes hybrides par gamme de puissance

Niveau de pénétration	Caractérisation de fonctionnement	Pic instantané	Moyenne annuelle
Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>• G. diesel sans arrêt</li> <li>• La production renouvelable réduit la charge du générateur diesel</li> <li>• La totalité de l'énergie renouvelable alimente la charge principale</li> </ul>	< 50 %	< 20 %
Moyen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• G. diesel sans arrêt</li> <li>• Commande relativement simple pour des niveaux élevés d'énergie renouvelable, les charges auxiliaires sont répartie pour assurer une charge suffisante pour le diesel ou la production renouvelable est réduite.</li> </ul>	50 % - 100%	20 % - 50 %
Elevé	<ul style="list-style-type: none"> <li>• G. diesel peut être arrêté en fonction de la production d'énergie renouvelable.</li> <li>• Système auxiliaire pour contrôler la tension et la fréquence</li> </ul>	100 %- 400%	50% - 150 %

#### **4. PROBLEMES RENCONTRES DANS LE FONCTIONNEMENT DES SYSTEMES HYBRIDES**

La difficulté principale des systèmes hybrides comportant les sources d'énergie renouvelable réside de la nature aléatoire de ces ressources et ces types de sources ne peuvent pas produire à chaque instant l'énergie demandée par la charge, afin d'éviter une augmentation du risque de ne pas satisfaire complètement la charge est de faire fonctionner les sources d'énergie renouvelable et les générateurs diesels en parallèle, de façon continue (le générateur diesel fonctionne sans arrêt). Dans ce cas les générateurs diesels peuvent fonctionner à une puissance très basse, dans ce type de fonctionnement, les sources d'énergie renouvelable agissent comme une source négative, en réduisant la charge moyenne des générateurs diesels. Mais l'économie du carburant est modeste à cause du rendement très faible (en fonctionnant à vide, la consommation de carburant s'estime à 25-30% de la consommation à pleine charge) [17]. Ainsi, garder un moteur diesel au régime ralenti pour une demande de charge nulle suppose une consommation de carburant non négligeable.

Si l'énergie renouvelable est suffisante pour alimenter la plupart de la charge, la quantité du carburant économisée peut être alors augmentée en faisant fonctionner les générateurs diesels par intermittences [12]. En fonction intermittente, les générateurs diesels démarrent et s'arrêtent en fonction de la variation de l'énergie renouvelable et de la charge. Ceci pose un inconvénient majeur sur le nombre de cycle démarrage/ arrêt des générateurs diesels peut, par conséquent, être élevé. Le problème dans ce cas est l'usure prématurée des générateurs diesels et de leurs démarreurs [17 18]. Un autre problème devait être pris en compte est le temps nécessaire par intermittence démarrage/ arrêt des générateurs diesels. Le système peut s'effondrer subitement pendant le démarrage du générateur diesel, si l'énergie renouvelable diminue plus vite que le temps de la phase de démarrage.

Il arrive parfois que l'énergie renouvelable soit plus importante que la consommation de la charge. Si l'excès d'énergie dans le réseau ne peut pas être éliminé, la production d'énergie doit être alors limitée ou même arrêtée. En générale les systèmes sans stockage utilisent une charge de délestage pour maintenir l'équilibre énergétique et la stabilité de la fréquence. D'autre application nécessitent des systèmes de commande supplémentaire pour maintenir la qualité de la tension. Tout ces dispositifs, telle que, la charge de délestage et les systèmes de commande, augmentent le coût d'investissement qui peut ne pas être justifié par les avantages du système hybride. Seule une stratégie de commande adéquate peut mettre d'intégrer de manière optimale différents composants et donc de rendre le système rentable.

La dynamique des générateurs d'énergie renouvelable peut aussi causer des problèmes de fonctionnement des systèmes hybrides surtout les éoliennes car le démarrage d'une éolienne quand la vitesse du vent est élevée, la puissance produite atteint presque instantanément la puissance nominale du générateur éolien, ces changement brusque dans la production d'énergie peuvent générer des problèmes de qualité d'énergie (variation de tension et de fréquence) et même l'arrêt complet du système.

Les générateurs asynchrones, largement utilisés dans les éoliennes, ont besoin d'une quantité importante de puissance réactive, surtout pendant la phase d'excitation (démarrage). S'il n'y a pas assez de sources de puissance réactive dans le système hybride et une ou plusieurs éoliennes démarrent en même temps, l'augmentation soudaine de la consommation de puissance réactive provoque des creux de tension et le système décroche. D'autres sources de perturbations pouvant engendrées des creux de tension sont les courts circuits [19]. Ceux-ci peuvent provoquer l'effondrement des systèmes hybrides. Une autre perturbation peut poser des problèmes est la surtension, qui est due aux courts circuits, l'arrêt d'une charge importante ou la connexion d'un banc de condensateurs.

Un inconvénient capital dans un système hybride connecté en réseau triphasé isolé est le déséquilibre de tension entre les phases. Un récepteur électrique triphasé déséquilibré ou des récepteurs monophasés déséquilibrés alimentés par le réseau triphasé isolé peuvent conduire à des déséquilibres en tension. Ces déséquilibres provoquent des couples de freinage parasites et des échauffements supplémentaires dans les machines tournantes à CA.

De point de vue de la continuité de la production et de la qualité de l'énergie, les facteurs pouvant affecter le fonctionnement d'un système hybride sont résumés ci après :

- 1- les variations de la charge à long terme : les régions isolées avec des petits réseaux peuvent subir des changements rapides dans leurs besoins en électricité (augmentation de la demande de charge).
- 2- La variation de la charge à court terme : en général, la demande en électricité varie beaucoup sur des intervalles de temps assez courts, de l'ordre de quelques minutes. Des valeurs minimales sont suivit par des pics.
- 3- Les ressources d'énergie renouvelable : les ressources comme le soleil et le vent sont stochastiques par leur nature, ont des caractéristiques locales et sont très difficiles à prédire.
- 4- Les perturbations du réseau : les défauts, telle que les courts circuits, peuvent non seulement arrêter les systèmes mais aussi, au pire des cas, détruire certains composants.



## 5. COMMANDE ET STRATEGIE DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME HYBRIDE

### 5.1 COMMANDE DES SYSTEMES HYBRIDES

Le principe de la commande d'un système hybride est être capable de fournir l'énergie demandée par la charge, malgré les fluctuations d'énergie renouvelable produite, tout en maintenant la fréquence et la tension du bus à CA dans les limites acceptables et autorisées. Les aspects, qui doivent être pris en compte dans les commandes des systèmes hybrides sont deux stratégies, la stratégie de fonctionnement, qui entraîne la résolution liée aux flux d'énergie à l'échelle des heures ou des jours ainsi que des actions pour améliorer le fonctionnement du système, le second aspect est de commander la qualité de l'énergie à l'échelle d'un temps très faible de la seconde ou même de milliseconde.

### 5.2 STRATEGIE DE FONCTIONNEMENT

La stratégie de fonctionnement est une suite finie de règles, qui permettent au système de supervision d'un système hybride de convenir de combien et quels générateurs, qu'il faut mettre en marche, quelles charges sont connectées et la gestion du stockage [20, 21]. Les paramètres dont dépend le fonctionnement d'un système hybride sont les suivants :

- Le profil de charge : les variations journalière, saisonnière, les pics de charge, les creux de tension, etc.
- Les caractéristiques des ressources renouvelables : les valeurs moyennes, la fréquence des événements, les valeurs diurnes, valeurs maximales, valeurs saisonnières,...
- Les caractéristiques des générateurs classiques : la puissance nominale, type de carburant, les limites de fonctionnement, ...
- Configuration choisie pour le système : le nombre et les types des composants (générateurs de sources renouvelables, les générateurs classiques, les convertisseurs, les charges contrôlables, le type de stockage et sa gestion).
- Les normes de qualité d'énergie : les limites autorisées de variation de la fréquence et de la tension.

Quelques stratégies de fonctionnement sont considérées comme efficaces en regard des objectifs visés des systèmes.

### 5.3 LA RESERVE TOURNANTE

La réserve tournante est définie comme étant l'exigence du système de commande définie par la capacité des générateurs classiques (diesels) de couvrir les changements immédiats causés par l'arrêt des générateurs de ressources renouvelables par l'augmentation soudaine de la charge. En effet, la réserve tournante la capacité instantanée de la réserve minimale du générateur diesel en fonction des prévisions de la production d'énergie renouvelable et de l'évolution de la charge. Une réserve d'énergie doit être toujours disponible pour éviter l'effondrement du système lors d'une chute brusque de l'énergie renouvelable.

### 5.4 TEMPS DE FONCTIONNEMENT MINIMAL

Cette stratégie consiste le générateur diesel en fonctionnement pendant une durée minimale prédéfinie en fonction de la variabilité de la charge ou la variabilité de l'énergie renouvelable [1]. Cette stratégie est

utilisé pour réduire le cycle démarrage/ arrêt du générateur diesel, quand la différence de puissance entre la puissance consommée par la charge et l'énergie produite par les générateur d'énergie renouvelable varie largement. La minimisation du cycle démarrage/ arrêt du générateur diesel permet d'éviter l'usure des moteurs diesels et le démarreur et même temps économisé le carburant.

### 5.5 LE SURPLUS MINIMAL (HYSTERESIS)

Cette perspective est souvent utilisée pour commander la déconnexion du générateur diesel [22]. Le générateur diesel est déconnecté seulement quand l'énergie renouvelable produite dépasse la consommation de la charge. Ce surplus minimal d'énergie peut être mesuré à partir de la variation de la fréquence du réseau quand cette fréquence est fixée par le générateur diesel à l'aide d'un régulateur de type proportionnel et à partir de son niveau de charge à l'usage d'un régulateur de type proportionnel- intégral.

### 5.6 QUALITE DE L'ENERGIE PRODUITE PAR LES SYSTEMES HYBRIDES

La qualité d'énergie se réfère à la stabilité de la tension et de la fréquence du réseau ainsi que l'absence des phénomènes électrique telle que les creux de tension, les distorsions harmoniques et flicker. Puisqu'il n'y a pas de normes internationales spécifiques pour les systèmes de génération électrique en sites isolés, les caractéristiques du réseau isolé doivent être semblables aux caractéristiques électriques des grands réseaux interconnectés. Du fait que l'appareillage utilisé par les consommateurs connectés aux réseaux isolés, tout comme ceux connectés aux grands réseaux interconnectés utilisent les mêmes appareils en conséquence les exigences de la qualité d'énergie sont les mêmes. Les mesures et les définitions utilisées dans les normes sont basées sur la fréquence et la tension. La norme européenne EN50160 [23] inclut des recommandations pour les valeurs de la tension des réseaux isolés.

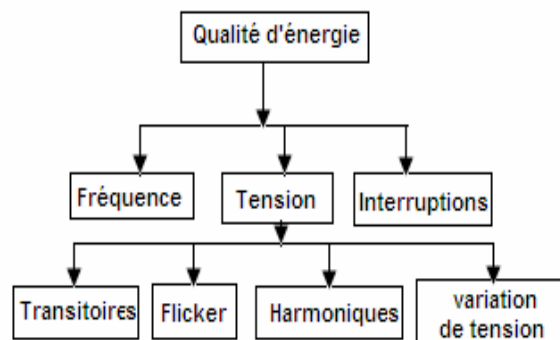


Fig. 13: Perturbations influant sur la qualité d'énergie

## 6. INTEGRATION DES SYSTEMES HYBRIDES A L'ELECTRIFICATION DES ZONES ISOLEES

### 6.1 BESOINS ENERGETIQUES DES ZONES ISOLEES

L'électrification rurale des pays en développement est donc un facteur indispensable au bon développement de ces pays. Il est cependant nécessaire de trouver des solutions économiquement viables pour cette électrification ; ces solutions seront certainement très lointaines de ce qui existe actuellement dans les pays développés.

L'accès à l'électricité et à d'autres sources modernes d'énergie est une condition indispensable au développement socio-économique des pays en voie de développement. En effet, le lien entre énergie et la pauvreté est indéniable puisque l'énergie joue un rôle non négligeable dans la satisfaction des besoins

fondamentaux tels que la nutrition et la santé. Les populations dans les zones rurales ont accès à différentes formes d'énergie. La biomasse en constitue le plus souvent la source principale (à hauteur de 95 % dans les pays africains). L'utilisation des combustibles traditionnels tels que le bois, conduit à la dégradation du milieu et à la rareté de la ressource naturelle; ceci amplifie la situation de pauvreté. Par contre, les autres sources d'énergie (électricité, charbon de bois, gaz, etc) dépendent des mécanismes du marché mais leur coût est en général trop élevé par rapport aux ressources financières des populations. De plus, ces services énergétiques constituent pour ces populations une part très souvent considérable des dépenses ménagères [24].

Dans l'électrification des sites isolés, on distingue deux types d'utilisateurs ; les ménages agricoles et les utilisateurs relevant du secteur des services (le petit commerce, l'artisanat, l'éducation, les centres de santé, etc). Les ménages agricoles sont en volume global les plus gros demandeurs d'énergie. Leurs besoins énergétiques correspondent au pompage de l'eau, à l'éclairage, à la cuisson, au froid et à l'utilisation d'appareils électriques tels que l'audiovisuel. L'éclairage correspond bien évidemment au principal besoin énergétique. Cependant l'utilisation de moyens traditionnels tels que les lampes à pétrole, les bougies ou les lampes torches y répond très mal. L'audiovisuel (radio ou télévision) représente également une demande très forte du monde rural. En effet, il permet un lien avec le monde extérieur et une limitation de l'exode rural. De plus, l'irrigation semble avoir une importance de plus en plus croissante dans les besoins énergétiques puisque celle-ci permet d'une certaine manière l'augmentation des rendements de la production agricole [24] et donc une certaine autosuffisance alimentaire. Par contre, le besoin d'un réfrigérateur n'est pas ressenti comme prioritaire même s'il peut et doit très souvent être utilisé pour la conservation des médicaments et des aliments.

La connaissance des usages énergétiques relevant du domaine de l'électricité permet de définir le service électrique proposé aux foyers d'une zone rurale. Ce service sera caractérisé par certaines composantes (techniques, organisation, contexte de mise en place et de réussite, tarification, financement, etc). L'éclairage et l'audiovisuel sont les deux usages énergétiques qui peuvent en premier lieu être desservis par l'électricité. On constate tout d'abord que la demande des populations pour ces deux besoins est très présente et que les dépenses actuelles pour compenser la non présence d'électricité sont également très importantes [25]. En effet, la dépense en petits consommables (bougies, piles électriques, etc) de remplacement est très coûteuse et leur utilisation est généralement peu performante. Ainsi, l'utilisation d'une lampe à pétrole coûte 200 fois plus cher qu'un éclairage électrique fluorescent en milieu urbain. Il en est de même pour les piles qui, pour l'audiovisuel, coûtent environ 500 fois plus cher que le prix du réseau en ville. Par contre, il est difficile de quantifier (kW, kWh/an) ces considérations qualitatives. En effet, cette quantification dépendra des services proposés aux clients et permettra ainsi de dimensionner le système de distribution de l'énergie électrique. Ces besoins semblent toutefois être très faibles en quantité ; de quelques dizaines à quelques centaines de Wh par jour et par foyer à comparer avec les besoins occidentaux qui se trouvent dans un facteur 100.

## 6.2 IMPACT DE L'ELECTRIFICATION RURALE

Dans le monde rural, l'électrification est considérée comme un puissant facteur de développement socio-économique. En effet, par sa facilité d'utilisation, celle-ci contribue à l'amélioration de la qualité de vie des populations qui en bénéficient. De nombreux retours d'expériences montrent des améliorations très sensibles dans les conditions de vie des populations bénéficiaires puisque l'électrification permet dans une certaine mesure :

- un meilleur accès à l'éducation : éclairage et audiovisuel dans les maisons et les écoles,  
- une amélioration des conditions sanitaires impactant positivement sur la santé des populations en raison de :

- la limitation de l'utilisation de la biomasse au sein du foyer [26] qui aggrave considérablement les pollutions domestiques (infections respiratoires infantiles, maladies pulmonaires, etc) du fait d'un taux d'émission élevé (CO<sub>2</sub>, CO, etc) et d'une aération en générale insuffisante,
- la mise en place de réfrigérateurs pour conserver les vaccins ou certains médicaments,
- l'utilisation de pompes et de purificateurs d'eau.
- un accroissement de l'activité économique des villages concernés permettant de limiter l'exode rural et la désertification,
- une amélioration des problèmes liés au manque de nourriture et à la malnutrition grâce à une augmentation des rendements de l'agriculture apportée par la possibilité d'irriguer (petites pompes).
- le gain de temps apporté par l'utilisation de l'électricité peut être utilisé pour d'autres activités productives améliorant ainsi le niveau de vie des populations.

## 6.3 ELECTRIFICATION DECENTRALISEE

Il existe une solution complémentaire à l'électrification rurale centralisée; il s'agit de l'Electrification Rurale Décentralisée, solution adaptée à l'électrification de sites isolés (loin d'un réseau préexistant). Cette solution peut toutefois être complémentaire à des programmes d'extension du réseau interconnecté, dans le temps (pré-électrification pour les zones où la demande est encore trop faible) et dans l'espace (micro-électrification dans les zones isolées). Ces solutions sont pour l'instant particulièrement mises en oeuvre pour des sites insulaires et sont la plupart du temps basé sur les systèmes hybrides de production utilisant les énergies renouvelables et les groupes électrogènes. Les charges desservies sont en général peu consommatrices d'énergie (Lampes Basses Consommation) ce qui permet de réaliser des économies substantielles sur le dimensionnement du système de production en limitant la puissance de pointe. Le dimensionnement d'un tel système est réalisé de manière à minimiser le coût de production de l'électricité, de s'assurer que la charge est desservie selon un certain critère de sûreté, et de minimiser l'énergie dissipée dans le réseau. Certaines données de bases sont nécessaires à ce dimensionnement telles que la variation moyenne de charge sur une journée, et les ressources énergétiques de types renouvelables (éolien, solaire, hydraulique). Pour cela, des mesures sur le terrain sont nécessaires (radiation solaire moyenne, vitesse du vent, débit d'eau, etc).

## 6.4 LES OUTILS DE PLANIFICATION

### 6.4.1 CAHIER DES CHARGES POUR L'ELECTRIFICATION RURALE

Afin de déterminer les architectures de réseaux de distribution adaptées à l'électrification rurale, une analyse fonctionnelle doit être réalisée. Les besoins attendus par les utilisateurs en zone rurale vont tout d'abord être déterminés et quantifiés. Un cahier des charges général pour l'électrification rurale se détermine suivant une analyse et une synthèse des fonctions attendues par ces utilisateurs, mais il faut d'abord cartographier les objets et les acteurs intervenant dans l'électrification de la zone isolée.

### 6.4.2 LES BESOINS ATTENDUS PAR LES UTILISATEURS

Dans le cadre de l'électrification d'une zone rurale, nous pouvons discerner différents utilisateurs ou clients du réseau de distribution. Il s'agit tout d'abord des clients domestiques ou particuliers, des clients collectifs, des clients tertiaires et des clients qui relèvent du secteur de la micro industrie.

Les premiers besoins attendus par les clients domestiques semblent être l'éclairage et les moyens de distraction tels que la télévision ou la radio. Ensuite arrivent les besoins liés au petit électroménager, à la cuisson, et au chauffage.

Les clients de type services collectifs correspondent aux services apportés à la communauté du village tels que l'éclairage public, l'éclairage de l'école, un service de pompage et d'assainissement de l'eau, et éventuellement un centre de santé (utilisation d'un réfrigérateur pour la conservation des médicaments).

Les clients dits tertiaires correspondent aux magasins du village ; le service apporté par l'électricité pourrait être l'éclairage, la conservation et la cuisson des aliments tout en développant une activité marchande rentable.

Les clients micro-industriels correspondent en général à de la micro-industrie liée à l'activité agricole du village. Les besoins seront certainement des applications de type moteur (broyage, décorticage, pompage de l'eau, etc).

Tableau 2: Besoins attendus par les utilisateurs de réseaux de distribution

Clients domestiques	Clients collectifs	Clients tertiaires	Clients micro-industriels
S'éclairer Se distraire (TV, Radio) Conservation des aliments Petit électroménager Cuire les aliments Se chauffer	Eclairer le village Pomper l'eau Assainir l'eau Eclairer l'école Conservation des médicaments Faire du froid Climatiser	Eclairer les magasins Conservation des aliments Cuire les aliments Informer les gens	Pomper l'eau Broyer Décortiquer Souder

### 6.4.3 CAHIER DES CHARGES INITIAL POUR L'ELECTRIFICATION DES ZONES ISOLEES

Le système d'électrification devra répondre aux besoins attendus par les clients. Pour cela une analyse sociologique devra être réalisée sur le terrain afin de déterminer une courbe de charge journalière de la zone à électrifier. Cette courbe de charge traduira donc l'énergie journalière demandée par les clients. Le coût de l'énergie fournie par le producteur devra également être en adéquation avec ce que le client peut payer. Pour cela une analyse devra également être menée localement afin de déterminer les revenus des clients visés ainsi que les dépenses actuelles en consommables de remplacement (lampe à pétrole, bougie, etc).

Cette étude permettra ainsi de quantifier le coût que le client pourra payer pour un service électrique prédéfini.

Après avoir évalué le service attendu par le client (courbe de charges, possibilité de paiement, etc) ; le planificateur de réseau devra déterminer l'architecture la mieux adaptée aux besoins envisagés et aux contraintes locales rencontrées. Pour cela, il devra se baser sur une gamme standardisée d'architectures et de matériels.

De plus, chaque architecture devra être en concordance avec des considérations techniques cohérentes existante. En effet, cette concordance permettra d'éviter le développement de nouveaux matériels ou de matériels spécifiques conduisant à des coûts élevés de R&D et de production. Ainsi nous considérons qu'une électrification devra respecter les critères suivants :

- la fréquence d'alimentation (50-60 Hz),
- la tension du réseau HTA (20-22 kV à priori étant donné la standardisation actuelle de cette tension au niveau international),
- la tension du réseau BT (220-230 V à priori),
- la sécurité des personnes et des biens (plan de protection BT),
- la fiabilité minimum du réseau ; celle ci dépendra du besoin client estimé par le planificateur,
- la facilité d'exploitation de l'architecture envisagée.

## **7. DETERMINATION DE LA COURBE DE CHARGE**

La puissance maximale appelée et l'énergie journalière consommée par une zone isolée doit être déterminée afin de réaliser le dimensionnement de l'infrastructure d'électrification. L'estimation de la courbe de charge horaire moyenne est particulièrement difficile à caractériser compte tenu du manque de données historiques et du nombre de paramètres techniques et socio-économiques influant.

Le planificateur devra donc tout d'abord réaliser une étude socio-économique afin d'évaluer la richesse et les besoins énergétiques des habitants. A partir de ces données récoltées sur le terrain, il devra évaluer la courbe de charge de la zone à électrifier. Les caractéristiques des appareils de consommation utilisés dans le cadre de ces services sont définies au Tableau 3. La connaissance des revenus et des besoins des occupants permet également d'estimer la répartition des différents services proposés ; Le recoupement de ces différentes données permet enfin de déterminer la courbe de charge adaptée à la zone qui sera électrifiée.

### **7.1 LES APPAREILS DE CONSOMMATION UTILISÉS**

Une gamme standardisée de matériels de consommation est listée au Tableau 3; ceux-ci sont classés soit en appareils basse consommation, soit en appareils à consommation normale. En effet, il faut que le réseau soit dimensionné suivant des appareils de consommations électriques choisies, il ne faudra pas que l'utilisateur puisse les remplacer par d'autres appareils de différentes consommations.

Tableau 3: appareils de consommations

	Appareils à basse Consommation	Appareils à Consommation Normale
	Puissance (en W)	Puissance (en W)
Lampe	10	40
Radio	20	20
TV	70	70
Réfrigérateur 30 l	40	100
Réfrigérateur 150 l	80	250
Electroménager	100	100

## 8. LE MATÉRIEL RÉSEAU

### 8.1 LE RÉSEAU BT

Afin de caractériser un matériel le plus accessible possible, il est indispensable de définir des gammes standardisées et réduites de matériels. Nous parlons ainsi de ligne BT et nous ne détaillons donc pas le matériel constituant une ligne (les poteaux, les câbles, les attaches, le matériel de protection, etc). Nous nous sommes également limités à un nombre restreint de conducteurs (sections 150 mm<sup>2</sup>, 70 mm<sup>2</sup> et 35 mm<sup>2</sup>) couramment utilisés en triphasé (conducteurs torsadés aériens) et les moins onéreux. En ce qui concerne les câbles de branchements des clients, un câble de section 16 mm<sup>2</sup> en conducteur aérien a été choisi.

Le dimensionnement électrique du réseau BT ne peut être réalisé qu'en connaissant les résistances et réactances linéiques des différents câbles (calcul des chutes de tension) et les courants admissibles. En première approximation, nous prenons les valeurs regroupées dans le Tableau 4.

Tableau 4: paramètres de câbles d'acheminement d'énergie

Réseau BT	R <sub>BT</sub> Résistance linéique en Ω / km	X <sub>BT</sub> Inductance linéique en Ω / km	I <sub>BT</sub> Courant admissible en A
Triphasé 150 mm <sup>2</sup>	0.22	0.15	250
Triphasé 70 mm <sup>2</sup>	0.44	0.21	180
Triphasé 35 mm <sup>2</sup>	0.64	0.25	120
Monophasé 16 mm <sup>2</sup>	0.8	0.3	60

### 8.2 MODELE DE LIGNE BASSE TENSION

Le comportement d'une ligne permettant le transfert d'énergie peut être assimilée sous certaines conditions [27, 28], à celui d'un modèle en  $\pi$ . La Fig. 13 nous montre sa présentation monophasée. Ce modèle comprend :

- une résistance traduisant la résistivité du matériau de la ligne ; sa longueur et sa section.
- Une inductance modélisant le rapport entre le champ magnétique total du flux de fuite et le courant qui traverse la ligne.
- Une capacité traduisant l'effet de champ électrique créé.

Ces trois paramètres sont dépendants de la longueur de la ligne

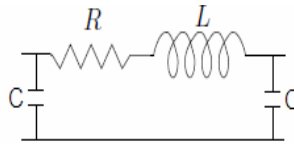


Fig. 13 : Représentation de la ligne en  $\pi$

Dans le cas d'une ligne courte, la capacité peut être ignorée. Son élimination n'a que très peu d'effet sur le courant ou la tension. Il semble que les capacités sont prises en compte si la longueur de la ligne est supérieure à 80 Km ou si la tension est plus que 69 KV [29, 30].

Le modèle de la ligne courte se réduit à une impédance série par unité de longueur. La Fig. 14 présente ce modèle où R et L sont la résistance et l'inductance par phase et par unité de longueur. Les grandeurs de sortie sont exprimées en fonction des grandeurs d'entrées.

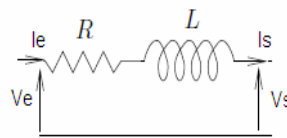


Fig. 13 : Modèle de la ligne courte

Le modèle de la ligne courte fournit la relation entre la tension  $V_e$  et  $V_s$

$$V_e = V_s + ZI_s \quad (3)$$

$$I_e = I_s \quad (4)$$

$$Z = (R + jL\omega)l_s \quad (5)$$

### 8.3 CONCEPTS DE PUISSANCE

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. Dans les processus industriels utilisant l'énergie électrique seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...). Par ailleurs, certains constituants des réseaux électriques de transport et de distribution (transformateurs, lignes, etc...) consomment également dans certains cas d'exploitation de l'énergie réactive.

La puissance active P est désignée généralement sous le nom de la puissance moyenne. Elle représente la puissance utile dépensée par des charges pour effectuer un travail, c.-à-d., pour convertir l'énergie électrique en d'autres formes d'énergie. Par exemple le travail effectué par une ampoule incandescente doit convertir l'énergie électrique en lumière et en chaleur. Dans l'énergie électrique, le travail est effectué pour la partie du courant qui est en phase avec la tension. Aucun travail ne résultera de la partie où le courant n'est pas en phase avec la tension. La puissance active est le taux auquel de l'énergie est dépensée, absorbée, ou consommée par la charge est mesurée en watts. P peut être calculé en faisant la moyenne du produit de la tension et courant instantanés,

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T V(t)I(t)dt \quad (6)$$



L'équation (6) est valide pour des conditions sinusoïdales et non sinusoïdales (harmoniques). Pour l'état sinusoïdal, la résolution de l'équation donne :

$$P = \frac{V_m I_m}{2} \cos \varphi \quad (7)$$

$V_m$  et  $I_m$  désignent les amplitudes de  $V(t)$  et  $I(t)$

La puissance  $p$  peut être mise sous la forme :

$$P = IV \cos \varphi \quad (8)$$

$I$  et  $V$  présente la moyenne quadratique de la tension et du courant, mathématiquement la moyenne quadratique d'un signal périodique ou d'un signal aléatoire ergodique, est la racine carré du moment d'ordre deux (ou variance) du signal, qui sont définis par :

$$X^2 = \lim_T \frac{1}{2T} \int_{-T}^T X^2(t) dt \quad (9)$$

$$V^2 = \frac{1}{T} \int_0^T V(t)^2 dt \quad (10)$$

$$I^2 = \frac{1}{T} \int_0^T I(t)^2 dt \quad (11)$$

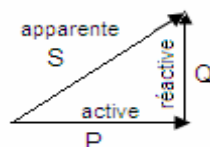
$\varphi$  est l'angle de phase entre la tension et le courant à la fréquence fondamentale. L'équation (5,6) indique que la puissance active moyenne est une fonction seulement des quantités de fréquence fondamentale. Dans le cas non sinusoïdal, le calcul de la puissance active doit inclure des contributions de tous les composants harmoniques; ainsi c'est la somme de puissance active de chaque harmonique. En outre, la déformation de la tension est généralement très faible sur des systèmes d'alimentation (moins de 5 %). La puissance réactive est la puissance produite par un courant circulant à travers des éléments réactifs (inductance ou capacité). Elle est symbolisée par la lettre  $Q$ . Son unité de mesure est le voltampère réactif (var). La puissance réactive peut être également vue comme la vitesse d'un échange d'énergie entre une charge capacitive ou inductive et un alternateur ou entre des condensateurs des inducteurs. La puissance réactive ne produit aucun travail réel, mais elle représente une force nécessaire pour les alternateurs, les moteurs et les transformateurs. L'exemple en est donné par le chargement et le déchargement des condensateurs ou des bobines. Un transfert d'énergie a bien lieu, mais aucune puissance n'est consommée ni produite, contrairement à ce qui se passerait avec une résistance. Pour cette raison elle s'appelle puissance imaginaire ou réactive puisque aucune puissance n'est absorbée ou dépensée. Le module de la puissance réactive est simplement définie par :

$$Q = VI \sin \varphi$$

Le module de la puissance apparente est définie par le produit  $V.I$  est un facteur de dimensionnement de la ligne et des appareillages de distribution d'énergie, Cette grandeur distincte de la puissance  $P$  et  $Q$  est appelée puissance apparente, elle est notée  $S$ , qui a pour unité voltampère (VA) :

$$S = VI \quad (12)$$

Diagramme de puissance



$$S^* = P + jQ \quad (13)$$

$$S^* = VI(\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (14)$$

$$S^* = VIe^{j\varphi} \quad (15)$$

#### 8.4 SYSTEMES TRIPHASES

Un circuit triphasé équilibré est constitué de trois circuits identiques, appelés phases. Le régime triphasé équilibré est tel que les tensions et les courants aux points des trois phases, qui se correspondent sont de même amplitude mais décalés dans le temps d'un tiers de période d'une phase à l'autre. La Fig14 donne un exemple de système triphasé qui pourrait représenter un générateur alimentant une charge par l'intermédiaire d'une ligne de transport. On a pour les tensions indiquées sur la figure:

$$v_a(t) = \sqrt{2}V \cos(\omega t + \theta) \quad (16)$$

$$v_b(t) = \sqrt{2}V \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \theta\right) \quad (17)$$

$$v_c(t) = \sqrt{2}V \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3} + \theta\right) \quad (18)$$

$$i_a(t) = \sqrt{2}I \cos(\omega t + \phi) \quad (19)$$

$$i_b(t) = \sqrt{2}I \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \phi\right) \quad (20)$$

$$i_c(t) = \sqrt{2}I \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3} + \phi\right) \quad (21)$$

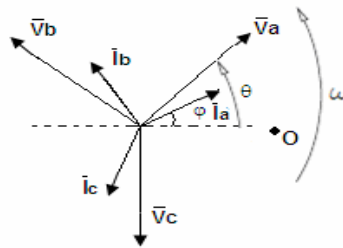


Fig. 14: diagramme de phase des tensions et courants en régime triphasé équilibré

En notation d'Euler, les équations de tensions et de courants se réécrivent.

$$v_a(t) = \sqrt{2}Ve^{j(\omega t + \theta)} \quad (22)$$

$$\bar{V}_a = \sqrt{2}Ve^{j\theta} \quad (23)$$

$$i_a(t) = \sqrt{2}Ie^{j(\omega t + \phi)} \quad (24)$$

$$\bar{I}_a = \sqrt{2}Ie^{j\phi} \quad (25)$$

Où les lettres surlignées désignent des nombres complexes, afin de les différencier des nombres réels.  $\bar{V}$  est le phasor relatif à la tension  $v(t)$  tandis que  $\bar{I}$  est le phasor relatif au courant  $i(t)$ .

Dans un système triphasé équilibré les équations suivantes sont vérifiées.

$$\sum_1^3 \bar{V}_i = 0 \quad \sum_1^3 \bar{I}_i(t) = 0 \quad (26, 27)$$

Un observateur placé en O voit passer les vecteurs tournants dans l'ordre a, b, c. On dit que les tensions

$\bar{V}_a, \bar{V}_b, \bar{V}_c$  forment une séquence directe.

Les tensions  $\bar{V}_a, \bar{V}_b$  ou  $\bar{V}_c$  sont appelées tensions de phase ou tensions phase-neutre.

### 8.5 TENSIONS DE LIGNE (OU TENSIONS COMPOSEES)

Les différences entre les tensions de phase sont appelées tensions composées ou tensions entre phases ou tensions de ligne.

$$\bar{U}_{ab} = \bar{V}_a - \bar{V}_b \quad (28)$$

$$\bar{U}_{bc} = \bar{V}_b - \bar{V}_c \quad (29)$$

$$\bar{U}_{ca} = \bar{V}_c - \bar{V}_a \quad (30)$$

Le diagramme correspondant, représenté à la Fig. 15, fournit:

$$\bar{U}_{ab} = V\sqrt{3} \left( \cos\left(\phi + \frac{\pi}{6}\right) + j \sin\left(\left(\phi + \frac{\pi}{6}\right)\right) \right) \quad (31)$$

$$\bar{U}_{bc} = Vb\sqrt{3} \left( \cos\left(\phi + \frac{\pi}{6}\right) + j \sin\left(\left(\phi - \frac{\pi}{2}\right)\right) \right) \quad (32)$$

$$\bar{U}_{ca} = Vc\sqrt{3} \left( \cos\left(\phi + \frac{\pi}{6}\right) + j \sin\left(\left(\phi - \frac{7\pi}{2}\right)\right) \right) \quad (33)$$

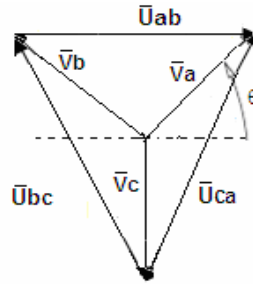


Fig. 15: tensions de phase et tensions de ligne

On voit que l'amplitude de la tension de ligne vaut  $\sqrt{3}$  fois celle de la tension de phase et que  $\bar{U}_{ab}$ ,  $\bar{U}_{bc}$  et  $\bar{U}_{ca}$  forment aussi une séquence directe.

Il est à noter qu'en pratique, quand on spécifie la tension d'un équipement triphasé, il s'agit, sauf mention contraire, de la valeur efficace de la tension de ligne.

Au niveau d'une habitation alimentée en basse tension triphasée (380 - 400 V entre phases), les équipements monophasés fonctionnant sous 220-230 V sont placés entre phase et neutre. La notation habituelle des tensions en basse tension est V/U, 220V/380V ou 230V/400V.

### 8.6 PUISSANCES EN REGIME TRIPHASÉ

La puissance instantanée en régime triphasé est la somme des puissances instantanées :

$$p(t) = va(t)ia(t) + vb(t)ib(t) + vc(t)ic(t) \quad (34)$$

$$p(t) = 3VI \left[ \cos(\theta - \phi) + \cos(2\omega t + \theta + \phi) + \cos(2\omega t + \theta + \phi - \frac{4\pi}{3}) + \cos(2\omega t + \theta + \phi - \frac{2\pi}{3}) \right]$$

La puissance moyenne d'un système de distribution triphasé : (35)

$$P^2 = \frac{1}{T} \int_0^T p(t)^2 dt \quad (36)$$

$$P = 3VI \cos(\theta - \phi) \quad (37)$$

La puissance active en triphasé :

$$P = 3VI \cos(\varphi) \quad (38)$$

La puissance réactive en triphasé :

$$Q = 3VI \sin(\varphi) \quad (39)$$

La puissance apparente en triphasé :

$$S = 3VI \quad (40)$$

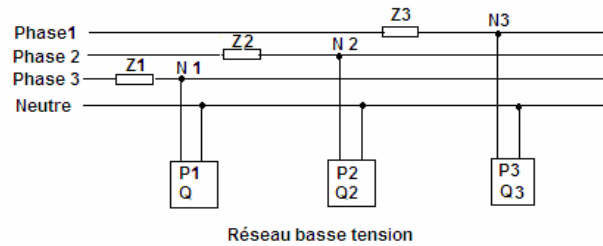


Fig 16. Distribution des charges en réseau basse tension

### 8.7 CALCUL DE LA CHUTE DE TENSION EN RESEAU BT (V/U)

La circulation des puissances active et réactive provoque des pertes actives et des chutes de tension dans les conducteurs. Les pertes actives réduisent le rendement global des réseaux et les chutes de tension sont néfastes au maintien d'une bonne tension que doit le distributeur à ses clients. Ainsi est-il donc préférable sur le plan technique de les produire le plus près possible des lieux de consommation.

$$\eta_L = 1 - \frac{PR}{U \cos \varphi} \quad (41)$$

$$\eta_L = 1 - \frac{SR}{U} \quad (42)$$

Le réseau est dimensionné et construit de telle sorte qu'entre le tableau de basse tension (dans le poste de transformation) et le coffret de branchement le plus mal desservi, la chute de tension maximale soit de 10%. Cependant, il peut arriver que les chutes de tension dépassent la valeur admissible. En effet, bien qu'à la base le réseau soit monté de sorte à ne pas connaître ce problème de tension, les cinq points suivants énoncent les raisons possibles :

- les calculs qui doivent être faits pour savoir comment ajouter un raccordement ne sont pas toujours traités jusqu'au bout;
- les puissances consommées des utilisateurs peuvent augmenter selon les ajouts d'installations des utilisateurs ;
- les industries se développent sur le réseau BT ;
- pour raisons économiques, les rajouts de raccordement ne sont pas toujours faits comme il le faudrait ;
- le réseau est mis en place sachant que dans 95% des cas, les utilisateurs ne consomment pas simultanément leur puissance maximale. Mais des problèmes de tension peuvent survenir dans les 5% de cas restants.

Les relations de la chute de tension dans une ligne de distribution sont établies en négligeant la réactance capacitive. La Fig.16 présente le schéma d'une représentation vectorielle de la chute de tension dans une ligne de distribution d'énergie avec un retour par la terre [31].

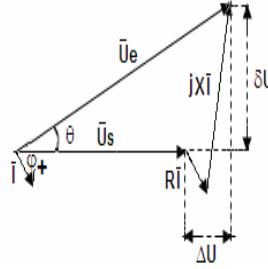


Fig. 17: Représentation vectorielle de la chute de tension

La chute de tension  $\Delta u$  relative au système triphasé peut être calculée par l'expression suivante [31]:

$$\Delta u = I(R \cos \varphi + L\omega \sin \varphi) \quad (43)$$

Où,  $R$  est la résistance du conducteur ( $\Omega$ ),  $L\omega$  la réactance inductive du conducteur ( $\Omega$ ),  $I$  le courant (A) et  $\varphi$  le déphasage.

La relation de la chute de tension dépend de type de ligne monophasé ou triphasé. Alors, pour une ligne monophasée, l'équation décrivant la chute de tension est:

$$\Delta u = 2I(R \cos \varphi + L\omega \sin \varphi) \quad (44)$$

Pour une ligne triphasée équilibrée, l'équation de la chute de tension est la suivante:

$$\Delta u = \sqrt{3}I(R \cos \varphi + L\omega \sin \varphi) \quad (45)$$

Dans le cas, d'une ligne de distribution triphasée le courant  $I$  est donnée par:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}U \cos \varphi} \quad (46)$$

Où,  $P$  est la puissance (W) et  $U$  la tension (V).

L'équation (4) peut être représentée par l'expression suivante:

$$\Delta u = \frac{P}{U}(R + L\omega \tan \varphi) \quad (47)$$

Si  $u$  représente le taux de chute de tension exprimée en % de  $U$ , alors on a:

$$u = \frac{\Delta u}{U} 100 \quad (48)$$

Alors l'Eq. (47) s'écrit:

$$u\% = 100 \frac{P}{U^2}(R + L\omega \tan \varphi) \quad (49)$$

Pour une distribution basse tension "BT", le moment électrique est exprimé  $P \times L$ , donc l'Eq. (49) devient:

$$u\% = 100 \frac{P.L}{U^2}(R + X \tan \varphi) \quad (50)$$

$U$  : tension composée du réseau en Volts (= 400V) ;

$P$  : puissance active transitant dans le tronçon en Watts ;

$L$  : longueur du tronçon en kilomètres ;

$R$ : résistance linéique du conducteur en  $\Omega$ ;

$X$  : réactance linéique du conducteur en  $\Omega$ ;

$\varphi$  : déphasage entre la tension et l'intensité qui sont en régime alternatif sinusoïdal. En l'absence de mesure du déphasage, on considère en pratique que  $\tan \varphi = 0,4$ .

Cette expression montre que la chute de tension relative est proportionnelle à la longueur du tronçon du câble et à la puissance active transitant dans ce tronçon. Les résistances et réactances linéiques du conducteur dépendantes de la nature des câbles (aluminium, cuivre...) et de leur section jouent également un rôle dans la chute de tension relative.

### 9. MODELISATION DES GROUPES ELECTROGENES

Les moteurs - générateurs peuvent être comparés en utilisant différentes caractéristiques, y compris la consommation de carburant, le rendement du moteur, la génération de puissance continue ou périodique, facteur de charge, et niveau de bruit, etc. Plus la vitesse de moteur est élevée, plus l'usage des pièces est rapide et la durée vie sera plus courte; ainsi, un moteur de vitesse de rotation 3000 ou 3600 tr/mn peut être utilisé seulement pendant une courte période tandis qu'un moteur de 1500 ou 1800 tr/mn peut être utilisé sans interruption.

Un générateur électrogène est caractérisé par son rendement  $\eta$  et sa consommation de carburant par rapport à la puissance électrique produite [32, 33, 34].

$$\eta = \frac{P_G}{C_V Q_V} \quad (51)$$

$P_G$ ,  $Q_V$  et  $C_V$  sont respectivement la puissance produite par le générateur électrique, la consommation horaire du carburant et la capacité calorifique du type du combustible.

Le ratio du carburant consommé  $Q_V$  et la consommation nominale  $Q_V^o$  est une fonction linéaire du rapport des puissances développées ;  $P_G$  et  $P_G^o$  en KW [32, 33, 34].

$$\frac{Q_V}{Q_V^o} = \alpha + \beta \frac{P_G}{P_G^o} \quad (52)$$

Ce rapport s'exprimé par la relation suivante [33, 34]:

$$\frac{Q_V}{Q_V^o} = \left(1 - \frac{P_G^o}{\eta C_V Q_V^o}\right) + \left(\frac{P_G^o}{\eta C_V Q_V^o}\right) \frac{P_G}{P_G^o} \quad (53)$$

Le ratio  $Q_V^o / P_G^o$  est la consommation spécifique, définie comme la consommation nécessaire de produire la puissance nominale, défini comme la consommation de carburant requise pour produire, la puissance nominale ou une énergie de un kilowatt-heure. Le modèle de loi de puissance pour la consommation à la puissance nominale des moteurs d'essence est donné par [32, 34, 35]:

$$\frac{Q_V}{Q_V^o} = 0.7368 (P_G^o)^{-0.2954} \quad (54)$$

Thabor, 1988; Calloway, 1986, assumant une valeur constante de 0,3 l / kWh pour les moteurs diesel, permet la détermination du rapport de la consommation  $\frac{Q_V}{Q_V^o}$  à l'égard du quotient de la puissance  $\frac{P_G}{P_G^o}$  :

Ils donnent deux expressions pour le générateur diesel et essence [32, 35].

La relation du générateur diesel

$$\frac{Q_V}{Q_V^o} = 0.22 + 0.70 \frac{P_G}{P_G^o} \quad (55)$$

La relation du générateur à essence

$$\frac{Q_V}{Q_V^o} = (1 - 0.576 P_G^o) + (0.576 (P_G^o)^{-0.2954}) \frac{P_G}{P_G^o} \quad (56)$$

Les capacités calorifiques de l'essence et le diesel sont données au Tableau suivant :

Tableau 5: capacités calorifiques

	Diesel	Essence
Cv kWh/l	10.08	9.43

Le Tableau 6 groupe les deux coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  de l'Eq (52) sont valable pour tous générateurs diesel par contre les coefficients  $\alpha$  et  $\beta$  mentionnés dans le tableau d'un générateur d'essence sont pour un générateur de secours d'essence de 2KW seulement.

Tableau 6: Coefficients de la régression linéaire

	$\alpha$	$\beta$
Diesel	0.22	0.78
Pour un moteur d'essence de 2KW	0.29	0.71

Notons que la consommation du carburant du fonctionnement à vide d'un moteur-générateur est de 20% pour le diesel et de 30% pour l'essence.

## 10. MODELISATION DU SYSTEME DE CONVERSION

### 10.1 Courbe de charge des onduleurs

Dans une installation électrique de sources renouvelable où l'on note la présence d'un onduleur, il est nécessaire de connaître la relation entre les puissances à l'entrée et à la sortie de l'onduleur. Le rendement énergétique d'un onduleur n'est pas constant. Il est fonction de la puissance fournie à son entrée. Il existe diverses manières de définir le rendement d'un onduleur en fonction de la puissance délivrée. Nous présentons dans deux modèles de rendement de l'onduleur.

Le rendement est représenté par la fonction [36] :

$$\eta_{ond} = a(1 - \exp(b\tau)) \quad (57)$$

Où a et b sont des constantes définies par a = 0,9559 et b = -6,09164  
Taux de charge

$$\tau = \frac{P_{s,ond}}{P_{n,ond}} \quad (58)$$

$P_{s,ond}$  , : Puissance à la sortie de l'onduleur (VA),  $P_{n,ond}$  : Puissance nominale de l'onduleur (VA).

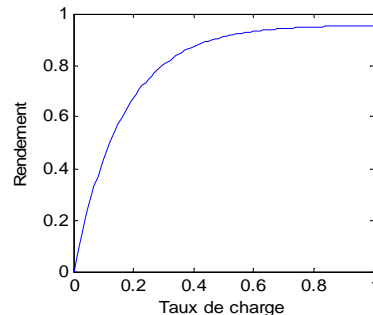


Fig 18: Courbe typique du rendement d'un onduleur en fonction du taux de charge

La Fig 18 représente la variation du rendement de l'onduleur en fonction du taux de charge. L'analyse de cette courbe nous permet de constater qu'à charge partielle, le rendement est mauvais et il n'est donc acceptable qu'à pleine charge.

On distingue aussi le rendement européen. L'onduleur ne fonctionne par à charge maximale toute l'année ; la notion de rendement européen permet de prendre en compte la fréquence et les variations d'ensoleillement. Il se calcule avec la formule [36] :

$$\eta_{eur} = 0.03\eta_{5\%} + 0.06\eta_{10\%} + 0.13\eta_{20\%} + 0.1\eta_{30\%} + 0.48\eta_{50\%} + 0.2\eta_{100\%} \quad (59)$$

Les  $\eta_x$  % correspondent aux rendements de l'onduleur pour x% de la puissance nominale (charge). Cette méthode permet de pondérer les différents rendements mesurés sur l'onduleur en fonction de la probabilité de fonctionnement à ce niveau de puissance (compte tenu de la variabilité de l'irradiation solaire).

De nos jours, les meilleurs onduleurs atteignent des pics de rendement de 98% et la moyenne est de 95,2% [37]. Alors  $\eta_{ond} = 95\%$ , qui correspond au rendement européen moyen des onduleurs des principaux constructeurs. Par ailleurs, dans une installation électrique, la taille de l'onduleur est fonction de la charge totale de l'utilisateur. La puissance nominale d'un onduleur est déterminée de la manière suivante :

$$P_{n,ond} = \frac{P_L}{\eta_{ond} \cos\varphi \cdot k_{pertes}} \quad (60)$$

$P_L$  : La charge totale appelée (W).

$\cos\varphi$  : Facteur de puissance

$k_{pertes}$  : Coefficient de réduction relatif aux pertes sur les câbles (transport).

Mais dans la réalité, nous ne connaissons pas le  $\cos\varphi$  des charges, ni les courants de démarrage. Ces deux conditions ajoutées au type d'onduleur disponible sur le marché, nous obligent à procéder au choix d'un onduleur surdimensionné. La plage de tensions AC et de fréquences est programmée en fonction des exigences de chaque pays.

Autrement Le rendement du convertisseur dépend de la charge, c'est-à-dire de la puissance de sortie en courant alternatif  $E_q(x)$ . Cette dépendance s'appelle courbe de charge de l'onduleur et sera utilisée pour l'analyse du fonctionnement des systèmes hybrides en régime établi. Pour le convertisseur DC/AC, on connaît la puissance en courant continu d'entrée (qui est celle produite la source renouvelable). Par conséquent il est nécessaire d'exprimer le rendement en fonction de la puissance d'entrée. Cela a été proposé par Schmidt (Schmid et Von Dincklage, 1988; Schmid et Schmidt 1991) [37, 38]. Les pertes électriques réduites  $P_{pertes}$  peuvent être exprimées avec une précision satisfaisante par une composante constante, indépendante de la charge,  $p_0$  (%) et une autre dépendante de la charge.

L'expression de  $p_0$  est présentée dans l'équation suivante :

$$P_{pertes} = \frac{P_{pertes}}{P_{n,ond}} = p_0 + kp^2 \quad (61)$$



Ou  $P_{pertes}$  sont les pertes électriques,  $P_n$ , ond est la puissance nominale de l'onduleur,  $p_0$  et  $k$  sont des coefficients calculés à partir données fournies par le constructeur par les équations (62) et (63) :

$$p_o = \frac{1}{99} \left( \frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (62)$$

$$k = \frac{1}{\eta_{100}} - p_o - 1 \quad (63)$$

La puissance réduite  $p$  s'exprime par (64) :

$$p = \frac{P_s}{P_{n,ond}} \quad (64)$$

Où  $P_s$  est la puissance de sortie de l'onduleur.

Les pertes électriques sont la différence entre la puissance en courant continu d'entrée  $P_e$  et la puissance en sortie (65) :

$$P_{pertes} = P_e - P_s \quad (65)$$

Ainsi en combinant l'équation (61) et (64) on obtient (65) :

$$(p_o + kp^2)P_{n,ond} = P_e - P_s \quad (66)$$

D'autre part la puissance d'entrée peut être exprimée à partir de la puissance de sortie et du rendement (66)

$$P_e = \frac{P_s}{\eta_{ond}} \quad (67)$$

Ainsi après substitution de (64) dans (66) et en utilisant (67) on obtient (68) :

$$p_o + kp^2 = \frac{P}{\eta_{ond}} - p \quad (68)$$

D'ou on exprime le rendement de l'onduleur par (69) :

$$\eta_{ond} = \frac{P}{p + p_o + kp^2} \quad (69)$$

## 10.2 OPTIMISATION DE L'ONDULEUR

Le choix optimal de l'onduleur pour un système d'énergie renouvelable donne fait l'objet de nombreuses études (Burger et Ruther, 2005; Burger et Ruther, 2006; Kil et van der Weiden, 1994; Ries et Sprau, 1992; Maranda et al, 1998; Rasmussen et Branz, 1981; Keller et Affolter, 1995; Macagan et Lorenzo, 1992). L'objectif d'une étude est la détermination du rapport  $R_s$  de la puissance crête installée du système en conditions standards sur la puissance nominale de l'onduleur ( $P_{n,ond}$ ) [39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46].

$$R = \frac{P_{crête}}{P_{n,ond}} \quad (70)$$

A une faible source d'énergie renouvelable, le système hybride génère seulement une partie de sa puissance crête nominale. Ainsi l'onduleur, qui fait le lien entre le système et le réseau électrique ou le consommateur, fonctionne à charge partielle avec une efficacité réduite (Mondol et al, 2006). Si l'onduleur a une puissance nominale inférieure à la puissance crête du système hybride, alors il travaillera parfois en régime de surcharge. Dans ce cas la partie de la puissance de sortie du système hybride qui est supérieure à la puissance nominale de l'onduleur sera perdue pour un système sans stockage ou si les batteries sont

chargées. La valeur de cette énergie perdue est l'un des paramètres qui intervient dans l'estimation de la valeur optimale du rapport  $R_s$ .

Dans une étude, les hypothèses suivantes doivent être prises en compte:

- D'autre part, l'onduleur se met en marche automatiquement dès que la puissance d'entrée atteint une valeur suffisante pour que la puissance produite par le système soit supérieure aux pertes à vide de l'onduleur d'où la présence d'un seuil de mise en marche.
- Les onduleurs sont considérés comme des convertisseurs limiteurs c.à.d. des convertisseurs qui limitent la puissance de sortie à la puissance nominale de l'onduleur, lorsque celle-ci est supérieure à la puissance nominale de l'onduleur (Burger et Ruther, 2005; Burger et Ruther, 2006).
- La puissance en courant continu produite par le champ photovoltaïque est toujours maximale parce que les onduleurs intègrent un système permettant de faire travailler le champ de photopiles à son point de puissance maximale (MPPT) (Ishikawa, 2002). Les hypothèses citées se traduisent par (71, 72), ou la dernière équation présente la solution de l'équation (69).

Dans une étude il fallait varier les valeurs du rapport  $R_s$  et en calculant l'énergie produite annuellement en courant alternatif par le système d'énergie renouvelable- onduleur ( $E$  de sortie, annuel), ainsi que l'énergie annuelle en courant continu produite par le système d'énergie renouvelable et l'énergie perdue à cause de la limitation de la puissance de sortie de l'onduleur ( $E_{pertes}$ , annuel).

$$\begin{aligned} P_s &= P_{n,ond} & \text{Si } P_s &\geq P_{n,ond} \\ P_s &= 0 & \text{Si } P_e &< p_o \cdot P_{n,ond} \end{aligned} \quad (71)$$

L'efficacité énergétique de l'onduleur, définie par (73) :

$$\xi = \frac{E_{s, annuelle}}{E_{système, annuelle}} \quad (72)$$

## 11. MODELISATION DU CABLE ELECTRIQUE

Dans une installation photovoltaïque (hybride ou non), c'est au niveau de la partie courant continu de l'installation que les intensités sont les plus importantes. C'est donc dans cette partie que se pose le problème des pertes par effets joules et des chutes de tensions dans les câbles. Il est donc important au vu de tout cela de bien choisir et de bien dimensionner la section des conducteurs électriques de façon à limiter la baisse de tension entre les différents composants du système photovoltaïque.

La façon d'estimer de manière plus ou moins précise les pertes par effet joule dues aux câbles électriques à chaque pas de temps, celles-ci se calculent par :

$$P(t) = Np \left( 2\rho c \frac{L}{S} \right) I_{PV}^2(t) \quad (73)$$

$P(t)$  : Puissance dissipée par effet joule par les câbles reliant les panneaux au boîtier de raccordement, boîtier et onduleur-chargeur ou onduleur-chargeur et rame de batteries

$\rho c$  : Résistivité du câble électrique en cuivre,

$L$  : Longueur du câble reliant les panneaux au boîtier,

$S$  : Section du câble reliant les panneaux au boîtier,

$Np$  : Nombre de branches de modules montées en parallèle.

## 12. MODELISATION DU SYSTEME DE STOCKAGE

Dans la littérature, plusieurs modèles de stockage d'énergie ont été développés. Etant donné la diversité de type d'éléments de batterie et le nombre très varié de paramètres qui interviennent, une représentation empirique du comportement de la batterie peut être établie. La batterie au plomb est celle qui est la plus utilisée dans les installations.

Nous présentons le modèle développé par Bogdan et al en 1996 et qui permet de calculer la capacité de stockage en fonction de la puissance produite et la charge demandée. La modélisation de l'accumulateur est donc nécessaire, notamment pour établir son état de charge instantané dans l'optique d'optimiser la gestion d'énergie au sein du système.

### 12.1 MODELE DE CHARGE DE LA BATTERIE

L'état de charge d'une batterie à un instant  $t$ , dépend de son état antérieur ( $t-1$ ). Le rendement de charge et celui de décharge sont intégrés dans le rendement global de la batterie  $\eta_{bat}$  (énergie fournie/énergie consommée) ; on en tiendra compte au niveau de la charge (c'est-à-dire comme si le rendement à la décharge était de 100 %). L'énergie dite "de la batterie" sera donc une énergie effectivement disponible pour la charge [47-50]. Le rendement de la batterie dépend de plusieurs paramètres et fluctue notamment avec l'état de charge de la batterie (fonction du courant de charge). Pendant la charge, il est compris entre 0,65 et 0,85. Lorsque la puissance produite dépasse la puissance instantanée appelée, la batterie se charge et sa capacité à un temps  $t$ , peut être décrite de la manière suivante [51, 52] :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1)(1 - \sigma) + \left( E_S(t) - \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{bat} \quad (74)$$

$E_{bat}(t)$  : Energie stockée dans la batterie à une heure  $t$ , (Wh),

$E_{bat}(t-1)$  : Energie stockée dans la batterie à l'heure précédente ( $t-1$ ), (Wh),

$\sigma$ : Taux horaire d'autodécharge,

$E_S(t)$ : Energie produite par la source, (Wh),

$E_L(t)$  : Energie demandée par la charge à une date  $t$ , (Wh),

$\eta_{ond}$  : Rendement de l'onduleur.

### 12.2 MODELE DECHARGE DE LA BATTERIE UTILISE

Quand l'énergie demandée par la charge est supérieur à l'énergie produite par la source d'énergie renouvelable, la batterie se décharge pour combler le déficit ; dans ce cas, l'énergie stockée à un instant  $t$ , peut être exprimée par la relation suivante [47 - 51] :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1)(1 - \sigma) + \left( \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_S(t) \right) \quad (75)$$

Dans le but de prévenir les décharges profondes et de limiter les phénomènes de « gassing » (Cette situation survient lorsqu'on continue à appliquer un courant électrique dans la batterie alors que celle-ci est chargée), l'énergie stockée dans la batterie est soumise aux contraintes suivantes :

$$E_{bat, \min} \leq E_{bat}(t) \leq E_{bat, \max} \quad (76)$$

$E_{bat, \max}$  : Energie maximale de stockage autorisée, (Wh)

$E_{bat,min}$  : Energie minimale de stockage autorisée, (Wh)

Nous assimilons ici l'énergie maximale  $E_{B,max}$  à la capacité nominale de la batterie  $C_{bn}$  qui peut être exprimée en Ah comme en Wh. Ainsi, la capacité minimale (énergie minimale) est déterminée à partir de la profondeur de décharge DOD.

$$E_{bat,min}(t) = (1 - DOD)C_{bn} = SOC.C_{bn} \quad (77)$$

Taux de charge (state of charge) de la batterie.

$$SOC(t) = \frac{E_{bat}(t)}{C_{bn}} \quad (78)$$

La capacité du parc de batteries de stockage est calculée à partir de la consommation demandée et du nombre de jours d'autonomie d'après l'équation suivante [47, 48, 49] :

$$C_{bat} = \frac{NjE_L}{\eta_{bat} DOD} \quad (79)$$

$C_{bat}$  : Capacité de stockage de la batterie, (Wh),

$Nj$ : Nombre de jours d'autonomie.

La capacité de stockage du parc de batteries  $C_{bat}$  peut aussi s'exprimer en Ampère-heure.

$$C_{bat}(Ah) = \frac{C_{bat}(Wh)}{U} \quad (80)$$

$U$  : Tension d'utilisation du système, (volt).

Dans une installation d'une source d'énergie renouvelable, les batteries peuvent être montées en série et en parallèle. Du point de vue source principale (dimensionnée en énergie moyenne (dimensionnées également en énergie) comme réserve entre ce que peuvent fournir les panneaux et les besoins.

Les batteries sont généralement reliées au bus à CC, dans ces conditions, le nombre d'éléments en série est directement fixé par la tension du bus à CC:

$$N_{bs} = \frac{U}{U_{bn}} \quad (81)$$

$N_{bs}$  : Nombre de batteries montées en série,

$U_{bn}$  : Tension nominale d'une batterie (V),

Ainsi, seuls les nombres de branches (strings) de batteries parallèles sont considérés comme variables de conception dans le problème d'optimisation.

### 12.3 TENSION DE LA BATTERIE

Le modèle de tension de batteries en série est basé sur le schéma électrique de la Fig 2.10: qui présente le schéma électrique d'une rame de batteries montées en série. La rame de batteries est alors décrite par deux éléments, seulement dont les caractéristiques dépendent d'un certain nombre de paramètres : une source de tension et sa résistance interne.

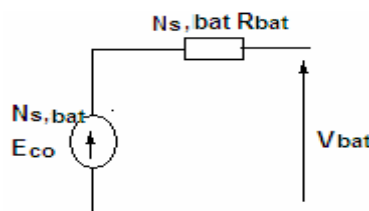


Fig 19: Schéma électrique d'une rame de batteries montées en série

Par application de la loi des mailles au schéma de la Fig 2.10, on a [48, 51] :

$$V(t) = N_{bs} \cdot (Eco(t) + I_{bat}(t)R_{bat}(t)) \quad (82)$$

$Eco(t)$  : Tension de circuit ouvert à l'instant t, (V),

$I_{bat}(t)$  : Intensité de la batterie à l'instant t, (A),

$R_{bat}(t)$  : Résistance interne de la batterie à l'instant t, (W),

La tension de circuit ouvert à l'instant t est donnée par :

$$Eco(t) = VF + b \log(SOC(t)) \quad (83)$$

VF : Tension aux bornes de la batterie lorsqu'elle est pleine, (V),

b : Constante empirique.

La variation de la résistance interne  $R_{bat}(t)$  d'une batterie, est principalement due à savoir la résistance de l'électrode  $R_{électrode}$  et la résistance de l'électrolyte  $R_{électrolyte}$ .

$$R(t) = R_{électrode}(t) + R_{électrolyte}(t) \quad (84)$$

La variation des résistances de l'électrode et de l'électrolyte en fonction de l'état de charge SOC peuvent être exprimées par :

$$R_{électrode}(t) = r_1 + r_2 SOC(t) \quad (85)$$

$$R_{électrolyte}(t) = [r_3 - r_4 SOC(t)]^{-1}$$

Où  $r_1$ ,  $r_2$ ,  $r_3$  et  $r_4$  sont des constantes dont les différentes valeurs selon le mode de charge et de décharge de la batterie sont listées au Tableau

Ce modèle a été initialement déduit d'une batterie à plomb-acide de capacité nominale précise, puis normalisé de façon à pouvoir être utilisé pour différents dimensionnements d'accumulateur.

Finalement la tension V (t) de la batterie est donnée par l'expression suivante :

$$V(t) = N_{bs} \cdot (VF + VF + b \log(SOC(t) + I_{bat}(t)[r_1 + r_2 SOC(t) + [r_3 - r_4 SOC(t)]^{-1}])) \quad (86)$$

Tableau 7: Caractéristique de la batterie Plomb- acide

Paramètres	VF (V)	b	$r_1$ (Ω)	$r_2$ (Ω)	$r_3$ (Ω)	$r_4$ (Ω)
Mode de charge	13.250	0.810	0.062	0.046	95.638	52.671
Mode de décharge	12.662	0.724	0.055	-0.010	4.270	-100.730

## 12.4 COURANT DE LA BATTERIE

Quand la puissance fournie par la source renouvelable est plus grande que la puissance appelée  $E_L$ , la batterie est à l'état de charge ; le courant de la batterie au temps t s'écrit [48] :

$$I_{bat}(t) = \frac{1}{V_{bat}(t)} [P(t) - P_L(t)] \quad (87)$$

Dans ces conditions, le courant  $I_{bat}$  est compté positivement.

Quand la puissance du générateur PV est plus petite que la puissance appelée, la batterie est à l'état de décharge ; le courant de décharge de la batterie au temps t s'écrit :

$$I_{bat}(t) = \frac{1}{V_{bat}(t)} [P(t) - P_L(t)] \quad (88)$$

Mais ici, le courant de la batterie est compté négativement.

## **13 METHODES DE DIMENSIONNEMENT BASEES SUR LA SIMULATION**

### **13.1 BUT DU DIMENSIONNEMENT**

Le dimensionnement ayant une incidence sur le prix, la qualité et la pérennité d'un système électrique de source d'énergie renouvelable en site isolé, il constitue une étape cruciale lors de la mise en place du système. Ainsi, lorsque l'on cherche à optimiser le dimensionnement d'un système de source d'énergie renouvelable autonome, le but est de déterminer l'ensemble des paramètres de dimensionnement du système afin de minimiser les différents coûts, tout en assurant l'alimentation du consommateur sans interruption.

### **13.2 METHODES QUASI-STATIQUES**

Dans la pratique courante, le dimensionnement des installations des systèmes d'énergie renouvelable (PV, Wind) est réalisé grâce à des techniques empiriques et factuelles plutôt que sur des critères scientifiques. Cette pratique mène à des installations remplissant leurs tâches, mais loin des conditions d'optimisation énergétique/économique qui pourraient rendre ces systèmes viables et attrayants pour des applications de plus en plus nombreuses.

De plus, une connaissance statique d'un système, tel qu'on l'obtient lors d'un dimensionnement purement énergétique, ne permet pas une approche fiabiliste à l'analyse, ni l'accompagnement avec la garantie des résultats. Ainsi, la méthode quasi-statique permet de dimensionner le système, généralement dans des conditions contraignantes, par exemple capacité de stockage définie pour N jours de consommation sans production PV. En pratique, c'est le mois le plus défavorable en source d'énergie renouvelable qui est considéré pour le dimensionnement du système ; il s'agit alors, moyennant des hypothèses simplificatrices, de choisir la puissance crête du générateur PV et la capacité nominale de l'accumulateur.

### **13.3 METHODES DYNAMIQUES**

Ces méthodes contrairement aux méthodes quasi-statiques, tiennent compte de l'évolution dans le temps des besoins du consommateur, des données météorologiques et des différents composants du système PV (puissance du panneau, capacité de la batterie, etc.). Ces méthodes sont donc basées sur la simulation temporelle des systèmes sur une période d'observation bien définie avec un pas de temps précis. Les simulations sont faites à partir des modèles physiques des différents composants du système, qui rendent compte du transfert de flux énergétique entre eux. Le choix entre ces méthodes se fera par un compromis entre finesse des hypothèses (notamment concernant les pertes) et temps de résolution du problème.

Des logiciels ont été mis sur pied à partir de ces modèles physiques. Ils représentent des outils d'aide au dimensionnement des systèmes PV. Les programmes de simulation sont les outils les plus communs pour évaluer les performances des systèmes hybrides. Par la simulation, la configuration optimum peut être trouvée en comparant les performances et le coût de production énergétique de différentes configurations de système. Plusieurs outils de logiciel sont disponibles pour concevoir des systèmes hybrides, tels que HOMER HYBRID2, HOGA et HYBRIDES.

## **HOMER**

HOMER est un logiciel pour la simulation et l'optimisation de génération électrique distribuée développé par National Renewable Energy Laboratory (NREL). Le modèle doit être renseigné des ressources disponibles, des options technologiques, des coûts et des charges à respecter par le système. Les composants qui peuvent être modélisés sont des modules PV, des éoliennes, des générateurs diesels, des batteries, des convertisseurs AC/DC, des électrolyseurs, des réformateurs, des réservoirs d'hydrogène.

Les charges peuvent être saisies en tant que profil de charge quotidien ou importées d'un fichier de données horaires. En tout état de cause, les valeurs horaires des charges doivent être définies pour chacune des 8760 heures d'une année. En ce qui concerne les composants, des fonctions de coûts linéaires sont adoptées et les dimensions des composants à prendre en considération doivent être préalablement prévues afin de réaliser l'optimisation. Le nombre de type multiplié par le nombre de composants donne le nombre de configurations de systèmes simulés par le programme.

HOMER est un modèle de séries chronologiques et effectue un bilan énergétique horaire le long d'une année pour chaque configuration de système rentrée par l'utilisateur. Il affiche ensuite la liste des configurations de systèmes triés par le coût actuel net (qui combine le coût en capital - annualisé par l'amortissement du composant au cours de sa durée de vie en utilisant les taux d'actualisation réelle - et celui de remplacement, fonctionnement et entretien). Des analyses de sensibilité peuvent également être effectuées pour certaines variables (par exemple la vitesse annuelle du vent, l'irradiation annuelle). Enfin, une analyse de contrainte peut également être effectuée au moyen d'un facteur de capacité annuelle limitée à une valeur maximale : si ce paramètre est fixé à 0%, alors le système doit satisfaire les charges tout le temps, alors que s'il est fixé à des valeurs de 1% à 5% des économies considérables en puissance crête et des différences entre les scénarios optimisés sont obtenues. HOMER est largement utilisé et accepté comme un outil de simulation. De nombreuses analyses de systèmes énergétiques hybrides ont été effectuées à l'aide de cet outil et ont été publiées sous forme d'articles, en particulier sur la revue « Renewable Energy ».

HYBRID2 a été développé par le laboratoire renouvelable de recherche en matière d'énergie (RERL) de l'université du Massachusetts. C'est logiciel de simulation de système hybride, la simulation est très précise, car elle peut définir des intervalles de temps de 10 minutes à 1h. Le laboratoire national d'énergie renouvelable recommande d'optimiser le système avec HOMER et puis, une fois que le système optimal est obtenu, améliorant la conception en utilisant HYBRID2.

**HOGA** est un programme d'optimisation de système hybride développé par le département de technologie électrique de l'université de Zaragoza (Espagne). L'optimisation est effectuée au moyen d'algorithmes génétiques, et peut être mono objective ou multi-objective. La simulation est effectuée en utilisant les intervalles de temps 1h, pendant lesquels tous les paramètres sont restés constants. Les stratégies de commande ont été également optimisées en utilisant des algorithmes génétiques.

**HYBRIDES**, une application disponible dans le commerce produite par Solaris Homes, évalue le potentiel technique du système d'énergie renouvelable pour une configuration donnée, déterminant la fraction renouvelable potentielle et évaluant la viabilité économique basée sur le coût actuel net.

HYBRIDES est un outil Microsoft Excel basé par bilan d'application et de conception d'évaluation de système d'énergie renouvelable, exigeant la charge quotidiennement moyenne et les conditions ambiantes estimées pour chaque mois de l'année. À la différence de HOMER, les HYBRIDES peuvent seulement simuler une configuration à la fois, et ne sont pas conçus pour fournir une configuration optimisée. HYBRIDES est complet en termes de variables de système d'énergie renouvelable et niveau de détail exigé et rend nécessaire un niveau plus élevé de la connaissance des configurations de système d'énergie renouvelable que HOMER. Il est conçu de sorte que l'utilisateur améliore leurs qualifications de conception de système d'énergie renouvelable par son application.

### **13.4 SYNOPTIQUE DE SIMULATION DU FONCTIONNEMENT DU SYSTEME**

La simulation d'un système énergétique démarre par une phase d'initialisation où les paramètres initiaux du système tels que les variables de dimensionnement, la tension initiale d'utilisation du système et l'état de charge initial de la batterie sont fixés. Pour une configuration du système donné (nombre de panneaux, nombre d'éolienne et nombre de batteries fixé), on détermine à chaque instant  $t$  la puissance produite par le système, que l'on compare à la puissance appelée. On réitère cette opération jusqu'à ce que le temps de simulation soit atteint.

Au cours du fonctionnement du système, deux scénarios peuvent se présenter :

- Lorsque la puissance produite par le système est supérieure à la puissance appelée, le surplus est utilisé pour charger les batteries. Or les batteries ne peuvent pas être chargées indéfiniment. Ainsi, lorsqu'elles atteignent leur capacité maximale, le régulateur intervient pour les déconnecter.
- Lorsque la puissance produite par le système est inférieure à la puissance appelée, on dit qu'il y a surconsommation. Dans ces conditions, les batteries interviennent pour compenser le déficit énergétique. Mais les batteries ne peuvent être sollicitées indéfiniment car elles ont une profondeur de décharge bien définie. Si par exemple le consommateur n'est pas équipé d'un système domotique permettant de délester individuellement certaines charges, l'intégralité de la demande électrique du consommateur doit être délestée afin de ne pas endommager les batteries.

### **13.5 DELESTAGE ENERGETIQUE LPSP**

Probabilité de Perte d'énergie (Loss of power supply probability (LPSP)), est une technique probabiliste introduite par Abou Zahr et Ramakumar dans le domaine des systèmes de génération éoliens, et photovoltaïques et largement utilisée dans la conception et l'optimisation des systèmes autonome (stand alone) éolien photovoltaïque [50-52], jusqu'à présent. Elle est basée sur le concept de LPSP qui est la probabilité que le système rencontre une pénurie à un moment donné pendant une période d'analyse, c'est-à-dire un état dans lequel le système ne serait pas en mesure de fournir l'énergie nécessaire à la charge. Donc la méthode LPSP est définie comme étant la fraction de l'énergie déficitaire sur celle demandée par la charge. Elle exprime le taux de non-satisfaction de la charge. A partir de l'information sur la variabilité de la ressource renouvelable et sur la corrélation avec la charge, la méthode LPSP peut être définie, en terme d'état de charge des batteries par :



$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1)(1-\sigma) + \left( \frac{E_L(t)}{\eta_{ond}} - E_S(t) \right) \quad (89)$$

la probabilité pour que l'état de charge, à tout instant, soit inférieur ou égal au seuil minimal de l'énergie disponible dans la batterie  $E_{bat, min}$ .  $E_{bat}(t)$  est l'énergie stockée dans la batterie à n'importe quel instant t, exprimée en wattheure (Wh).

$$LPSP = \Pr\{E_{bat}(t) \leq E_{bat, min} (pour t \leq T)\} \quad (90)$$

La probabilité de perte d'énergie LPSP pour une période d'analyse T, est le rapport de la somme de toutes les valeurs de perte d'énergie LPS (t) pour la même période sur l'énergie totale demandée. La perte d'énergie LPS (t) (Loss of Power Supply) est exprimée par :

$$LPS(t) = E_L(t) - (E_S(t) + E_{bat}(t-1) - E_{bat, min})\eta_{ond} \quad (91)$$

LPSP est exprimée par [Pow\_81], [Bor\_97] :

$$LPSP = \frac{\sum_1^T LPS(t)}{\sum_1^T E_L(t)} \quad (92)$$

Où :  $E_L(t)$  : Energie demandée par la charge à l'instant t, Wh.

### 13.6 DELESTAGE TEMPOREL LLP

A moins que le profil de consommation ne soit constant sur toute la durée de la simulation, il peut paraître pertinent de différencier le délestage en temps cumulé, du délestage en énergie cumulée [51, 52]. Le délestage en temps correspond alors au rapport du temps cumulé ou le consommateur n'est pas fourni en énergie alors qu'il en demande, sur le temps total d'usage du système :

$$LLP = \frac{t_{LPSP}}{T} \quad (93)$$

$t_{LPSP}$  : Le cumul du temps de délestage, h,

## 14. SITE D'IMPLANTATION

Pour montrer la fiabilité et la rentabilité d'un système hybride comparativement aux systèmes mono – source, notre point d'intérêt est focalisé sur la production hybride de différentes combinaisons de sources et un générateur diesel, le choix du site ne présente pas une tâche facile, chacun jouit d'un nombre d'avantage par apport à un autre, notre choix est porté sur le site de Tindouf.

La préfecture de Tindouf est située au extrême sud ouest de l'Algérie, à 1450 km de Tlemcen, la ville compte 30000 habitants.

### 14.1 SITUATION GEOGRAPHIQUE DU LIEU


Tableau 8 : situation géographique du site

Caractéristique du site	Latitude (°N)	Longitude (°W)	Altitude (m)
Tindouf	27.7	8.2	439

### 14.2 DONNEES METEOROLOGIQUES

Le tableau est extrait des données météorologiques mondiales fournies par la NASA

Tableau 9 : Donnée météorologique

Pays - région	Algérie						
Province / État	Tindouf						
Lieu des données climatiques	Tindouf						
Latitude	°N 27,7						
Longitude	°E -8,2					Source	
Élévation	m	439			Sol		
Température extérieure de calcul de chauffage	°C	5,5			Sol		
Température extérieure de calcul de climatisation	°C	44,1			Sol		
Amplitude des températures du sol	°C	25,6			NASA		

Mois	Température de l'air	Humidité relative	Rayonnement solaire quotidien - horizontal	Pression atmosphérique	Vitesse du vent	Température du sol	Degrés-jours de chauffage 18 °C	Degrés-jours de climatisation 10 °C
	°C	%	kWh/m²/j	kPa	m/s	°C	°C-j	°C-j
Janvier	12,9	45,0%	3,81	97,0	4,7	13,4	158	90
Février	15,4	41,9%	4,79	96,9	5,4	16,9	73	151
Mars	20,5	34,7%	6,18	96,5	5,2	21,4	0	326
Avril	22,7	36,0%	7,20	96,3	6,7	25,6	0	381
Mai	26,1	35,2%	7,76	96,2	7,0	29,3	0	499
Juin	30,9	30,8%	7,84	96,3	6,3	33,9	0	627
Juillet	35,2	23,0%	7,63	96,2	5,7	37,7	0	781
Août	34,2	25,7%	6,98	96,2	5,7	37,3	0	750
Septembre	30,1	32,3%	6,05	96,3	6,3	32,9	0	603
Octobre	24,7	41,5%	4,94	96,5	5,0	26,7	0	456
Novembre	18,5	45,4%	4,02	96,7	4,5	19,9	0	255
Décembre	14,0	51,4%	3,34	97,0	4,3	14,8	124	124
<b>Annuel</b>	<b>23,8</b>	<b>36,9%</b>	<b>5,88</b>	<b>96,5</b>	<b>5,6</b>	<b>25,9</b>	<b>355</b>	<b>5 043</b>
Source	Sol	Sol	NASA	NASA	Sol	NASA	Sol	Sol
Mesuré à	m		10		0			

L'étude de préfaisabilité et le dimensionnement d'un système hybride sont des phases importantes de la conception du système d'approvisionnement en énergie électrique. Le dimensionnement d'un système prend compte du coût capital des équipements et du composant majeur du prix de l'énergie électrique d'origine renouvelable. Le surdimensionnement des équipements a un effet nuisible sur le prix d'énergie générée par contre le sous dimensionnement réduit la fiabilité du système.

L'objectif d'une étude est d'optimiser et dimensionner un système de production d'énergie électrique afin de minimiser le coût global et d'augmenter son rendement pour satisfaire les besoins de la demande énergétique.

Pour cette étude, un village de la préfecture de Tindouf est considéré, le village agglomère une communauté de 300 personnes répartie sur 51 foyers.

### 14.3 ESTIMATION DES RESSOURCES ENERGETIQUE SOLAIRE ET EOLIEN

L'étape essentielle dans la conception d'un système de production d'énergie électrique par une source d'énergie renouvelable est la détermination de la taille optimale du système de conversion, qui dépend essentiellement du gisement énergétique renouvelable disponible, en effet les données climatiques du site d'implantation sont indispensables. L'analyse des ressources locale requiert une accompagne de mesures et une analyse préalable des spécificités du site.

### 14.4 POTENTIEL SOLAIRE

L'éclairement solaire global moyen journalier reçu par une surface horizontale est présenté sur les Figs (20). Tandis que les Figs (22 ,23 et 24) présentent l'éclairement horaire moyen mensuel et annuel sur un plan horizontal et un plan incliné d'un angle égal à l'altitude du lieu (27.7°)

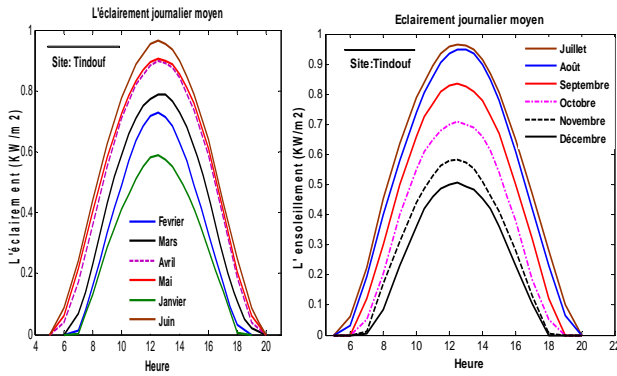


Fig 20: l'éclairement journalier moyen horizontal

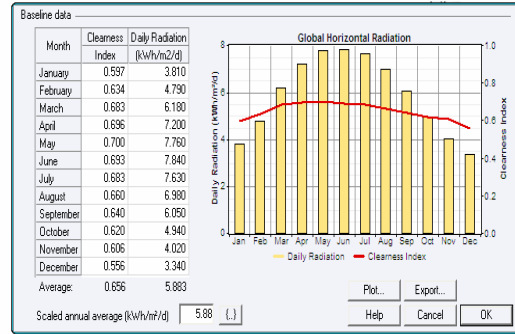


Fig 21: l'éclairement global moyen mensuel

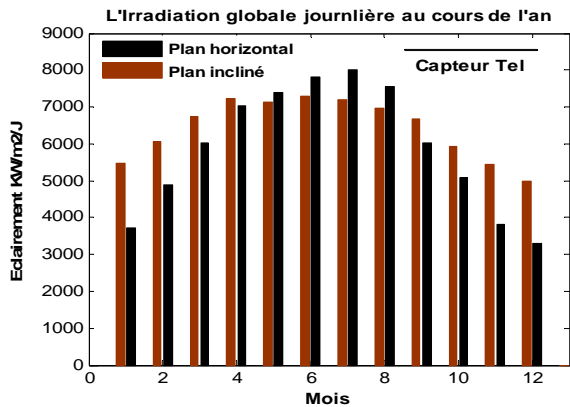


Fig 22: l'éclairement global moyen mensuel Sur le plan inclinée et horizontal

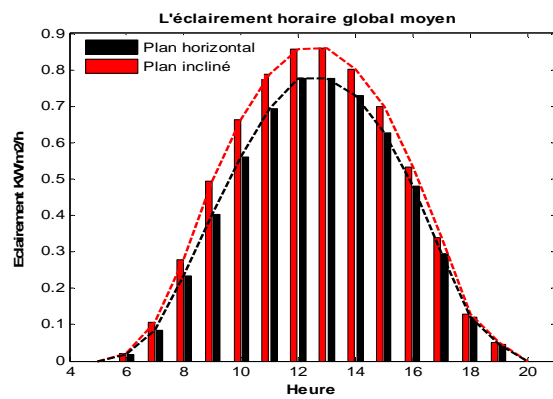


Fig 23: l'éclairement horaire moyen annuel Sur le plan inclinée et horizontal

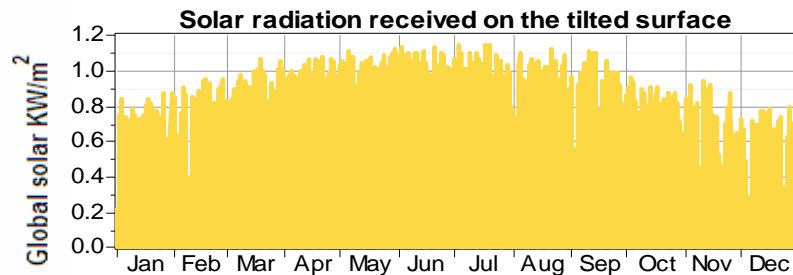


Fig 24: l'éclairement global au cours de l'année

Il est bien clair sur les figures présentant l'évolution de l'ensoleillement au cours des heures, des jours et des mois de l'année du site, le site Tindouf dispose d'un gisement solaire assez important, il peut être adapté aux applications de production énergétique à base de système de conversion d'énergie solaire.

**14.5 POTENTIEL EOLIEN**

L'Eq (3) (chapitre IV), la densité de puissance éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent, il faudrait donc raffiner l'information sur la vitesse du vent en fonction du degré de précision requis.

Les figures montrent la variation journalière moyenne, la moyenne mensuelle et durant l'année de la vitesse du vent, à partir des données issue de [53, 54 ,55], que nous avons analysées sur une période de 4 ans (2007- 2011).

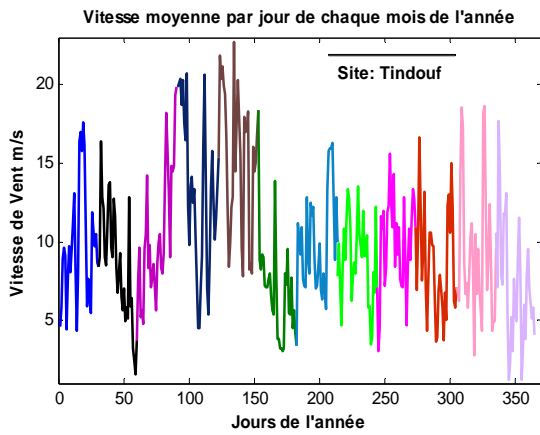


Fig 25: Vitesse moyenne au cours des jours de chaque mois

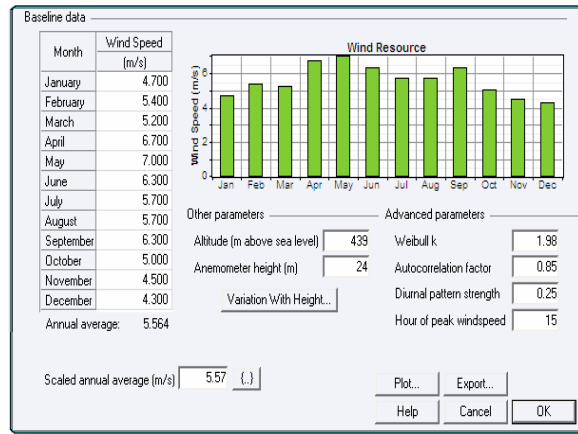


Fig 26: Vitesse moyenne mensuelle

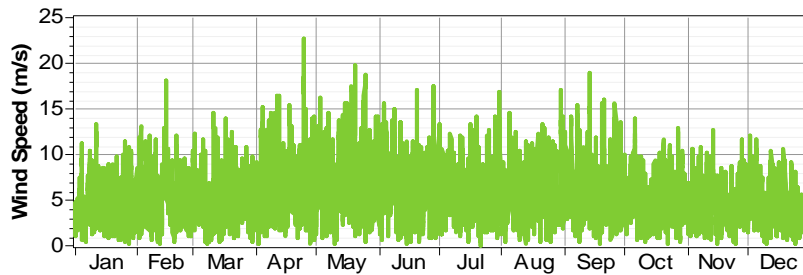


Fig 27: variation de la vitesse du vent durant l'année

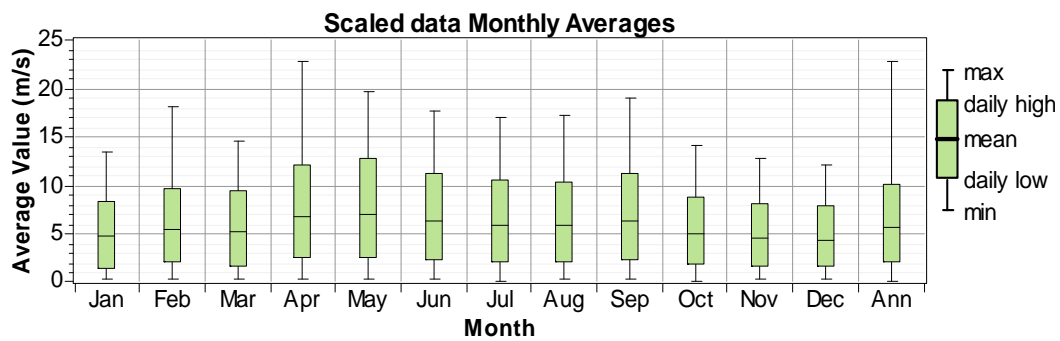


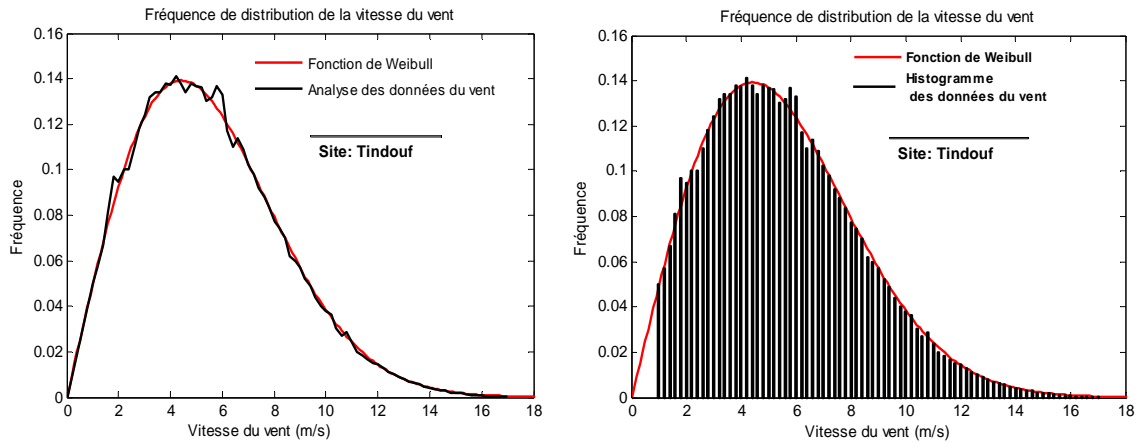
Fig 28: Valeurs moyenne mensuelle de la vitesse du vent (HOMER)

Le site de Tindouf jouit d'un gisement éolien modéré, qui est confirmée par la distribution de la fonction de Weibull et les valeurs des facteurs K et C, ce gisement peut être exploité afin de produire l'énergie électrique complémentaire à la production solaire en formant un système hybride.

Fig 29 montre la distribution de la fonction de Weibull, les paramètres de cette fonction ont été déterminés à l'aide des Eqs (31 -34), par l'analyse des données de vent récoltées sur la durée de 4ans, les paramètres sont enregistrées aux Tableau (10), il sont comparées aux valeurs publiés [57], nous trouvons ses valeurs sont équipollent.

Tableau 10 : Paramètres de K et C

Paramètres	Calculés		Publiés		HOMER	
	K	C (m/s)	K	C (m/s)	K	C (m/s)
Valeurs	2.02	6.12	1.98	6.20	2	6.20



Figs 29: fréquence de distributions des vitesses du vent

Chaque machine éolienne est caractérisée par la vitesse de démarrage  $V_c$ , vitesse nominale  $V_r$  et une vitesse d'arrêt  $V_{out}$  spécifiques, la puissance éolienne utilisable est donnée par l'Eq (37) (chapitre IV)

La vitesse cubique moyenne est déduite de la courbe représentative de la distribution de Weibull entre les limites de la machine. La limite inférieure est représentée par la vitesse de démarrage. En effet, seules les vitesses du vent supérieures à la vitesse démarrage  $V_i$  sont considérées dans le calcul.

En second lieu, lorsque la vitesse nominale  $V_r$  est atteinte, l'augmentation de la vitesse de vent n'a aucun effet sur le régime du rotor. Enfin, lorsque la vitesse d'arrêt  $V_{out}$  est atteinte, le système est stoppé et les vitesses qui lui sont supérieures n'interviennent pas pour le calcul de la vitesse cubique moyenne.

La courbe représentée sur la Fig (31) montre le choix des vitesses spécifique du système de conversion d'énergie éolienne qui seront choisie pour optimiser la production ou afin d'augmenter l'efficacité du système.

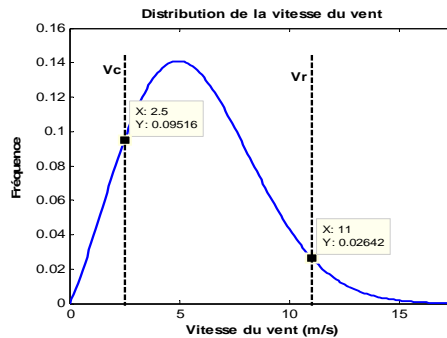


Fig 30: choix des vitesses caractéristique de la machine

#### 14.6 TEMPERATURE AMBIANTE DU SITE

L'effet de la température est non négligeable sur le rendement d'un système de conversion photovoltaïque Eq (239) (chapitre III), la variation de la température journalière moyenne de chaque mois de l'année calculé à l'aide des Eq (248-253) (chapitre III) est portée sur les Figs 31.

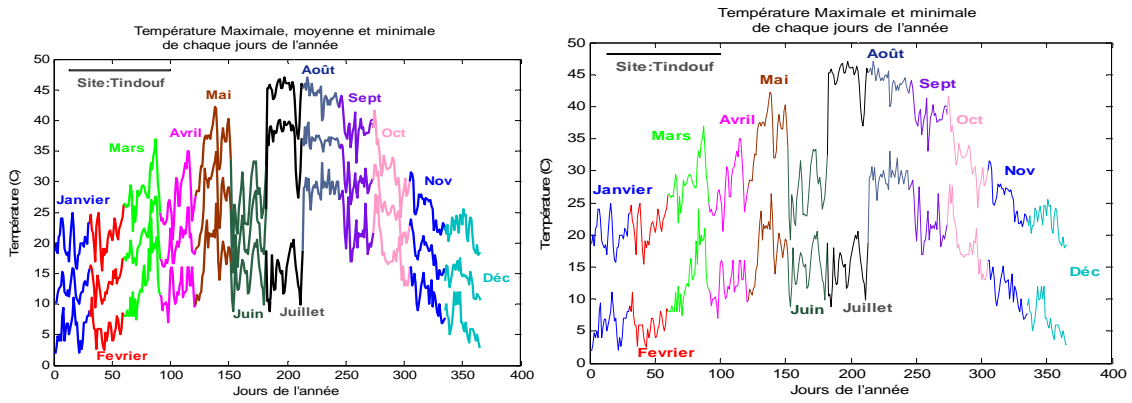


Fig 31: Températures ambiantes

La Fig (31) est tracée les températures ambiantes des moyennes mensuelle de la température maximale, minimale et la température journalière moyenne de chaque mois. Tandis que la Fig.32 présente les températures moyennes, maximales, minimales et leurs températures moyennes des mois de l'année.

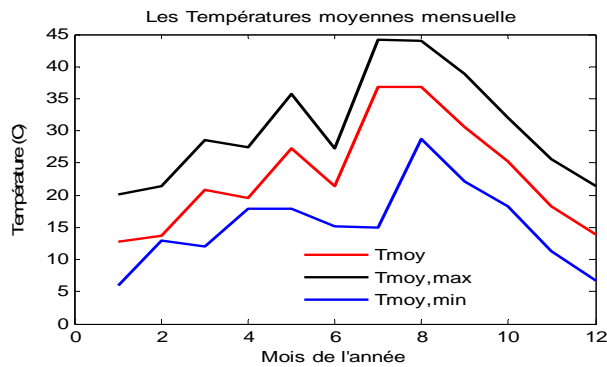


Fig 32: Températures moyennes mensuelles

## 15. LE PROFILE DE CHARGE

La charge rend utile la puissance électrique produite, alors le dimensionnement et l'optimisation d'un système de production énergétique à base de ressources renouvelables dépendent pratiquement de profil de la charge électrique à alimenter. La puissance de charge demandée n'est pas figée le long de l'année. L'heure de sollicitation de système énergétique par la charge varie en fonction des saisons conséquence à la variation de la durée du jour.

La charge globale est la somme de toutes les charges à savoir la charge primaire, qui présente la consommation électrique des utilisateurs, elle inclue l'éclairage domestique et le fonctionnement des appareils électrique, ainsi que la charge destinée à l'éclairage public et la charge de dessalement attribué à l'énergie électrique consommée pour le pompage d'eau, ou la production de l'eau douce etc.

Les caractéristiques de la charge permettent de spécifier le type d'application, raccordé au réseau, hors réseau, pompage de l'eau et de caractériser les besoins en énergie électrique.

Dans notre cas l'étude d'application est hors réseau (site isolé). Le but est alimenté en énergie une charge triphasée (basse tension) d'un site isolé par une source de production hybride. Le village isolé est composé de 51 habitats, chaque une nécessite une puissance maximale de 0.6 KWh, donc 51 maisons exigeraient une demande de charge maximale de 30.6 KWh, approximativement.

Le profil quotidien de charge typique du village est montré sur la Fig 33. Il faut noter que la charge quotidienne change le long de la journée, avec une demande maximale se produit durant le début de la période de la nuit, ainsi que les variations des conditions de la demande de charge au cours de l'année, ceci est montré sur la Fig. 34.

Un facteur aléatoire de variabilité a été introduit dans le logiciel HOMER afin d'estimer les différences qui peuvent être produites chaque jour en utilisant le profil de charge. Elles sont connues en tant que variabilités quotidiennes et temporaires, avec un facteur autour de 2%. Fondé sur toute les hypothèses faite, l'énergie imposée par la demande de la charge du petit village éloigné, comme simulée par le logiciel, est apprécié autour de 318KWh/ jour ou 116,070 MWh / an.

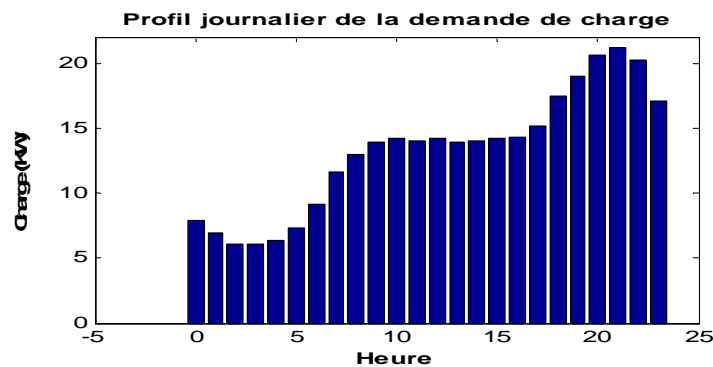


Fig 33: répartition journalière de la charge électrique

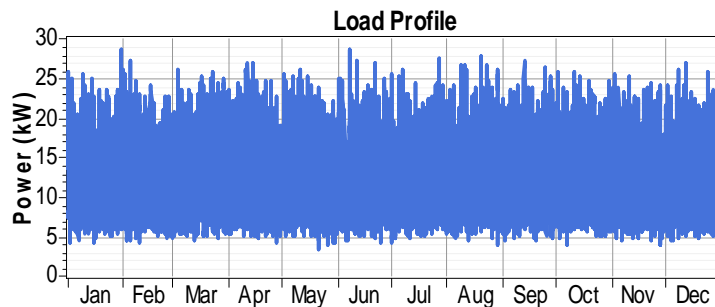


Fig 34: répartition annuelle de la charge

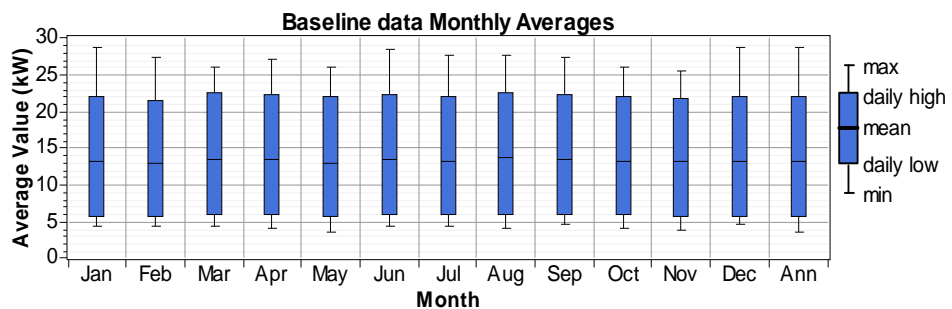


Fig 35: Charge moyenne mensuelle

## 16. DIMENSIONNEMENT ET OPTIMISATION DE SYSTEME HYBRIDE

Le dimensionnement et l'optimisation des composants d'un système hybride d'alimentation électrique ont été faits en utilisant le logiciel HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables). HOMER est un progiciel d'optimisation et de conception des systèmes hybride, qui facilite la conception des systèmes d'énergie électrique pour des applications autonomes ou des sites isolés. Le logiciel simule des diverses configurations des systèmes de sources d'énergie renouvelable.

HOMER effectue des centaines ou des milliers de simulations horaires à plusieurs reprises (à assurer le meilleur assortiment entre l'offre et la demande) afin de concevoir le système optimal pour servir les charges désirées. Il se base sur le coût actuel net (NPC) du projet, qui est le coût global d'installation et le coût de fonctionnement du système pendant sa durée de vie. Le coût NPC représente le coût de la durée de vie estimée du système. Le calcul évalue tous les coûts se produisant dans la vie de projet, y compris des coûts initiaux d'installation (IC), les remplacements des composants durant la vie de projet, l'entretien et le carburant. L'évaluation de NPC par HOMER tient compte également des coûts de récupération, qui est la valeur résiduelle des composants de système d'alimentation à la fin de la vie de projet. L'épargne annuelle est estimée en soustrayant les coûts annualisés pour chaque méthode d'approvisionnement, donnant l'économie ou la perte globale pour tous les ans.

Il utilise le coût de la durée de vie pour classer les différentes combinaisons réalisées des systèmes. Il offre une interface puissante et un classement par taille précis avec l'analyse détaillée du système. Le logiciel effectue automatiquement la sensibilité des analyses pour rendre compte de la sensibilité de la conception du système hybride et pour adapter ses paramètres, tels que la disponibilité de ressources ou les coûts des composants.

Pour l'analyse des coûts des systèmes hybrides HOMER utilise les modèles suivants :

Le coût actuel net (NPC) représente le coût de cycle de vie du système. Le calcul évalue tous les coûts se produisant dans la vie de projet, y compris des coûts initiaux d'installation (IC), les coûts de remplacement, les coûts de fonctionnement et d'entretien, les coûts de carburant. HOMER calcule NPC selon l'équation suivante.

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{F(i, N)} \quad (100)$$

$C_{ann,tot}$  est le coût global annualisé (qui est la somme des coûts annualisé de chaque composant de système). Le facteur capital de recouvrement F est donné par:

$$F(i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (101)$$

N est le nombre d'années et de i est le taux d'intérêt annuel. Le taux d'intérêt annuel peut être calculé en utilisant l'équation suivante :

$$i = \frac{i' - f}{i' + f} \quad (102)$$

i' est le taux d'intérêt nominal et le f est le taux d'inflation annuel.

Coût annualisé global du système [\$/yr]

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{charge}} \quad (103)$$



### 16.2 DONNEES D'ENTREE DE LOGICIEL HOMER

Les données d'entrée principales incluent la vitesse moyenne horaire de vent, la moyenne horaire de l'éclairage solaire et les données de charge; les spécifications technique et les données concernant les coûts techniques des générateurs diesel, éoliennes, modules photovoltaïques, convertisseurs de puissance; commandes de système; paramètres économiques; et contraintes de système.

Les détails des données solaires, vitesses de vent et de la charge ont été donnés au paragraphe précédent par contre les données de module photovoltaïque ont été choisies suivant le rendement, la puissance crête, la température NOCT et le coefficient de variation de la puissance maximale en fonction de la température, les données d'entrées sont ceux du module PV ND-224U1F figurant au tableau (11) et l'éolienne a été choisie selon les valeurs spécifiques de la vitesse de démarrage  $V_c$  et la vitesse nominale  $V_r$  déterminée à partir de la courbe de la distribution de Weibull et la méthode évoquée au chapitre IV afin d'optimiser son efficacité énergétique. Ses données caractéristiques sont présentées sur les Figs (35, 36 et 37):

Tableau 11 : données de module PV ND-224U1F au CST

Pm	Voc	Vm	Isc	Ipm	$\eta$ %	Vmax Bus CC	NOCT	$\alpha\%/^{\circ}\text{C}$	$\beta\%/^{\circ}\text{C}$	$\gamma\%/^{\circ}\text{C}$
224	36.6	29.28	8.33	7.66	13.74	600	47.5°C	0.053	-0.36	-0.485

#### Éolienne

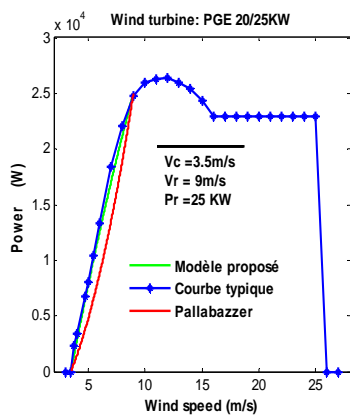


Fig35 : Courbe typique

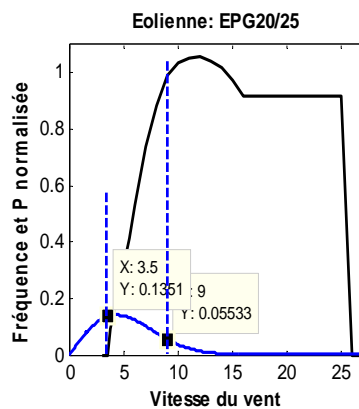


Fig36 : courbe typique ramenée à l'unité

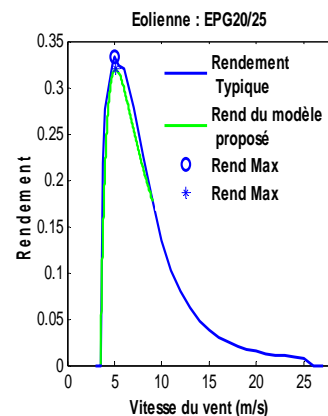
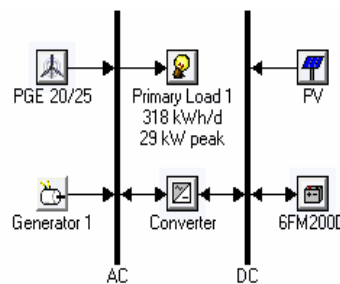


Fig37 : Rendement

### 16.3 ARCHITECTURES DU SYSTEME

L'architecture adoptée du système hybride est présentée sur la Fig (38). Cette architecture se compose de deux bus, un bus CA au quel est connecté l'éolienne et le générateur diesel, par contre le Bus CC est constitué du champ PV et le système de stockage. Ces deux Bus sont reliés entre eux via un onduleur bidirectionnel.



Figs (38) : Architecture du système hybride

**16.4 SPECIFICATIONS DE LA CONCEPTION**

Dans un système d'énergie hybride PV/éolien/diesel, il y a cinq composants principaux à considérer. Ils sont les module PV, l'éolienne, générateur diesel, le parc batteries et l'onduleur.

Composants	Spécifications techniques	Description
PV	Frais financiers	
	coût de remplacement	\$5400
	Coût Maintenance et fonctionnement	\$0
	Durée de vie	\$100
		25 ans
Batterie	Type Vision 6FM200D, Tension nominale 12V	
	Cn 200Ah	\$300
	Coût d'une batterie	\$300
	coût de remplacement	\$10/an
	Coût Maintenance et fonctionnement	10 ans
Eolienne	Durée de vie	
	Pr 25KW	
	Frais financiers	\$60000
	coût de remplacement	\$40000
	Coût Maintenance et fonctionnement	\$300/an
Onduleur	Durée de vie	20ans
	Type	
	Tension & fréquence	3-phase
	Frais financiers	415VCA 50//60 HZ
	coût de remplacement	\$700/KW
G diesel	Coût Maintenance et fonctionnement	\$700/KW
	Durée de vie	\$0/an
		15ans
	20KW	
	Frais financiers	\$400/KW
	coût de remplacement	\$300
	Coût Maintenance et fonctionnement	\$0

Les énergies solaire et éolienne sont utilisées comme source de base pour alimenter la charge du site isolé. La contribution de l'énergie renouvelable est considérable, elle constitue la majeure partie de l'énergie consommée par la charge. La conception du système hybride PV/éolien ou PV/éolien/diesel est de 25 KW (pic de charge), qui est montrée sur la Fig. 33. La quantité d'énergie serait assez suffisante pour couvrir la charge en jour (environ 25 kW). Par contre l'excès d'énergie produite sera utilisé à la recharge du parc batteries. Il faut noter que le champ PV génère de l'énergie seulement entre le lever et le coucher du soleil durant l'absence de l'énergie solaire (nuit), l'éolienne et le parc batterie assure l'alimentation de la charge, qui peut être compléter par le générateur diesel si l'énergie est insuffisante.

Pour l'analyse économique, on a assumé que le coût d'un 1KW crête est de 5400\$ (540000DA) et le coût de fonctionnement et de maintenance est zéro puisqu'il est extrêmement négligeable, tandis que le coût d'un 1KW générer par une éolienne et de \$2400, cependant le coût de fonctionnement et d'entretien 1200\$. Le module PV et l'éolienne ont une durée de vie estimée à 25 et 20 ans respectivement.

**16.5 BATTERIES DE STOCKAGE**

L'unité du système de stockage choisie était Vision 6FM200D de tension nominale de 12 V et de capacité nominale de 200Ah, son rendement est de 80% avec une profondeur de décharge de 60%. Le système de stockage a été configuré tel que chaque rangée de batteries en série se compose de 10 unités, ce qui donne une tension de 120V du bus CC. Le coût initial d'une batterie est évalué à \$300 et le coût de remplacement est celui du coût initial. La durée de vie de batterie est estimée de 10 ans.

### **16.6 L'ONDULEUR**

Le système hybride nécessite un onduleur bidirectionnel de puissance nominale au moins égale à la puissance du pic de charge. Cependant, on suppose que l'onduleur a un rendement de 90%. Par conséquent, la puissance assurée serait inférieure à la puissance moyenne mensuelle du pic de charge. On assume que le coût initial de l'onduleur est de 19600\$, qui est identique au coût de remplacement. Il n'y avait aucun coût de fonctionnement et d'entretien estimé. Sa durée de vie évaluée de 15 ans.

### **16.7 LE GENERATEUR DIESEL**

Dans un système hybride, le générateur diesel est généralement dimensionné pour couvrir les pics de la demande de charge [57]. Dans notre cas d'étude un seul générateur diesel est utilisé de capacité 20 -25 KW. L'excès d'énergie du générateur constitue la réserve tournante, ceci est prévu pour couvrir la charge additionnelle dans le futur. Le coût initial du générateur est estimé de 400\$/KW, le coût de maintenance et de remplacement est supposé égal au coût initial, on a supposé que le coût de fonctionnement et d'entretien est assez élevée, avec 0.95\$/heure. C'est parce que le secteur considéré est une région isolée. Par conséquent, la difficulté surgit dans le problème du surcoût d'approvisionnement en carburant, qui augmente radicalement avec l'isolement et de l'entretien quant il sera exigé. Ces prévisions augmenteraient indirectement le coût global. On a assumé que le générateur a une durée de vie de 15.000 heures de fonctionnement.

### **16.8 STRATEGIE DE FONCTIONNEMENT**

On a assumé que le système hybride désiré fonctionne suivant la stratégie d'expédition de charge. Ceci signifie que seulement le champ PV et les éoliennes chargeraient le parc batteries lors qu'il y aura excès d'énergie à prés avoir satisfait la demande de la charge, tandis que le générateur diesel développerait uniquement la puissance nécessaire pour servir la charge, quand l'énergie générée par le sous système hybride PV- éolien est insuffisante pour combler le déficit de la charge. La configuration du système hybride est représentée sur la Fig.38. Le sous système hybride PV/éolien est considérée comme étant la source d'approvisionnement de base. Par contre le générateur diesel sera mis en marche exclusivement si le système d'énergie renouvelable et le parc batteries ne peuvent pas exaucer les besoins de la charge.

### **16.9 RESULTATS ET DISCUSSION**

La simulation a été effectuée en comparant les systèmes hybrides PV/éolien/Batteries, PV/éolien/générateur diesel/Batteries et un générateur diesel seul alimentant la charge avec un système de stockage. Ces comparaisons sont faites sur une durée de vie de 25 ans et un taux d'intérêt de 6%. La capacité du champ PV a été variée de 0 à 140 KW et le nombre d'éoliennes a été varié de 0 à 30 tandis que le nombre de batteries séries est déterminé suivant la tension du bus continue de 120 V.

Le logiciel de simulation fournit les résultats en termes de systèmes optimaux et l'analyse de sensibilité. Les résultats optimisés sont présentés catégoriquement pour un ensemble particulier de paramètres cités aux sections précédentes.

L'utilisation d'un système produisant une énergie plus que le pic de charge est hors considération puisqu'il aurait comme conséquence des valeurs plus élevées sur le coût global du système et sur le coût de

l'énergie produite (Cost Of Energy, COE). En outre une faible contribution pourrait avoir comme incidence défavorable sur l'objectif désiré, est d'augmenter la dépendance en énergie délivrée par le générateur diesel.

En employant un système hybride sans système de stockage d'énergie à pour conséquence que l'énergie développée par le système n'est pas entièrement utilisée. L'énergie supplémentaire produite qui pourrait avoir été employée pour charger les batteries, qui n'étaient pas disponible dans ce cas-ci, a été considérée une perte. De ce fait quand le système ne peut pas satisfaire la demande, il n'y avait aucun élément de stockage pour couvrir cette demande accrue, donc le générateur diesel devra être actionné afin de faire face au déficit d'énergie. Ceci montre l'intérêt primordial du système de stockage.

**16.10.1 Système diesel Autonome**

Pour montrer l'intérêt d'un système hybride, on a introduit la configuration d'un générateur diesel seul et un système de stockage pour servir la charge AC en basse tension du village isolé, ces résultats sont présentés sur la Fig. (40). D'après les résultats fournis par le logiciel une telle configuration est pénalisante en point de vue coût, rendement et émission des gaz à effet de serre.

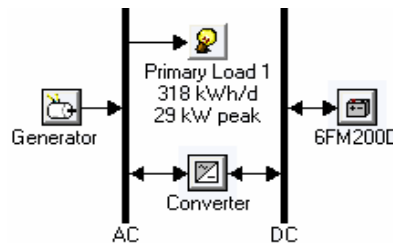


Fig. 39 : Architecture du système

Sensitivity Results		Optimization Results									
Double click on a system below for simulation results.											
Categorized Overall Export... Details...											
Icon	Label (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	
	25	150	30	\$ 78,500	162,939	\$ 2,161,411	1.457	0.00	46,555	5,643	
	25	250	30	\$ 108,500	161,740	\$ 2,176,080	1.467	0.00	46,555	5,643	
	25	300	30	\$ 123,500	160,795	\$ 2,178,994	1.469	0.00	46,489	5,635	
	30	150	30	\$ 81,000	164,173	\$ 2,179,680	1.469	0.00	46,826	4,730	
	25	200	30	\$ 93,500	166,577	\$ 2,222,915	1.498	0.00	47,372	5,742	
	30	300	30	\$ 126,000	173,402	\$ 2,342,659	1.579	0.00	48,954	4,945	
	30	200	30	\$ 96,000	176,276	\$ 2,349,401	1.583	0.00	49,271	4,977	
	30	250	30	\$ 111,000	175,244	\$ 2,351,205	1.585	0.00	49,191	4,969	
	30			\$ 15,000	269,159	\$ 3,455,758	2.329	0.00	53,330	8,760	

Figs (40) : résultats d'optimisation configuration diesel/batteries

Le coût actuel net (NPC) le plus bas est de \$2.161.411 (Fig (40)) et un COE est de \$1.457 ainsi la quantité du carburant consommé pour le moteur est importante, environ 46555L/an et le nombre d'heures de fonctionnement est 5643 heures, qui réduit la durée de vie du générateur qui est de 2.66 an, ceci signifie que chaque deux ans et huit mois il faut renouveler le générateur. Donc, cette configuration économiquement n'est pas faisable. Ce qui montre l'intérêt bénéfique d'un système hybride composé d'un système d'énergie renouvelable et d'énergie conventionnelle (générateur diesel) pour alimenter en électricité les régions isolées. Les effets indésirables du GD sont montrés sur la Fig.42.

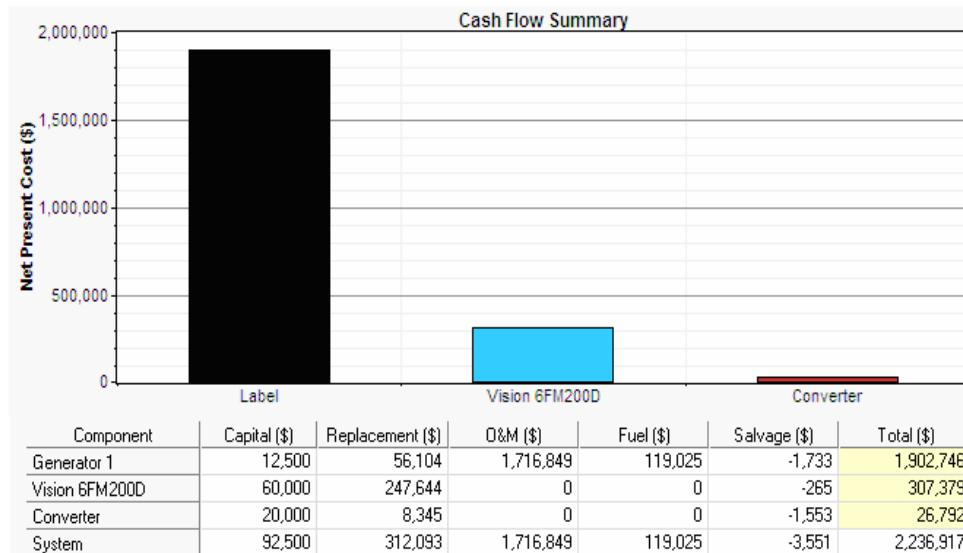


Fig. 41 : NPC total pour le système diesel autonome.

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	122,594
Carbon monoxide	303
Unburned hydrocarbons	33.5
Particulate matter	22.8
Sulfur dioxide	246
Nitrogen oxides	2,700

Fig (42) : Emission des gaz polluants.

### 16.10.2 Système hybride de PV/éolien/ diesel

D'après les résultats de simulation du système a étudié, qui est montré sur Fig. (38). La Fig (43) montre les résultats de la simulation du système, ses résultats présentent différentes configurations de différentes combinaisons entre les composants principaux PV, éolienne et diesel. Ces configurations sont catégorisées suivant le coût actuel net (NPC).

Sensitivity Results		Optimization Results												
Double click on a system below for simulation results.														
		PV (kW)	PGE25	Label (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)	
		10	2	20	400	30	\$ 325,000	14,101	\$ 505,264	0.341	0.99	1,152	265	
		12	2	20	400	30	\$ 335,800	13,402	\$ 507,119	0.342	0.99	1,024	241	
		13	2	20	400	30	\$ 341,200	13,101	\$ 508,669	0.343	0.99	963	226	
		15	2	20	400	30	\$ 352,000	12,795	\$ 515,568	0.347	0.99	872	205	
		10	2	25	400	30	\$ 327,500	15,081	\$ 520,289	0.351	0.99	1,240	256	
		12	2	25	400	30	\$ 338,300	14,267	\$ 520,682	0.351	0.99	1,107	225	
		13	2	25	400	30	\$ 343,700	13,952	\$ 522,053	0.352	0.99	1,048	217	
		15	2	25	400	30	\$ 354,500	13,391	\$ 525,684	0.354	0.99	930	193	
		20	2	20	400	30	\$ 379,000	11,713	\$ 528,730	0.356	0.99	636	150	
		10	3	20	400	30	\$ 385,000	11,357	\$ 530,178	0.357	1.00	520	122	
		20	2	25	400	30	\$ 381,500	12,143	\$ 536,723	0.362	0.99	682	135	
		12	3	20	400	30	\$ 395,800	11,036	\$ 536,879	0.362	1.00	449	104	
		10	3	25	400	30	\$ 387,500	11,870	\$ 539,232	0.363	1.00	572	120	
		13	3	20	400	30	\$ 401,200	10,993	\$ 541,733	0.365	1.00	424	107	
		12	3	25	400	30	\$ 398,300	11,460	\$ 544,798	0.367	1.00	490	102	
		13	3	25	400	30	\$ 403,700	11,329	\$ 548,528	0.370	1.00	458	96	
		15	3	20	400	30	\$ 412,000	10,733	\$ 549,198	0.370	1.00	363	86	
		15	3	25	400	30	\$ 414,500	11,020	\$ 555,371	0.374	1.00	394	82	
		30	2	20	400	30	\$ 433,000	10,607	\$ 568,589	0.383	1.00	359	85	
		20	3	20	400	30	\$ 439,000	10,249	\$ 570,019	0.384	1.00	236	57	
		30	2	25	400	30	\$ 435,500	10,840	\$ 574,075	0.387	1.00	387	75	

Fig 43 : Résultats de la simulation

La sensibilité d'optimisation et la catégorisation de ses configurations (Fig. (44)) ont fourni le système hybride PV/éolien/diesel est la conception la moins coûteuse parmi les différentes configurations proposés,

qui est composé de d'un champ PV de 10KW crête, 2 éoliennes de puissance nominale 2x25 KW et un générateur diesel de 20KW avec un coût globale Net de \$505,264 (Fig. (45)) et COE de \$0.341, avec un système de stockage composé de 400 unité de batterie de 43.5 heure d'autonomie Fig. (44-49), qui ont été considérée comme suffisante pour remplir la mission des conditions de la charge.

Sensitivity Results		Optimization Results												
Double click on a system below for simulation results.														
<input checked="" type="radio"/> Categorized <input type="radio"/> Overall <a href="#">Export...</a> <a href="#">Details...</a>														
Icons	PV (kW)	PGE25	Label (kW)	6FM200D	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Label (hrs)		
	10	2	20	400	30	\$ 325,000	14,101	\$ 505,264	0.341	0.99	1,152	269		
	30	3		600	30	\$ 543,000	12,989	\$ 709,037	0.478	1.00				
	100		20	400	30	\$ 691,000	26,306	\$ 1,027,284	0.692	0.99	745	170		
	100			1000	30	\$ 861,000	20,246	\$ 1,119,808	0.755	1.00				
	10	3	25		30	\$ 267,500	87,255	\$ 1,382,912	0.932	0.89	15,495	3,382		

Fig 44 : Résultats d'optimisation

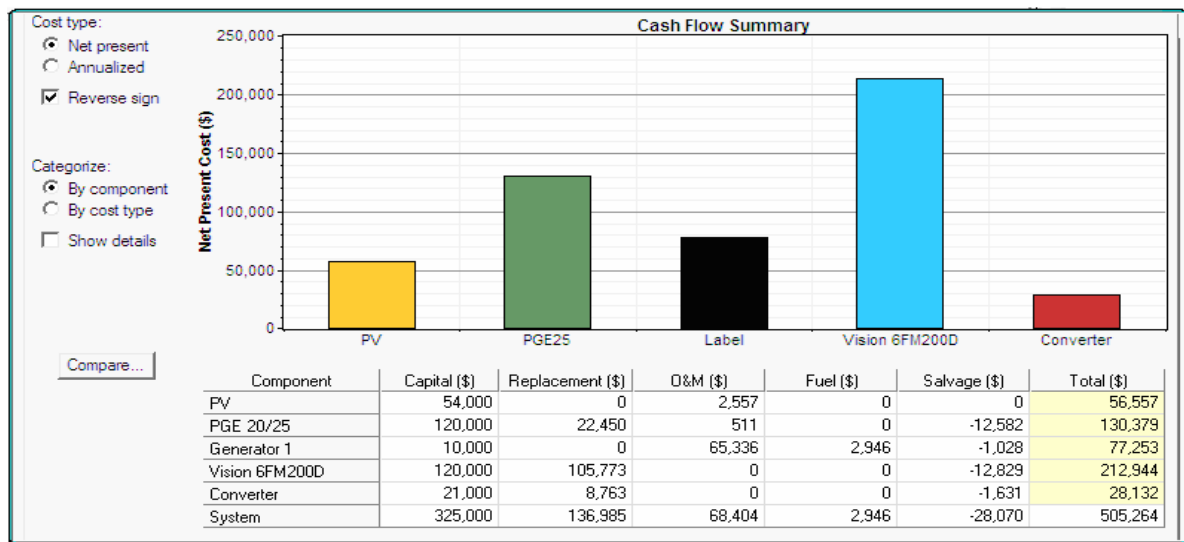


Fig. 45 : NPC total pour le système hybride PV/éolien / diesel.

En comparant le système proposé au système diesel autonome avec batteries, les frais de fonctionnement ont été réduits à 153.65\$, c'est une énorme réduction par rapport au système diesel autonome ainsi que le coût actuel net du système présente que 22.58% du coût du système diesel autonome ceci est montré sur la Fig (44). L'énergie électrique moyenne mensuelle produite par le système est donnée à la Fig. (46).

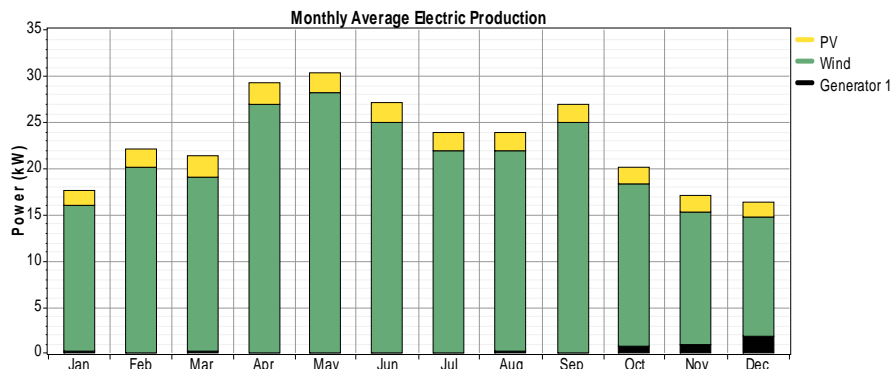


Fig 46 : Production électrique moyenne mensuelle du système PV/éolien / diesel

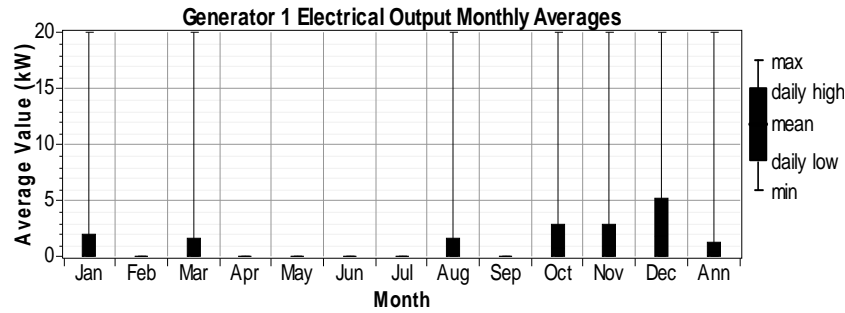


Fig. 47: Production électrique moyenne mensuelle (générateur diesel)

Les générateurs éoliens fournissent ensemble une production globale de 181.101 KWh/an, qui présente 90% de la charge, avec une pénétration de 156% et un facteur de capacité de 41.31%, l'énergie fournit par le champ ne couvre que 9% (17.183 KWh/an) par contre le générateur diesel délivre qu'une faible fraction d'énergie moyenne annuelle 2.887 KWh/an (1%) (Fig. (47)), la différence présente la réserve tournante, le nombre d'heure de fonctionnement 269 heures/an équivalent à 50 marche/arrêt du générateur diesel Fig. (47) et d'une durée de vie estimé de 55.76 an (Fig. (48)), de la Fig. (46-47) montre que le générateur diesel ne comble que le très faible déficit pendant quelque mois auxquels l'énergie accomplit par le système éolien et le système de stockage est insuffisante. Ce qui augmenterait sa durée de vie. Par contre le parc batteries fournit une énergie 33.348 KWh/an, l'état de charge du parc batteries est montré sur la Fig. (49), la demande la plus élevée est durant les mois de janvier, mars, octobre, novembre et décembre, la décharge de batteries varie entre 15% et 25% de sa capacité de stockage, qui est de 576KWh, la Fig. (49).

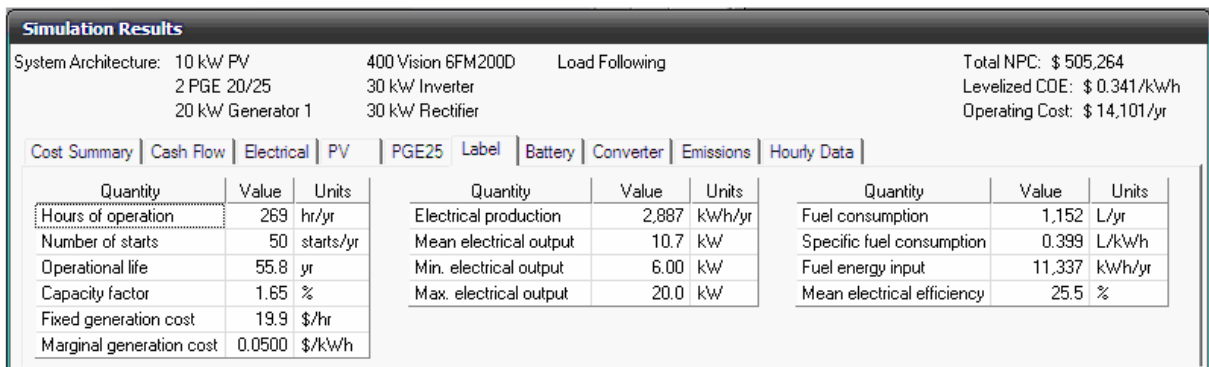


Fig. 48 : Résultats de la simulation du système PV/éolienne/diesel

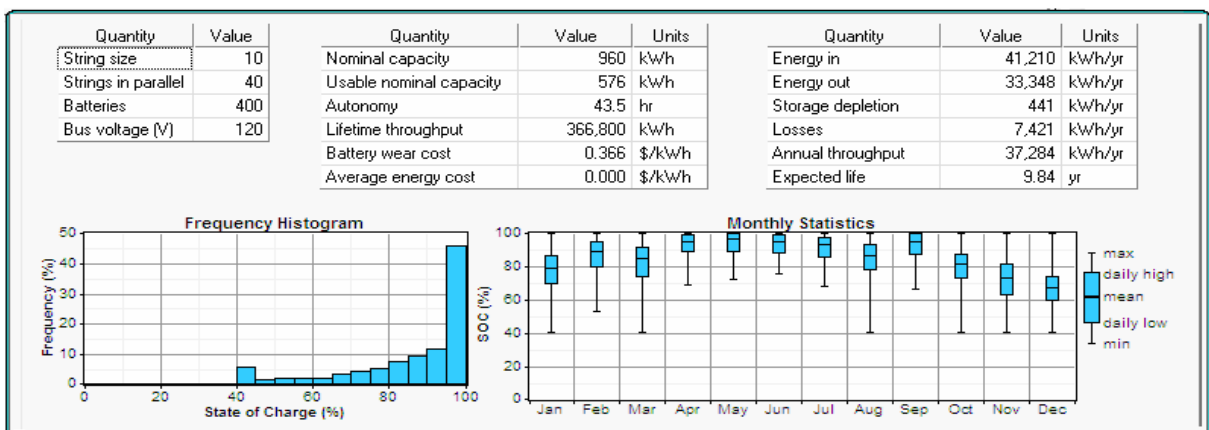


Fig. 49 : L'état de charge du parc batteries du système PV/éolienne/diesel

En outre l'utilisation du système de stockage permet la réduction du temps de fonctionnement du générateur diesel et augmenter sa durée de vie. Il faut noter que la consommation du diesel a été résumée de 98% par rapport au système diesel autonome avec batterie. Le système de stockage permet aussi de minimiser la capacité du système de conversion d'énergie renouvelable par rapport à un système de conversion sans batterie.

De cette analyse, on conclut qu'un système hybride est profitable, avantageux et beaucoup plus rentable qu'un système à générateur diesel que soit avec batteries ou sans batteries pour alimenter en électricité des sites isolés.

Le système hybride PV/éolien prend la deuxième place, avec un coût actuel net de 709.037\$ (Fig. (50)) et le coût de l'énergie est évalué de 0.478 \$, ces coûts élevés sont dû au nombre plus élevé de batteries de 600 unités avec 65.2 heures d'autonomie Fig. (51) et à la différence de 20KW crête du champ PV et une éolienne ajoutés au premiers système hybride sans générateur diesel. L'énergie fournie par le système est montrée sur la Fig. (52). L'énergie fournie par le champ PV est de 51.548 KW/h (16%) et l'énergie éolienne est de 271,651 KW/h (84%), mais le système génère un excès de 193,294 KW/h, qui présente 59.8% de l'énergie produite par le système. Cet excès présente une réserve, qui pourrait être exploité au futur par l'extension du village. Donc l'augmentation du coût de système est due à cette énergie excessive.

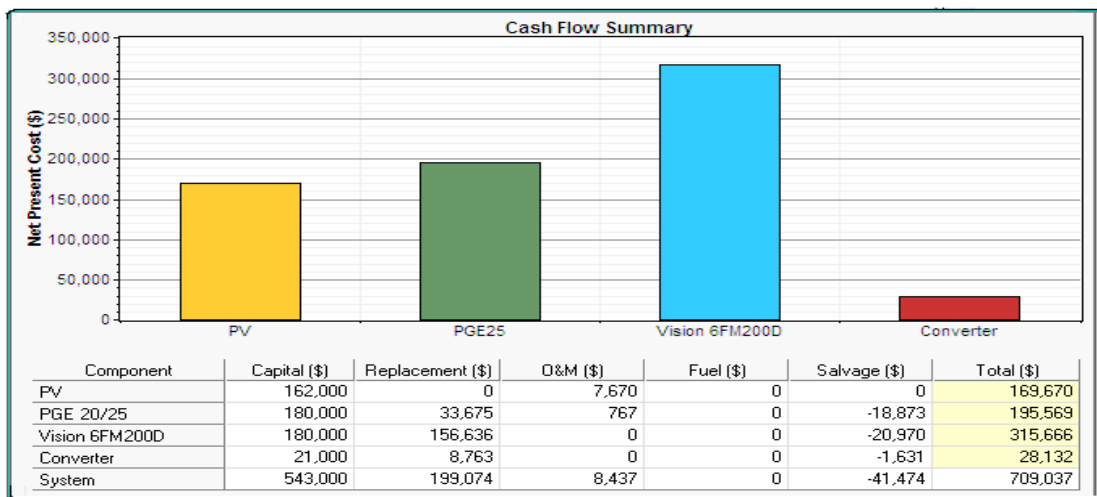


Fig. 50 : NPC total pour le système hybride du système PV/éolienne

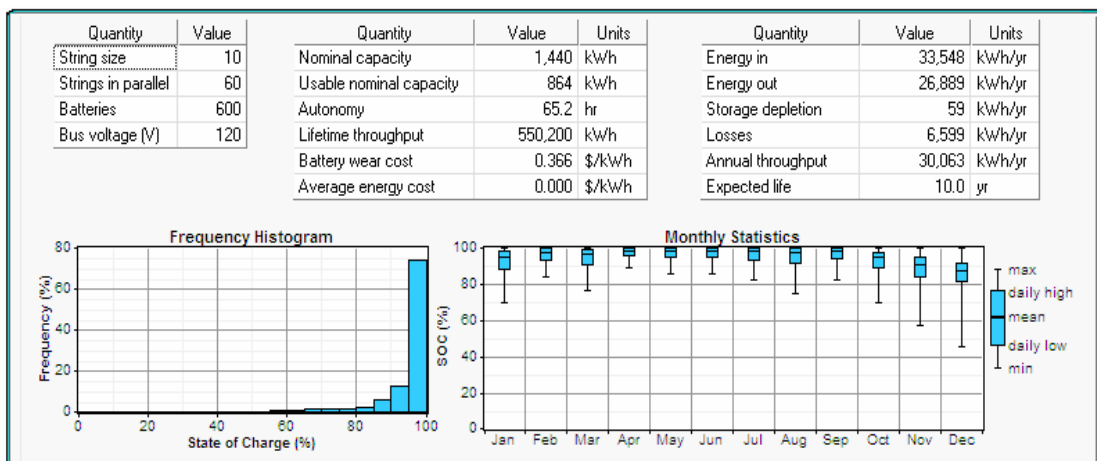


Fig. 51 : L'état de charge du parc batteries du système PV/éolienne



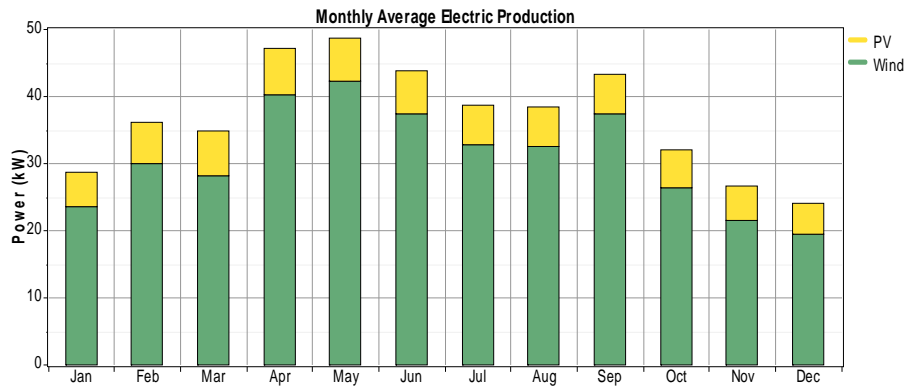
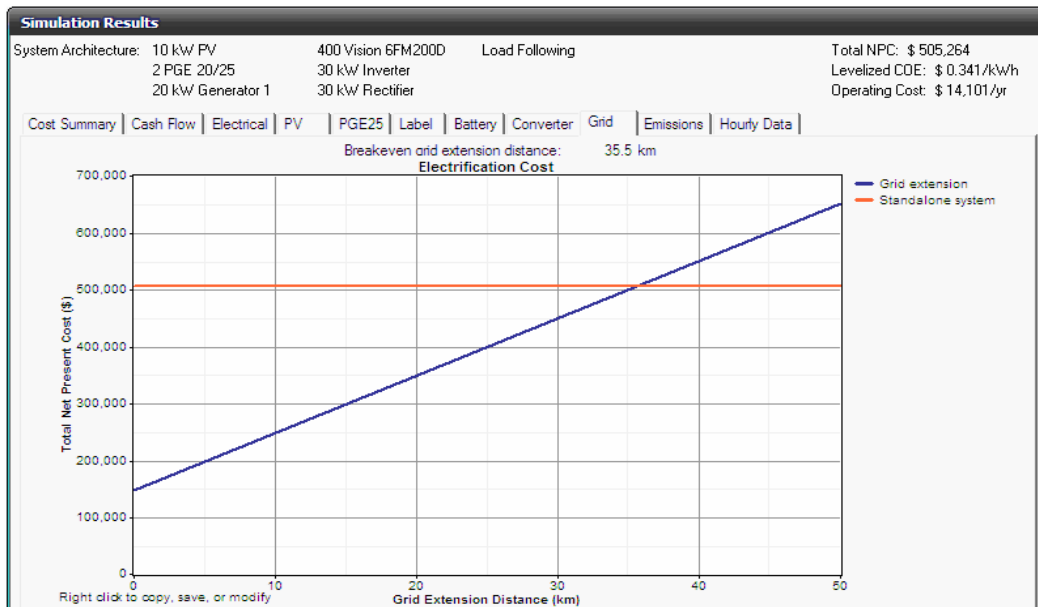


Fig. 52 : Production électrique moyenne mensuelle du système PV/éolienne

Les Figs.53-54 montrent le coût du seuil de rentabilité de l'extension du réseau électrique comparé aux deux systèmes hybrides analysés. Pour le système hybride PV/éolien/diesel est rentable si la distance du village au poste de transformation est supérieure à 35.5Km par contre le système hybride PV/éolien est profitable si et seulement si le village est situé à une distance plus que 55.8 km.



Figs.53 : comparaison entre le coût d'extension du réseau et le système PV/éolien/diesel



Figs.54 : comparaison entre le coût d'extension du réseau et le système PV/éolien

**CONCLUSION**

Dans ce chapitre, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides ont été donnés, ainsi que les différents types d'architectures existants, les outils dimensionnement des systèmes hybrides composés d'un champ PV, éoliennes, générateur diesel et le système de stockage d'énergie, une attention particulière a été consacrée à ce type sources et au stockage. Egalement les problèmes et les stratégies de commande habituelles de ce genre de systèmes ont été présentés.

Nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien et conventionnel (générateur diesel) et le système de stockage en utilisant l'outil de simulation le logiciel HOMER. Le système de conversion d'énergie solaire en électricité, et le système de stockage d'énergie sont connectés à un bus CC. L'interconnexion entre le bus à CC et le bus à CA sur lequel sont raccordé les éoliennes et le générateur diesel, est réalisée à travers un convertisseur bidirectionnel (CC/CA, CA/CC). L'étude de ce système hybride pour alimenter une charge électrique en basse tension d'un village isolé a été réalisée. Une analyse économique a été faite et une comparaison entre les différentes configurations des systèmes. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle dédiée à l'alimentation en énergie électrique des zones rural isolées autant que le système de stockage, qui indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

## REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

- [1] M. Pipattanasomporn " A study of remote area internet access with embedded power generation" Etd - 12272004-141-318, Virginia polytechnic institute, 2004
- [2] P.Barred , "Energy storage and applications with super capacitors ", la boratoire électrotechnique industrielle LEISTI-ISE, école polytechnique fédérale Lausanne EPFLCH 1015 Switzerland
- [3] A.Boyette " contrôle – commande d'un générateur asynchrone à double alimentation avec système de stockage pour la production éolienne ", Thèse de doctorat de l'université Henry Poincaré, Nancy I,decembre 2006
- [4] F. Blaabjerg, Z. Chen, and S.B. Kjaer, "Power electronics as efficient interface in dispersed power generation systems," IEEE Transactions on Power Electronics, 19 (5), 1184–1194, 2004.
- [5] M. Meinhardt and G. Cramer, "Past, present and future of grid connected photovoltaic- and hybrid-power-systems," Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vol. 2, pp. 1283–1288, 2000.
- [6] T. Shimizu, M. Hidakata, T. Kamezawa, and H. Watanabe, "Generation control circuit for photovoltaic modules," IEEE Transactions on Power Electronics, 16 (3), pp 293–300, 2001.
- [7] M. Meinhardt and D. Wimmer, " Multistring-converter: The next step in evolution of string converter technology," Proceedings of the EPE'01 Conference, Graz, Austria, 2001.
- [8] M.ashari, C. V. Nayar; an optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic PV- diesel-battery hybrid power system; Renewable energy Vol 66, N.1 , pp 1-9, Elsevier science 1999
- [9] Y. Azoumah n, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, P. Girard, "Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The "flexy-energy" concept" Energy Policy, Vol 39 (2011), pp 133-134
- [10] B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance, 'Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off-Grid Rural Electrification', International Journal of Renewable Energy Engineering, Vol. 1, N°1, pp. 7- 17, 1999.
- [11] Muselli, M., Notton, G., Louche, " Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management". Solar Energy 65 (3), 143–157. 1999.
- [12] Ginny Fay, Tobias SchwörerAlaska , " Isolated Wind-Diesel Systems Performance and Economic Analysis", Alaska Energy Authority and Denali Commission, ACEP, juin 2010, ginnyfay@uaa.alaska.edu
- [13] Ahmad Agus Setiawan, Yu Zhao, Chem. V. Nayar, "Design, economic analysis and environmental considerations of mini-grid hybrid power system with reverse osmosis desalination plant for remote areas", Renewable Energy 34 (2009) pp. 374–383.
- [14] S.Ruin, O. Carlson , " Wind-hybrid system with variable speed and DC-link" wind power for 21 century, Kassel, Germany, pp 21-27, September 2000
- [15] E.Ian, Baring Gould, L. Flowers, P. Lundsager, " worldwide status of wind-diesel application", Pre-workshop, wind-diesel 101, 2004, Anchorage, Alaska
- [16] P. Lundsager, H. Bindner , N. Clausen, S. Frendsen, L.H. Hansen, J.C. Hansen, " Isolated system with wind power" Risø-R-1256 (EN);2001
- [17] H.G.Beyer, T.Degner, "Assessing the maximum fuel savings in obtainable in simple wind- diesel system", Solar Energy, Vol 61,N.1, pp 5-10, Elsevier Science 1997
- [18] B.Wichert ," PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation –A review of current practice and future developments", Renewable and sustainable energy Reviews, 1997, vol.1,No 3, pp 209-228, Elsevier Science 1997
- [19] G.Szccomado, J. Svenson, "Transient operation of grid connected voltage source converter under unbalanced voltage conditions", IEEE Industry Application conference, 36th IAS annual Meeting, Chicago, 2001.

- [20] M. Ashari C.V.Nayar “an optimum dispatch strategy using set points for a photovoltaic (PV)-diesel-battery hybrid power system”, Renewable energy, vol 66, No 1, pp 1-9, Elsevier Science 1999.
- [21] C.D. Barley and CB Winn, “Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems”, Solar Energy, vol. 58, N4-6, pp165-179, 1996.
- [22] A. Pereira, “Modular supervisory controller for hybrid power system”, Riso-R-1202 (EN) 2000.
- [23] EN50160, “Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution system”, CENELEC, Belgium, 1996.
- [24] T. Moore, « Electrification and global sustainability », EPRI Janvier 1998
- [25] International Energy Agency, « World Energy Outlook 2002 – Chapter 13: Energy and poverty », World Summit on Sustainable Development meeting In Johannesburg, 2002
- [26] M.O. Abdullah, V.C. Yung, M. Anyi, A.K. Othman, K.B. Ab. Hamid, J. Tarawe, “Review and comparison study of hybrid diesel/solar/hydro/fuel cell energy schemes for a rural ICT Telecenter”, Energy 35 (2010), 639–646, Science Direct
- [27] Roger C.Dugan, Mark F. McGranaghan, “Electrical Power Systems Quality” , Second Edition MacGra-Hill, pp 115-116
- [28] W. h. Kersting “Distribution system modeling and analysis”, CRS press 2002
- [29] M. Aguet J.J. Morf . “Energie électrique” Dunod, 1987
- [30] H. Saadat. “power system analysis”, Mc Graw Hill, 1999
- [31] A.Y. Kadri1 et A. Hamidat2, “Compensation partielle et globale du réseau électrique BT à l’aide de l’énergie solaire photovoltaïque”, Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°3 (2009) 433 – 447
- [32] Thabor M.Z. (1988), “Small diesel power”, International Conference on Small Power Supplies, Tasmanie.
- [33] M. Muselli, G. Notton and A. Louche, “Design of hybrid-photovoltaic power generator, with optimization of energy management”, Solar Energy Vol. 65, No. 3, pp. 143–157, 1999 Elsevier Science
- [34] M.Chikh, “Etude analytique conceptuelle des systèmes photovoltaïque de puissance adapté aux sites isolés”, thèse de magister, CDER, 1994
- [35] Beyer H. G., Degner T. and Gabler H. “Operational behavior of wind diesel systems incorporating short-term storage: an analysis via simulation calculations”, Solar Energy 54, 429–439).
- [36] Schmid, J., Von Dincklage, R.D., (1988). “Power Conditioning and Control”. Euroforum New Energies, Saarbruken, Germany, 241-243, 1988.
- [37] Market survey: “Inverters 2007”, Photon International Avril 2007, p.138.
- [38] Schmid, J., Schmidt, H., (1991). “Inverters for Photovoltaic Systems ”. 5th Contractor's Meeting of the EC Photovoltaic Demonstration Projects, Ispra, Italy, pp. 122-132, 1991.
- [39] Burger, B., Ruther, R., “Site-Dependent System Performance and Optimal Inverter Sizing of Grid-Connected PV Systems”, 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Orlando – EUA, pp. 765-768, 2005.
- [40] Burger, B., Ruther, R., “Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature” , Solar Energy, vol. 80, pp. 32–45, 2006.
- [41] Kil, A.J., van der Weiden, T.C.J., “Performance of modular grid connected PV systems with undersized inverters in Portugal and the Netherlands”. IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Waikoloa, Hawaii, USA, pp. 1028-1031, 1994.
- [42] Ries, H., Sprau, P., “Design considerations for the PV generator/inverter matching in grid connected systems”. 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, pp. 1377–1378, 1992.
- [43] Maranda, W., Mey, G.D., Vos, A.D., “Optimization of the master–slave inverter system for grid-connected photovoltaic plants”, Energy Conversion and Management, vol. 39, pp. 1239–1246, 1998.

- [44] Rasmussen, N.E., Branz, H.M., "The dependence of delivered energy on power conditioner electrical characteristics for utility-interactive PV systems". 15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Kissimmee, Florida, USA, pp. 614-620, 1981.
- [45] Keller, L., Affolter, P., "Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter-practical results". Solar Energy, vol. 55, pp. 1-7, 1995.
- [46] Macagnan, M.H., Lorenzo, E. "On the optimal size of inverters for grid connected PV systems". 11th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Montreux, Switzerland, pp. 1167– 1170, 1992.
- [47] Fatih O. Hocaog̃lu, O' mer N. Gerek, Mehmet Kurban "A novel hybrid (wind–photovoltaic) system sizing procedure", Solar Energy 83 (2009) 2019–2028
- [48] B.D. Shakya, Lu Aye, P. Musgrave, "Technical feasibility and % nancial analysis of hybrid wind–photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma" International Journal of Hydrogen Energy 30 (2005) 9 – 20
- [49] Eftichios Koutroulis , Dionissia Kolokotsa , Antonis Potirakis , Kostas Kalaitzakis, "Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms", Solar Energy 80 (2006) 1072–1088
- [50] S.M. Shaahid\_, M.A. Elhadidy, "Economic analysis of hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for residential loads in hot regions—A step to clean future Renewable and Sustainable Energy" Reviews 12 (2008) 488–503
- [51] B. Ai, H. Yang, H. Shen , X. Liao, "Computer-aided design of PV/wind hybrid system" , Renewable Energy 28 (2003) 1491–1512
- [52] Hongxing Yang, Wei Zhou, Lin Lu, Zhaohong Fang "Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm" Solar Energy 82 (2008) 354–367
- [53] <http://www.ncdc.noaa.gov/>
- [54] [http:// eosweb.larc. nasa. cov/sse/](http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/)
- [55] [www.csir.co.za/environmentek/sarerd](http://www.csir.co.za/environmentek/sarerd)
- [56] Nachida kasbadji Merzouk, "évaluation du gisement énergétique éolien contribution a la détermination du profil vertical de la vitesse du vent en Algérie", Thèse de doctorat, université de Tlemcen, 2006.
- [57] Nfah EM, Ngumdam JM, Tchinda R. "Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon". Renew Energy 2007; 32: 823-844.

## CONCLUSION GENERALE

Notre étude a porté sur les différents modèles de simulation des panneaux solaire à l'échelle de la cellule, module ou un champ photovoltaïque. Cette étude a été concentrée principalement sur le modèle d'une diode. Le modèle d'une diode est un modèle implicite à cinq paramètres, la problématique de ce modèle réside dans ces cinq paramètres car la connaissance de ces paramètres est essentielle pour la conception, le contrôle de la qualité des modules PV et l'évaluation de leur performance. Donc pour compléter ce modèle, il suffit de déterminer ces paramètres fondamentaux, les deux résistances  $R_s$ ,  $R_p$  et la tension thermique  $a$  (ou le facteur de qualité de la diode  $A$ ). Tandis que les autres paramètres  $I_{ph}$  et  $I_s$  dépendent de  $R_s$ ,  $R_p$  et  $a$ . Nous avons soumis différente méthode expérimentale de calcul de ces paramètres ainsi que deux nouvelle méthodes, l'une est une méthode analytique et l'autre en utilisant les coefficients de dépendance de température afin de calculer la tension thermique  $a$ , qui servira à la résolution d'une équation pour extraire les valeurs de  $R_s$  et de  $R_p$ . Par conséquent nous avons établi un ensemble de modèles d'estimation de la puissance maximale et parmi eux deux autres modèles qui dépendent des paramètres résistifs causant les pertes de puissance ainsi que le facteur de remplissage. Ces modèles dépendent seulement des conditions de circuit ouvert et du courant du court-circuit et des deux résistances série et parallèle et la tension thermique. Egalement la modélisation du paramètre  $a$  en d'autres conditions de température et d'ensoleillement et son effet sur la caractéristique I-V et de même pour les deux résistances. Les nouveaux modèles évoqués sont vérifiés expérimentalement, afin de prouver leurs validités. Également les modèles de la puissance générée par un module photovoltaïque ou un ensemble de modules connecté entre eux. La modélisation mathématique permet de caractériser le comportement d'un système photovoltaïque, et d'établir une relation directe entre les différents composants du système et d'introniser un rapport entre l'énergie produite par l'installation et la demande énergétique et de prévoir les caractéristiques de chaque partie du système en fonction des données météorologiques. Ceci pour aider à la compréhension profonde du comportement du système PV et aussi bien sa conception de point de vue énergétique, dynamique et pour analyser et évaluer leurs performances.

D'autre part, nous avons traité les modèles d'analyse de la source du vent Ainsi que l'énergie que peut extraire une éolienne de l'énergie éolienne disponible sur un site, et les modèles de conversion aérodynamique et la modélisation de la courbe de puissance produite par une éolienne, la modélisation polynomial de la courbe de puissance en utilisant la méthode de Lagrange, pareillement nous avons développé un modèle quadratique dépend des vitesses caractéristiques de l'éolienne, s'adapte mieux aux courbes de puissances, ce modèle a été confronté à d'autres modèles quadratiques ou cubique, ce modèle semble approprié aux courbes typiques de puissances des éoliennes et également les critères d'installation et d'appariement entre site et éolienne, qui se résume à des différentes méthodes de calcul du facteur de performance d'assortiment pour déduire le modèle adéquat afin d'accomplir l'appariement approprié entre site et éolienne. Ainsi nous avons procuré une technique de déterminer

l'éolienne, qui convient à un site donné, qui a été expliqué par une étude rapporté aux quelques sites algériens.

Les deux sources d'énergies renouvelables (solaire et éolienne) sont économiquement fiables et rentables pour l'intégration dans les systèmes de production d'énergie électrique, par contre le problème avec la puissance variable et non garantie produite par les sources d'énergie renouvelables, peut être résolu par un couplage des sources d'approvisionnement et la formation d'un système dit hybride. Un système hybride à sources d'énergie renouvelables est un système électrique, comprenant plus d'une source d'énergie, parmi lesquelles une au moins est renouvelable. Le système hybride peut comprendre un dispositif de stockage. Les systèmes hybrides peuvent être divisés en deux groupes. Dans le premier groupe, on trouve les systèmes hybrides, travaillant en parallèle avec le réseau électrique, appelés aussi connectés au réseau. Ces systèmes contribuent à satisfaire la charge du système électrique. Les systèmes hybrides du deuxième groupe fonctionnent en régime isolé ou en mode autonome. Ils doivent répondre aux besoins des consommateurs situés dans des sites éloignés du réseau électrique : Refuges de montagne, îles, villages isolés, panneaux de signalisation routière etc.

L'insertion des diverses sources d'énergies dans un système hybride doit avoir une conséquence profitable et bénéfique sur la production d'énergie, en terme de coût et disponibilité, aussi bien que le bilan écologique est présumé favorable. Les moyens de production d'énergies renouvelables représentent des capacités de production variables, incertaines et souvent intermittentes et fluctuantes, non corrélées à la demande de charge. L'objectif d'un système hybride est d'assurer la demande de charge et d'optimiser sa production afin de combler l'énergie demandée par la charge durant la période d'intermittence et tout en maintenant la qualité d'énergie fournie.

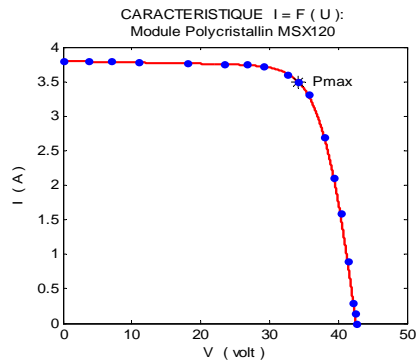
Dans le dernier chapitre, les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides ont été donnés, ainsi que les différents types d'architectures existants, les outils dimensionnement des systèmes hybrides composés d'un champ PV, éoliennes, générateur diesel et le système de stockage d'énergie, une attention particulière a été consacrée à ce type sources et au stockage. Egalement les problèmes et les stratégies de commande habituelles de ce genre de systèmes ont été présentés. Nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien et conventionnel (générateur diesel) et le système de stockage en utilisant l'outil de simulation le logiciel HOMER. Le système de conversion d'énergie solaire en électricité, et le système de stockage d'énergie sont connectés à un bus CC. L'interconnexion entre le bus à CC et le bus à CA sur lequel sont raccordé les éoliennes et le générateur diesel, est réalisée à travers un convertisseur bidirectionnel (CC/CA, CA/CC). L'étude de ce système hybride pour alimenter une charge électrique en basse tension d'un village isolé a été matérialisée. Une analyse économique a été faite et une comparaison entre les différentes configurations des systèmes. Conséquemment nous avons montré l'intérêt bénéfique d'un système hybride par apport au système d'énergie conventionnelle dédiée à l'alimentation en énergie électrique des zones rural isolées autant que le système de stockage, qui indispensable dans ce type de systèmes de génération d'énergie électrique.

# ANNEXES

## Annexe A

Le programme numérique dans l'environnement du logiciel Matlab, qui permet l'estimation des valeurs de  $R_s$  et  $R_p$  en variant le facteur d'idéalité de telle manière que les valeurs de la courbe caractéristique coïncident avec les valeurs expérimentales.

```
clear all;
%*****Module Polycristallin MSX120*****
% CARACTERISTIQUE D'UNE CELLULE I=F(U)
%*****
A=1.19; n=72; T=298; Q=1.6E-19; K=1.38E-23; W=Q/(n*A*K*T);
Icc=3.8 ;Vco=42.6; Im=3.5; Vm=34.2;a=(n*A*K*T)/Q;
%*****
Iexp=[ 3.8 3.8 3.8 3.78 3.76 3.754 3.745 3.72 3.6 3.5 3.32 2.7 2.1 1.6 0.9 0.3 0.15 0];
Uexp=[0 3.8 7 11 18 23.5 26.7 29.2 32.57 34.2 35.8 38 39.4 40.35 41.5 42.2 42.4 42.6];
Io=(Icc)*(exp(-W*Vco));
Vid=(1/W)*log(((Icc-Iexp(14))/Io)+1);
Rs=-(1)/(W*Io*exp(W*Vco))+(Vco-Uexp(16))/(Iexp(16));
Rs=(Vid-Uexp(14))/(Iexp(14))
Rp=(Uexp(4))/(Icc-Iexp(4)-Io);
Rp=(Uexp(4))/(Icc-Iexp(4))
Iph=Io*(exp(W*Vco)-1)+Vco/Rp;
Iph=Io*(exp(W*Vco)-1)+Vco/Rp
U=0; k=0; I=Icc;
while I>=0;
Id=Io*(exp(W*(U+Rs*I))-1); IRp=(U+Rs*I)/(Rp); I=Icc-Id-IRp;
if I>=0; k=k+1; II(k)=I; IIRp(k)=IRp;UU(k)=U;
IIPH(k)=Icc; IId(k)=Id; end;
U=U+0.01; end;
PP=UU.*II;
[Pmax,j]=max(PP);
Imth=II(j);
Vmth=UU(j);
%*****
UU=[UU Vco]; II=[II 0];
plot(UU,II,'r'); grid on, hold on;
plot(UU(j),II(j),'*'); hold on;
text(UU(j),II(j), ' Pmax '); hold on;
xlabel(' V ( volt ) '); hold on;
ylabel(' I ( A / cm² ) '); hold on;
title('CARACTERISTIQUE I = F ( U ) ');
grid; hold on;
plot(Uexp,Iexp,'. ');grid; hold on;
%*****
```





## Annexe B

### Calcul de la puissance et de l'énergie associé à la loi de Rayleigh Définition de vitesse particulière

Comme pour la loi de Weibull des caractéristiques de puissance et d'énergie éoliennes peuvent être définies ainsi que des vitesses ayant des propriétés particulières. Elles ressemblent en grande partie aux définitions trouvées pour la loi de Weibull mais avec une valeur de paramètre  $k=2$ .

On sait que la puissance disponible par unité de surface est donnée, sans utiliser le coefficient de Betz, par :

$$P_D = \frac{1}{2} \rho V^3$$

La densité d'énergie éolienne d'un site peut être exprimée par :

$$E_D = \int_0^{\infty} P_D f(V) dV$$

Donc, en utilisant la définition d'une constante,  $K = \frac{\pi}{4V_m^2}$  la densité d'énergie peut encore s'écrire :

$$E_D = K \rho \int_0^{\infty} V^4 \exp(-KV^2) dV$$

Cette intégrale peut être évaluée à :

$$E_D = \frac{3}{8} \frac{\rho \sqrt{\pi}}{K^{3/2}}$$

L'énergie calculée pour une période T s'exprime par :

$$E = TE_D = \frac{3}{8} \frac{\rho T \sqrt{\pi}}{K^{3/2}}$$

La valeur s'obtient par :

$$E = \frac{3}{\pi} \rho T V_m^3$$

On peut aussi exprimer la vitesse la plus fréquente, la vitesse de vent qui correspond au maximum de la densité de probabilité.

$$f(V) = 2KV \exp(-KV^2)$$

La vitesse la plus fréquente est donnée par :

$$V_F = \frac{1}{\sqrt{2K}}$$

La vitesse, qui apportera un maximum d'énergie est de différente de la vitesse la plus fréquente, cette vitesse se déduit par.

L'énergie correspondante à une vitesse de vent particulière est donnée par :

$$E_V = Pf(V)$$

Alors

$$E(V) = K \rho V^4 \exp(-KV^2)$$

Donc, on a une énergie maximale pour la vitesse suivante :

$$V_{E_{\max}} = \sqrt{\frac{2}{K}}$$

L'énergie produite pour une période T par une éolienne est évidemment liée à son fonctionnement. En effet, pour une vitesse de vent plus faible que  $V_c$  de l'éolienne aucune puissance ne pourra être générée et à partir de la

vitesse  $V_r$  la puissance est constante (contrôle Pitch) jusqu'à la vitesse de coupure  $V_{out}$ . On a donc une énergie disponible définie par :

$$E_T = T \int_{V_c}^{V_r} P(V) f(V) dV + T Pr \int_{V_r}^{V_{out}} f(V) dV$$

On utilisant l'expression de  $f(V)$ , on obtient :

$$E_T = TK\rho \int_{V_c}^{V_r} V^4 \exp(-KV^2) dV + \frac{1}{2} T\rho V_r^3 [\exp(-KV_r^2) - \exp(-KV_{out}^2)]$$

L'intégral ne peut être résolue analytiquement mais son expression peut être intégrée par des techniques numériques.

## Annexe C

Les données météorologiques de la vitesse moyenne de vent du site de Tindouf et les données du mois le plus défavorable du mois de décembre

### L'irradiation Solaire Mois Décembre

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	0	0	0	0	0	0	0	.07	.12	.06	.05	.06	.21	.21	.13	.33	.07	.01	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	.07	.22	.34	.64	.64	.63	.51	.52	.29	.18	.02	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	.07	.12	.09	.17	.44	.48	.40	.47	.32	.09	.02	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	.03	.03	.13	.18	.12	.16	.12	.11	.04	.08	.01	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	.05	.02	.08	.03	.19	.26	.11	.08	.03	.04	.01	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	.03	.15	.33	.39	.7	.71	.64	.56	.45	.18	.02	0	.0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	.09	.28	.38	.43	.52	.64	.42	.53	.35	.17	.01	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	.06	.25	.41	.61	.62	.63	.69	.59	.28	.19	.01	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	.06	.23	.34	.49	.59	.61	.66	.58	.37	.20	.02	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	.02	.19	.41	.41	.52	.61	.59	.39	.19	.02	.00	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	.02	.22	.42	.62	.65	.77	.75	.53	.34	.19	.03	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	.04	.21	.38	.61	.74	.77	.73	.61	.46	.23	.03	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	.03	.16	.30	.40	.38	.33	.39	.37	.20	.09	.01	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	.05	.20	.37	.48	.50	.70	.61	.37	.28	.22	.02	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	.05	.23	.46	.57	.75	.69	.64	.59	.40	.21	.03	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	.04	.22	.40	.57	.70	.78	.70	.60	.45	.20	.03	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	.06	.24	.31	.57	.67	.57	.53	.29	.29	.13	.02	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	.03	.10	.15	.22	.19	.24	.23	.27	.14	.05	.01	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	.05	.18	.40	.56	.65	.66	.56	.40	.35	.21	.02	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	.04	.17	.33	.49	.63	.71	.63	.48	.36	.15	.02	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	.03	.14	.38	.48	.64	.68	.73	.55	.38	.19	.02	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	.04	.03	.06	.07	.11	.15	.09	.03	.01	.01	.00	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	.06	.16	.17	.20	.30	.24	.24	.23	.29	.18	.02	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	.03	.08	.09	.19	.32	.32	.26	.20	.27	.12	.01	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	.03	.10	.19	.50	.62	.41	.37	.24	.17	.15	.02	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	.03	.19	.44	.59	.75	.79	.70	.56	.42	.25	.04	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	.04	.26	.39	.46	.47	.32	.25	.32	.43	.20	.04	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	.03	.18	.36	.44	.63	.64	.69	.52	.46	.25	.04	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	.03	.18	.45	.64	.67	.63	.66	.57	.41	.26	.04	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	.04	.25	.37	.29	.34	.27	.35	.23	.24	.23	.04	0	.0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	.03	.08	.11	.25	.27	.31	.38	.27	.17	.17	.02	0	0	0	0	0	0

### Vitesse de Vent Mois Décembre

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	3.8	2.3	2.3	1.8	1.7	1.3	1.9	2.8	2.3	3.9	4.3	3.6	3.8	3.6	2.9	2.6	3.3	3.6	5.0	5.7	6.2	5	4.8	3.4
2	3.7	5.2	6.1	7.1	8.4	7.8	7.3	7.5	6.8	9.7	5.4	5.9	7.4	6.8	7.1	6.7	4.6	4.5	4.1	3.5	5.8	7.4	5.8	7.9
3	6.0	6.5	6.0	6.0	4.6	4.5	4.3	5.2	5.2	5.0	3.6	3.9	3.4	2.6	3.3	5.2	5.7	6.8	6.7	5.4	4.5	2.2	3.3	3.5
4	3.0	3.2	2.8	2.4	3.2	2.9	3.9	4.0	4.6	3.9	3.6	3.4	4.7	5.2	9.4	8.0	9.7	9.2	9	7.3	7.7	6.7	7.3	5.0
5	4.4	3.1	2.4	3.4	3.4	3.1	5.0	4.0	5.1	5.3	5.5	5.3	5.6	4.2	4.9	5.4	6.7	5.7	4.9	3.8	4.8	3.9	4.5	4.0
6	2.9	3.2	2.9	2.2	1.9	1.5	1.4	1.5	1.9	1.5	1.8	1.9	2.7	2.8	4.7	4.6	4.6	6.3	7.0	8.2	6.4	6.4	6.5	6.2
7	5.2	5.8	4.7	3.8	4.7	3.0	2.5	3.1	2.9	2.9	4.2	4.4	3.9	5.0	5.9	6.2	5.4	5.0	5	4.4	4.4	3.6	3.6	3.2
8	4.2	2.6	1.6	1.3	0.9	1.9	2.2	1.8	2.0	3.6	2.9	2.9	2.1	0.9	1.7	1.0	0.4	0.1	1.6	3.1	4.6	5.9	5.5	4.5
9	4.5	4.6	4.4	4.3	3.6	3.9	3.2	2.3	2.2	2.1	2.6	1.4	1.6	1.5	2.3	1.8	3.1	4.1	2.6	1.3	0.4	0.8	0.6	2.0
10	0.6	1.4	2.2	0.8	0.9	1.0	1.3	2.2	2.4	1.8	1.5	3.1	2.3	2.6	3.7	4.5	3.9	4.1	3.3	3.3	3.6	4	3.4	4.0
11	3.4	4.0	3.6	2.7	1.9	3.0	5.0	1.0	1.4	2.6	4.4	4.8	5.8	5.0	4.2	4.1	4.6	4.9	8.8	8.2	7.7	7.9	9	8.7
12	6.7	5.7	4.7	4.2	2.4	0.7	1.5	1.0	1.5	0.9	2.4	3.6	2.9	4.7	5.9	8.5	7.6	7.6	5	4.3	3.5	4.4	3.8	5.5
13	4.2	5.8	4.8	4.7	4.4	4.7	5.7	5.7	6.1	6.8	5.5	4.3	6.3	3.7	3.6	4.3	4.7	3.9	3.4	3.5	3.9	3.5	4.5	3.5
14	3.7	4.2	3.7	3.7	2.1	1.7	4.0	3.6	2.9	2.8	2.1	1.7	3.2	4.6	5.5	6.0	7.5	6.8	6.5	6.4	4.2	4.3	4.7	4.3
15	4	3.7	1.5	2.3	1.2	2.2	2.0	0.5	1.4	1.1	1.6	0.6	1.8	3.8	4.4	5.6	4.8	6.1	4.5	5.7	5.7	5.4	3.4	5.5
16	5.3	4.5	5.2	3.7	2.5	3.2	3.0	3.3	3.8	4.8	5.6	5.6	7.0	6.3	5.4	4.9	3.6	3.6	4.7	4.9	5.7	5.9	6.8	5.6
17	3.7	3.1	2.7	2.4	1.9	3.1	3.6	2.4	3.2	1.2	1.6	1.7	3.0	4.9	2.5	4	3.5	3.7	5.3	5.3	5.9	5.7	5.4	5.2
18	2.4	1.8	2.3	1.7	1.7	2.5	2.4	2.2	4.2	5.9	5.1	4.7	5.0	3.7	2.8	4.3	7.2	11	8.2	7.7	7	6.2	4.9	3.4
19	3.4	4.1	3.1	2.1	2.1	2.9	3.9	3.4	4.1	2.9	2.7	3.4	5.9	8.0	6.9	6.8	7.4	4.6	3.9	2.4	2.7	2.5	2.7	2.5
20	1.8	2.6	1.1	1.6	1.6	0.8	1.3	2.0	2.9	2.1	3.1	2.3	2.6	1.8	2.0	4.0	3.5	2.9	2.2	4.2	3.4	2.7	1.7	2.0
21	2	2.7	2.9	3.5	2.9	3.4	3.1	3.1	3.0	1.5	1.1	1.9	1.8	1.9	2.2	2.7	4	4.9	5.3	4	5	6.2	7.2	6.6
22	6.7	6	7.3	5.3	5.4	7.5	6.0	7.2	6.5	4.5	3.5	3	2.5	2.3	2.3	3	2.6	2.2	2.3	2	1.6	2.5	2.6	2.9
23	2.1	2.2	2.3	1.5	1.0	1.4	0.6	0.4	0.3	1.1	1.6	1.7	3.4	3.9	4.3	3.8	3.2	4.9	4.7	4.8	3	1.3	0.7	1.1
24	.8	0.2	1.1	1.2	1.2	2.1	1.6	2.6	2.4	2.6	2.5	2.6	3.0	3.3	6.7	5.6	4.4	5.1	4.6	3.4	3.5	2.1	3.2	2.2
25	3.3	5.0	3.8	4.4	4.3	3.4	2.9	1.0	1.8	1.4	1.0	1.8	1.0	2.0	3.3	3.2	4.4	5.9	5.9	4.9	3.9	3.8	5.2	5.2
26	5.1	4.1	5	4.4	1.3	0.6	0.6	1.7	1.3	0.6	1.2	1.5	2.0	0.7	1.3	1.8	4.1	3.7	4.2	3.3	4.1	2	2.5	2.2
27	2.6	2.6	2.7	2.7	3.0	2.7	4.4	4.1	4.0	3.5	3.7	3.2	3.5	4.2	2.7	2.9	2.8	2.6	2.7	4	3.8	3.3	2.8	2.7
28	2.6	3.7	1.7	1.5	2.1	2.2	2.8	2.2	2.7	2.3	1.3	1.1	1.3	2	2.5	3.5	3.5	2.2	2.5	2.2	1.8	2.8	2.9	2.4
29	3.1	3.0	4.1	5.4	4.8	3.9	2.5	3.3	3.1	4.1	4.5	5.5	6.5	7.4	9.1	6.4	6.5	5.4	5.5	6.2	5.2	5.2	5	4.4
30	4.9	5.8	4.1	3.4	2.3	1.9	0.9	0.6	0.8	0.9	0.5	2.1	2.6	5.3	6.2	6.2	6.1	6.3	6.6	5.9	4.8	4.7	4.3	5.6
31	7.2	8.7	6.9	6.3	7.3	4.6	5.2	3.1	3.5	3.0	3.0	3.3	2.9	4.1	4.4	4.8	3.3	3.6	3.9	4.0	3.8	5.9	6.2	3.8

### VITESSE MOYENNE DE VENT DE CHAQUE JOUR DU MOIS DE L'ANNEE

January=[4.6 5.8 8.9 9.6 9.1 4.4 7.6 9.7 8.1 9.5 11.2 13.1 8.2 4.3 8.1 16.4 17.0 15.8 17.6 16.1 10.9 5.9 7.6 6.5 5.5 11.9 10.7 9.7 10.5 8.7 8.4];  
February=[ 9 16.4 12.8 12.1 9 8.5 10.9 13.6 13.8 9.6 9 12.7 11.6 8.3 6.8 9.3 6.5 5.6 7 4.9 5.8 5.1 12.8 5.9 6.4 3.2 2.4 1.6 3.7 ];  
March=[ 7.5 9.6 5.2 5.6 4.8 9.5 10.5 14.2 8.3 9.8 7.1 7.7 8.6 7.2 5.6 8.7 10.0 10.5 8.3 8.0 9.3 14.0 18.2 15.7 13.1 9.0 14.8 14.5 14.8 19.3 19.8];  
Avril=[ 12 10.4 11 9.9 9.4 6.7 10.1 8.4 9.9 12.2 12.8 12.7 10.5 12.4 20.3 13.5 9.6 7.8 12.9 11.0 12.1 12.3 8.2 8.6 8.0 6.0 11.5 10.1 10.8 18.4];  
Mai=[ 10.4 10.7 10.3 8.6 9.5 8.7 11.3 9.8 13.5 14.1 12.5 13.3 10.2 7.4 4.5 4.5 7.0 9.1 6.0 8.6 7.8 7.1 5.4 8.8 8.3 9.8 10.5 10.1 8.5 7.4 7.3];  
juin=[ 8.8 8.2 9.2 9 7.2 7.1 7.1 7.6 8.0 6.5 5.6 5.4 13.9 7.9 3.8 3.8 3.2 3.2 3.0 3.2 8.0 7.3 9.5 5.5 5.4 7.7 4.5 5.6 4.2 3.4 ];  
July=[8.2 9.2 10.9 7.6 7.2 7.1 10.8 8.8 8.0 12.5 11.7 12.2 8.8 7.0 7.2 8.4 9.9 6.9 6.3 8.0 6.9 5.7 11.3 11.8 9 10.9 11.3 12.5 8.8 10.8 10.0];  
aout=[7.8 9.9 7.2 4.7 8.4 10.8 8.8 11.5 13.3 12.7 10.9 6.2 7.9 8.7 8.0 10.4 13.5 10.5 9.0 12.0 9.1 9.1 10.4 5.8 5.9 3.5 3.9 8.1 6.8 12.2 7.1 ];

sep=[ 3.0 4.5 11.6 10.8 12.0 7.2 8.3 11.9 12.3 15.6 12.5 10.9 14.3 8.4 11.2 9.2 10.9 7.6 7.2 7.1 12.8 8.8 4.7 8.4 10.8 8.8 11.5 13.3 12.7 10.9];  
 oct=[ 6.9 10.6 16.6 7.5 9.4 13.2 7.0 4.3 7.6 10.6 10.6 9.8 9.7 6.5 3.6 3.9 6.9 7.9 6.9 5.9 3.7 6.8 5.0 12.3 13.0 10.6 15.0 12.1 6.2 5.8 7.1];  
 Nov=[ 6.8 6.2 14.3 18.5 17.3 8.7 6.7 7.4 5.8 7.8 10.3 11.2 8.4 2.8 10.5 6.7 9.5 7.0 4.3 18.2 18.6 12.2 6.9 8.8 12.4 8.9 4.3 4.9 4.9 9.6 ];  
 Dec=[ 7.1 7.7 4.2 7.9 7.3 10.8 10.7 9.1 5.1 1.2 2.3 5.2 3.0 7.6 5.4 4.9 8.8 10.5 7.9 1.2 3.1 6.0 3.8 7.9 9.5 7.0 6.1 5.1 5.8 4.1];

**LA TEMPERATURE MOYENNE DE CHAQUE JOUR DU MOIS DE L'ANNEE**

Janvier

Tmax1= [18.6 20 18.3 21 21.3 24 24 22.5 19 18.5 18 18.4 17 20.2 23 25 22.6 18.2 16 15.8 18 18.2 20 20 20 19.3 21 20.6 19.8 23.3 23.3];  
 Tmin1= [1.9 3 4.7 4 5 4 8 9.4 4 5.6 6.8 6.8 5 6 7 8 11 8.8 6.5 7 4 2 4 2.7 4 7 7 7 8 8 9];

Février

Tmax2= [23.3 24.6 22 21.6 19.7 16.9 22.6 24 25 17.6 15.5 19 18 19 18.4 20.6 21.8 22 21.2 20.4 21.7 24 23 21.3 20.5 22.3 22.8 23.6 24.2 26.3];  
 Tmin2= [9 8 11 7.5 6 5.8 2.7 6 6 4 3 2.5 5.3 4 5 7 7 6 4 4.2 5.3 6 8 7.5 6 5 6 8.5 8];

Mars

Tmin3= [8 8 8 9 8 8 11 8 12 8.1 10.7 7.5 10 11 12 12.4 12 15 16.3 13 14 19 15.4 24 18.4 20 19 19.3 21 14 12 11.5];  
 Tmax3= [26 26.5 25.8 26.2 26 27.6 29.5 28.3 21.9 26 23.4 25 28.5 27.7 28 28.4 29.3 29.4 29.2 28.3 27.4 27.3 31.7 33 32 34.3 35 37 33.4 29.4 28 25];

Avril

Tmin4= [11.5 11 9 10 10 10.3 9.6 7 11.2 15.6 16 15 11.5 10 10.4 12 11.5 13 13.8 16 11 12 12 12.3 16 16 13 13 16 9.5 9.8];  
 Tmax4= [25 23.6 24 23.1 23 23.4 24 26.6 27 26 24.6 20.5 23.1 28 30.6 30 26 26 29.2 30.4 30.6 32 33 32.2 35 35 32.1 28.5 23.6 26.4 27.7];

Mai

Tmin5= [9.8 11.5 11 10.6 11.7 12 14.6 15.3 19 22 23.7 19.2 21.6 21 21.5 21 22.1 20.8 26.5 23 16.8 14 16.2 18.5 20.2 19.2 18 16.5 18 19.3 19 16.8];  
 Tmax5= [27.7 28.6 28.5 28.4 31.1 32.6 32.4 36 37.3 37.6 37 37.6 37.5 37 38.4 39.3 40.8 42.2 42 38 32 32 33 37 38.8 37.2 36.5 36.5 39.4 40.3 37.4 33.6];

Juin

Tmin6= [16.8 10.8 8.8 12 18 13.7 12.2 12.5 16 17.2 16.8 15.5 15 15.4 11.7 12 13.7 16.1 18.2 19 19.9 19.4 20.6 18 16.1 14.9 13.1 12.4 9.8 14.7 18.8];  
 Tmax6= [33.6 22.5 19.2 26.3 25 22.1 21.4 25.6 29 31.5 28.7 23.1 23.3 23 23 25.2 28 31 32.2 33.3 33 33.4 29.3 28 29 27.4 24 25 26 29 32.5];

Juillet

Tmin7= [18.8 10.5 10.8 8.8 12 18 13.7 12.2 12.5 16 17.2 16.8 15.5 15 15.4 11.7 12 13.7 16.1 18.2 19 19.9 19.4 20.6 18 16.1 14.9 13.1 12.4 9.8 14.7 18.8];  
 Tmax7= [32.5 45.2 45.3 45.8 45.2 45 43.5 43.6 44.2 45.4 46.2 46.6 46.7 45.3 45.3 46.1 47 46.2 46 46.1 45 45.4 46.3 45.6 43.4 40 38 37 39 43.3 46 45.3];

Août

Tmin8=[18.8 29 29.2 30.7 28.6 30.5 28 25.4 28 29 29.5 29 30 29 28 28 27 33 29 30 29.6 29 30.4 32 28 29 30 28 29 30 30 27];  
 Tmax8=[45.3 45.5 46 45 47 46 44 44.8 46 44.6 44 44.5 44 44.8 45 44.5 45.5 40 40.6 43.5 44 43.7 42.6 43.3 42.6 43.6 43.4 44 44.5 43.3 42.6 42.1];

Septembre

Tmin9=[27 27.5 28 28.6 26 21.6 19 23 27.5 22.6 17 17 19 19.2 21.3 23.7 19.2 21.6 21 21.5 21 22.1 20.8 26.5 23 18.2 19 19.9 19.4 20.6 21.61];  
 Tmax9=[42.1 43.4 44 42.8 40.4 38 37.4 37 39 39.5 35.6 37 38.3 39 41.4 33.1 35.6 38.4 39 40.3 38.6 39 37.6 37.8 38 37.9 38.1 39.3 40 40.2 38.8];

Octobre

Tmin10=[21.61 24.8 28 25 27.6 23 21 18 18.4 17.6 17 17 16.5 16.8 17 17 17 18.8 18 17 19 18.7 21 17 14 16.2 13 14 13 13 14 16];  
 Tmax10=[38.8 41.6 40 36 36.9 35.4 31 31.6 34.3 33.5 32.4 32 32.2 32.2 32.5 33 34 33.3 30.7 29.5 30.3 30.6 28.6 24.2 27.1 28 29 30.5 27.6 28 29 30];

Novembre

Tmin11=[16 16 13 14 15 13.3 10 9 10.2 11.4 13 14 15.2 13 12.6 13 10 12 14 9.6 12 11.4 10 8.7 8 10 8 6.8 7 7.4 7.7];  
 Tmax11=[30 31.6 31.3 30.2 25 24.6 25.2 26 28 27.5 28 27.2 27.2 26.3 27.3 27 26.8 27 26 25.6 22 23.2 23.7 21.8 21.7 22.2 21.3 22 23.3 23 22];

Décembre

Tmin12=[ 9 10 8 7.7 5 6 7 9 12 9.8 10 12 10 12 7 7 6 5.5 7 5.5 4.5 3.7 6 6 6 5.5 4 5 4.2 3 3];  
 Tmax12=[ 22.6 21.4 23 20.2 21.4 21.5 24.2 23.7 22 23.4 24.5 23 21.6 24.6 24.5 23 25.6 24.4 24.6 21 20.2 23 24.2 23.8 21.2 19 18.3 19.6 18 18.3 18.4];

## New method to assess the loss parameters of the photovoltaic modules

M. Bencherif and A. Chermitti

Citation: *J. Renewable Sustainable Energy* **4**, 063115 (2012); doi: 10.1063/1.4767812

View online: <http://dx.doi.org/10.1063/1.4767812>

View Table of Contents: <http://jrse.aip.org/resource/1/JRSEBH/v4/i6>

Published by the [American Institute of Physics](#).

---

### Related Articles

Electric double layers allow for opaque electrodes in high performance organic optoelectronic devices  
*APL: Org. Electron. Photonics* **5**, 236 (2012)

Electric double layers allow for opaque electrodes in high performance organic optoelectronic devices  
*Appl. Phys. Lett.* **101**, 173302 (2012)

Efficient, bulk heterojunction organic photovoltaic cells based on boron subphthalocyanine chloride-C70  
*APL: Org. Electron. Photonics* **5**, 157 (2012)

Efficient, bulk heterojunction organic photovoltaic cells based on boron subphthalocyanine chloride-C70  
*Appl. Phys. Lett.* **101**, 033308 (2012)

CdS buffer-layer free highly efficient ZnO-CdSe photoelectrochemical cells  
*Appl. Phys. Lett.* **101**, 033906 (2012)

---

### Additional information on J. Renewable Sustainable Energy

Journal Homepage: <http://jrse.aip.org/>

Journal Information: [http://jrse.aip.org/about/about\\_the\\_journal](http://jrse.aip.org/about/about_the_journal)

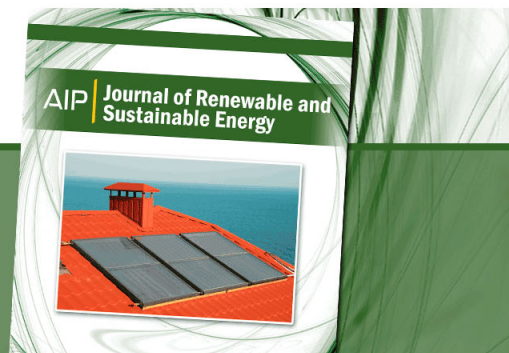
Top downloads: [http://jrse.aip.org/features/most\\_downloaded](http://jrse.aip.org/features/most_downloaded)

Information for Authors: <http://jrse.aip.org/authors>

### ADVERTISEMENT

**AIP** | Journal of Renewable and  
**Sustainable Energy**

Sign Up For the Free  
Newsletter Today!



## New method to assess the loss parameters of the photovoltaic modules

M. Bencherif and A. Chermitti

*Physics Department, Laboratory of Renewable Energies and Materials, University Abou Bekr Belkaid, Tlemcen 13200, Algeria*

(Received 13 May 2012; accepted 25 October 2012; published online 26 November 2012)

The determination of an effective method able to estimate the parameters of a photovoltaic panel is essential for the development and the performance of analysis of such equipment. In this paper, we present a new simple and effective method in order to extract the parameters of the photovoltaic (PV) modules by using the standard diode model. This model requires the five parameters be known, the photocurrent  $I_{ph}$ , the reverse saturation current  $I_s$ , the resistance  $R_s$ , the shunt resistance  $R_{sh}$ , and the curve fitting parameter  $A$  (the ideality factor) or the thermal voltage  $a$ . In order to find the five parameters, we formulated an equation binding only the two loss parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$ . In order to solve this equation and to determine the shunt resistance and the thermal voltage, we expose the computation models of the series resistance  $R_s$ , which give excellent approximations. While the other parameters  $I_{ph}$  and  $I_s$  depend exclusively on the parameters  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $a$ , and the short circuit current  $I_{sc}$ , and the open circuit voltage  $V_{oc}$ . This method is validated experimentally by three different flat plat PV modules of various technologies (monocrystalline, polycrystalline, and thin film panels) and manufacturers. © 2012 American Institute of Physics. [<http://dx.doi.org/10.1063/1.4767812>]

### I. INTRODUCTION

An accurate knowledge of the photovoltaic module parameters is essential for the design, quality control of solar modules, and for the estimates of their performance. These parameters are often determined an experimental data under a given illumination and a temperature.

Several methods for the determination of  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_s$ , and  $A$  are proposed by several authors. Some of the methods involve measurement of illuminated I-V characteristics at single or different levels of illumination.<sup>1-6</sup> Some use the dark conditions,<sup>7</sup> while others utilize dark and illumination measurements. A review of techniques to determine the ideality factor and/or the series resistance of solar cells has been done by Mialhe *et al.*<sup>12</sup> and Bashahu *et al.*<sup>13,14</sup>

This paper addresses one of the important issues related to the photovoltaic systems, namely, the parameter extraction of five parameter single-diode model of photovoltaic modules based on few data available in manufacturer datasheets, i.e.,  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ , and the maximum power voltage  $V_m$  and the current  $I_m$ .

The adequate solution of this problem has several advantages for all researchers in the field. This approach is a low cost and fast parameter identification technique and can be used in real time applications as well. The values of PV model parameters are essential in the design, simulation, and sizing of PV generators including power electronics converters and different control loops. The proposed technique can also be used for the diagnostic purposes to make an estimation of the healthy or faulty operation of the PV modules.

### II. THE SINGLE DIODE MODEL

An assessment of the operation of PV modules and the design of power systems is based on the electrical characteristic, i.e., the voltage-current relationships of the modules under various levels of radiation and at various cell temperatures. Modelling of PV cells and modules can

be carried out by means of equations that provide different degrees of approximation to the real device. In this paper, the one exponential model for PN junction has been chosen. Fig. 1 shows the equivalent circuit. This circuit requires that five parameters be known: the light current  $I_{ph}$ , the diode reverse saturation current  $I_s$ , the series resistance  $R_s$  models the losses by Joule effect, which is due to a series of resistances caused by the semiconductor material resistance, the contact resistances of the electrodes, and the resistance of the collecting grid, and the current collected by the bus, its value directly reflects the quality of manufacture of the solar cells, and a shunt resistance  $R_{sh}$  is due to a leakage current on the level of the junction caused by structural defects and leakage at the edge of the cell, and  $a$  is the curve fitting parameter (thermal voltage).

The equation that describes its behaviour at a fixed temperature and solar radiation is<sup>1-17</sup>

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

For a given irradiance and temperature, Eq. (1) supports different combinations of  $a$ ,  $R_s$ , and  $R_{sh}$  whose I-V curves pass in the vicinity on the same points of  $I_{sc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ , and  $V_{oc}$ . Taken separately, these values of  $a$ ,  $R_s$ , and  $R_{sh}$  are not relevant. What really makes them significant is the relationship formed by the three parameters.

The provided power is given by

$$P = VI, \quad (2)$$

where  $q$  is the elementary electric charge  $1.607 \times 10^{-19}$  C,  $A$  is the ideality coefficient of the cell depends on material,  $K$  is Boltzmann constant  $= 1.380 \times 10^{-23}$  J/K,  $T$  is the temperature in Kelvin degree,  $R_s$  is the series resistance ( $\Omega$ ), and  $R_{sh}$  is the shunt resistance ( $\Omega$ ).

The thermal voltage is expressed by

$$a = \frac{N_s K T}{q} A. \quad (3)$$

$N_s$  is the number of cells connected in series.

By applying the short circuit conditions to Eq. (1),  $I_{ph}$  can be obtained as

$$I_{ph} = I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) + I_s \left( \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{a}\right) - 1 \right). \quad (4)$$

In the same way, the open circuit conditions lead to an equation for  $I_{ph}$

$$I_{ph} = I_s \left( \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{a}\right) - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}}. \quad (5)$$

Most of the times,  $I_{ph}$  is simplified by

$$I_{ph} \cong I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right). \quad (6)$$

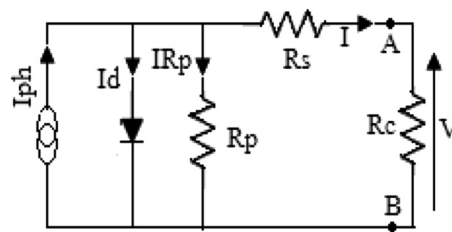


FIG. 1. Equivalent circuit of the standard diode model.

Substituting Eq. (4) into Eq. (5) leads to an equation for  $I_s$

$$I_s = \frac{I_{sc} \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\exp\left(\frac{V_{oc}}{a}\right) - \exp\left(\frac{I_{sc} R_s}{a}\right)}. \quad (7)$$

Since,  $\exp(V_{oc}/a) \gg \exp(I_{sc} R_s/a)$ , Eq. (7) is simplified to

$$I_s = \left( I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right) \exp\left(-\frac{V_{oc}}{a}\right). \quad (8)$$

$I_{sc}$  and  $V_{oc}$  present, respectively, the short circuit current and the open circuit voltage.

### III. THEORETICAL ANALYSIS

The effects of the loss resistances on the I-V characteristic have been extensively studied in several works.<sup>1-8</sup> Although in different ways, both resistances contribute to the degradation of the I-V curve. In general, the current derived by the shunt resistance is very important in which the part of the I-V curve that runs from short circuit ( $I_{sc}$ ) to the vicinity of the maximum power point ( $I_m$ ). To the contrary, the voltage drop due to series resistance is greater at the voltages between the open circuit ( $V_{oc}$ ) and the maximum power ( $P_{max}$ ). In line with these observations, the point of maximum power lies in the transitional zone where there are higher effects of both resistances.

Fig. 2 shows the I-V curves for the polycrystalline PV module MSX110 at standard test condition (STC), depending on the values that their loss resistances take on. The outer curve (A) is in case if there is an  $R_s$  null, then  $R_{sh}$  infinite and ideality factors are equal to 1 (ideal PV module). The innermost (C) is similar to that specified by the manufacturer, as it passes through the maximum power point given by them. It has been obtained by fitting the values of  $R_s$  and  $R_{sh}$ , which appear in Table II. Each of the intermediate curves has fitted to the values (B has  $R_s = 0.7 \Omega$ ,  $R_{sh} = \infty \Omega$ , D has  $R_s = 0.6 \Omega$ ,  $R_{sh} = 290.66 \Omega$ , E has  $R_s = 0.85 \Omega$ ,  $R_{sh} = 290.66 \Omega$ , and F has  $R_s = 0.7 \Omega$ ,  $R_{sh} = 220 \Omega$ ).

Fig. 2 shows that series resistance controls the position of the maximum power point; otherwise, it supervises the current and the voltage in this point. If the  $R_s$  value increases, the voltage at the maximal power point falls enormously and the maximum power point moves on the

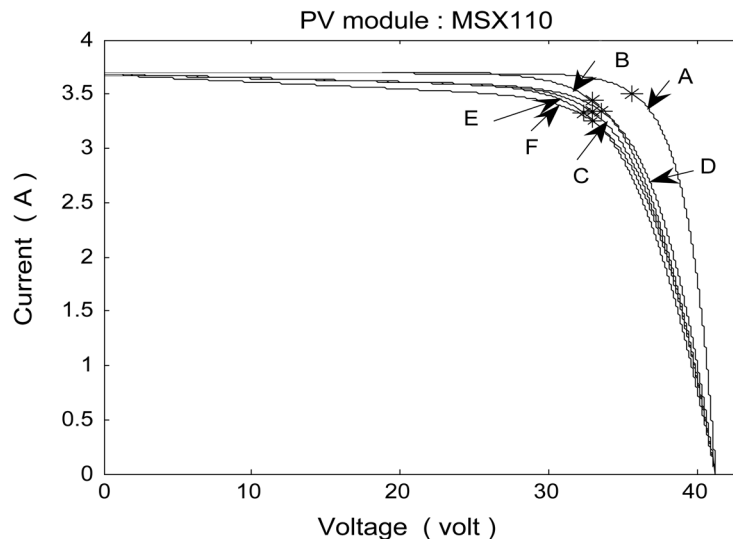


FIG. 2. I-V curves plotted with different values of  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , and  $a$  (MSX110).



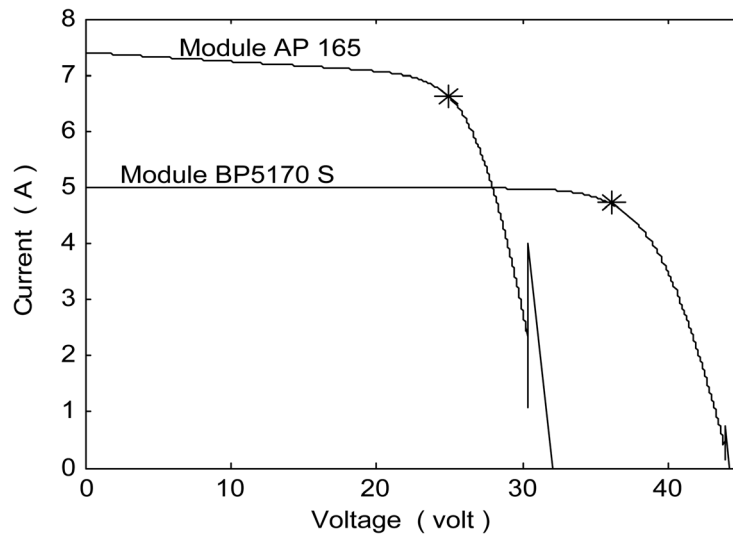


FIG. 3. I-V curves evaluated by the issued values of  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , and  $a$ .

left (curve E); in contrast, the voltage decreases considerably and the maximum power point moves on the right (curve D), while the maximum power current changes lightly. The resistance  $R_s$  acts on the slope to which the photovoltaic module (cell) behaves like a voltage generator as well as the value of  $R_s$  has an effect marked on characteristic I-V in the vicinity of the open circuit voltage  $V_{oc}$  (see Fig. 3). Note that series resistance does not affect the values of the current of short circuit  $I_{sc}$  or the tension of open circuit  $V_{oc}$ .

The shunt resistance controls the slope of characteristic IV in the conditions of the open circuit. In other words,  $R_{sh}$  acts on the slope with the photovoltaic module works as the generator of current. If the value of  $R_{sh}$  decreases, in this region the values of the current fall considerably (curve F). On the other hand, if the value of  $R_{sh}$  is significant, the current of the maximum power increases widely (curve B).

Fig. 3 exposes the two characteristics I-V of the two modules AP165 and BP570S at the STC. Their remarkable points  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_m$ , and  $V_m$  are, respectively, 7.40 A, 32 V, 6.6 A, and 25 V for AP165 and 5 A, 44.2 V, 4.72 A, and 36 V for BP570S, traced by the resistive data of the two parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$  and the thermal voltage  $a$  (published by Carrero *et al.*<sup>11</sup> and extracted by their proposed method), the given values of the loss resistances  $R_s$  and  $R_{sh}$  and the thermal voltage  $a$  (ideality factor  $A=1$  for the both modules) of the module AP165 are 0.4676  $\Omega$ , 61.8  $\Omega$ , and 0.9253 V and for the module BP570 S, 0.5840  $\Omega$ , 1965  $\Omega$ , and 0.9253 V.

Fig. 3 shows that the two characteristics pass by or in the vicinity of the point of the maximum power; the current  $I_m$  and voltage  $V_m$  obtained by this method are 6.61 A and 24.96 V for the AP165 and 4.72 A and 36 V for BP570S. But these two curves have irregular form in the vicinity of  $V_{oc}$ ; this proves that the two obtained values of  $R_s$  resistance are not the suitable values. While Fig. 4 displays the curves of the two modules plotted by using the extracted parameters by the method that we propose later, the obtained current  $I_m$  and voltage  $V_m$  are AP165: 6.60 A, 25 V and BP570S: 4.72 A and 36 V, the extracted values of the series resistance  $R_s$  and the shunt resistance  $R_{sh}$  and the thermal voltage  $a$  are 0.2969  $\Omega$ , 103.7344  $\Omega$ , 1.9514 V, 0.5225  $\Omega$ ,  $R_p = \infty \Omega$ , and 1.9893 V of the both modules AP165 and BP570S, respectively. The difference between the two methods is clear by watching the two figures.

The purpose of the analysis which has been done is to assess the effect of the loss resistances on the maximum power point (voltage and current). With the help of the model and the equations of Secs. IV and V, expressions for the current and voltage of maximum power will be sought where only data available in advance ( $I_{sc}$ ,  $V_m$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$ ) and the loss resistances take part. Also, throughout the study, it will be assumed that the series resistance  $R_s$  depends on the values that take  $I_{sc}$  and  $V_{oc}$  (Sec. V).

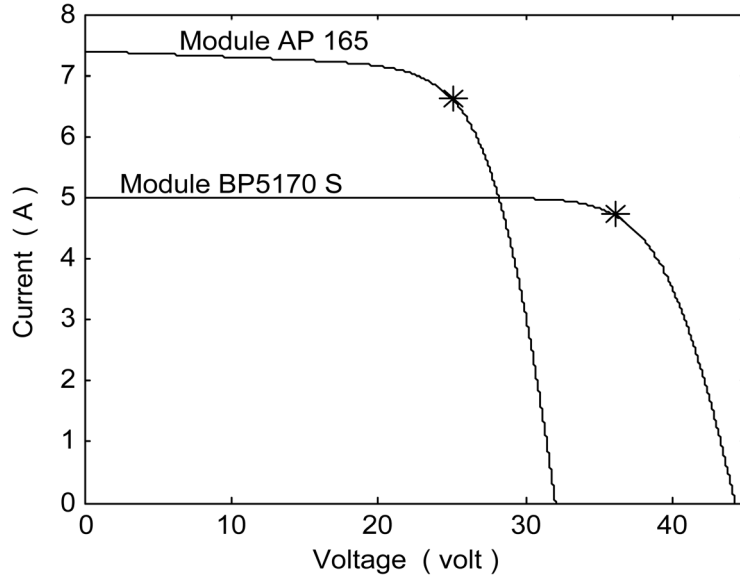


FIG. 4. I-V curves evaluated by the calculated values of  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , and a (proposed method).

At the maximum power point, the following condition is met

$$\frac{\partial P}{\partial I} = \frac{\partial}{\partial I}(I.V) = V + I \frac{\partial V}{\partial I} = 0 \Rightarrow \frac{\partial V}{\partial I} = -\frac{V}{I}. \quad (9)$$

On the other hand, on deriving  $I$  with respect to  $V$  in Eq. (1), it is obtained that

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -\frac{\left[1 + \frac{I_s R_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)\right] + \frac{R_s}{R_{sh}}}{\frac{I_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right) + \frac{1}{R_{sh}}}. \quad (10)$$

The term in numerator  $R_s/R_{sh}$  and  $1/R_{sh}$  in the denominator of Eq. (10) can be neglected with respect to the first terms, we get

$$\frac{\partial I}{\partial V} = -\frac{\left[1 + \frac{I_s R_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)\right]}{\frac{I_s}{a} \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)}. \quad (11)$$

Arranging Eq. (11),

$$\frac{\partial V}{\partial I} = -\frac{a + I_s R_s \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)}{I_s \exp\left(\frac{V + R_s I}{a}\right)}. \quad (12)$$

Comparing Eqs. (9) and (12) gives

$$V_m = I_m \frac{a + I_s R_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)}{I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right)}. \quad (13)$$

Nevertheless, due to the presence of exponential term, the voltage form can be deduced from Eq. (1) and assessed at the maximum power,

$$I_s \exp\left(\frac{V_m + R_s I_m}{a}\right) = I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}}. \quad (14)$$

Equation (13) takes the following form:

$$V_m = I_m \frac{a + R_s \left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)}{\left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right)}. \quad (15)$$

#### IV. EQUATION BINDING THE RESISTIVE PARAMETERS

The voltage at the maximum power point deduced from the implicit diode model Eq. (1) is given by

$$V_m = a \log \left( \frac{I_{ph} - I_m - \left[ \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right]}{I_s} \right). \quad (16)$$

Substituting Eqs. (6) and (8) in Eq. (16), we get

$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + a \log \left( \frac{I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}}}{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}} \right). \quad (17)$$

The term  $V_{oc}/R_{sh}$  can be neglected in front of  $I_{sc}$ , we obtain

$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + a \log \left( \frac{I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}}}{I_{sc}} \right). \quad (18)$$

The thermal voltage extracted from Eq. (15) is

$$a = \frac{\left( I_{ph} - I_m - \frac{V_m + R_s I_m}{R_{sh}} \right) (V_m - R_s I_m)}{I_m}. \quad (19)$$

Substituting Eq. (6) into Eq. (19), we get

$$a = \frac{\left( I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_{sc} - I_m)}{R_{sh}} \right) (V_m - R_s I_m)}{I_m}. \quad (20)$$

Substituting Eq. (20) in Eq. (18), results the following equation:

$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + \frac{\left( I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_{sc} - I_m)}{R_{sh}} \right) (V_m - R_s I_m)}{I_m} \log \left( \frac{1}{I_{sc}} \left[ I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}} \right] \right). \quad (21)$$

Rearranging this equation,

$$\frac{V_m - V_{oc} + R_s I_m}{(V_m - R_s I_m)} = \frac{\left( I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_{sc} - I_m)}{R_{sh}} \right)}{I_m} \log \left( \frac{1}{I_{sc}} \left[ I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}} \right] \right). \quad (22)$$

Let us pose

$$X = \left( I_{sc} - I_m - \frac{V_m + R_s(I_m - I_{sc})}{R_{sh}} \right), \quad (23)$$

$$Y = I_m \left[ \frac{V_m - V_{oc} + R_s I_m}{(V_m - R_s I_m)} \right]. \quad (24)$$

We lead to an outstanding equation connecting only the two parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$ .

$$X \log \frac{X}{I_{sc}} - Y = 0. \quad (25)$$

This equation gathers the main parameter  $R_s$  and  $R_{sh}$  of the one diode model. Its solution requires only the data that appear in the catalogue of modules ( $I_{sc}$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$ , and  $V_m$ ) at STC or those obtained under other conditions or through testing and the series resistance value. The resolution of this equation can be solved using tools such as MATEMATICA and MATLAB.

The solution of this equation imposes that  $X$  is always positive, which is obvious from where  $X < I_{sc} - I_m$ ; our choice is related to the measurement of the series resistance  $R_s$ , which plays a role striking in the diode model and has an outstanding effect on the provided power and current–voltage characteristic.

## V. DETERMINING THE SERIES RESISTANCE $R_s$

In order to obtain the five parameters by using Eq. (25), it is necessary to know the value of the fundamental loss parameters  $R_s$  (Eq. (24)).

A method to obtain a good estimate of  $R_s$  was proposed by Gow and Manning,<sup>17</sup> consists in differentiating the diode model by evaluating it in the vicinity of the open circuit and by rearranging it in terms of  $R_s$ .

As an application to this method, we developed an explicit model deduced of the model developed by Borowy and Salameh,<sup>18</sup> which depends only on the four specified data:  $I_{sc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$ , and  $V_{oc}$  and of two constants  $C$  and  $b$ . In order to deduce the compute expression of the series resistance  $R_s$ , it is necessary to have the I-V curves calculated by the developed model and the one of one diode model coinciding in the range between maximum power point and the open circuit voltage, and in particular in the vicinity of  $V_{oc}$ .

### A. Explicit model

Borowy and Salameh Explicit Model

$$I = I_{sc} \left( 1 - C1 \left( \exp \left( \frac{V}{C2V_{oc}} \right) - 1 \right) \right), \quad (26)$$

where

$$C1 = \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right) \exp \left( - \frac{V_m}{C2V_{oc}} \right), \quad C2 = \frac{\frac{V_m}{V_{oc}} - 1}{\log \left( 1 - \frac{I_m}{I_{cc}} \right)}. \quad (27)$$

The equation of the developed explicit model is

$$I = I_{sc} \left( 1 - \exp\left(-\frac{1}{C}\right) \left( \exp\left(V \left[ \frac{1}{CV_{oc}} + \frac{C^b}{V_m} \right] \right) - 1 \right) \right). \quad (28)$$

The parameters  $C^{18}$  and  $b$  are expressed by

$$C = C2 \quad b = \left( -1.2 + \frac{V_{oc}}{V_m} + \frac{I_{sc}}{I_m} \right). \quad (29)$$

Fig. 5 displays the fitted curve and the curve of the proposed explicit model of the two PV modules MSX110 and NA-F135; the parts of the two curves between the open circuit ( $V_{oc}$ ) and the maximum power are practically confused in the vicinity of  $V_{oc}$ .

In the vicinity of  $V_{oc}$ , the derivative  $dI/dV$  of the developed explicit model is equal to

$$\frac{dI}{dV} \Big|_{V \approx V_{co}} = -I_{cc} \left( \frac{1}{CV_{oc}} + \frac{C^b}{V_m} \right) \exp\left( \left[ \frac{V_{oc} C^b}{V_m} \right] \right). \quad (30)$$

The inverse proportion of  $dI/dV$  has the dimension of a resistance; its expression is given by

$$R_{so} = - \frac{CV_{oc} V_m \exp\left(-\left[\frac{V_{oc} C^b}{V_m}\right]\right)}{(C^{b+1} V_{oc} + V_m) I_{sc}}. \quad (31)$$

The series resistance  $R_s$  of Eq. (1) is correlative to the resistance  $R_{so}$  given at Eq. (31).

$$R_s = C_o R_{so}. \quad (32)$$

The parameter  $C_o$  also depends on  $I_{sc}$ ,  $I_m$ ,  $V_{oc}$ , and  $V_m$ , which is given by the following expression:

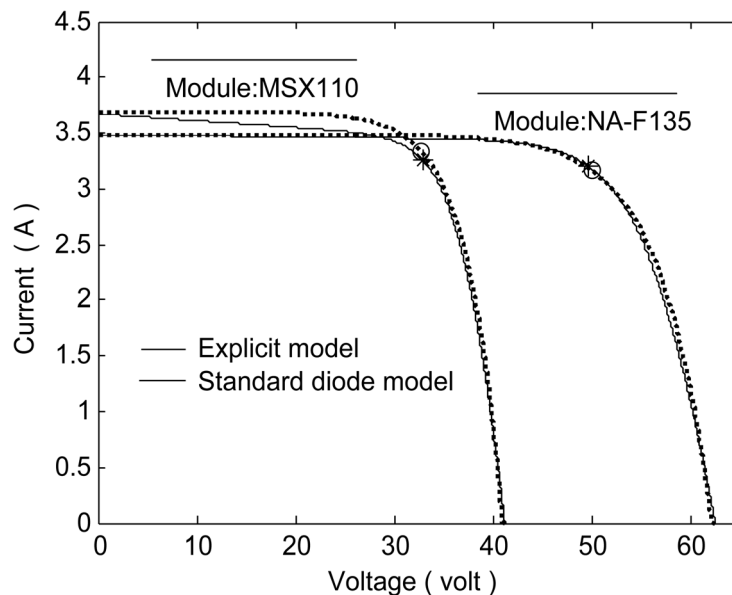


FIG. 5. Simulated I-V curves.

$$C_o = -\frac{bC^{b-1}(C^{b+1}V_{oc} + V_m)}{(C^bV_{oc} + V_m)} \exp\left(\left[\frac{V_{oc}C^b}{V_m}\right]\right). \quad (33)$$

Substituting the relation of  $C_o$  in the  $R_s$  equation, we obtain the equation to estimate the value of the series resistance  $R_s$  of a photovoltaic module,

$$R_s = \frac{bC^bV_{oc}V_m}{(C^bV_{oc} + V_m)I_{sc}}. \quad (34)$$

We obtain another equation extracted by the first  $R_s$  model and by simulation of characteristics I-V of the modules, which provides approximate  $R_s$  values in relation to the first expression given at Eq. (34), this expression is as follows:

$$R_s = \frac{C_{Im}^{I_{sc}}V_mV_{oc}}{I_{sc}(C_{Im}^{I_{sc}}V_{oc} + V_m)}. \quad (35)$$

In the case  $I_{sc} - I_m - X < 0$ , this result does not have a physical sense because  $V_m/R_{sh}$  is always positive, what leaves only one possibility that  $R_{sh}$  is infinite (high value), therefore the relation of  $I_{sc} - I_m - X$  tends towards zero. Consequently in this case, the expression of the maximal voltage is rewritten as

$$V_m = V_{oc} - R_s I_m + a \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right). \quad (36)$$

The voltage of the maximal power is still expressed by using the equation of C

$$V_m = V_{oc} + CV_{oc} \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right). \quad (37)$$

The thermal voltage is reduced to the following form (see Eq. (20)):

$$a = (I_{sc} - I_m) \left(\frac{V_m}{I_m} - R_s\right). \quad (38)$$

Of its three equations or  $R_{sh}$  is supposed to be infinite, we draw the relation from  $R_s$ ,

$$R_s = \frac{(V_m(I_{sc} - I_m) - C I_m V_{oc}) \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)}{I_m \left(I_m + (I_{sc} - I_m) \log\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)\right)}. \quad (39)$$

The thermal voltage for which  $R_{sh}$  is infinite; its value is calculated by Eq. (38) or by the following equations:

$$a = \frac{R_s I_m}{\log\left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}}\right)} + CV_{oc}. \quad (40)$$

## B. Application method of the models

First, the resolution of Eq. (25) is the fact by the calculation of the series resistance value by the model given by Eq. (34). If this solution fills up the condition imposed by X, then the shunt resistance is calculated by the following equation:

TABLE I. Manufacturers' data of the modules at STC.

Electrical specification	No cells	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)
Monocrystalline PV module					
HR-185	72	5.41	45.05	5.08	36.42
Polycrystalline PV module					
MSX110	72	3.69	41.20	3.34	32.90
Thin film PV module					
NA-F135	180	3.49	62.50	3.20	49.70

$$Rsh = \frac{Vm + Rs (Im - Isc)}{Icc - Im - X}. \quad (41)$$

The shunt resistance can be appreciating by the following expression:<sup>11</sup>

$$Rsh = \frac{(Vm - a)(Vm - Rs Im)}{(Vm - Rs Im)(Icc - Im) - a Im}. \quad (42)$$

If the first model of  $R_s$  provides a solution which does not achieve the condition  $Isc - Im - X > 0$ , we use the second model of  $R_s$  given by Eq. (35). While  $Rsh$  and  $a$  are calculated by two Eqs. (20) and (41). If the  $R_s$  value provided by the two models (34) and (35) does not satisfy the condition  $Isc - Im - X > 0$ , then  $Rsh$  is of very high value, we use the model of  $R_s$  given at Eq. (39) and the value of the thermal voltage is appreciated by Eq. (38) or (40). Preferably, we use the two models of  $R_s$ , after calculating the other parameters; we consider the value of the model, which provides a good approximation to the values of  $Im$  and  $Vm$ .

## VI. EXPERIMENTAL VALIDATION OF THE MODELS AND THE METHOD

To evaluate the performance of the proposed model of series resistance estimation method and the rest of the parameters, a variety of experiments including both numerical simulation and field tests with respect to PV modules, various irradiation intensities, and temperatures were conducted in this work. The generated data were used to verify the performance of the proposed method.

Table I contains the catalogue data of the three flat plat PV modules available in the laboratory used in this study. At all times, it is assumed that their experimental I-V curves (STC) verify the specified points, also Table II lists the values of the loss resistances calculated by the models of the PV modules so that their I-V curves contain the given points using the values issued by the manufacturers at standard test conditions of irradiance and temperature.

These parameters (Table I) have been calculated using the proposed Eq. (25) and those of Sec. V.

The modules have been selected with the intention of making this study as general as possible. To achieve this, they have been chosen so that their data and technology are very different.

The chosen modules are the monocrystalline, Hareon model HR-185, polycrystalline, Solarex model MSX110, Sharp model NA-F135 and which have a maximum power of  $185 \text{ W} \pm 10\%$ ,  $110 \text{ W} \pm 5\%$ ,  $158.9\% \pm 10\%$ , and  $70\% \pm 10\%$  at STC respectively.

TABLE II. Calculated parameters at STC.

Modules	Im (A)	Vm (V)	$R_s$ ( $\Omega$ )	$Rsh$ ( $\Omega$ )	$a$ (V)
HR-185	5.080	36.42	0.4846	Infinity	2.2061
MSX110	3.339	32.91	0.7000	290.66	2.1736
NA-F135	3.200	49.71	1.0912	1020.50	3.4829

TABLE III. Experimental measurements of the specified point at different irradiances level and temperatures.

PV panels	E W/m <sup>2</sup>	T (°C)	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)
HR-185	980	48.8	5.360	44.7790	4.9800	35.650
	980	50.0	3.660	37.8600	3.2800	29.550
	400	50.0	1.5080	37.2000	1.3483	28.910
	400	45.0	1.5000	37.7900	1.3442	29.520
MSX110	250	45.0	0.9260	36.4900	0.8290	28.320
NA-F135	980	47.6	3.4600	57.6300	3.1400	44.800
	200	25.0	0.7031	53.8000	0.6380	41.880

By applying the procedure described in the previous paragraph, the parameters of the equivalent electrical circuit in Table II were obtained. The comparison between the calculated current and voltage of the maximum power by means of the extracted parameters  $R_s$ ,  $R_{sh}$ , and the thermal voltage  $a$  of Table II with those issued by the manufacturers at the standard test conditions of the panels, deferred in Table I shows an extremely weak difference.

Equations (19), (34), (38), (39), and (41) have been used to estimate  $R_s$  and  $R_{sh}$  and thermal voltage  $a$  of the modules from the experimental data collected in Table III, with the purpose of simulating its I-V curve. The test was conducted with an irradiance of 980 W/m<sup>2</sup> and a cells temperature of 48.8 °C, 50 °C, and 47.6 °C of the three panels HR-185, MSX110, and NA-F135, respectively. Also, the experiments for these field tests were conducted to two illumination levels of 400 and 250 W/m<sup>2</sup> with two temperatures of cells of 45 and 50 °C for the module MSX110 and 200 W/m<sup>2</sup> with cell's temperature of 25 °C for the module NA-F135.

The actual data of the test for short circuit, open circuit, and the maximum power current  $I_m$  and voltage  $V_m$  determined at different illumination levels and temperatures are reported in Table III. They were used to calculate the loss resistances and the thermal voltage  $a$  and the other parameters  $I_{ph}$  and  $I_s$ .

Table IV contains the extracted values of the loss resistances and the thermal voltage by employing the experimental data gathered in Table III.

Figures 6(a)–6(f) display the current-voltage characteristic evaluated with the calculated parameters listed in Tables II and IV, which are compared with the experimental characteristics. Where the experimental data were presented on the figures by the bold points and the dotted line, the simulated curves were obtained by the standard diode model with the help of the extracted parameters.

Figures 6(a)–6(f) show a good agreement between the experimental and calculated data. Some little inaccuracies still occur for the maximum power current and voltage, with a small absolute difference and relative error of the current and voltage of the maximum power compared to the experimental values and at the manufacturers issued values. To prove what was claimed, the characteristic of the panels was drawn on the basis of the results obtained by the method

TABLE IV. Calculated parameters and the maximum power current and voltage at different irradiances level and temperatures.

PV panels	E W/m <sup>2</sup>	T (°C)	Im (A)	Vm (V)	$R_s$ (Ω)	$R_{sh}$ (Ω)	$a$ (V)
HR-185	980	48.8	4.98	35.6500	0.4855	Infinity	2.5363
MSX110	980	50.0	3.2780	29.5500	0.7027	300.00	2.3522
	400	50.0	1.3480	28.9000	1.7016	728.21	2.3684
	400	45.0	1.3440	29.5200	1.7100	725.00	2.3289
	250	45.0	0.8282	28.330	2.7700	1180.20	2.3231
NA-F135	980	47.6	3.1400	44.8100	1.1038	1060.00	3.7451
	200	25.0	0.6378	41.8700	5.0409	5369.20	3.4845



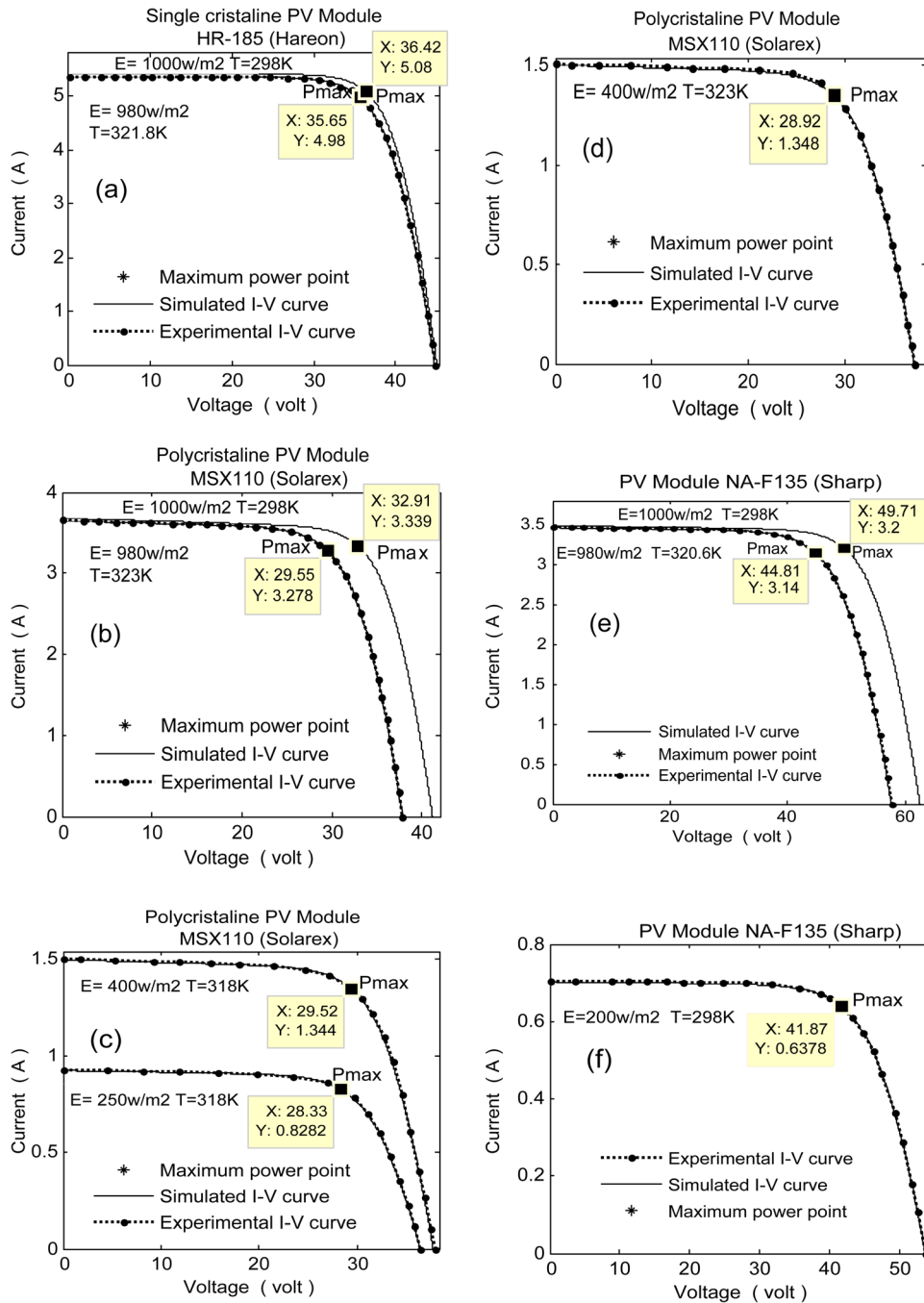


FIG. 6. Comparison between the simulated and experimental I-V curves.

described here. The simulated curves pass almost by all the experimental points for all the modules tested. In other words, the simulated and measured characteristics current-voltage are practically confused, this means that the currents and the voltages provided by the standard diode model by using the extracted parameters with the help of the suggested method in relation to the measured values are really similar with an insignificant difference (see Tables V and VI).

This confirms that the mathematical models proposed from the series resistance  $R_s$  offer an irrefragable estimation, which generates the others parameters  $R_{sh}$ ,  $a$ ,  $I_s$ , and  $I_{ph}$ .

TABLE V. Absolute relative errors between issued and calculated at STC.

PV panels	E W/m <sup>2</sup>	T (°C)	Issued maximum power	Calculated maximum power	Absolute relative error $\Delta P_{max}$ %	Absolute relative error $\Delta I_m$ %	Absolute relative error $\Delta V_m$ %
HR-185	1000	25	185.0136	185.0136	0.0000	0.0000	0.0000
MSX110	1000	25	109.8860	109.8865	0.0455	0.0300	0.0304
NA-F135	1000	25	159.0400	159.070	0.0188	0.0937	0.0201

TABLE VI. Absolute relative errors between measured and calculated at different illuminations and temperature.

PV panels	E W/m <sup>2</sup>	T (°C)	Measured maximum power	Calculated maximum power	Absolute relative error $\Delta P_{max}$ %	Absolute relative error $\Delta I_m$ %	Absolute relative error $\Delta V_m$ %
HR-185	980	48.8	177.537	177.537	0.0000	0.0000	0.0000
MSX110	980	50.0	96.9240	96.8649	0.0610	0.0610	0.0000
	400	50.0	38.9793	38.9842	0.0126	0.0003	0.0200
	400	45.0	39.6808	39.6749	0.0149	0.0200	0.0000
	250	45.0	23.4773	23.4804	0.0132	0.0313	0.0353
	980	47.6	140.6720	140.7034	0.0223	0.0000	0.0223
NA-F135	200	25.0	26.7194	26.7047	0.0550	0.0313	0.0238

Tables II and IV show the results achieved through the use of the proposed equations that did not show any significant differences with respect to those obtained with other more complete equations, as can be easily seen. It can be seen that the voltage errors are always less than 0.04% and that the current errors are even less than 0.2% for all the modules tested that is in the standard test condition (see Table II) or at the experimental conditions of irradiation and cells temperature (see Table IV). It can be seen that the difference for the maximum power coordinates ( $V_m$ ,  $I_m$ ) is very far of the ceiling of 1%. In all the cases of the module tested, its power lies near the lower specified limit. These results prove the validity of the proposed equations (19), (34), (38), (39), and (41) for finding loss resistances and the other parameters that let the I-V curves in the vicinity of the point of maximum power, which is reproduced with a high degree of approximation.

To note that series resistance  $R_s$  affects much the maximum power voltage, if the difference between the experimental voltage and the simulated voltage proves weaker than the value of the series resistance simulated is more accurate.

While the shunt resistance controls also the current of the maximum power, if the difference between the experimental current and the simulated current is broader, consequently the error made on  $R_{sh}$  is significant, which is not covered in this study.

The greatest absolute relative error values at standard test conditions for the chosen modules are around 0.0%, 0.03%, and 0.094% for the current  $I_m$  and 0.0%, 0.03%, and 0.02% for the voltage  $V_m$ , respectively, for the monocrystalline HR-185, polycrystalline MSX110, thin film PV modules NA-F135. But in the test conditions, the error made on the current  $I_m$  for the three modules taken in the tables order of 980 w/m<sup>2</sup> and the cells' temperature are 0.0%, 0.06%, and 0.00%, the errors made on the voltage  $V_m$  are 0.0%, 0.035%, and 0.023%.

The method shows a little underestimation or overestimation of the maximum power current and voltage and power (Tables V and VI), which will lead to more moderate results and wiser predictions when the model is used to simulate the behaviour of a PV system and to evaluate the benefit of the economic investments.

For the analysed panels, Table V provides the absolute relative errors of current and power between the issued and the computed data, while Table VI lists the absolute relative error of the current  $I_m$ , the voltage  $V_m$ , and of maximum power between measured and calculated data.

TABLE VII. Experimental and calculated results of Rs.

Module	E W/m <sup>2</sup>	T (°C)	Slop method	Proposed method
			Rs (Ω)	Rs (Ω)
HR-185	980	48.8	0.4813	0.4855
MSX110	980	50.0	0.7040	0.7027
	400	50.0	1.7082	1.7016
	400	45.0	1.7202	1.7100
	250	45.0	2.7952	2.7700
	980	47.6	1.1125	1.1038
NA-F135	980	47.6	1.1125	1.1038
	200	25.0	5.1078	5.0409

The maximum absolute relative errors for the current  $I_m$ , the voltage  $V_m$ , and for the power do not exceed 0.1%.

Since, at short circuit conditions, the diode current is very small and the light current  $I_{ph}$  is approximately equal to the short circuit current, if we take this condition in consideration in Eq. (1), the error made on the current  $I_m$  of the maximum power by using these suggested models, the error is almost null.

The computed values of the series resistance are compared with the experimental values determined by using the slope method at different irradiance and temperatures, which are contained in Table VII.

The results obtained by the proposed method are in good consensus with the experimental values (slope method). The proposed equations have the added advantage of requiring only the values of  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $V_m$ , and  $I_m$ . These values can be catalogue data (STC), or those obtained under other conditions or through testing.

By supplementing this study, we gather some different modules; Table VIII groups their data at standard test conditions.

Table IX contains the loss parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$  and thermal voltage  $a$ , and the coordinates of the points of the maximum power determined by Eqs. (19), (34), and (41), except the French energy module its series resistance is calculated by Eq. (35).

TABLE VIII. STC data of the gathered modules.

Modules	Manufacturer	Isc (A)	Voc (V)	Im (A)	Vm (V)
Monocrystalline PV modules					
STP185S-24	Suntech	5.6	45.2	5.20	36.6
MEPV220	eurener	8.12	36.6	7.52	29.27
Polycrystalline PV module					
MF165EB3	MITSUBISHI	7.36	30.40	6.83	24.2
Thin film PV module					
FE110-TF-3 E	French energy	1.42	130	1.07	102.7

TABLE IX. Calculated results (proposed method).

Modules	Im (A)	Vm (V)	Rs (Ω)	Rsh (Ω)	a (V)
STP185S-24	5.202	36.62	0.4521	586.46	2.2138
MEPV220	7.520	29.29	0.2624	550.33	1.9745
MF165EB3	6.834	24.21	0.2412	2616.5	1.7089
FE110-TF-3 E	1.069	102.9	6.6965	377.00	6.7550

TABLE X. Published data at STC.

Modules	Isc (A)	Vco (V)	Im (A)	Vm (V)	Rs ( $\Omega$ )	Rsh ( $\Omega$ )	a (V)
KC200GT	8.21	32.90	7.61	26.30	0.221	415.405	1.4049
MSX53	3.40	20.60	3.20	16.70	0.480	200.000	0.9006

Tables VIII and IX show the greatest value of the difference between the obtained values of the points of the maximum power to the values given by the manufacturers is of 0.004 A on Im of MF165EB3 module and 0.02 V on Vm of the two modules STP185S-24 and FE110-TF-3E. These differences are very small, with committed error equal to 0.058% on Im of MF165EB3 and 0.0546% on Vm and 0.0195% of the both modules STP185S-24 and FE110-TF-3E, respectively.

To achieve this work, we compare the values of the loss parameters Rs and Rsh and the thermal voltage a of some modules, whose values of the parameters and the specified points of the modules are published by Villalva *et al.*<sup>19,20</sup> for the panel KC200GT, Nieuwenhout *et al.*<sup>21</sup> for the module MSX53, and Ikegami *et al.*<sup>22</sup> for the module GT136. The published values of these modules are recorded in Tables X and XI. Table XII contains the calculated values by using the proposed method.

The maximum power current and voltage computed with the values of the loss parameters and the thermal voltage a mentioned in Table XII obtained by the proposed method are in good agreement with the published data of the current Im and the voltage Vm of the maximum power (Table XIII) for all the modules better than those calculated with the values given by the authors.

The absolute error committed on the maximum power Pmax obtained by the published values is 4.30%, 3.26%, and 2.86% for the modules KC200GT, MSX53, and GT136, respectively.

TABLE XI. Published data at 747.1 W/m<sup>2</sup> and 48.3 °C of T<sub>cell</sub>.

Modules	Isc (A)	Vco (V)	Im (A)	Vm (V)	Rs ( $\Omega$ )	Rsh ( $\Omega$ )	a (V)
Shell GT136	3.60	18.80	3.18	14.70	0.3464	193.7	1.4744

TABLE XII. Computed values of the parameters (proposed method).

Modules	Rs ( $\Omega$ )	Rsh ( $\Omega$ )	a (V)
KC200GT	0.2328	602	1.7940
MSX53	0.3580	Infinity	0.9721
GT136	0.3576	88.64	1.1388

TABLE XIII. Absolute differences between issued and calculated Im and Vm.

Modules	Published				Calculated			
	Im (A)	Vm (V)	Absolute difference $\Delta$ Im	Absolute difference $\Delta$ Vm	Im (A)	Vm (V)	Absolute difference $\Delta$ Im	Absolute difference $\Delta$ Vm
KC200GT	7.7317	27.00	0.1217	0.70	7.611	26.30	0.001	0.00
MSX53	3.131	16.50	0.2650	0.21	3.191	16.70	0.009	0.00
GT136	3.175	14.30	0.005	0.41	3.182	14.70	0.001	0.00

While the absolute relative error performed with the proposed method is of 0.026%, 0.00%, and 0.099% for the same modules taken in the preceding order. By examining these results, it is proved that this method is more correct and much more accurate.

Figs. 7(a)–7(c) show the difference between the current-voltage characteristics of the panels evaluated by the published data (Tables X and XI) and with the extracted parameters by means of the proposed method (Table XII) as well as the maximum power points are marked on each curve of each panel.

The calculated curves by the suggested method pass through the same points  $I_{sc}$ ,  $V_{co}$ , and the maximum power point with a inconsiderable absolute difference compared with the data issued in the STC of the panels KC200GT, MSX53, and GT136 at the edited conditions, but the curves plotted by the published data by the authors are so far from the maximum power point with a considerable difference (Table XIII).

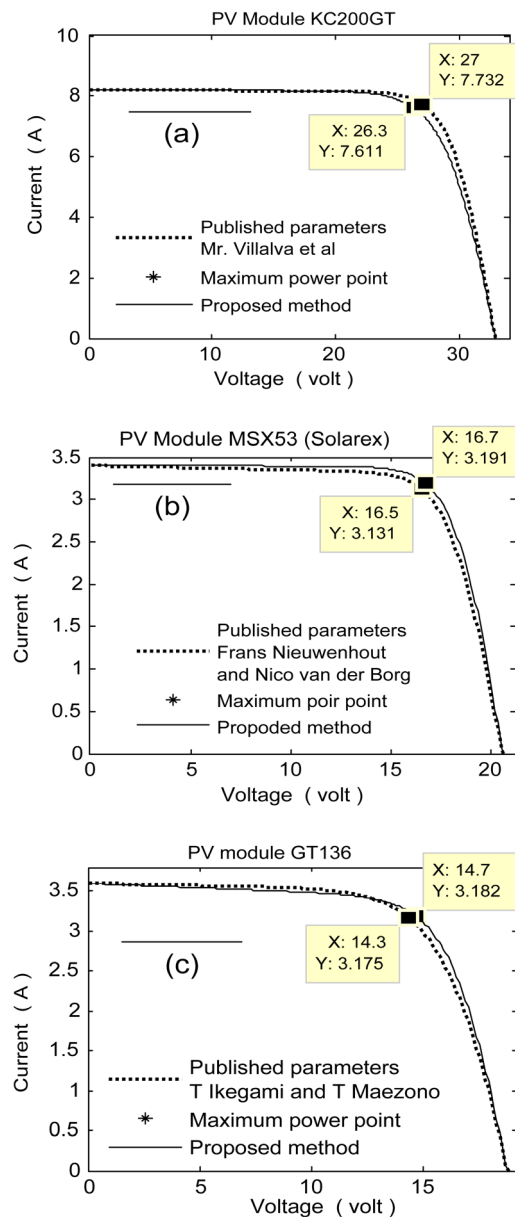


FIG. 7. Comparison between the curves evaluated with the issued and calculated data.

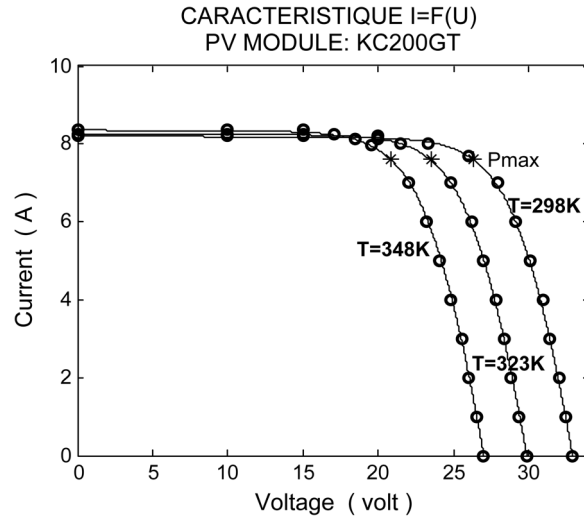


FIG. 8. I-V curves and experimental data of the KC200GT.

In order to understand how the series and shunt resistance are affected by the solar irradiance and temperature, Eq. (25) is solved for several values of illumination and temperature in experimental tests referred to many panels (Tables IV and VII). The analysis made it possible to observe that the calculated values of both series and shunt resistance seem to vary slightly with temperature and in almost inverse linear mode with the solar irradiance. From this observation, the series and shunt resistance can be estimated by

$$R_s = \frac{R_{sref}}{\theta(E)}, \tag{44}$$

$$R_{sh} = \frac{R_{shref}}{\theta(E)}, \tag{45}$$

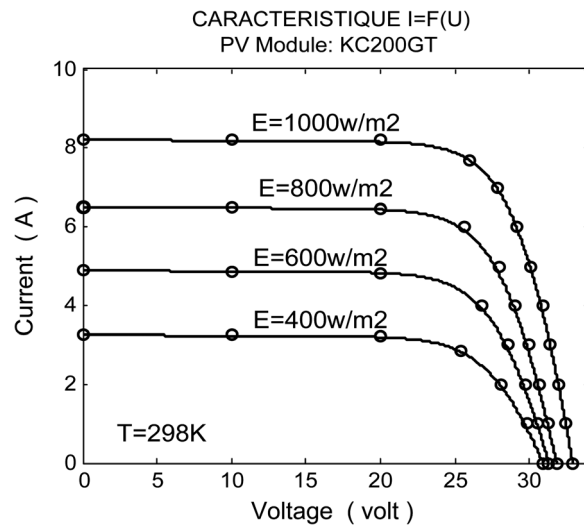


FIG. 9. I-V curves and experimental data of the panel at different temperatures, 1000 W/m<sup>2</sup>. KC200GT panel at different irradiances.

with

$$\theta(E) = \frac{E}{E_{ref}}, \quad (46)$$

where  $E$  is the irradiance,  $E_{ref}$  is the reference irradiance  $1000 \text{ W/m}^2$ , AM 1.5, and  $R_{sref}$  and  $R_{shref}$  are the series and shunt resistance calculated at standard test conditions.

In order to verify again Eqs (44) and (45), we use the experimental data of the module Kyocera KC200GT at different temperatures at the standard irradiance  $1000 \text{ W/m}^2$ , AM 1.5 (its data at STC are reported in Tables XI) and various irradiances at a fixed temperature  $25^\circ\text{C}$  edited by Villalva *et al.*,<sup>19</sup> and the calculated parameters at STC mentioned in Table XII. The comparisons between issued and calculated data are presented on the curves of Figs. 8 and 9.

Fig. 8 shows the I–V curves at different irradiances at a fixed temperature. The circular markers in the graphs represent experimental ( $V$ ,  $I$ ) points. Most of these points are matched with the simulated curve. Therefore, the relations mentioned in Eqs. (44) and (45) can be used to estimate the shunt resistance.

## VII. CONCLUSION

In this work, a simple, effective, and fast method is presented in order to determine the five parameters of photovoltaic panels of various technologies (monocrystalline silicon, polycrystalline silicon, and the thin film) by using the standard diode model. This method is based on two main axes, the equation binding only the two parameters  $R_s$  and  $R_{sh}$  and the series resistance model. This method requires only the information currently provided by the manufacturers, which is sufficient to determine the five parameters of the single diode model. Obtaining the four other parameters depends only on the values of  $R_s$ . The models of the series resistance according to the obtained results given at Tables IV and XII offer a high degree of accuracy by using a normal scientific calculator. Hence, the programming and computational cost of the suggested equations of the models of the proposed method are minimal. With the series resistance values so calculated and the remainder of the parameters, the characteristics I–V of the photovoltaic modules can be traced with a high degree of reliability. In all the analyzed cases in this study, the results showed that the errors made on current  $I_m$  and  $V_m$ , they are absolutely negligible likewise for the maximal power.

The error observed of the maximal power of the tested modules was never higher than 0.1% (see Tables V, VI, IX, and XIII) for the monocrystalline and polycrystalline PV modules and 0.3% (see Tables V and IX) for thin film technology.

- <sup>1</sup>M. Haouari-Merbaha, M. Belhamel, I. Tobías, and J. M. Ruiz, "Extraction and analysis of solar cell parameters from the illuminated current–voltage curve," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **87**, 225–233 (2005).
- <sup>2</sup>A. Ortiz-Conde, F. J. García Sánchez, and J. Muci, "New method to extract the model parameters of solar cells from the explicit analytic solutions of their illuminated I–V characteristics," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **90**, 352–361 (2006).
- <sup>3</sup>Priyanka, Mohan Lal and S. N. Singh, "A new method of determination of series and shunt resistances of silicon solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **91**, 137–142 (2007).
- <sup>4</sup>Z. Ouenoughi and M. Chegaar, "A simpler method for extracting solar cell parameters using the conductance method," *Solid-State Electron.* **43**, 1985–1988 (1999).
- <sup>5</sup>M. Tivanov, A. Patryn, N. Drozdov, A. Fedotov, and A. Mazanik, "Determination of solar cell parameters from its current–voltage and spectral characteristics," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **87**, 457–465 (2005).
- <sup>6</sup>J. Thongpron, K. Kirtikaraa, and C. Jivacate, "A method for the determination of dynamic resistance of photovoltaic modules under illumination," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **90**, 3078–3084 (2006).
- <sup>7</sup>E. Q. B. Macabebe and E. E. van Dyk, "Parameter extraction from dark current–voltage characteristics of solar cells," *S. Afr. J. Sci.* **104**, 401–404 (2008).
- <sup>8</sup>J. Salinger, "Measurement of solar cell parameters with dark forward I–V characteristics," *Acta Polytech.* **46**(4), 25–27 (2006).
- <sup>9</sup>E. Radziemska, "Dark I–U–T measurements of single crystalline silicon solar cells," *Energy Convers. Manage.* **46**, 1485–1494 (2005).
- <sup>10</sup>R. Hussein, D. Borchert, G. Grabosch, and W. R. Fahrner, "Dark I–V–T measurements and characteristics of (n) a-Si/(p) c-Si heterojunction solar cells," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **69**, 123–129 (2001).
- <sup>11</sup>C. Carrero, J. Rodriguez, D. Ramirez, C. Platero, "Simple estimation of PV modules loss resistances for low error modelling," *Renewable Energy* **35**, 1103–1108 (2010).

- <sup>12</sup>S. Dib, M. De La Bardonnie, A. Khoury, F. Pelanchon, and P. Mialhe, "A new method for the extraction of diode parameters using a single exponential model," *Act. Passive Electron. Compon.* **22**, 157–163 (1999).
- <sup>13</sup>M. Bashahu and A. Habyarimana, *Renewable Energy* **6**, 129–138 (1995).
- <sup>14</sup>A. Vishnoi, R. Gopal, R. Dwivedi, and S. K. Srivastava, "Distributed parameter analysis of dark I-V characteristics of the solar cell—Estimation of equivalent lumped series resistance and diode quality factor," *IEE Proc.: Circuits Devices Syst.* **140**(3), 155–164 (1993).
- <sup>15</sup>J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, second ed. (John Wiley, New York, 1991), pp. 770–772.
- <sup>16</sup>S. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems* (Elsevier, 2009), pp. 477–486.
- <sup>17</sup>J. A. Gow and C. D. Manning, "Development of a photovoltaic array model for use in power electronic simulation studies," *IEE Proc. Electr. Power Appl.* **146**(2), 193–200 (1999).
- <sup>18</sup>B. S. Borowy and Z. M. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system," *IEEE Trans. Energy Convers.* **11**(2), 367–375 (1996).
- <sup>19</sup>M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays," *IEEE Trans. Power Electron.* **24**(5), 1198–1208 (2009).
- <sup>20</sup>M. G. Villalva, J. R. Gazoli, and E. R. Filho, "Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays," *Braz. J. Power Electron.* **14**(1), 35–45 (2009).
- <sup>21</sup>F. Nieuwenhout, N. van der Borg, W. van Sark, and W. Turkenburg, "A new method for estimating insolation based on PV-module currents in a cluster of stand-alone solar systems," *Prog. Photovoltaics* **15**, 387–404 (2007).
- <sup>22</sup>T. Ikegami, T. Maezono, F. Nakanishi, Y. Yamagata, and K. Ebihara, "Estimation of equivalent circuit parameters of PV module and its application to optimal operation of PV system," *Solar Energy Mater. Sol. Cells* **67**, 389–395 (2001).



## Résumé

La connaissance des paramètres d'un module solaire est essentielle pour la conception, le contrôle de la qualité des modules PV et pour l'évaluation de leur performance. Ces paramètres sont souvent déterminés expérimentalement sous un éclairage et une température donnée. En effet nous avons développé un modèle explicite pour simuler la caractéristique I-V d'un module PV, ainsi qu'une nouvelle méthode basée sur des modèles analytiques, qui permet la détermination des paramètres de pertes de puissance d'un module PV et une autre méthode suggérée afin de résoudre la problématique liée au modèle standard d'une diode, qui réside dans les paramètres figurant dans le modèle. Deux autres nouveaux modèles de la puissance maximale fournie par un module photovoltaïque ont été développés, qui mettent en évidence l'influence des résistances  $R_s$ ,  $R_p$  et la tension thermique.

Par contre notre contribution en énergie éolienne a été portée sur la modélisation de la courbe de puissance d'un système de conversion d'énergie éolienne, un modèle parabolique a été présenté, qui a été confronté à d'autres modèles parabolique et cubique, également une méthode destinée pour aider au choix du modèle de l'éolienne à installer à un site donné. De même la comparaison entre les différentes méthodes de calcul du facteur d'appareillement entre éolienne et site afin de déduire la méthode la plus adéquate.

Afin de rendre utile ses formes d'énergie en minimisant le coût, on a recours au système d'énergie hybride. Les systèmes hybrides peuvent constituer un complément ou une alternative aux groupes électrogènes diesels destinés généralement pour alimentation électrique des régions isolées. Les systèmes d'énergie hybride sont habituellement élaborés pour répondre aux besoins énergétiques de l'électrification des maisons autonome ou l'électrification complète de villages isolés ou de petites îles. Les principales notions liées à la technologie utilisée dans les systèmes hybrides ont été données, ainsi que les différents types d'architectures existants, les outils dimensionnement des systèmes hybrides composés d'un champ PV, éoliennes, générateur diesel et le système de stockage d'énergie, une attention particulière a été consacrée à ce type de sources et au stockage. Egalement les problèmes et les stratégies de commande habituelles de ce genre de systèmes ont été présentés. Nous avons dimensionné un système hybride constitué de systèmes de conversion d'énergie renouvelable, PV, éolien, un système d'énergie conventionnel (générateur diesel) et le système de stockage en utilisant l'outil de simulation le logiciel HOMER. L'étude de ce système hybride est assignée pour alimenter une charge électrique en basse tension d'un village isolé de la préfecture de Tindouf a été réalisée.

**Mots clé :** Modélisation, Photovoltaïque, éolien, puissance de système PV, puissance système éolien, composants, systèmes hybrides, dimensionnement, simulation.

## Abstract

The knowledge of the parameters of a solar module is essential for the design, the quality control of PV modules and for the evaluation of their performance. These parameters are often determined in experiments under an illumination and a given temperature. Indeed we developed an explicit model to simulate Photovoltaic module characteristic IV, as well as a new method based on analytical models, which allows the determination of the loss parameters of a PV module and another method suggested in order to solve the problems related to the standard diode model, which resides in the parameters appearing in the model. Two other new power models provided by a photovoltaic module were developed, which highlight the influence of the loss parameters characterized by series resistance  $R_s$ , parallel resistance  $R_p$  and the ideality factor of the diode or the thermal tension on the power generated by a module.

On the other hand our contribution in wind power was related to the modeling of the power curve of a wind conversion system, a parabolic model was presented, which was confronted with other parabolic models, also a method intended to contribute to match between the wind turbines-sites. In the same way the comparison enters the various methods of the capacity factor calculation in order to deduce the most adequate method.

In order to make useful his forms of energy by minimizing the cost, one has recourse to the energy hybrid system. Hybrid system makes sign with the electric systems generation by combination of several sources. The hybrid systems can constitute an alternative to the power generating units diesels generally intended for power supply of the isolated areas. The hybrids systems are usually worked out to answer the energy needs for the autonomous electrification or the complete electrification of insulated villages or small islands. The principal concepts related to the technology used in the hybrid systems were given, as well as the various of architectures existing, the sizing tools of the hybrid systems composed of a PV array, wind turbine, genset and the storage system, a detailed attention was devoted to this sources and storage. Also the problems and the usual strategies of ordering of this kind of systems were presented. We sized a hybrid system made up of renewable energy conversion systems, PV array, wind, genset and the storage system by using the HOMER software. The study of this hybrid system is assigned to feed an electric load in low voltage of an isolated village from the Tindouf prefecture was carried out.

**Keywords:** Modeling, Photovoltaic, wind, power PV system, wind power system, components, hybrid systems, sizing, simulation.

## المخلص

من أجل تحقيق نتائج جيدة فمن الضروري معرفة النماذج الرياضية للظواهر الفيزيائية لتحويل الطاقة المتجددة لكونها أمر بالغ الأهمية، حيث تستخدم هذه النماذج لوصف سلوك منظومة تحويل الطاقة المتجددة وتقدير كميتها ابتداء من أجهزة التقاط الطاقة وأجهزة توصيلها، وإنشاء علاقة مباشرة بين المكونات المختلفة للنظام ووجود علاقة بين الطاقة والطلب والتنبؤ بخصائص كل جزء من النظام استنادا إلى بيانات مصادر الطاقة المتجددة. من أجل زيادة كفاءتها الكلية وتقليل التكاليف. لجعل هذه الطاقات مفيدة يجب التخفيض من تكلفتها، ويلزم استخدام نظام الطاقة الهجينة. إن نظم الطاقة الهجينة يومية لتوليد الطاقة الكهربائية من خلال الجمع بين عدة أنواع من المصادر. فإن مزج بين مصادر مختلفة للطاقة المتجددة مثل الطاقة الشمسية والرياح والكتلة الحيوية و المائية الصغيرة يمكن أن تكون مكملة أو بديلة لمولدات الديزل التي تستخدم عادة للمناطق النائية. تم تصميم أنظمة الطاقة الهجينة عادة لتلبية احتياجاتها من الطاقة من كهربية المنازل المستقلة أو كهربية كاملة من القرى النائية والجزر الصغيرة. إن الطاقات المتجددة موثوق وقابلة للاندماج في أنظمة توليد الطاقة الكهربائية، ومع ذلك، لا تزال هناك حاجة التحسينات في تصميم وتشغيل نظم الهجين لجعل تكنولوجيا قطاعات أكثر قدرة على المنافسة والتطور. يجب إدماج مصادر الطاقة في نظام هجين تكون مربحة وتأثير مفيد على إنتاج الطاقة، من حيث التكلفة وتوافر، وكذلك يعتبر التوازن البيئي مواتية. بما إن مصادر الطاقة المتجددة متغير، غير مؤكدة، وغالبا تكون متقطعة ومتقلبة، غير مترابطة لطلب الحمل. فإن الغرض من النظام الهجين هو ضمان طلب الحمل وتلبية الطاقة اللازمة للحمل خلال فترات المتقطعة مع الحفاظ على نوعية الطاقة والمردود.

الكلمات المفتاحية : نمذجة - الطاقة الشمسية - طاقة الرياح - مكونات المنظومة - المنظومة الهجينة- المحاكات