

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

Université Mohamed Khider de Biskra

Faculté des Sciences et de la
Technologie
Département de Génie Electrique



كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم الهندسة الكهربائية

Référence :.....

المرجع :.....

Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de

Doctorat en Sciences

Option :

Electrotechnique

Thème

**Contribution au développement de méthodes d'évaluation des pertes
d'énergie inhérentes aux générateurs photovoltaïques partiellement
ombragés**

Présentée par :

DRIF Mahmoud

Soutenue publiquement le 19 Septembre 2022 devant le jury composé de :

TITAOUINE Abdenacer	Professeur	Université de Biskra	Président
BAHRI Mebarek	Professeur	Université de Biskra	Rapporteur
SAIGAA Djamel	Professeur	Université de M'sila	Co-Rapporteur
ZIET Lahcene	Professeur	Université de Sétif	Examineur
KHEDROUCHE Djamel	Professeur	Université de M'sila	Examineur

A LA MÉMOIRE DE MES CHERS PARENTS

A MON ÉPOUSE

Remerciements

Ce travail été réalisé sous la direction scientifique du **Monsieur BAHRI Mebarek**, Professeur à l'université Mohamed Khider de Biskra et **Monsieur SAIGAA Djamel**, Professeur à l'Université Mohamed Boudiaf de M'sila. Je tiens à leurs exprimer mes plus vifs remerciements et ma profonde et respectueuse reconnaissance par la bienveillance avec lesquels ils ont dirigé ce travail.

J'exprime ma gratitude aux membres du jury de soutenance pour avoir accepté d'évaluer ce travail. Je tiens à remercier le **Professeur TITAOUINE Abdenacer** d'avoir accepté d'être président de mon jury. Mes remerciements vont également au **Professeur ZIET Lahcene** et au **Professeur KHEDROUCHE Djamel** en acceptant de faire partie de ce jury d'examen pour ce modeste travail.

Que toute ma gratitude aille également au **Professeur Jorge Aguilera**, Directeur du Laboratoire d'Energie Solaire à l'Université de Jaén (Espagne) et au **Professeur Pedro Pérez**, Directeur adjoint, chargé de la recherche à l'Université de Jaén de m'avoir accueilli au sein de leur laboratoire et fourni les données qui ont été la base de la partie expérimentale de la présente thèse.

Je tiens à remercier mes amis et collègues **Dr. BOUCHELAGHEM Ahmed** et **Dr. GUEMACHE Abderezak** pour leur soutien moral pendant toute la durée de la préparation de ce diplôme de Doctorat.

Je ne pourrai oublier de remercier mon épouse qui n'a jamais cessé de me soutenir moralement. Qu'elle trouve ici l'expression de ma respectueuse gratitude.

Table des matières

Liste des figures	i
Liste des tableaux	v
Liste des symboles et acronymes	vi

Chapitre 1

Introduction générale et objectifs	1
--	---

Chapitre 2

Pertes d'énergie inhérentes aux générateurs PV. Etat de l'art et aspects théoriques

2.1. Introduction	5
2.2. Pertes dues à l'inclinaison et l'orientation (α , β) non optimales	6
2.3. Pertes par mismatch.....	7
2.3.1. Pertes par mismatch statique (ou intrinsèque)	7
2.3.1.1. Pertes dues à la tolérance	7
2.3.1.2. Pertes dues au vieillissement naturel des modules PV.....	8
2.3.2. Pertes par mismatch dynamique	10
2.3.2.1. Pertes dues à l'ombrage partiel permanent	11
2.3.2.2. Pertes dues à l'ombrage partiel temporaire.....	13
2.4. Pertes dues au faible niveau d'irradiance	17
2.5. Pertes optiques	18
2.6. Pertes spectrales	21
2.7. Pertes dues à la température	23
2.8. Conclusion	24

Chapitre 3

Modélisation et évaluation des pertes du rayonnement solaire sur le plan d'un générateur PV partiellement ombragé

3.1. Introduction	25
3.2. Aspects géométriques	26
3.2.1. Système terre-soleil.....	26
3.2.1.1. Aperçu de la source	26
3.2.1.2. Trajectoire de la terre	26
3.2.2. Mouvement Apparent du soleil	28
3.2.2.1. Position du soleil/système de coordonnées horizontales	29
3.2.2.2. Système de coordonnées équatoriales	30
3.2.2.3. Diagramme solaire.....	31
3.3. Aspects énergétiques	32
3.3.1. Rayonnement solaire extraterrestre	32

3.3.1.1.	Irradiance spectrale solaire.....	32
3.3.1.2.	Constante solaire	35
3.3.1.3.	Variation de l'irradiance solaire extraterrestre	35
3.3.2.	Rayonnement solaire au sol	35
3.3.2.1.	Atténuation atmosphérique	35
3.3.2.2.	Masse d'air (ou Air-mass)	36
3.3.2.3.	Composantes du rayonnement solaire au sol.....	38
3.4.	Rayonnement solaire sur le plan d'un GPV non ombragé	40
3.4.1.	Modèle du ciel isotrope	41
3.4.2.	Modèle du ciel anisotrope	42
3.4.2.1.	Modèle de HDKR	43
3.4.2.2.	Modèle de Pérez	44
3.5.	Etat de l'art sur les méthode d'évaluation des pertes du rayonnement	45
	par ombrage	
3.5.1.	Méthodes de relevé des masques d'ombres	45
3.5.1.1.	Méthode manuelle simple	45
3.5.1.2.	Méthode optique	46
3.5.2.	Méthodes d'évaluation des pertes dues à l'ombrage	49
3.5.2.1.	Méthode de Caamano	49
3.5.2.2.	Méthode de Quashning.....	51
3.5.2.3.	Méthode de Hiller	53
3.5.2.4.	Compraison des méthodes usuelles	56
3.6.	Méthode proposée	57
3.6.1.	Relevé et modélisation du profil de masques.....	57
3.6.2.	Facteur d'ombrage	61
3.6.2.1.	Irradiance solaire sur le plan d'un GPV non-ombragé	61
3.6.2.2.	Irradiance solaire sur le plan d'un GPV ombragé	61
3.7.	Validation de la méthode proposée	64
3.7.1.	Modèle du profil de masques	67
3.7.2.	Résultats et discussions	68
3.8.	Conclusion	79

Chapitre 4

Modélisation et évaluation des pertes de puissance pour GPVs partiellement ombragés

4.1.	Introduction	80
4.2.	Etat de l'art sur la modélisation des GPVs en présence d'ombrage	81
4.2.1.	Modèles classiques (standards)	82
4.2.1.1.	Modèle à une diode (M1D)	82
4.2.1.2.	Modèle à deux diodes (M2D)	83
4.2.2.	Modèles explicites	84
4.2.2.1.	Modèles utilisant la fonction W de Lambert	84
4.2.2.2.	Modèle linéaire par morceau ou segmenté (PWL)	84
4.2.3.	Modèles de deux quadrants	86
4.2.3.1.	Modèle de Hartman	87

4.2.3.2.	Modèle de Roger	87
4.2.3.3.	Modèle de Spirito	88
4.2.3.4.	Modèle de Pineda	88
4.2.3.5.	Modèle de Bishop	89
4.2.3.6.	Modèle de Abete	90
4.2.3.7.	Modèle de Quashning	91
4.2.3.8.	Modèle de Alonso-Garcia.....	92
4.2.4.	Compraison des modèles	92
4.3.	Modèle proposé	93
4.3.1.	Concept théorique du modèle proposé	93
4.3.1.1.	Modèle de la cellule	97
4.3.1.2.	Modèle d'un réseau de cellules associées en série-parallèle	98
4.3.1.3.	Modèle du module photovoltaïque	99
4.3.2.	Implémentation du modèle proposé	103
4.3.3.	Validation du modèle proposé	109
4.3.3.1.	Distribtion uniforme de l'irradiance (sans ombrage)	108
4.3.3.2.	Distribtion non-uniforme de l'irradiance (avec ombrage)	110
4.3.3.3.	Commentaires	111
4.4.	Conclusion	117
Chapitre 5		
Conclusions et perspectives		118
Références		i
Résumé		ix

Liste des figures

Figure 2.1.	Délamination de l'EVA au voisinage des jeux de barres 'bus' et pénétration d'humidité	9
Figure 2.2.	Masque lointain (relief géographique)	11
Figure 2.3.	Masque proche (cas d'un arbre).	12
Figure 2.4.	Masque proche (cas d'une rangée de modules PV du même GPV)	12
Figure 2.5.	Masque immédiat (cas d'une cheminée)	13
Figure 2.6.	Masque temporaire (cas d'une poussière)	13
Figure 2.7.	Masque temporaire (cas de la fiente d'oiseaux)	14
Figure 2.8.	Masque temporaire (cas d'une neige)	14
Figure 2.9.	Facteurs favorisant le dépôt des poussières sur les modules PV	15
Figure 2.10.	Variation du rendement en fonction de l'irradiance pour cinq modules PV de différentes technologies.	17
Figure 2.11.	Pertes optiques dues à la réflexion et la transmission du rayonnement solaire au niveau de chaque interface (air-verre, verre-EVA)	18
Figure 3.1.	Système Terre-soleil	26
Figure 3.2.	Mouvement de la terre autour du soleil	27
Figure 3.3.	En système de coordonnées géographiques, tout lieu sur le globe terrestre est déterminé par deux coordonnées, la latitude, φ , et la longitude, ψ	28
Figure 3.4.	Trajectoires solaires diurnes (lignes vertes) en zone intertropicale, en zone tempérée et en zone polaire.	29
Figure 3.5.	Position du soleil dans le plan horizontal. Les deux coordonnées du soleil sont: la hauteur (h_s) et l'azimut (a_{zs})	30
Figure 3.6.	Position du soleil dans le système de coordonnées équatoriales. Les deux coordonnées du soleil sont : la déclinaison (δ) et l'angle horaire (ω)	31
Figure 3.7.	Diagramme solaire en projection cylindrique (ou diagramme frontale)	33
Figure 3.8.	Diagramme solaire en projection stéréographique (ou diagramme polaire)	33
Figure 3.9.	Irradiance spectrale solaire hors-atmosphère	34
Figure 3.10.	Air-mass pour une couche d'atmosphère plane et stratifiée horizontalement	37
Figure 3.11.	Air-mass pour une couche d'atmosphère courbée	38
Figure 3.12.	Composantes du rayonnement au sol incident sur un plan horizontal.	39
Figure 3.13.	Angles relatifs au plan du GPV	40
Figure 3.14.	Composantes de l'irradiance $G(\alpha, \beta)$ et l'irradiation $H_G(\alpha, \beta)$ selon le modèle isotrope	42
Figure 3.15.	Composantes de l'irradiance $G(\alpha, \beta)$ et l'irradiation $H_G(\alpha, \beta)$ selon le modèle du ciel anisotrope	43

Figure 3.16.	Appareils électroniques de relevé de masques dotés d'appareils photo digitaux «fish-eye », de boussoles électroniques et d'inclinomètres.	47
Figure 3.17.	Exemples de relevé de masque sur des diagrammes solaires	48
Figure 3.18.	Comparaison du profil d'obstacles et diagramme solaire	50
Figure 3.19.	Relevé de masque d'ombres à partir d'un point d'observation en coordonnées cylindriques à l'aide d'instruments optiques simples pour obtenir la hauteur, h_o , et l'azimut, a_{zo} , des objets.	51
Figure 3.20.	Masque d'ombres sous forme de polygone et test d'appartenance de deux positions différentes du soleil A et B au polygone afin d'obtenir le facteur d'ombrage d'irradiance directe.	51
Figure 3.21.	Projection d'un polygone d'obstacles à quatre points (dont deux sont au sol) sur un hémisphère pour calculer la réduction de l'irradiance diffuse.	53
Figure 3.22.	Une scène avec trois polygones occultants (profil d'obstacles) et un polygone récepteur (plan du GPV).	54
Figure 3.23.	Diagramme stéréographique avec les projections des obstructions environnantes	55
Figure 3.24.	Les mailles en gris représentent la partie ombragée et les mailles en blanc représentent la partie ensoleillée.	55
Figure 3.25.	Coordonnées topographiques des points pertinents d'obstacles (x_{oi}, y_{oi}, z_{oi}) et le point de référence du GPV (x_g, y_g, z_g) . Dans ce cas, le GPV est orienté Sud-Est d'un angle α	57
Figure 3.26.	Coordonnées topographiques d'un point quelconque (x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}) du plan du GPV orienté Sud-Est d'un angle α par rapport au point de référence du GPV (x_g, y_g, z_g) . $Sign(i)$ est positif si i se déplace du haut vers le bas et $sign(j)$ est positif si j se déplace de la gauche vers la droite	59
Figure 3.27.	Exemple d'un profil d'obstacles arbitraire approximé par un ensemble de fonctions linéaires : $H_{oi} = A_i a_{zo} + B_i$	60
Figure 3.28.	Diagramme de calcul du facteur d'ombrage et l'irradiance pour un GPV partiellement ombragé.	63
Figure 3.29.	Vues des quatre générateurs du SPV connecté au réseau du « Proyecto Univer » de l'Université de Jaén (Espagne).	65
Figure 3.30.	Schéma général des quatre SPV connectés au réseau du 'Proyecto Univer' de l'Université de Jaén (Espagne).	66
Figure 3.31.	Description de l'environnement du GPV de la pergola	67
Figure 3.32.	Exemple du profil d'obstacles du sous-générateur SG5 de la pergola. Une seule fonction qui été obtenue caractérisant le profil: $H_o = 1.23 a_z - 38.61$ pour $a_z > 44^\circ$	68
Figure 3.33.	Evolution des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 (référence) pour 05/06/2015	71
Figure 3.34.	Evolution de l'erreur relative des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 pour 05/06/2015	71
Figure 3.35.	Evolution des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 (référence) pour 15/09/2015	72
Figure 3.36.	Evolution de l'erreur relative des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 pour 15/09/2015	72
Figure 3.37.	Evolution des valeurs mesurées du SG5 (référence) et valeurs simulées du SG1 et SG6 de l'irradiance pour 15/09/2015.	73
Figure 3.38.	Evolution de l'erreur relative en fonction du temps du SG1 et SG6 Vs SG5 pour 15/09/2015.	73

Figure 3.39.	Evolution de l'erreur relative en fonction du temps du SG4 et SG9 Vs SG5 pour 15/09/2015.	74
Figure 3.40	Evolution de l'erreur relative en fonction du temps du SG4 et SG9 Vs SG5 pour 15/09/2015.	74
Figure 3.41.	Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Janvier, Février et Mars	75
Figure 3.42.	Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Avril, Mai et Juin	76
Figure 3.43.	Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Juillet, Août et Sptembre	77
Figure 3.44.	Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Octobre, Novembre et Décembre	78
Figure 4.1.	Courbes I-V d'un module de 36 cellules associées en serie avec une cellule partiellement ombragée	80
Figure 4.2.	Circuit électrique équivalent du modèle à une diode (M1D)	83
Figure 4.3.	Circuit électrique équivalent du modèle à deux diodes (M2D)	84
Figure 4.4.	Segmentation de la courbe $I_d=f(V_d)$	86
Figure 4.5.	Circuit électrique équivalent d'une cellule selon le modèle linéaire par morceaux (PWL)	86
Figure 4.6.	Les trois types de courbes I-V en polarisation inverse selon le modèle de Pienda	89
Figure 4.7.	Circuit électrique équivalent modifié de la cellule solaire selon le modèle de Pineda	89
Figure 4.8.	Circuit électrique équivalent modifié de la cellule solaire selon le modèle de Bishop	90
Figure 4.9.	Circuit électrique équivalent modifié de la cellule solaire selon le modèle de Abete.	91
Figure 4.10.	Circuit électrique équivalent de la cellule solaire selon le modèle de Quashning	91
Figure 4.11	Le schéma électrique du M1D comporte le circuit de Norton après réarrangement	93
Figure 4.12	La nouvelle structure du modèle M1D comporte le circuit de Thévenin	94
Figure 4.13	Circuit électrique équivalent de la cellule proposé	98
Figure 4.14	Circuit électrique équivalent d'un SPC	99
Figure 4.15.	Structure typique du module photovoltaïque. Sans DBPs. La position de chaque cellule est définie par le triplet (i, j, k)	101
Figure 4.16	Modes de connexion des DBPs dans les modules PV. a) Série ou adjascent b) Overlapping	102
Figure 4.17.	Le modèle SPC comporte deux parties: une partie électrique et une partie numérique. Pour le cas d'une seule cellule, il suffit de mettre $s=1$ et $p=1$	104
Figure 4.18.	Modèle SPC dans l'environnement Simulink	105
Figure 4.19	Bloc SPC et ses paramètres d'entrée dans Simulink	106
Figure 4.20	Structure du module PV Isofoton I-106 avec deux DBPs en mode mode overlapping	107
Figure 4.21	Caractéristiques I-V mesurées et simulées dun module Isofoton I-106	109
Figure 4.22	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une cellule ombragée avec $\alpha_{sh}=0$.	112
Figure 4.23	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une cellule ombragée avec $\alpha_{sh}=1$.	112

Figure 4.24	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec deux cellules ombragées avec $\alpha_{sh}=1$.	113
Figure 4.25	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une branche ombragée avec $\alpha_{sh}=1$.	113
Figure 4.26	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec deux branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$.	114
Figure 4.27	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec trois branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$.	114
Figure 4.28	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec cinq branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$.	115
Figure 4.29	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une colonne ombragée avec $\alpha_{sh}=0.5$.	115
Figure 4.30	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une colonne ombragée avec $\alpha_{sh}=1$.	116
Figure 4.31	Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec $\frac{1}{4}$ de module ombragé	116

Liste des tableaux

Tableau 2.1.	Taux de dégradation par rapport à la puissance maximale P_{MP} initiale des modules PV de certains systèmes PV dans le monde	9
Tableau 2.2.	Taux de dégradation des paramètres électriques par rapport aux paramètres initiaux des modules PV de certains SPV dans le monde	15
Tableau 2.3.	Valeurs des coefficients nécessaires pour l'Equation 2.7 pour différents types de matériaux photovoltaïques	20
Tableau 2.4.	Valeurs recommandées des coefficients pour le calcul des pertes angulaires	21
Tableau 2.5.	Valeurs des coefficients nécessaires pour résoudre l'équation 2.12. Cas d'un module PV avec un degré de salissure moyen ($F_{SL}=0.97$).	21
Tableau 2.6	Valeurs des coefficients nécessaires pour résoudre l'équation 2.13 pour différents types de matériaux photovoltaïques.	22
Tableau 3.1.	Courbes significatives de chaque mois dans le diagramme solaire	32
Tableau 3.2.	Coefficients du modèle de Pérez	45
Tableau 3.3.	Exemple d'une table de référence	50
Tableau 3.4	Comparatif des trois modèles usuels de calcul du rayonnement solaire incidents sur un GPV partiellement ombragé	56
Tableau 3.5.	Coefficients (A_i, B_i) des fonctions du profil d'obstacles pour chaque sous-générateur de la pergola; $H_{oi} = A_i a_z + B_i$	67
Tableau 4.1	Comparatif des trois catégories de modèles usuels de caractérisation des cellules photovoltaïques en présence d'ombrage	92
Tableau 4.2	Valeurs des constantes k_1 et k_2 de l'équation de Varshni	95
Tableau 4.3.	Paramètres électriques du module PV Isofoton I-106	108
Tableau 4.4.	Paramètres électriques des caractéristiques I-V mesurées et simulées pour le module PV Isofoton I-106. Cas sans ombrage	110

Liste des symboles et acronymes

Liste des symboles

a	Courant ohmique impliqué dans l'avalanche
A	Facteur d'idéalité de la jonction
A^*	Facteur d'idéalité de la jonction aux STC
A_i	Indice d'anisotropie
AM	Masse d'air (ou air mass)
a_r	Paramètre d'ajustement associé au degré de salissure
a_{zs}	Azimut du soleil
a_{zo}	Azimut de obstacle
$B(0)$	Irradiance solaire directe incidente sur un plan horizontal (en W/m^2)
B_e	Paramètre adimensionnel selon le modèle Alonso-Garcia
b_i	Coefficients du modèle de SANDIA
b_o	Paramètre d'ajustement pour le modèle de ASHRAE
B_{rev}	Coefficient d'ajustement
B_{sh}	Irradiance solaire directe sous ombrage (en W/m^2)
$D(0)$	Irradiance solaire diffuse incidente sur un plan horizontal (en W/m^2)
D_{sh}	Irradiance solaire diffuse sous ombrage (en W/m^2)
$E(0)$	Energie du gap à 0K (en eV)
E_g	Energie du gap (en eV)
E_G	Energie produite par un GPV (en Wh)
f_{AM}	Facteur de pertes spectrales en termes de puissance
F_{AM}	Facteur de pertes spectrales en termes d'énergie
f_{sh}	Facteur d'ombrage de l'irradiance globale
F_{sh}	Facteur d'ombrage de l'irradiation globale
f_{shD}	Facteur d'ombrage de l'irradiance directe
f_{shD}	Facteur d'ombrage de l'irradiance diffuse
f_{shB}	Facteur d'ombrage de l'irradiance réléchie
f_{SL}	Degré ou facteur de salissure
$f_{\theta B}$	Facteur de correction de l'irradiance solaire directe
$f_{\theta D}$	Facteur de correction de l'irradiance solaire diffuse
$f_{\theta R}$	Facteur de correction de l'irradiance réléchie
$F_{\alpha,\beta}$	Facteur de pertes par rapport à l'optimum
f_{θ}	Facteur de pertes optiques en termes de puissance
F_{θ}	Facteur de pertes optiques en termes d'énergie
G	Irradiance solaire incidente sur un plan d'inclinaison, α , et d'orientation, β . (en W/m^2)
G^*	Irradiance solaire aux STC(= 1000 W/m^2)
$G(0)$	Irradiation solaire incidente sur un plan d'inclinaison, α , et d'orientation, β . (en Wh/m^2)
G_{on}	Irradiance solaire extraterrestre (en W/m^2)
G_{sc}	Constante solaire (=1367 W/m^2)
G_{sh}	Irradiance solaire globale sous ombrage (en W/m^2)
$G_{s\lambda}$	Irradiance spectrale solaire (en $W/m^2 \mu m$)
$H_B(0)$	Irradiation solaire directe incidente sur un plan horizontal (en Wh/m^2)

$H_D(0)$	Irradiation solaire diffuse incidente sur un plan horizontal (en Wh/m ²)
$H_G(0)$	Irradiation solaire incidente sur un plan horizontal (en Wh/m ²)
$H_G(\alpha, \beta)$ ou H_G	Irradiation solaire incidente sur un plan d'inclinaison, α , et d'orientation, β . (en Wh/m ²)
$H_G(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$	Irradiation solaire incidente sur un plan d'inclinaison et d'orientation optimales (α_{opt} , β_{opt}) (en Wh/m ²)
$H_G^a(\alpha, \beta)$	Irradiation solaire globale annuelle incidente sur un plan d'inclinaison, α , et d'orientation, β . (en Wh/m ²)
H_{Gsh}	Irradiation solaire globale sous ombrage (en Wh/m ²)
h_s	Hauteur du soleil (en Degrés)
h_o	Hauteur d'obstacle (en Degrés)
I	Courant fourni par la cellule (en A)
I_{dSPC}	Courant de jonction d'un SCP du circuit électrique équivalent proposé (en A)
I_{ph}	Courant photogénéré de la cellule (en A)
I_{ph}^*	Courant photogénéré de la cellule aux STC (en A)
I_o	Courant de saturation inverse de la diode (en A)
I_o^*	Courant de saturation inverse de la diode aux STC(en A)
I_{TH}	Courant de thévenin
k	Constante de Boltzmann ($k = 1.380 \cdot 10^{-23}$ J/K)
l	Trajet parcouru par le rayonnement solaire
l_g	Largeur d'un GPV
L_g	Longeur d'un GPV
l_o	Distance zénithale
L_T	Perte thermique (en Wh)
$L_{\alpha, \beta}$	Perte d'irradiation relative à l'inclinaison, α , et à l'orientation, β (en Wh)
$M(V)$	Facteur multiplicateur de Miller
n	Exposant de Miller
n_j	Jour de l'année
p	Nombre de branches de cellules en parallèle
P_G	Puissance maximale à G et T quelconques (en W)
P_G^*	Puissance maximale aux STC (en Wh)
P_s	Puissance emise par le soleil ($= 3.845 \cdot 10^{26}$ W)
q	Charge de l'électron ($q = 1.602 \cdot 10^{-19}$ C)
R_B	Ratio de l'irradiance directe
R_s	Résistance série de la cellule (en Ω)
R_s^*	Résistance série de la cellule aux STC (en Ω)
R_{sh}	Résistance shunt (en Ω)
R_{sh}^*	Résistance shunt de la cellule aux STC (en Ω)
R_{shM}^*	Résistance shunt du module aux STC (en Ω)
R_{sho}	Résistance shunt de la cellule à $G=0$ W/m ² (en Ω)
R_{shoM}	Résistance shunt du module à $G=0$ W/m ² (en Ω)
R_{shSPC}^*	Résistance shunt d'un SCP aux STC (en Ω)
R_{SSPC}^*	Résistance série d'un SCP aux STC (en Ω)
R_{TH}	Résistance de Thévenin (en Ω)
s	Nombre de cellules en série
T	Température effective de la cellule (K)
T^*	Température de la cellule aux STC ($= 298$ K)

TSV	Temps solaire vrai (en heures)
V	Tension aux bornes de la cellule (en V)
V_d	Tension de la jonction (en V)
V_{br}	Tension d'avalanche (en V)
V_{TH}	Tension de thévenin (en V)
x_g, y_g, z_g	Coordonnées topographiques du point de référence d'un GPV
x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}	Coordonnées d'un point du GPV par rapport au point de référence
x_{oi}, y_{oi}, z_{oi}	Coordonnées topographiques des points pertinents d'obstacles
α	Angle d'orientation (en Degrés)
α_G	Coefficient d'irradiance ($\alpha_G = G/G^*$)
α_{gap}	Constante pour un semi-conducteur donné (en eV/K)
α_{opt}	Angle d'orientation optimale (en Degrés)
α_{sh}	Coefficient d'ombrage
β	Angle d'inclinaison (en Degrés)
β_{gap}	Constante pour un semi-conducteur donné (en K)
β_{opt}	Angle d'inclinaison optimale (en Degrés)
γ	Coefficient de température de la puissance maximale (en W/°C).
δ	Déclinaison du soleil (en Degrés)
Δl_g	Pas de la largeur d'un GPV
ΔL_g	Pas de la longueur d'un GPV
ΔV	Tension de la source de tension du circuit électrique équivalent de la cellule proposé (en V)
ΔV_{SPC}	Tension de la source de tension du circuit électrique équivalent du SCP proposé (en V)
θ	Angle d'incidence (en Degrés)
θ_z	Angle zénithal (en Degrés)
φ	Latitude du lieu (en Degrés)
μ_{Isc}	Coefficient de variation du courant de court-circuit par rapport à la température.
ρ	Albedo du sol
Φ_T	Tension de la jonction selon le modèle de Alonso-Garcia
ω	Angle horaire (en Degrés)

Liste des acronymes

AOC	Conditions d'opération arbitraire (Arbitrary Operating Conditions)
DBP	Diode de bypass
GPV	Générateur photovoltaïque
M1D	Modèle à une diode
M2D	Modèle à deux diodes
PPS	Source ponctuelle de Pérez (en Anglais : Perez Punctual Source)
SPC	Réseau de cellules connectées en série-parallèle
SPV	Système photovoltaïque
STC	Conditions de test standard (Standard Test Conditions)
UA	Unité astronomique (1UA=1.496 10 ¹¹ m)

CHAPITRE 1

Introduction générale et objectifs

A l'heure du développement durable et de l'épuisement remarquable des ressources fossiles, les énergies renouvelables sont de plus en plus utilisées et occupent fortement le devant de la scène médiatique. Elles peuvent se renouveler aussi vite qu'elles sont consommées. C'est là que réside tout l'avantage pour les énergies renouvelables. Sous différentes formes et différentes technologies (solaire, éolienne, hydroélectricité, biomasse,...), les énergies renouvelables offrent une grande flexibilité et une fiabilité satisfaisantes pour atténuer le déficit énergétique dû à l'augmentation de la demande. C'est dans ce contexte par exemple que la filière de l'énergie solaire photovoltaïque suscite une attention croissante dans l'univers des énergies renouvelables grâce à l'importante baisse de leurs coûts de production, d'installation et d'entretien.

Compte tenu de la situation énergétique mondiale, l'énergie solaire photovoltaïque est au cœur de l'actualité et est indispensable au développement durable des pays: la diminution des rejets de gaz à effets de serre, la réduction des dépenses énergétiques, mais aussi le besoin d'autonomie en énergie sont les trois facteurs principaux qui favorisent l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque. Sa maîtrise aura des retombées économiques considérables pour la communauté internationale, car nous ne pouvons pas continuer pendant longtemps à compter sur les gisements fossiles existants.

Cela dit, l'utilisation des systèmes solaires photovoltaïques pour produire de l'électricité ne sera vraiment rentable que si nous optons une utilisation rationnelle de l'énergie. A titre d'exemple, le générateur photovoltaïque (GPV) comme étant un des éléments cruciaux de la chaîne de conversion photovoltaïque est souvent l'objet de plusieurs problèmes, comme par exemple *le mismatch* (disparité des paramètres électriques des modules PV) qui pourrait induire des réductions considérables de l'énergie issue du GPV. A titre d'exemple, les systèmes photovoltaïques intégrés aux édifices (BIPV: Building Integrated Photovoltaic) et installés en milieu urbain se trouvent souvent face au problème d'ombrage partiel qui peut être occasionné par les reliefs, la végétation existante ou par la présence d'objets (obstacles ou masques) environnants de géométries irrégulières, tels que: les arbres, les édifices avoisinants, les cheminées, les poteaux électriques, les fils téléphoniques, ou encore par les dispositifs architecturaux liés au bâtiment lui-même, etc. L'utilisation de l'énergie solaire est en général judicieuse si le ou les masque(s) sont inexistant(s) ou négligeable(s).

En effet, ce phénomène d'ombrage partiel aura certainement un impact négatif sur la production énergétique du principal composant d'un système photovoltaïque (SPV), qui est le GPV, et cela, dû systématiquement à la réduction du rayonnement solaire incident. En outre, la répartition non-uniforme du rayonnement solaire sur le plan du GPV peut également induire de fortes pertes électriques, communément appelées, pertes de désadaptation (ou pertes de mismatch), voire l'apparition du problème de hot-spot, signifiant la destruction des cellules des modules photovoltaïque. A titre indicatif, dans l'analyse de 172 installations du programme pionnier en Europe «1000 toits solaires PV», il a été enregistré une perte de 10% par ombrage partiel. Afin de pouvoir réduire le taux de pertes pouvant être induites par ces ombrages, il est nécessaire de rechercher a priori la configuration spatiale optimale des modules photovoltaïques associés en GPV donnant la puissance crête maximale (MPP : Maximum Power Point) que l'on peut extraire d'un générateur photovoltaïque et qui représente le maximum des maximas des différentes combinaisons possibles du GPV.

Comme tout système de production d'énergie électrique, la performance d'un SPV quelle que soit sa typologie est caractérisée par son rendement global, communément appelé «*Performance Ratio; PR*», qui permet de rendre compte de la qualité de fonctionnement d'un SPV par rapport à sa production, aux ressources solaires, à sa puissance nominale et à l'ensemble des pertes du système.

Les principales sources de pertes énergétiques inhérentes au GPV et qui doivent être pris en compte lors du calcul de sa puissance réelle, sont : **les pertes par réflexion, les pertes spectrales, les pertes liées à la température, les pertes de mismatch, les pertes d'ombrage et les pertes dues au vieillissement naturel des modules, etc.** Dans le présent travail de thèse, nous nous limiterons à l'étude du phénomène d'ombrage et son impact sur le potentiel énergétique solaire et la production du GPV.

Pour évaluer avec précision les pertes d'énergie induites par ces ombrages, qui peuvent intervenir sur toute ou une partie d'un GPV en différentes saisons et à certains moments de la journée, il faut impérativement procéder à la caractérisation des différents masques qui pourraient servir comme donnée de base au calcul du rayonnement capté et bien évidemment au calcul de l'énergie électrique réellement produite par le GPV.

Dans ce contexte, plusieurs méthodes ont été développées, sont décrites dans la littérature. Cependant, la complexité et la précision de telles méthodes diffèrent les unes des autres. La présente thèse de doctorat se veut clairement une contribution au développement de nouvelles méthodes d'évaluation des pertes énergétiques inhérentes aux GPV partiellement ombragés. *Il s'agit plus précisément de mettre à la disposition des spécialistes œuvrant dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque de nouvelles méthodes, simples et efficaces permettant le calcul des pertes par ombrage.*

1.1. Objectifs de la thèse

Les objectifs ciblés dans le cadre de cette thèse, peuvent se résumer dans les deux points suivants:

- 1) **Etude approfondie portant sur le calcul des masques** (objets provoquant de l'ombre sur les GPVs) qui pourrait servir comme outil pour l'évaluation du potentiel énergétique solaire (rayonnement solaire) en présence d'ombre. Il s'agit plus précisément :
 - d'établir une méthode simple et moins onéreuse dédiée au relevé et la modélisation des profils de masques (ou profils d'obstacles).
 - Et d'établir un modèle d'évaluation du rayonnement solaire et du facteur de pertes par ombrage partiel.

- 2) **Etude de l'impact du phénomène d'ombrage partiel** (que ce soit furtif, temporaire ou permanent) sur le comportement des GPVs. Il s'agit d'étudier le phénomène de désadaptation (mismatch) qui provient principalement de l'inhomogénéité (distribution non-uniforme) du rayonnement solaire sur le plan des GPVs. Pour cela, nous comptons proposer un nouveau modèle électrique décrivant les caractéristiques I-V des sources photovoltaïques (cellule, modules et GPV) opérant dans diverses conditions climatiques (uniformes ou non-uniformes) et permettant ainsi le calcul des pertes de puissance pour GPVs partiellement ombragés.

1.2. Structure de la thèse

Ce travail est scindé en cinq parties:

Dans un premier chapitre, nous exposerons la problématique de recherche traitée et nous présenterons également les objectifs ciblés dans le cadre de cette thèse.

Le deuxième chapitre est dédié à l'étude des facteurs de pertes influençant l'énergie électrique issue d'un GPV, à leurs sources et à leurs impacts. Nous présenterons un état de l'art et l'aspect théorique sur les différentes pertes qui peuvent se produire dans le fonctionnement sur le terrain d'un GPV et qui doivent être pris en compte afin de calculer précisément sa puissance électrique réelle. Nous nous focaliserons d'avantage sur les pertes dues à l'ombrage et qui affectent les GPVs.

Dans le troisième chapitre, nous exposerons dans un premier lieu des généralités et notions de base sur le rayonnement solaire et les modèles usuels de leur calcul sur des surfaces arbitrairement inclinées et orientées, en absence et en présence d'ombrage partiel. Ce chapitre est également dédié à l'étude différentes méthodes de relevé et de modélisation des masques servant d'outils pour la calcul du rayonnement en présence du phénomène d'ombrage. Nous présenterons également la méthode proposée et son concept théorique ainsi que la méthodologie d'évaluation des facteur de pertes du rayonnement solaire sur le plan des GPVs partiellement ombragés. Et pour valider cette méthode proposée, une étude de simulation sera également présentée dans ce chapitre.

Dans **le quatrième chapitre**, nous présenterons, en premier lieu, une revue de la littérature, aussi large que possible, portant sur les différents modèles mathématiques et électriques caractérisant le comportement d'une cellule PV fonctionnant dans le premier quadrant et dans le deuxième quadrant sous l'effet d'un ombrage partiel. Nous présenterons également le concept théorique du modèle électrique proposé pour la caractérisation et l'évaluation des pertes de puissance d'un GPV partiellement ombragé. Afin de valider la véracité du modèle proposé, une étude de simulation des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque commercial sera également présentée dans ce chapitre.

Enfin, **le cinquième chapitre** conclut cette thèse en insistant sur ce qui a été effectué et les résultats obtenus ainsi que les nombreuses perspectives préconisées.

CHAPITRE 2

Pertes d'énergie inhérentes aux GPVs. Etat de l'art et aspects théoriques

2.1. Introduction

Comme tout système de production d'énergie électrique, la performance d'un SPV¹ est caractérisée par son rendement global, communément appelé «**Performance Ratio; PR**», qui permet de rendre compte de la qualité de fonctionnement d'une installation PV indépendamment de l'irradiation ou de la puissance crête des modules, peu importe sa typologie. En fait, le PR se définit comme étant le rapport entre le rendement réel et le rendement de référence (aux STC²) théoriquement possible. Ainsi, il indique la part d'énergie réellement disponible après déduction des pertes d'énergie.

A titre d'exemple, un SPV avec un générateur d'une puissance nominale de 1 kW_c installé, en l'absence de tout type de perte, i.e. PR=1, s'il reçoit une irradiation annuelle de 1800 kWh/m², il produirait 1800 kWh. Cependant, l'expérience et les diverses études montrent que l'énergie produite par un tel SPV est nettement inférieure.

Cette diminution de l'énergie délivrée par le SPV par rapport au rayonnement solaire incident sur le plan des modules PV s'explique par une succession de nombreuses pertes, à savoir : - **les pertes de captage du GPV, L_c** , - **et les pertes du système de conversion, L_s** . Donc, les pertes sont un facteur déterminant qui doivent être prises en considération à tout moment afin d'évaluer ultérieurement les performances de l'équipement.

S'agissant du GPV, de nombreuses pertes d'énergie sont subies:

- Pertes dues à l'orientation et l'inclinaison non optimales du GPV,
- Pertes par ombrage, dues l'effet d'ombre sur le GPV,
- Pertes par facteur d'IAM,
- Pertes par mismatch (disparité de la puissance nominale, si les modules PV ne sont pas identiques).
- Pertes spectrales,
- Pertes thermiques, due à la température de la cellule,
- Etc.

¹ SPV : Système Photovoltaïque

² STC (Standard Test Conditions) : Conditions de Tests Standard (1000W/m², 25°C, Spectre solaire AM1.5)

Dans ce chapitre, nous présenterons un état de l'art et l'aspect théorique sur les différentes pertes qui peuvent se produire durant l'opération sur terrain d'un générateur PV et qui doivent être pris en compte afin de calculer précisément sa puissance électrique réelle. Nous nous focaliserons d'avantage sur les pertes dues à l'ombrage qui affectent les générateurs photovoltaïques.

2.2. Pertes dues à l'inclinaison et l'orientation (α, β) non-optimales

Le rayonnement solaire reçu par un GPV varie considérablement en fonction du lieu d'implantation, de son inclinaison³, de son orientation⁴ et de la présence de masques éventuels. L'irradiation solaire reçue (et par voie de conséquence la production électrique du SPV) sera maximale lorsque les modules photovoltaïques se présentent dans la position optimale ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$). Or, dans certains cas, il n'est pas possible d'atteindre les conditions d'inclinaison et d'orientation appropriées. Dès qu'on s'éloigne de cette position optimale, l'irradiation solaire diminue et par suite la production électrique du SPV diminue aussi, tel est le cas, par exemple, des SPV intégrés aux bâtiments (BIPV⁵) dont la paire (α, β) du GPV sont imposés par l'architecture.

Afin de quantifier la perte de l'irradiation incidente due aux conditions de localisation du GPV, i.e. perte relative à l'inclinaison et à l'orientation (α, β), $L_{\alpha,\beta}$, un paramètre appelé facteur de perte par rapport à l'optimum, $F_{\alpha,\beta}$, a été introduit. Alors l'expression donnant $L_{\alpha,\beta}$ peut s'écrire comme suit :

$$L_{\alpha,\beta} = (1 - F_{\alpha,\beta}) \cdot H_G(\alpha_{opt}, \beta_{opt}) \quad (2.1)$$

Où le facteur, $F_{\alpha,\beta}$, représente le rapport de l'irradiation solaire annuelle incidente sur la surface d'un GPV d'orientation et d'inclinaison (α, β) quelconques, $H_G(\alpha, \beta)$, et celle correspondant à la surface d'un GPV idéalement exposée, $H_G(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$. $F_{\alpha,\beta}$ s'écrit :

$$F_{\alpha,\beta} = \frac{H_G(\alpha, \beta)}{H_G(\alpha_{opt}, \beta_{opt})} \quad (2.2)$$

Notons ici que l'orientation plein sud (en HN⁶) ou encore l'orientation de référence est évidemment le maître choix pour les GPV à structures porteuses fixes, i.e. $\alpha = \alpha_{opt} = 0^\circ$. Si on adopte une orientation vers l'équateur ($\alpha = 0^\circ$), quelle inclinaison donc est-elle appropriée ($\beta = \beta_{opt}$) pour atteindre la production électrique la plus élevée ? L'expression la plus simple est celle reliant l'inclinaison optimale β_{opt} à la latitude du lieu φ s'écrit : (Luquet et Hegedus, 2002)

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 |\varphi| \quad (2.3)$$

³ Inclinaison: angle que fait la surface du module PV avec le plan horizontal ($\beta = 0^\circ$ pour un module horizontal, $\beta = 90^\circ$ pour un module vertical).

⁴ Orientation ou azimuth : angle que fait la normale à la surface du module PV avec l'angle qu'il fera avec l'axe nord-sud dans le plan horizontal ($\alpha = 0^\circ$ pour un module orienté plein sud, $\alpha = 90^\circ$ pour un module orienté plein Ouest).

⁵ BIPV : Building Integrated Photovoltaics.

⁶ HN : Hémisphère nord.

Sachant que β_{opt} et φ sont exprimés en degrés.

Par ailleurs, pour calculer le facteur de pertes, $F_{\alpha,\beta}$, on peut aussi se référer à l'expression empiriques approximative suivante: (Martin, 1996), (Luque et Hegedus, 2002)

$$F_{\alpha,\beta} = \begin{cases} 1 - \left[1.2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \alpha^2 \right], & 15^\circ < \beta \leq 90^\circ \\ 1 - \left[1.2 \cdot 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 \right], & \beta < 15^\circ \end{cases} \quad (2.4)$$

2.3. Pertes par mismatch

L'effet de *mismatch* (ou effet de dispersion) apparait au niveau des groupements série et/ou parallèle des cellules ou modules photovoltaïques lorsque leurs paramètres sont significativement différents, ou en d'autres termes à cause de la dissemblance de leurs caractéristiques courant-tension (I-V). Les causes de tel effet sont multiples. En effet, on peut distinguer deux types de mismatch : **mismatch statique (ou intrinsèque)** et **mismatch dynamique** (Telidjane, 2017).

Le mismatch statique est lié, d'une part, à la dispersion naturelle des paramètres, typique à tout procédé de fabrication, et d'autre part, au vieillissement des cellules. Pour les cellules à base de silicium la tolérance de fabrication est inférieure à 1%. Pour les modules, la tolérance donnée par les fabricants variée entre $\pm 3\%$ et $\pm 5\%$ (Andrews et al., 2012). En outre, les pertes de mismatch peuvent monter jusqu'à 12% (en tenant compte du vieillissement) dans une branche PV (string) (Agarwal et Agarwal, 2014).

Le mismatch dynamique est dû principalement au phénomène d'ombrage partiel qui induit une distribution non-uniforme de l'irradiance solaire sur le plan des GPV. Les sources de tel phénomène sont multiples. Elles peuvent être divisées en **sources faciles à prédire** (arbres, bâtiments) et **sources difficiles à prédire** (nuages, salissure et la neige). Les pertes causées par l'ombrage partiel réduisent le rendement énergétique annuel de 5% à 10% dans le photovoltaïque intégré au bâtiment et de 3% à 6% dans le photovoltaïque terrestre (Alonso-Garcia et al., 2009). Il existe différentes techniques permettant de pallier à ce défaut que nous allons présenter.

2.3.1. Pertes par mismatch statique (ou intrinsèque)

2.3.1.1. Pertes dues à la tolérance

Bien que théoriquement identiques, les cellules PV présentent inévitablement des écarts dans leurs caractéristiques pouvant créer des déséquilibres lors de leur association au sein d'un module photovoltaïque. Ces disparités entre les cellules peuvent provenir des écarts de fabrication (tolérances ou dispersions de fabrication). Ces déséquilibres peuvent dégrader considérablement le MPP (Point de Puissance Maximale) des séries de modules et conduisent à une baisse d'énergie exploitable. Selon de nombreuses études, malgré le tri soigneux des cellules constitutives, les modules photovoltaïques présentent naturellement des caractéristiques différentes (même très peu). Les différences de telles caractéristiques des modules utilisés pour la constitution d'un GPV sont préjudiciables à sa production d'électricité. Selon les données disponibles dans

certaines revues spécialisés, on indique que récemment quatre-vingt-dix mille modules (de 300W_c) ont été testés et leurs tensions au MPP et les courants variaient dans les gammes [34.5-38.0]V et [7.89-873]A respectivement. Au point de vue pertes de mismatch, il a été vérifié expérimentalement qu'en regroupant des modules polycristallins en courant, celles-ci sont d'environ 0.6%, 0.16% et 0.01% pour des tolérances de 10%, 5% et 1% respectivement (Giovanni et al., 2017).

Certains fabricants fixent des prix plus élevés, environ 0,02 \$/W de plus, pour les modules qui ont des puissances crêtes dans une plage plus étroite, mais certaines études suggèrent que cette charge est injustifiée (Giovanni et al., 2017)..

2.3.1.2. Pertes dues au vieillissement naturel des modules PV

Le vieillissement des modules photovoltaïques est l'une des principales sources du phénomène de mismatch. Le module photovoltaïque peut subir, au cours du temps, une dégradation qui se manifeste par un changement des valeurs de ses paramètres et ses performances. Des études récentes ont révélé que la baisse de la puissance d'un module PV cristallin est due principalement aux diminutions du courant et du FF, mais pas à des changements significatifs de la tension. En effet, les modules photovoltaïques en exposition extérieure longue subissent de nombreuses dégradations (délamination, jaunissement de l'encapsulant, bulles, corrosion, hot-spots,...) qui affectent la transmission optique des matériaux d'encapsulation et altèrent les propriétés mécaniques et électriques des modules et par conséquent entraînent une diminution de leurs rendements (Jordan et al., 2012)

Les paramètres du module sont soumis à une évolution dans le temps qui est quantifiée au moyen de l'écart type et la valeur moyenne de la valeur du paramètre lui-même. Le [tableau 2.1.](#) regroupe les valeurs du taux de dégradation par rapport à la puissance maximale PMP initiale des modules PV de certains S PV dans le monde. (Jordan et al., 2012). En moyenne un module en plein-air perd moins de 1% de sa capacité par an (0.8 %/an en moyenne et 0.5 %/an en valeur médiane).

Les principaux mécanismes de dégradation pouvant avoir lieu, au cours du temps, dans les modules PV exposés à des différents milieux naturels sont : • *la délamination* • *le jaunissement et le brunissement de l'encapsulant EVA⁷* • *le phénomène de hot-spot* • *le scellage mal fait de la boîte de jonction* • *le craquage de cellules* (Oreski et Wallner, 2007).

⁷ EVA : Ethylène Vinyle Acétate

Tableau 2.1. Taux de dégradation par rapport à la puissance maximale P_{MP} initiale des modules PV de certains systèmes PV dans le monde (Jordan et al., 2012).

Lieu	Durée de test (ans)	Technologie du module PV	Taux moyen de dégradation (%/an)	Remarques
Malaga, Espagne	12	c-Si	0.96	
Manfredonia, Sud d'Italie	10	mc-Si	1.87	Avec ARC ⁸
		c-Si	1.45	Avec ARC
		mc-Si	2.16	Avec surface texture
		c-Si	1.14	Avec surface texture
Trinidad, California, Etats Unis	20	c-Si	0.81	
Patras, Grèce	22	c-Si	0.96	La dégradation a été évaluée pour deux modules PV après 22 ans de fonctionnement.
Hamamatsu, Japon	10	c-Si	0.62	
Glendale, Arizona, Etas Unis	12	c-Si	0.95	GPV muni d'un système de poursuite à un seul axe

- *La délamination* est la conséquence de la perte d'adhérence entre les différentes couches du module PV et le détachement subséquent de ces couches (figure 2.1). Elle peut se faire entre le superstrat (verre), le substrat (feuille arrière) et le polymère encapsulant ou entre l'encapsulant et les cellules. En général, l'adhérence entre les couches constitutives du module PV est compromise en raison de la contamination (par exemple, une mauvaise procédure de nettoyage du verre pendant le processus de fabrication) ou de facteurs environnementaux, une délamination se produira, suivie d'une pénétration d'humidité et donc de la corrosion . Le problème peut devenir plus grave si l'humidité s'accumule dans le vide et crée des courts-circuits près des fils de soudure.

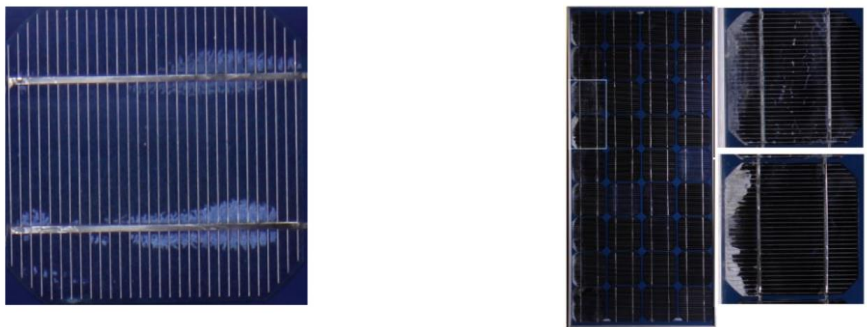


Figure 2.1. Délaminage de l'EVA au voisinage des jeux de barres 'bus' et pénétration d'humidité

⁸ ARC : Anti-Reflect Coating (revêtement anti-reflet)

- *Le jaunissement* est généralement dû à une dégradation de l'EVA⁹ ou du matériau adhésif entre le verre et les cellules. Il s'agit d'un changement de couleur dans le matériau du blanc au jaune, et ensuite du jaune au brun. Il provient le plus souvent sous l'effet du rayonnement solaire, la différence de température jour et nuit (stress thermique) et de l'humidité sous une température ambiante qui dépasse souvent 50°C après une longue durée d'exposition. Il provoque une modification de la transmittance de la lumière atteignant les cellules solaires et donc une diminution de la puissance générée. Des études ont déterminé que la cause principale de ce défaut est l'exposition au rayonnement UV combinée avec l'eau à des températures supérieures à 50 °C ce qui provoque une modification de la structure chimique du polymère.

- *La corrosion* : l'humidité pénétrant dans le module photovoltaïque à travers les bords stratifiés provoque la corrosion. La rétention de l'humidité dans l'enveloppe du module augmente la conductivité électrique du matériau. La corrosion attaque les connexions métalliques des cellules du module PV provoquant une augmentation des courants de fuite et ainsi une perte de performance.

2.3.2. Pertes par mismatch dynamique

Le phénomène d'ombrage se produit fréquemment dans les installations photovoltaïques situées en milieu urbain ou à intégration architecturale du fait que l'environnement de ces installations est souvent caractérisé par la présence d'obstacles à géométries irrégulières, tels que les bâtiments, les arbres, etc. Est considéré comme *masque solaire* (ou masque d'ombre ou encore profil d'obstacles) tout élément faisant obstacle au rayonnement solaire sur un GPV. Cela peut entraîner une réduction très considérable du rayonnement solaire incident et par conséquent affecter la production d'énergie du système photovoltaïque. Les pertes causées par l'ombrage partiel réduisent le redevement énergétique annuel de 5%- à 10% dans le photovoltaïque intégré au bâtiment (Drif et al., 2005). et de 3% à 6% dans le photovoltaïque terrestre (Alonso-García et al., 2005). A titre indicatif, selon les évaluations de performances de certains systèmes connectés au réseau dans le monde, tels que le programme japonais "'Pogramme de test japonais sur le terrain'" et le programme allemand de 1000 toits 'German 1000-Roofs-PV-Program', une perte de 10% de production d'énergie due aux ombres (Drif et al., 2005).

L'ombrage partiel peut engendrer bien entendu une perte considérable d'énergie produite par les modules photovoltaïques du fait qu'une cellule ombragée aura tendance à inverser sa polarité devenant ainsi une charge qui dissipera toute l'énergie produite par les autres.

De plus, pour une haute tension dont la valeur autour de la zone d'avalanche d'une cellule, elle peut véhiculer un courant qui dépasse son courant de court-circuit et peut théoriquement atteindre une valeur infinie. Si la puissance dissipée a une valeur élevée, la cellule augmentera considérablement sa température, pouvant atteindre sa destruction totale. Ce phénomène est appelé *effet de hotspot*.

En effet, les sources d'ombrage partiel peuvent être divisées en sources permanentes faciles à prédire (arbres, bâtiments) et sources temporaires ou accidentelles difficiles à prédire (salissure, neige et nuages) (El-Dein et al., 2013), (Telidjane, 2017).

⁹ EVA : Ethylène Vinyle Acétate

2.3.2.1. Pertes dues à l'ombrage partiel permanent

L'ombrage partiel permanent peut être occasionné par les reliefs, la végétation existante, les bâtiments voisins, ou encore par les dispositifs architecturaux liés au bâtiment lui-même. L'utilisation de l'énergie solaire est en général judicieuse si le ou les masques sont inexistantes ou négligeables. Afin de pouvoir évaluer précisément les pertes de puissance induites par ces ombrages qui peuvent intervenir sur tout ou partie d'un GPV en différentes saisons et à certains moments de la journée, il faut impérativement dans ce cas de procéder à la caractérisation des différents masques possibles pouvant affecter le captage d'énergie solaire. En effet, on distingue trois types de masques permanents : *le masque lointain, le masque proche et le masque immédia.*

- *Le masque lointain* représente l'ensemble d'obstacles se trouvant à une distance supérieur à 100 m du GPV et dont l'angle avec lequel on l'observe ne varie pas lorsque l'observateur se déplace de quelques mètres. Il correspond aux obstacles lointains qui se trouvent à l'horizon, c'est-à-dire les montagnes, les collines, les bâtiments lointains, etc.. Par exemple, sur la photo ci-dessous (*figure 2.2*), les deux petites collines représentent un masque lointain : elles risquent de provoquer de l'ombre au GPV au lever et au coucher du soleil.

Les ombres éloignées causées par le profil géographique pourraient influencer le rayonnement d'un système solaire. Pour cette raison, une conception correcte doit tenir compte de l'horizon solaire.

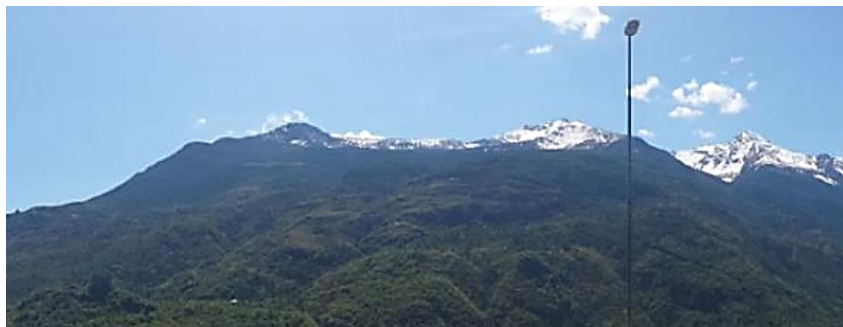


Figure 2.2. Masque lointain (relief géographique)

- *Le masque proche* (< 100 m) représente l'ensemble d'obstacles dont l'angle avec lequel on l'observe varie lorsque l'observateur se déplace de quelques mètres. En général les ombres provoqués par les obstacles proches sont soit : les arbres ou les bâtiments avoisinants ou une rangée de modules du même GPV (*figures 2.3 - 2.5*).

-



Figure 2.3. Masque proche (cas d'un arbre)



Figure 2.4. Masque proche (cas d'une rangée de modules PV du même GPV)

- *Le masque immédiat* correspond à l'ensemble d'obstacles susceptibles de faire de l'ombre au GPV : câble électrique, cheminée, antenne, etc. (figure 2.5)



Figure 2.5. Masque immédiat (cas d'une cheminée)

2.3.2.2. Pertes dues à l'ombrage partiel temporaire

L'ombrage partiel temporaire (ou accidentel) peut survenir en raison du phénomène d'encrassement des modules photovoltaïques, i.e. recouvrement de ces derniers par une couche de salissure ou de dépôts de neige qui occultent la lumière incidente et diminuent ainsi la production des modules PV. Ceux-ci dépendent à leurs tours aux conditions environnementales, de la fréquence des précipitations et du calendrier de nettoyage. Dans les zones très polluées et légèrement pluvieuses, le facteur de dégradation de la puissance dû à la salissure peut atteindre une valeur de 25 %. Il est à noter également qu'en fonction des conditions météorologiques, les pertes dues à la salissure peut atteindre jusqu'à 70% des pertes totales dans certains régions (Giovanni, 2017). Cette perte peut être relativement importante par rapport à d'autres facteurs de perte. Elle peut atteindre jusqu'à 15%/an et est potentiellement plus élevée dans les déserts, mais elle est généralement inférieure à 4% /an sauf en cas de salissures anormalement fortes ou de dépôts de neige sur les modules pendant de longues périodes de temps. La perte due à la salissure devrait être plus faible pour les modules à angle d'inclinaison élevé, car les modules inclinés bénéficieront davantage de l'effet nettoyant de l'eau de pluie. Les systèmes de poursuite enregistrent généralement des pertes liées aux salissures similaires aux systèmes fixes.

D'autres paramètres à prendre en considération lors de l'évaluation des pertes de puissance dues aux dépôts de saletés ou poussière sur les surfaces des modules PV qui occultent l'irradiance incidente et diminuent ainsi la production des modules PV.

Il existe une multitude d'éléments pouvant s'accumuler à la surface des modules photovoltaïques et qui peuvent être de trois types : *la poussière*, *la saleté* (fientes d'oiseaux, feuilles mortes d'arbres, ...) et *la neige* (figures 2.6 - 2.8)



Figure 2.6. Masque temporaire (cas d'une poussière)



Figure 2.7. Masque temporaire (cas de la fiente d'oiseaux)



Figure 2.8. Masque temporaire (cas d'une neige)

- *La poussière* se définit comme étant des particules solides provenant de diverses sources (sable, pollens, dépôts de sels marins, particules fines, chantiers de construction, industries, ...). qui se différencient par leur taille (diamètre est inférieur à $500\ \mu\text{m}$), leur forme et leur formation, leur composition chimique ainsi que par leurs propriétés électrostatiques et leurs caractéristiques physiques (Mani et Pillai, 2010), (Kalogirou et al., 2012).

Les poussières sont considérées comme un stimuli environnemental, à l'image du rayonnement et de la température ambiante. Une propriété différente de la poussière aura une condition différente d'encrassement. A titre d'exemple, les particules de poussière plus fines (diamètre moins de $1\ \mu\text{m}$) ont tendance à se déposer sur la surface des modules PV plus que les particules plus grosses (diamètre supérieur à $5\ \mu\text{m}$) (Ryan, 1989). Les particules électriquement chargées (positives et négatives) ont plus tendance à s'accumuler plus que les particules neutres en raison de la force électrostatique qui est également connue comme la force de Coulomb ou l'interaction de Coulomb. En outre, à faible vitesse du vent la poussière s'entasse énormément sur la surface des modules photovoltaïques d'autant plus si ceux-ci ont un cadre en aluminium (le rebord du module crée une barrière à l'auto-nettoyage par le vent et la pluie). De même, parmi les facteurs environnementaux occasionnant l'encrassement des modules PV, nous retrouvons la température et l'humidité.

En effet, les facteurs les importants favorisant la cohésion des poussières et leur agglomération sur la surface des modules PV et par conséquent la dégradation des performances du GPV sont résumés en [figure 2.9](#). L'accumulation de poussière sur la surface du panneau PV dépend de différents paramètres comme l'inclinaison du module PV, le type d'installation, l'humidité.

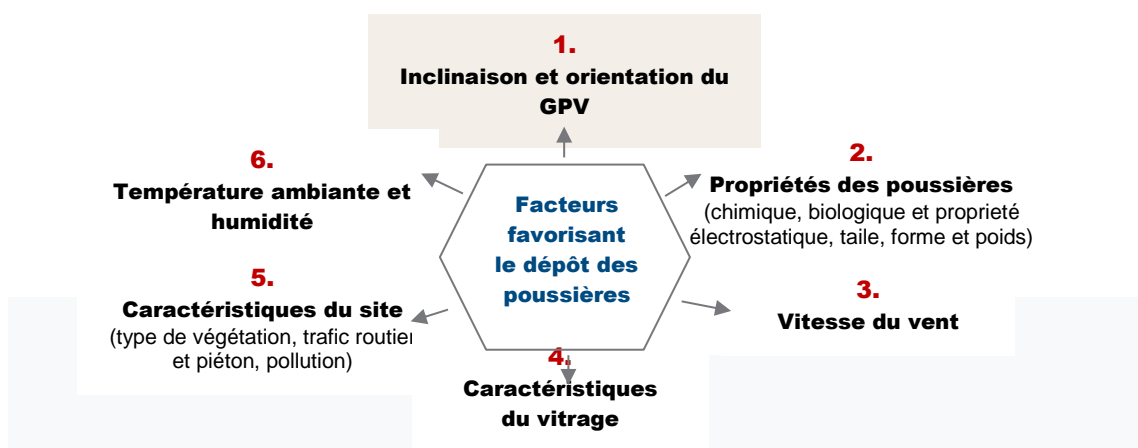


Figure 2.9. Facteurs favorisant le dépôt des poussières sur les modules PV

Plusieurs études ont été réalisées afin d'investiguer sur l'impact de la poussière sur la performance des modules photovoltaïques. Le [tableau 2.2](#). regroupe certains résultats obtenus à travers le monde portant sur l'estimation du taux de dégradation des paramètres électriques d'un GPV sous l'effet de la poussière.

Tableau 2.2. Taux de dégradation des paramètres électriques par rapport aux paramètres initiaux des modules PV de certains systèmes PV dans le monde
(Maghami et al., 2016)

Lieu	durée d'exposition	Taux de dégradation (%)			Type de modules PV
		P_M	I_{sc}	Rend	
Oregon, États Unis	6 ans	-	1.4/an	-	-
Madrid, Espagne	4 mois	26	-	-	CPV ¹⁰
Tokyo Japan	5 ans	4.8	5.3	-	5 modules PV (mc-Si)
		?	2.5	-	5 modules PV (poly-Si)
Dakar, Sénégal	1 an	77	75	-	1 module PV (mc-Si)
		18	20	-	1 module PV (poly-Si)

La propriété d'une surface de module PV joue également un rôle important et peut influencer le taux de sédimentation des poussières. Ceux-ci incluent la texture apparente de la surface et le revêtement supplémentaire sur celle-ci. Kalogirou et al. ([Kalogirou et al., 2012](#)). ont indiqué qu'une couche protectrice au-dessus de la surface du module PV qui est fabriqué à partir de verre est moins affectée par les salissures, par rapport à la

¹⁰ CPV : Concentrator photovoltaic (photovoltaïque à concentration)

couche en tedlar. De plus, pour une texture de surface différente, il en résultera une différence propriété de surface telle que la surface qui a été enduite du super hydrophobe ou hydrophile (Ndiaye, 2013). Il indique que les surfaces revêtues sont moins accumulées par la poussière que les surfaces non revêtues.

- *La saleté* est également un facteur environnemental pouvant générer des ombrages temporaires que l'on doit prendre en considération lors de la prédiction de la production électrique d'un projet PV. La saleté (ou encore salissure ponctuelle) des modules PV est généralement provoquée par les précipitations. Les sédiments amenés par la pluie et le vent sont principalement constitués de végétaux (feuilles mortes d'arbres, pétales de fleurs, branches d'arbre pourries, etc.) et déjections animales (les fientes d'oiseaux). Il a été constaté que l'accumulation des dépôts de saletés sur les modules PV provoquent des dégradations beaucoup plus conséquentes que les salissures générales en raison du blocage complet de l'éclairement incident sur une petite surface. Si un module est sale, il va provoquer un défaut de mismatch dans l'éclairement efficace des modules PV et réduit par conséquent les performances du GPV.

- *La neige* : est un facteur environnemental important, en particulier dans les zones montagneuse. En s'accumulant sur les modules PV, elle peut engendrer ainsi un ombrage temporaire partiel ou voire total. Son accumulation sur la surface des modules PV dépend de différents paramètres comme l'inclinaison et l'orientation du module PV, la vitesse du vent, l'humidité et la température ambiante. En outre, les dépôts de neige sur les modules PV peuvent s'étendre sur plusieurs mois et ne glissent pas, surtout lorsqu'ils est monté avec un faible angle d'inclinaison, ce qui entraîne une dégradation importante de la production: une augmentation de l'angle d'inclinaison de 23° à 40° peut entraîner une dégradation substantielle de 70% à 40% de la puissance (Gioavanni et al., 2017) (Kheili, 2021). Des travaux de recherche menés par 'Natural Bridges National Monument' sur l'effet de la neige sur la production d'un système PV ont montré que le dépôt de la neige uniformément réparties sur la surface des modules PV a provoqué des baisses de la production journalière allant de 5% jusqu'à 45% pour des variations de l'angle d'inclinaison entre 30° et 40° (Gioavanni et al., 2017).

La neige peut également avoir un effet indirect sur la production d'électricité à travers l'albédo, qui est le pouvoir réfléchissant d'une surface. Positionnement ou orientation différents des modules PV par rapport aux surfaces hautement réfléchissantes – également un problème dans le l'absence de neige – ou une quantité de neige différente sur certains modules par rapport à d'autres, peut donner lieu à un effet de discordance en raison du niveau d'éclairement différent reçu par certains modules. Certaines études ont analysé la variation de la valeur de l'albédo due à neiger. Par exemple, Andrews et Pearce (Andrews et al., 2012) ont étudié l'effet de la neige sur l'albédo par rapport à une surface d'herbe. Les auteurs démontrent que les systèmes photovoltaïques doivent également être simulé en termes de reproduction du climat et de la situation géographique. En effet, l'utilisation d'une valeur inexacte de l'albédo conduit à une sous-estimation du champ photovoltaïque production d'énergie jusqu'à 10.5% pour les systèmes installés à un angle d'inclinaison de 90° par rapport au plan horizontal. Des charges de neige élevées peuvent également déterminer des contraintes mécaniques sur les panneaux, avec déformation du cadre, bris du verre, ou un lent fluage de la colle sur une longue période de temps.

- *Le masque temporaire* typique comprend plusieurs facteurs tels que la neige, les feuilles d'arbre, les déjections d'oiseaux et autres types de salissures. La neige est un facteur important, en particulier dans les zones montagneuses. La poussière et la suie dans les zones industrielles ou les feuilles mortes dans les zones forestières sont également facteurs importants. La neige, la suie et les feuilles qui s'accumulent sur le générateur PV provoquent de l'ombrage. L'effet de ceci sera moindre si le GPV s'auto-nettoie (c'est-à-dire s'il est emporté par un écoulement eau de pluie). Un angle d'inclinaison de 12 ° ou plus est généralement suffisant pour y parvenir. Une plus grande inclinaison les angles augmentent la vitesse d'écoulement de l'eau de pluie et, par conséquent, aident à éliminer la saleté particules. Ce type d'ombrage peut être réduit en augmentant l'inclinaison du générateur photovoltaïque. Un bon autonettoyage a lieu sur les modules. La neige sur un générateur photovoltaïque fond plus vite que la neige environnante, de sorte que, généralement, l'ombrage ne se produit que quelques jours.

2.4. Pertes dues au faible niveau d'irradiance

Pour de nombreux modules commerciaux, le rendement n'est pas constant en fonction de l'irradiance, comme nous pouvons le constater sur la [figure 2.10](#). (Mambrini, 2014). Le rendement de 5 modules PV en fonction de l'irradiance chute régulièrement de manière drastique à faible irradiance (typiquement lorsque l'intensité lumineuse devient inférieure à 200 W/m²). Ce phénomène est bien souvent négligé par les fabricants, qui ne donnent aucune indication sur le comportement de leur module à faible irradiance.

L'efficacité de conversion d'un module PV diminue généralement à de faibles niveaux d'irradiance. Cela entraîne une perte de la production du module par rapport aux STC. Cette perte due au faible irradiance dépend des caractéristiques du module et de l'intensité du rayonnement incident. La plupart des fabricants de modules ne seront en mesure de fournir des informations sur les pertes dues au faible irradiance de leurs modules. Toutefois, lorsque cela est possible, il est préférable d'obtenir ces données auprès d'instituts de contrôle indépendants.

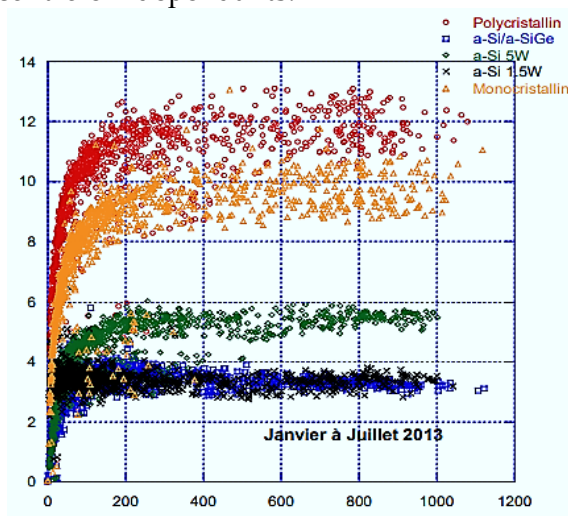


Figure 2.10. Variation du rendement en fonction de l'irradiance pour cinq modules PV de différentes technologies. (Mambrini, 2014)

2.5. Pertes optiques

Les modules photovoltaïques ont un comportement optique dépendant de l'angle d'incidence (θ) à travers deux effets principaux. Le 1^{er} effet, lié uniquement à la géométrie, peut engendrer une perte proportionnelle au cosinus de l'angle d'incidence. Quant au second, il est dû à la conception du module à travers les caractéristiques optiques de sa surface avant (matériaux du module situés entre le soleil et les cellules solaires). Autrement dit, quelque soit le type de module, le rayonnement incident doit traverser plusieurs couches successives avant de pouvoir atteindre la cellule (verre trempé, couche antireflet, EVA). A cet effet, une perte liée aux réflexions sur le verre peut s'ajouter aux pertes globales pour des angles d'incidence supérieurs à 50° (King et al., 1997)

Dans les conditions STC, les rayons lumineux arrivent perpendiculairement au plan du module. Or, en condition réelle d'utilisation, les rayons peuvent provenir de n'importe quelle direction. C'est pourquoi un coefficient modificateur de l'angle d'incidence, f_{θ} , aussi appelé le facteur de pertes optiques est utilisé pour introduire l'impact angulaire des propriétés optiques du verre de couverture, des autres matériaux intermédiaires et des propriétés d'absorption de la surface du capteur sur l'irradiance solaire. La réponse du module pour une irradiance diffuse uniforme est supposée n'avoir aucune dépendance de l'angle d'incidence.

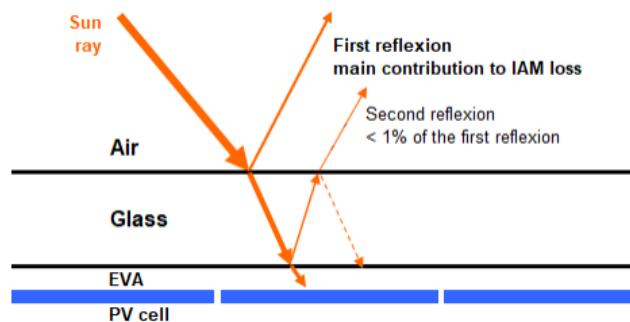


Figure 2.11. Pertes optiques dues à la réflexion et la transmission du rayonnement solaire au niveau de chaque interface (air-verre, verre-EVA)

Cette perte angulaire s'exprimant par le facteur de pertes optiques ou facteur de correction de l'irradiance incidente sur le plan du module PV, f_{θ} , peut être calculée en appliquant les lois de Fresnel aux réflexions multiples qui se produisent à l'intérieur de la couverture transparente. Dans ce sens, plusieurs modèles ont été proposés, sont rapportés dans la littérature : modèle de SANDIA (King et al., 1996), modèle de Rabl (Rabl, 1985), modèle d'ASHRAE¹¹ et modèle de Martin (Martin, 2001). Le facteur est normalisé à l'unité pour une incidence perpendiculaire.

Le modèle de Rabl (Rabl, 1985) qui a été initialement développé pour les capteurs solaires thermiques est également valable pour les modules photovoltaïques. Il est considéré comme étant le modèle le plus simple. Dans ce modèle, le facteur de pertes angulaires, f_{θ} , utilisé pour corriger la composante directe (et la composante circumsolaire),

¹¹ ASHRAE : American Society of Heating and Air-Conditioning Engineers

s'exprime analytiquement par un polynôme d'ordre cinq (Eq. 2.7) et par une valeur approchée, $f_{\theta}=0.856$, pour corriger la composante diffuse isotrope de l'irradiance solaire. Il est à noter également que l'effet de salissure sur le module PV est pris en compte implicitement dans le modèle. Néanmoins, son unique inconvénient réside dans la surestimation des pertes angulaires.

$$f_{\theta} = 1 - 0.0663 \theta^2 + 0.0882 \theta^3 - 0.0194 \theta^4 \quad (2.5)$$

Le modèle de l'ASHRAE a été initialement développé par Souka and Safat (Souka, 1996) puis adopté plus tard par le ASHRAE (Luque, 2003). Ce modèle simule les pertes dues aux effets optiques au niveau d'un module PV de surface propre, i.e. en absence de toute salissure, à savoir: les pertes par réflexion et par réfraction sur le superstrat en verre côté soleil. Selon le modèle de l'ASHRAE, pour un angle d'incidence donné, θ , le facteur de pertes optiques, f_{θ} , peut être approximé par une équation simple avec un seul paramètre (Eq. 2.6).

$$f_{\theta} = 1 - b_o \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad (2.6)$$

Où b_o est un paramètre d'ajustement qui peut être déterminé expérimentalement pour chaque type de module PV. La valeur typique de b_o est de 0.07.

L'effet de l'angle d'incidence peut être quantifié en appliquant l'équation (2.6) à l'irradiance directe et circumsolaire, et en considérant une valeur approchée, $f_{\theta} = 0.9$, pour corriger le diffus isotrope et les termes de l'irradiance réfléchi. Il est à noter que ce modèle souffre d'une discontinuité à partir de $\theta = 60^\circ$, raison pour laquelle il existe d'autres modèles avec plus de robustesse, comme celui développé par le laboratoire de Sandia.

Le modèle de SANDIA (King et al., 1996) est présenté comme une corrélation empirique polynomiale d'ordre 5 issue des données expérimentales menées à Sandia National Laboratories menées sur un concentrateur solaire thermique de type LS-2, et est donné comme suit :

$$f_{\theta} = \sum_{i=0}^5 b_i(\theta)^i \quad (2.7)$$

Où les coefficients b_i sont donnés au tableau 2.3

Tableau 2.3. Valeurs des coefficients nécessaires pour l'équation 2.7 pour différents types de matériaux photovoltaïques. (De Soto, 1998)

Coefficient	Couches minces	Mono-cristallin	Poly-cristallin	Amorphe
b_0	0.9983980	1.000341	0.99815	1.001845
b_1	-0.006098	-0.00557	-0.012122	-0.005648
b_2	$8.117 \cdot 10^{-4}$	$6.553 \cdot 10^{-4}$	$1.1140 \cdot 10^{-3}$	$7.25 \cdot 10^{-4}$
b_3	$-3.376 \cdot 10^{-5}$	$-2.730 \cdot 10^{-5}$	$-5.576 \cdot 10^{-5}$	$-2.916 \cdot 10^{-5}$
b_4	$5.647 \cdot 10^{-7}$	$4.641 \cdot 10^{-7}$	$8.779 \cdot 10^{-9}$	$4.696 \cdot 10^{-7}$
b_5	$-3.371 \cdot 10^{-9}$	$-2.806 \cdot 10^{-9}$	$-4.919 \cdot 10^{-9}$	$-2.739 \cdot 10^{-9}$

Un angle d'incidence effectif pour chacune des composantes du rayonnement doit être considéré, afin d'estimer leurs pertes respectives. Pour les composantes diffuse et réfléchie, Brandemuehl et Beckman (Brandemuehl et Beckman, 1980). ont calculé la transmission isotrope de la lumière à travers plusieurs types de matériaux de couverture et de structures transparentes.

Le modèle de Martin (Martin, 2001) décrit parfaitement l'atténuation de chaque composante d'irradiance en introduisant un paramètre d'ajustement principalement associé au degré de salissure. Dans ce modèle, trois expressions indépendantes, $f_{\theta B}$, $f_{\theta D}$ et $f_{\theta R}$ du facteur de correction de l'irradiance solaire ont été proposées. Le facteur $f_{\theta B}$ est utilisé pour corriger la composante directe (et aussi la composante circumsolaire) et les deux facteurs $f_{\theta D}$ et $f_{\theta R}$ sont supposés n'avoir aucune dépendance de l'angle d'incidence et sont utilisés pour corriger la composante diffuse isotrope et la composante réfléchie respectivement.

$$f_{\theta B} = 1 - \frac{\exp\left(-\frac{\cos\theta}{a_r}\right) - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)}{1 - \exp\left(-\frac{1}{a_r}\right)} \quad (2.8)$$

$$f_{\theta D} \cong 1 - \exp\left[-\frac{1}{a_r}\left[c_1\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\pi - \beta - \sin\beta}{1 + \cos\beta}\right)^2\right]\right] \quad (2.9)$$

$$f_{\theta R} \cong 1 - \exp\left[-\frac{1}{a_r}\left[c_1\left(\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right) + c_2\left(\sin\beta + \frac{\beta - \sin\beta}{1 - \cos\beta}\right)^2\right]\right] \quad (2.10)$$

Où $c_1 = 4/(3\pi)$, a_r est un paramètre d'ajustement associé au degré de salissure et c_2 est lié linéairement à a_r , comme le montre le tableau ci-dessous.

Tableau 2.4. Valeurs recommandées des coefficients pour le calcul des pertes angulaires (Luque, 2003)

Degré de salissure (ou facteur de salissure, f_{SL})	a_r	c
Nul (surface propre, $f_{SL}=1$)	0.17	-0.069
Faible ($f_{SL}=0.98$)	0.20	-0.054
Moyen ($f_{SL}=0.97$)	0.21	-0.049
Elevé ($f_{SL}=0.92$)	0.27	-0.023

D'autre part, pour évaluer les pertes optiques annuelles pour GPV statiques par rapport à la position optimale ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$). Caamano et Lorenzo (Caamano et Lorenzo, 1996) ont proposé la relation suivante :

$$F_{\theta} = g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3 \quad (2.11)$$

où
$$g_i = g_{1i} \cdot |\alpha|^2 + g_{2i} \cdot |\alpha| + g_{3i} \quad ; \quad i = 1,2,3 \quad (2.12)$$

Tableau 2.5. Valeurs des coefficients g_{1i} nécessaires pour résoudre l'équation 2.12 Cas d'un module PV avec un degré de salissure moyen ($f_{SL}=0.97$).

	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
g_{1i}	$8 \cdot 10^{-9}$	$3.8 \cdot 10^{-7}$	$-1.218 \cdot 10^{-4}$
g_{2i}	$-4.27 \cdot 10^{-7}$	$8.2 \cdot 10^{-6}$	$2.892 \cdot 10^{-4}$
g_{3i}	$-2.5 \cdot 10^{-5}$	$-1.04 \cdot 10^{-4}$	0.9314

2.6. Pertes spectrales

Le spectre solaire de référence ou spectre correspondant aux STC AM1.5 utilisé lors des processus d'évaluation des performances des SPV et leur modélisation inclut habituellement toute la largeur du spectre de $0.305\mu\text{m}$ (UV) à $2.8\mu\text{m}$ (IR) (PVSyst, 2006). Cependant, la distribution spectrale du rayonnement solaire varie au cours de la journée, du mois et de l'année. Cette variation est principalement due à l'épaisseur de la couche d'atmosphère traversée par les rayons lumineux, exprimée en masse d'air (AM), à la teneur en eau de l'atmosphère, au volume et au type d'aérosols présents dans l'atmosphère. De plus, les cellules photovoltaïques sont spectralement sélectives i.e. chaque technologie est caractérisée par une courbe de sensibilité spectrale. A titre d'exemple, le silicium cristallin et le CIGS ont une bande d'absorption qui va de $0.300\mu\text{m}$ à $1.120\mu\text{m}$ alors que le silicium amorphe et le CdTe ne couvrent que la plage qui va de $0.350\mu\text{m}$ à $0.800\mu\text{m}$. Ce qui signifie que pour une même variation du spectre solaire par rapport au spectre de référence AM1.5, toutes les cellules ne réagiront pas de la même manière (Akhmad, 1997), (Minmoto, 2000). Autrement dit, cette variation continue du

spectre solaire a un impact direct sur la portion de l'irradiance solaire que peut absorber une cellule et par conséquent sur le courant photo-généré et donc sur la puissance fournie par la cellule PV.

Pour prendre en compte l'effet spectrale dans le calcul de l'irradiance effectivement absorbée par la cellule ou du courant courant photo-généré ($\approx I_{sc}$), certains modèles, comme le modèle implémenté dans le programme PVSyst (PVSyst, 2006). ou le modèle de Sandia (King et al., 1996), expriment cette discordance spectrale par un facteur de correction, f_{AM} , appelé aussi facteur de pertes spectrales sous la forme d'une fonction polynomiale de l'AM (Eq. 2.14). Ceci permet d'approximer l'impact de la variation du spectre solaire sur le productible d'un module PV.

$$f_{AM} = \sum_{i=0}^4 a_i (AM)^i \quad (2.13)$$

Où AM est la masse d'air qui peut s'exprimer par la relation empirique suivante (Kasten, 1989):

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z + 0.5057(96.080 - \theta_z)^{-1.634}} \quad (2.14)$$

Avec θ_z est l'angle zénithal et les valeurs des coefficients a_i ont été déterminés expérimentalement pour chaque type de module PV (Tableau 2.5).

Tableau 2.6. Valeurs des coefficients nécessaires pour l'équation 2.13 pour différents types de matériaux photovoltaïques. (De Soto, 1998)

Coefficient	Couches minces	Mono-cristallin	Poly-cristallin	Amporphe
a_0	0.938110	0.935823	0.918093	1.10044085
a_1	0.062191	0.054289	0.086257	-0.06142323
a_2	-0.015021	-0.008677	-0.024459	-0.00442732
a_3	0.001217	0.000527	0.002816	0.000631504
a_4	-0.000034	-0.000011	-0.000126	-1.9184 10 ⁻⁵

En termes de pertes spectrales annuelles, nous avons:

- En semiconducteurs avec réponse spectrale large (Si-cristallin, entre 0.3 et 1.12 μ m), l'effet spectrale est moindre, approximativement entre -1 et -2% (i.e. $F_{AM} = 98 \div 99\%$).
- En semiconducteurs avec réponse spectrale courte (Si-amorphe, entre 0.350 et 0.800 μ m), l'effet spectrale ..., entre -2 et -4% (i.e. $F_{AM} = 96 \div 98 \%$).

2.7. Pertes dues à la température des modules

Les températures de fonctionnement des modules peuvent être très discordantes en raison, par exemple, de l'effet du vent ou du type de surface sur laquelle les modules sont montés. Par exemple, lorsqu'il est intégré à une toiture, en fonction de la disponibilité d'entrefers pour améliorer l'effet de la convection d'air, le module PV peut chauffer, atteignant une température à l'arrière de près de 80°C (Giovanni, 2017). A titre d'exemple, une différence de 20°C entre le module le plus chaud et le plus froid d'un GPV monté sur un toit d'un centre commercial aux États-Unis a été enregistré (Jordan et al., 2012). Un tel gradient de température, sur modules cristallins ayant un coefficient thermique de puissance égal à 0.45%/°C, peut provoquer une différence de 9% de la puissance produite entre les modules les plus chauds et les modules les plus froids. Les performances donc des modules en silicium cristallin sont beaucoup plus sensibles à la température que ceux en silicium amorphe. Cela rend l'effet de l'inadéquation de la température beaucoup plus dramatique dans le premier cas (Giovanni, 2017).

Les caractéristiques d'un module PV sont déterminées dans les conditions normales de température de 25 °C. À chaque augmentation d'un degré Celsius de la température au-delà de cette norme, le rendement des modules en silicium cristallin diminue, généralement de l'ordre de 0.5%. A des températures ambiantes élevées sous forte irradiance, les températures des modules peuvent augmenter sensiblement.

Les températures élevées ont un impact négatif très net sur les performances des modules PV principalement par la réduction de la tension. Par exemple, une température de fonctionnement différente de 25°C (STC) entraîne donc une dégradation de la puissance de l'ordre de 0.4%/°C et une déviation du rendement par rapport aux conditions de référence (positive pour $T < 25^\circ\text{C}$ et négative pour $T > 25^\circ\text{C}$).

Pour évaluer la perte thermique (L_T) au niveau d'un GPV, on peut se référer aux expressions suivantes (Caamaño, 1998)

La perte thermique pour un période de temps, τ , s'écrit:

$$L_T = (1 - F_T) E_g \quad (2.15)$$

Où F_T est le facteur de pertes thermiques et E_g est l'énergie que peut produire un GPV pour une période de temps, τ :

$$E_g = \int_{\tau} P_G dt \quad (2.16)$$

D'autre part, la puissance maximale, P_G , d'un GPV peut se calculer en utilisant la relation suivante :

$$P_G = P_G^* \frac{G}{G^*} (1 - \gamma(T - 25)) \quad (2.17)$$

Avec T est la température cellule (en °C), P_G^* est la puissance maximale aux STC (en W), G^* est l'irradiance aux STC ($G^*=1000 \text{ W/m}^2$) et γ est le coefficient de température de la puissance maximale (en W/°C).

2.8. Conclusion

Dans ce deuxième chapitre, nous avons présenté une étude détaillée portant sur les différents facteurs de pertes influençant l'énergie électrique issue d'un GPV, à leurs sources et à leurs impacts. Nous avons présenté un état de l'art et l'aspect théorique sur les différentes pertes qui peuvent se produire lors du fonctionnement sur le terrain d'un GPV et qui doivent être pris en compte afin de calculer précisément sa puissance électrique réelle. Nous nous sommes focalisé d'avantage sur les pertes dues à l'ombrage et qui affectent les GPVs.

CHAPITRE 3

Modélisation et évaluation des pertes du rayonnement solaire sur le plan d'un GPV partiellement ombragé

3.1. Introduction

Comme il a été mentionné précédemment dans le chapitre 2, le phénomène d'ombrage se produit fréquemment dans les installations photovoltaïques situées en milieu urbain ou à intégration architecturale, du fait que l'environnement de ces installations est souvent caractérisé par la présence d'obstacles à géométries irrégulières, tels que: les bâtiments, les arbres, etc. Cela peut entraîner une réduction très considérable du rayonnement solaire incident et par conséquent affecter la production d'énergie du SPV.

Une des étapes fondamentale dans le calcul des performances d'un SPV consiste à déterminer l'irradiance ou l'irradiation sur le plan des modules PV, autrement dit, il s'agit de déterminer le facteur de pertes du rayonnement solaire dues à l'ombrage partiel.

La méthode la plus utilisée pour évaluer l'effet d'ombre causé par tout obstacle sur un générateur photovoltaïque, consiste en la superposition du profil de l'horizon local appelé aussi profil de masque, défini par son élévation (hauteur) et son azimut par rapport à tout point du GPV sur le diagramme des trajectoires du soleil (diagramme solaire) du lieu. *La détermination de l'effet d'ombre se fait alors sans tenir compte du rayonnement direct et la composante circumsolaire associée à la position du soleil sous l'horizon local est nulle.*

Actuellement, plusieurs méthodes de calcul basées sur ces procédures sont décrites dans la littérature. Cependant, la complexité varie de l'une à l'autre, selon l'outil et la précision désirée par chacun pour décrire le profil de l'horizon local.

Dans le cadre de ce travail, nous avons proposé une méthode d'approximation du profil d'obstacles par un ensemble de fonctions linéaires basé sur la levé topographique d'un théodolite ou données offertes par le navigateur GoogleEarth. L'objectif de cette partie est de décrire la méthode proposée pour modéliser le profil d'obstacles, la

définition du facteur d'ombrage, la présentation de l'algorithme de calcul et la réalisation d'une étude de simulation sur un SPV de puissance crête de 20kWc.

3.2. Aspects géométriques

3.2.1. Système terre-soleil

3.2.1.1. Aperçu de la source (le soleil)

Le soleil est une sphère gazeuse chaude composé principalement d'Hydrogène (73.5%) et d'Hélium (24.9%). Son diamètre est de 1.39 million de kilomètres, ce qui correspond à une surface totale (A_s) égale à $6.08 \cdot 10^{18} \text{ m}^2$ et il se trouve à une distance moyenne de 1.496 millions de kilomètres de la terre, connue aussi sous le nom d'unité astronomique, UA¹². Cette distance varie de $\pm 1.7\%$ au cours de l'année, entre 152 millions de kilomètres (1 ou 2 juillet) et 147 millions de kilomètres (1 ou 2 janvier). Vu depuis la terre, le soleil présente un angle solide de $6.8 \cdot 10^{-5} \text{ rad}$ et une ouverture angulaire de 0.53° (figure 3.1).

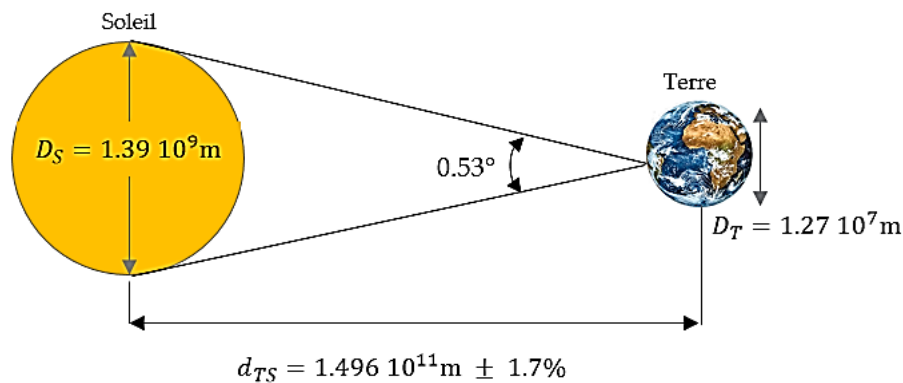


Figure 3.1. Système Terre-Soleil

3.2.1.2. Trajectoire de la terre

La terre décrit autour du soleil une trajectoire légèrement elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers (figure 3.2). L'axe de rotation de la terre sur elle-même est incliné de $23^\circ 27'$ par rapport au plan de l'écliptique (plan de l'orbite terrestre). On appelle **déclinaison**, l'angle formé par l'axe terre-soleil avec le plan équatorial à un moment donné de l'année. La déclinaison δ vaut donc $+ 23^\circ 27'$ au solstice d'été, $- 23^\circ 27'$ au solstice d'hiver, et est nulle aux équinoxes. Dans l'approximation d'une trajectoire circulaire, la déclinaison s'écrit, pour chaque jour de l'année: $\sin \delta \cong 0.4 \sin t$, où t désigne la coordonnée angulaire de la terre en prenant l'équinoxe de printemps pour origine.

¹² 1UA=1.496 10¹¹m

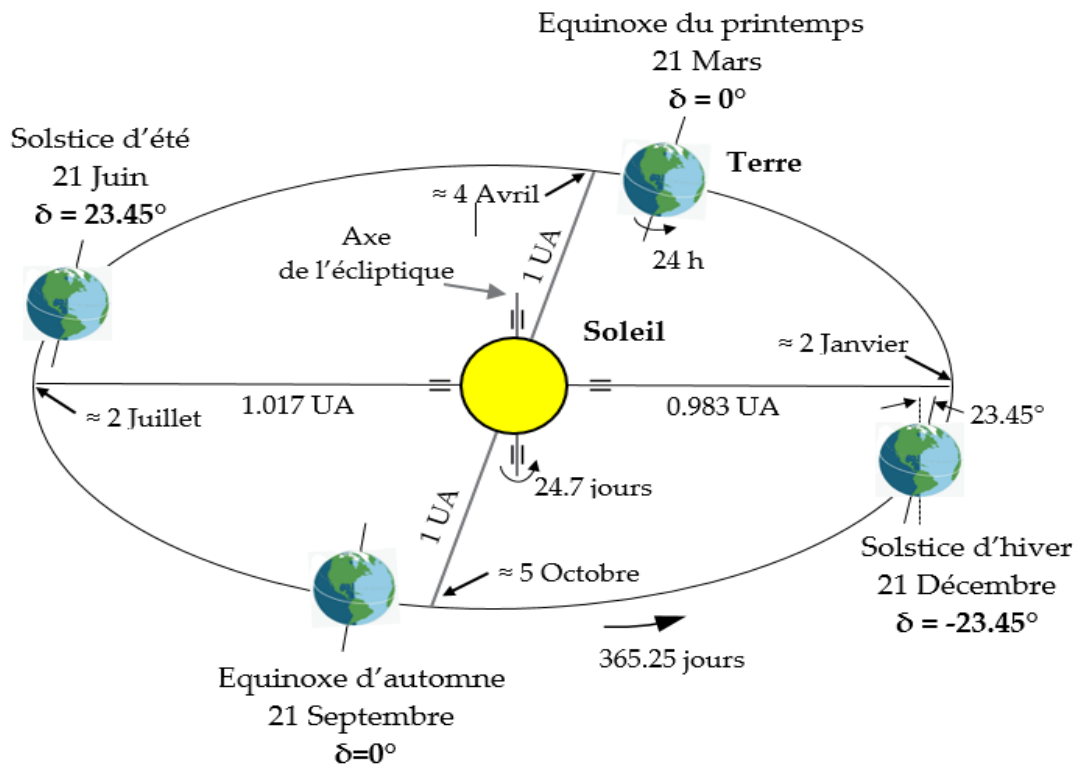


Figure 3.2. Mouvement de la terre autour du soleil

Pour calculer la déclinaison du soleil en un jour donné, on distingue trois expressions mathématiques usuelles. Dans les deux premières, on suppose que la trajectoire du soleil autour de la terre est une orbite circulaire. A partir de cette hypothèse, Cooper (Cooper 1969) et Brichambaut (Brichambaut, 1975) ont proposé les formules (Eq. 3.1) et (Eq. 3.2) respectivement de la déclinaison, δ , simples et couramment utilisées.

$$\delta(^{\circ}) = 23.45 \sin \frac{2\pi}{365} (n_j + 284) \quad (3.1)$$

$$\delta(^{\circ}) = \sin^{-1} \left(0.4 \sin \frac{360}{365} (n_j - 82) \right) \quad (3.2)$$

Une troisième formule a été proposée par Spencer (Spencer, 1971) donne la valeur de la déclinaison, δ , en degrés, avec plus de précision (erreur < 3') en se basant sur le développement en série de Fourier.

$$\begin{aligned} \delta(^{\circ}) = & (0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \sin \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma \\ & + 0.000907 \sin 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \sin 3\Gamma) \left(\frac{180}{\pi} \right) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Où : n_j est le jour de l'année ($n_j = 1, \dots, 365$). $n_j = 1$ (pour le 1^{er} Janvier), $n_j = 365$ (pour le 31 Décembre) et $\Gamma = \frac{360}{365} (n_j - 1)$

3.2.2. Mouvement apparent du soleil

Toute application solaire nécessite la connaissance du mouvement apparent du soleil pour un point donné de la surface terrestre, caractérisé par **sa latitude, φ** (positive pour l'hémisphère Nord) et **sa longitude, ψ** (définie par rapport au méridien de Greenwich). La terre est séparée par l'équateur en deux demi sphères, l'hémisphère Nord pour celle située du côté du pôle Nord, et l'hémisphère Sud pour celle qui est située du côté du pôle Sud. D'autre part, elle est partagée d'Ouest en Est, par le méridien d'origine qui passe par Greenwich (près de Londres en Angleterre) (figure 3.3).

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

La figure 3.4 donne l'aspect de la trajectoire solaire diurne en zone intertropicale, en zone tempérée et en zone polaire. On remarque en particulier que:

- au moment des équinoxes et pour toutes les latitudes le soleil se lève exactement à l'Est et se couche exactement à l'Ouest;
- dans la zone intertropicale, la culmination solaire peut s'effectuer soit au Nord soit au Sud, selon la saison. Ceci ne manquera pas de poser des questions quant à l'orientation des modules solaires dans cette zone.
- dans les calottes polaires, le soleil peut rester sous l'horizon pendant plusieurs jours, et six mois plus tard demeurer visible pendant plus d'un jour.

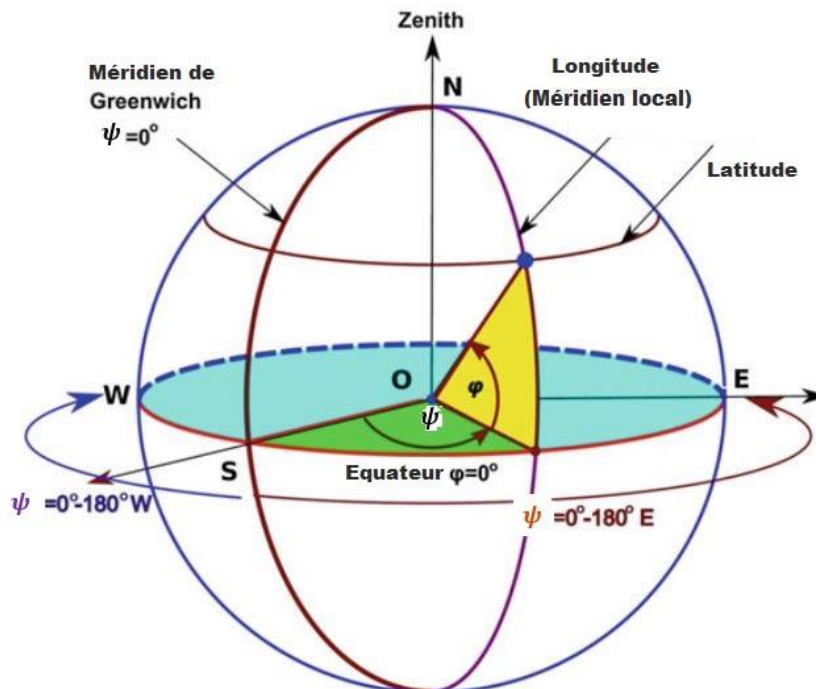


Figure 3.3. En système de coordonnées géographiques, tout lieu sur le globe terrestre est déterminé par deux coordonnées, la latitude, φ , et la longitude, ψ

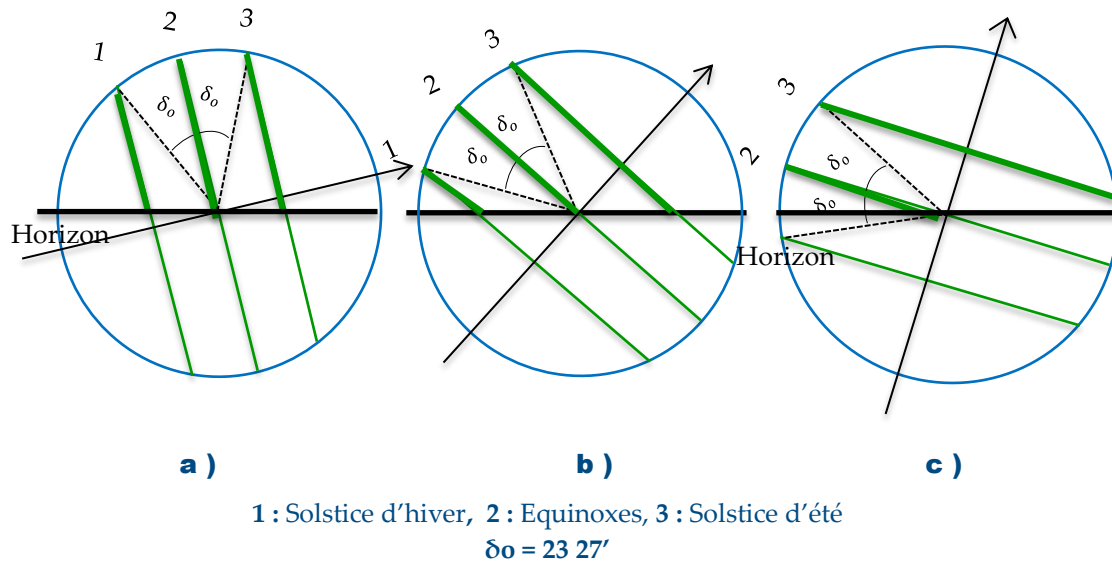


Figure 3.4. Trajectoires solaires diurnes (lignes vertes) en zone intertropicale, en zone tempérée et en zone polaire.

3.2.2.1. Position du soleil par rapport au système de coordonnées horizontales

Le système de coordonnées horizontales utilise comme plans fondamentaux: **(a)** le plan de l'observateur ou plan horizontal et **(b)** le plan contenant le zénith local, le pôle nord céleste et le point de l'observateur sur terre (figure 3.5). Le repère horizontal est formé par le plan de l'horizon astronomique et la verticale du lieu. Dans ce repère, les coordonnées du soleil sont la hauteur du soleil, h_s , et l'azimut, a_{zs} .

- La hauteur solaire (h_s) est l'angle formé entre la position du soleil et l'horizon (du point de vue de l'observateur). Elle est égale à 0° au lever et au coucher du soleil et atteint 90° au zénith. On peut également définir l'angle complémentaire de la hauteur solaire, connu sous le nom de « angle zénithal, ϑ_z ». Il se déduit tout simplement de la relation : $\vartheta_z = 90^\circ - h_s$.

- L'azimut du soleil (a_{zs}) correspond au déplacement angulaire de la projection orthogonale du vecteur de la position du soleil (\vec{OS}) ou simplement la composante sur le plan horizontal de \vec{OS} par rapport au Sud. Ce déplacement angulaire est négatif à l'Est ($a_{zs} < 0$) et positif à l'Ouest ($a_{zs} > 0$).

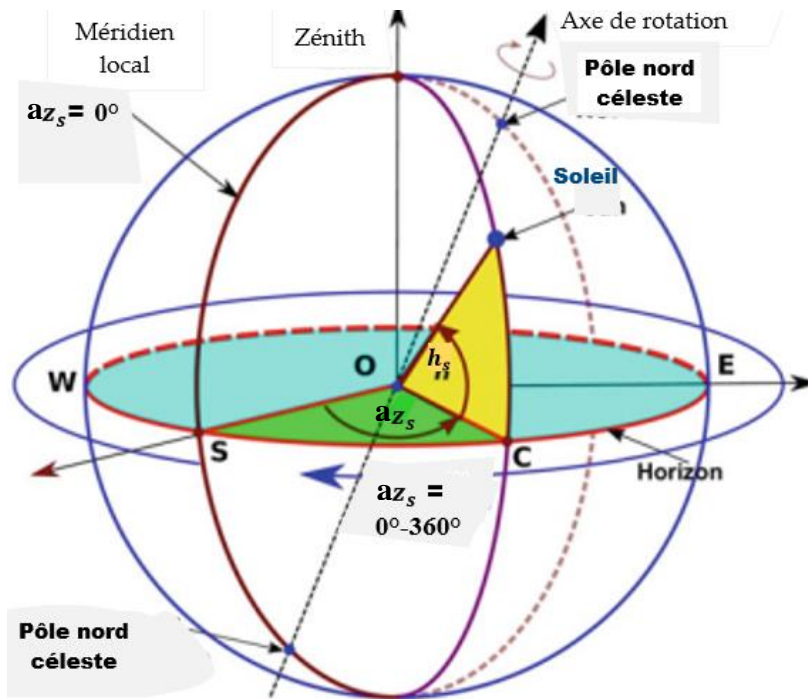


Figure 3.5. Position du soleil dans le plan horizontal. Les deux coordonnées du soleil sont : la hauteur (h_s) et l'azimut (az_s)

3.2.2.2. Système de coordonnées équatoriales

Le système de coordonnées équatoriales utilise comme plans fondamentaux ceux contenant l'équateur céleste et le méridien local (figure 3.6). L'équateur céleste est la projection de l'équateur terrestre sur la sphère céleste. En d'autres termes, le prolongement de l'équateur terrestre sur la sphère céleste donne l'équateur céleste. Bien évidemment, les deux plans fondamentaux du système équatorial coïncident avec ceux du système de coordonnées horizontales. La position du soleil par rapport au système de coordonnées équatoriales à l'aide de deux angles; la déclinaison, δ , et l'angle horaire, ω .

- *La déclinaison du soleil (δ)* : comme il a été décrit précédemment (cf. section 3.2.2.3), la déclinaison est l'angle formé entre le plan équatorial (contenant l'équateur céleste) et le vecteur de la position du soleil (\overline{OS}). Elle varie entre $+23^{\circ}27'$ au solstice d'été (le 21 Juin) et $-23^{\circ}27'$ au solstice d'hiver (le 21 Décembre). La détermination de la déclinaison du soleil pourrait se faire en utilisant une des équations citées précédemment (Eqs. 3.1, 3.2 ou 3.3).
- *L'angle horaire (ω)* est l'angle \widehat{SOB} résultant de l'intersection du grand cercle reliant le pôle céleste et le soleil, appelé aussi le cercle horaire, avec l'équateur. Il correspond au déplacement angulaire du soleil vers l'Est ou l'Ouest du méridien local généré par la rotation de la terre sur elle-même à 15 degrés par heure. En d'autres termes, il indique le temps depuis que le soleil était au méridien local, ou le temps nécessaire pour être au méridien local, en raison de la rotation de la terre autour de son axe. Il s'exprime en fonction du temps solaire vrai local (TSV; en heures) par la relation suivante:

$$\omega (^{\circ}) = 15(\text{TSV} - 12) \quad (3.4)$$

Par convention, ω est positif le matin et négatif l'après midi et il vaut 0° à midi, -90° à 18 heures et 90° à 6 heures, en temps solaire vrai, chaque heure le décale de 15° .

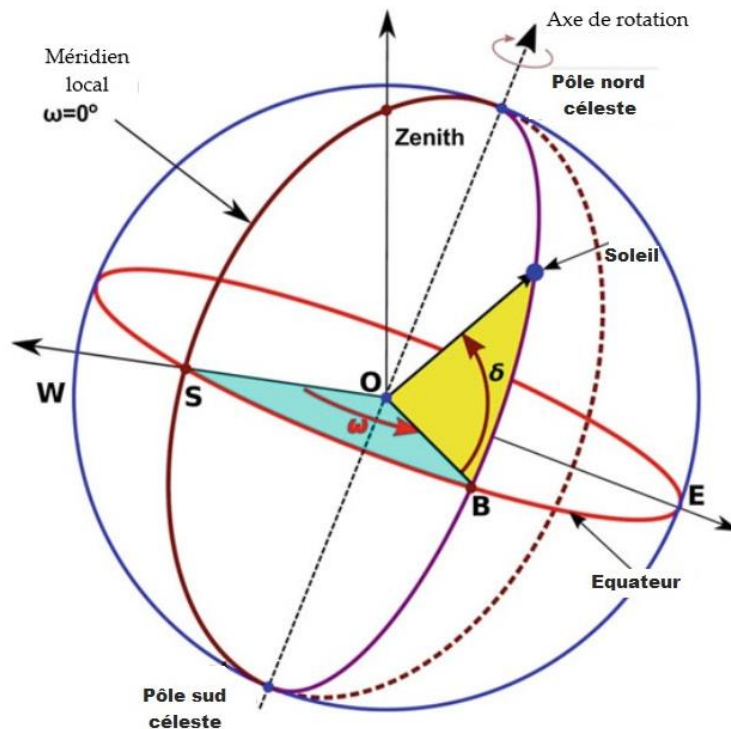


Figure 3.6. Position du soleil dans le système de coordonnées équatoriales. Les deux coordonnées du soleil sont : la déclinaison (δ) et l'angle horaire (ω)

3.2.2.3. Diagramme solaire

Sans paradoxe aucun, le diagramme solaire est le support de la représentation géométrique des ombres portées, appelées aussi profil d'obstacles nécessaires à l'évaluation des pertes du rayonnement solaire. C'est une représentation cartésienne des trajectoires apparentes du soleil, qui en fait représentent le mouvement du soleil autour de la terre. Plus exactement, elles décrivent le mouvement apparent du soleil sur la voûte céleste pour un observateur situé en un point fixe de la terre, défini par sa latitude géographique, φ . Pour cet observateur, les trajectoires apparentes figurent le chemin perceptible du soleil, du lever au coucher, tout au long de l'année. Les azimuts (a_{zs}) y sont portés en abscisses et les hauteurs angulaires (h_s) en ordonnées en utilisant les équations (Eq. 3.5) et (Eq. 3.6) (Keith et Kreider, 1978), (Duffie et Beckman, 2013). Cette représentation permet donc une lecture immédiate des coordonnées angulaires du soleil pour une date et un instant donnés.

L'azimut solaire s'écrit :

$$a_{zs} = \frac{\cos \theta_z \sin \varphi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \varphi} \quad (3.5)$$

et la hauteur du soleil s'écrit :

$$h_s = \sin^{-1}(\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (3.6)$$

Où θ_z est l'angle zénithal.

Pour connaître précisément l'évolution de la course du soleil au long de l'année sur un site donné, on distingue deux types de diagrammes: **diagramme polaire** (projection stéréographique) et **diagramme cylindrique** (projection frontale) (figures 3.7. et 3.8.) dont les courbes significatives de chaque mois sont repérés comme indiqués le tableau suivant (Iqbal, 1983), (Fernandez et Lavigne, 2009):

Tableau 3.1. Courbes significatives de chaque mois dans le diagramme solaire

Courbes	Hémisphère nord	Hémisphère sud
A	22 Juin	22 Décembre
B	22 Mai, 23 Juillet	22 Novembre, 21 Janvier
C	16 Avril, 28 Août	19 Octobre, 24 Février
D	21 Mars, 23 Septembre	23 Septembre, 21 Mars
E	24 Février, 19 Octobre	28 Août, 16 Avril
F	21 Janvier, 22 Novembre	23 Juillet, 22 Mai
G	22 Décembre	22 Juin

3.3. Aspects énergétiques

3.3.1. Rayonnement solaire extraterrestre

3.3.1.1. Irradiance spectrale solaire

Toute l'énergie du soleil provient de réactions de fusion thermonucléaires ayant lieu au cœur du soleil, les noyaux d'hydrogène (protons) s'assemblent en noyaux d'hélium. Chaque seconde 564 10⁶ tonnes d'hydrogène se transforment en 560 10⁶ tonnes d'hélium, la différence de 4 millions de tonnes est dissipée sous forme de lumière ($E=mc^2$), ce qui représente une énergie totale du soleil de 38 10²⁰MW. Cette énergie rayonnée vers l'extérieur dans toutes les directions mais seule une infime fraction, 1.7 10¹⁴ kW, du rayonnement total émis est interceptée par la terre qui est distante de 150 millions de kilomètres du soleil (Bernard et al., 1980), (Iqbal, 1983).

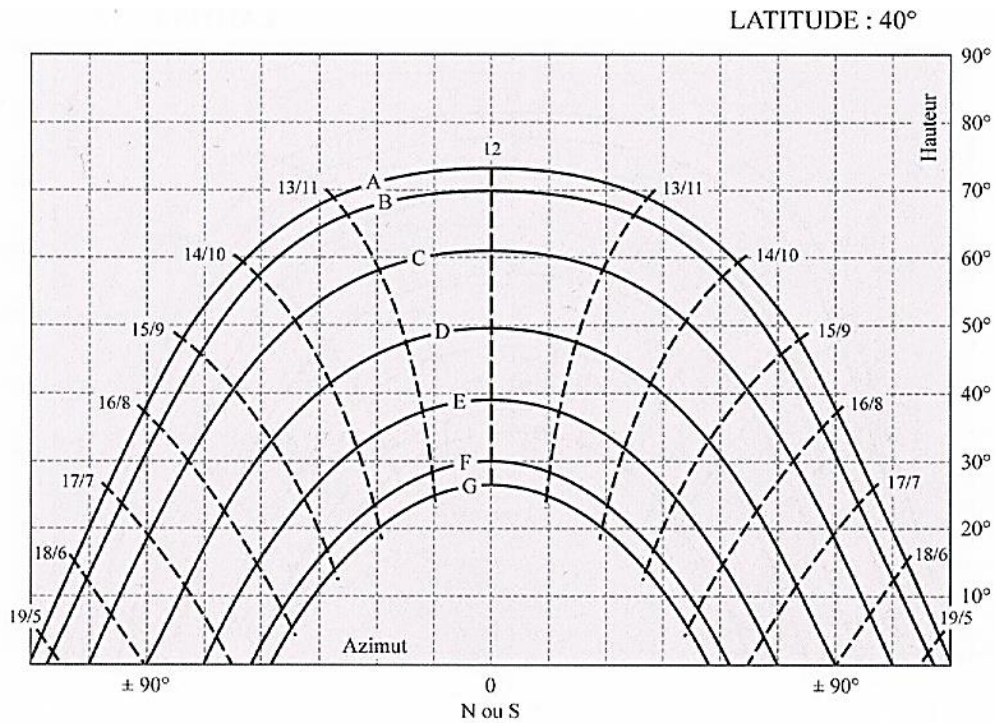


Figure 3.7. Diagramme solaire en projection cylindrique (ou diagramme frontale)
(Fernandez et Lavigne, 2009)

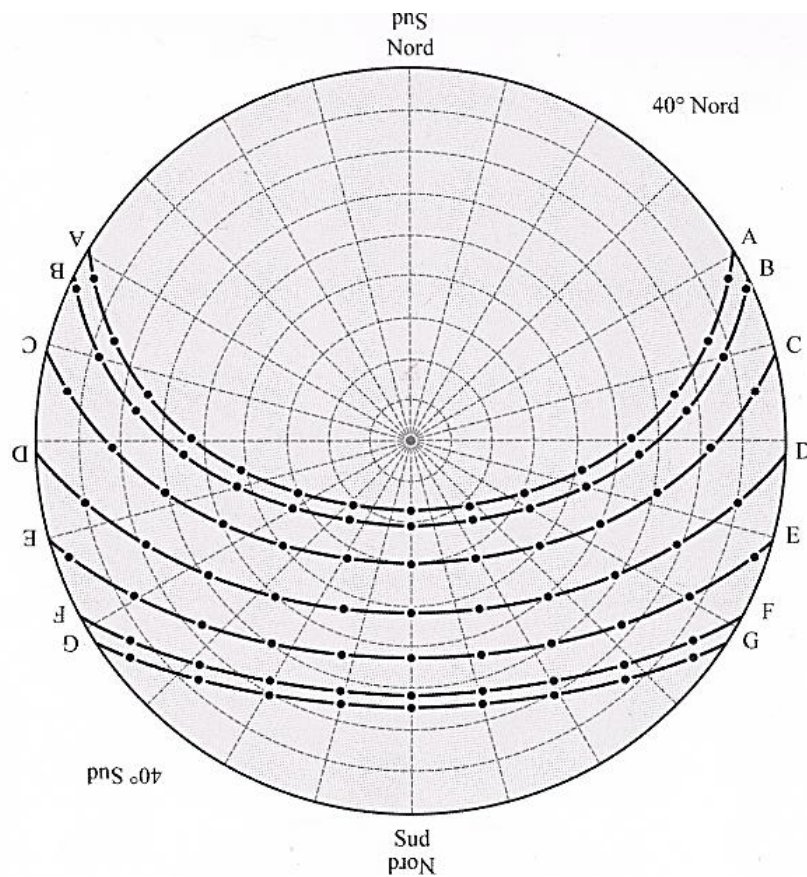


Figure 3.8. Diagramme solaire en projection stéréographique (ou diagramme ploaire)
(Fernandez et Lavigne, 2009)

Le soleil peut être considéré comme un corps noir porté à une température de surface de 5777 Kelvins et un pic d'énergie spectrale émise à 0.48 μm . Environ de 78 % de l'énergie émise se trouve dans la bande de 0.25 à 1.2 μm comme montre sur la figure 3.1.

La gamme spectrale du rayonnement solaire est très large et couvre les rayons ultraviolets (UV) dont la longueur d'onde ($\lambda < 0.38\mu\text{m}$) et représente 6.4 % du spectre du rayonnement, infrarouge (IR) ($\lambda > 0.78\mu\text{m}$) pour 45.3 %, y compris le visible ($0.38 < \lambda < 0.78 \mu\text{m}$) pour 48.3 %. (Duffie et Beckmann, 2013).

Comme le soleil étant assimilé à un corps noir porté à une température de 5777 Kelvins, on peut reproduire la répartition spectrale de l'irradiance solaire en utilisant la loi des corps noirs de Planck (Eq. 3.7), comme fonction de la longueur d'onde, λ (en μm) et de la température, T (en K). (Iqbal, 1983), (Ursula, 2003).

$$G_{s\lambda} = \frac{C_1}{\lambda^5 [\exp(C_2/\lambda T) - 1]} \quad (3.7)$$

Où :

C_1 et C_2 sont des constantes ($C_1=2\pi^5hc^2/15=3.74177 \cdot 10^8 \text{ W}\mu\text{m}^4 \text{ m}^{-2}$ et $C_2=hc/k=1.43878 \cdot 10^4 \mu\text{m K}$), h est la constante de Planck $=6.6260069 \cdot 10^{-34}\text{Js}$, c est la vitesse de la lumière dans le vide $=2.9979 \cdot 10^8 \text{ m/s}$ et $T=5777\text{K}$ est la température de la surface du soleil.

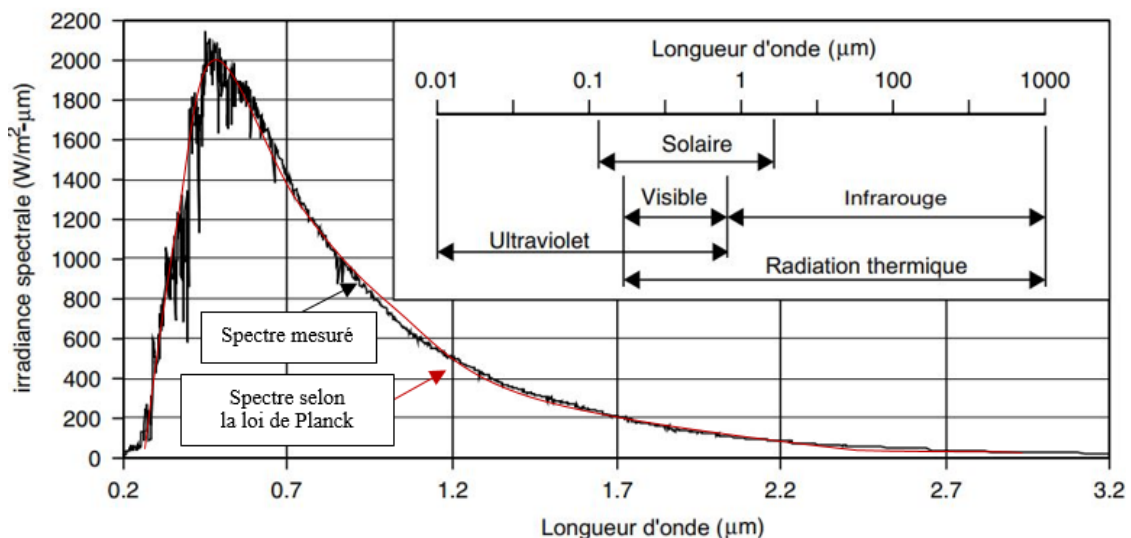


Figure 3.9. Irradiance spectrale solaire hors-atmosphère

3.3.1.2. Constante solaire

Le soleil émet de grandes quantités d'énergie dans l'espace. Sa puissance, P_s , est estimée à $3.845 \cdot 10^{26}$ W (Eicker, 2003). La terre n'en reçoit qu'une petite partie. La densité de puissance ou l'irradiance solaire totale au sommet de l'atmosphère de la terre sans absorption significative dans l'espace, appelée aussi **constante solaire**, qui exprime la puissance que recevrait pendant une seconde une surface de 1m^2 située à une distance d'une unité astronomique, AU¹³, exposée perpendiculairement aux rayons du soleil, peut se calculer en considérant qu'il y a une sphère autour du soleil de rayon $r=d_{T-S}$. A cette distance, la quantité du rayonnement solaire s'est déjà propagée sur toute la surface de la sphère. Ainsi à la position de la terre on obtient la valeur de la constante solaire, G_{sc} , qui s'exprime en W/m^2 : (Kornad, 2014).

$$G_{sc} = \frac{P_s}{4 \pi d_{TS}^2} = \frac{3.845 \cdot 10^{26}}{4 \pi (1.496 \cdot 10^{11})^2} = 1367 \quad (3.8)$$

Où P_s est la puissance emise par le soleil ($=3.845 \cdot 10^{26}$ e W).

3.3.1.3. Variation de l'irradiance solaire extraterrestre

La valeur réelle de l'irradiance solaire extraterrestre, G_{on} , varie de $\pm 3.3\%$ au cours de l'année du fait de l'ellipticité de l'orbite terrestre. Pour un numéro de jour n_j donné, elle peut être calculée approximativement par l'équation (Eq. 3.9) (Duffie et Beckmann, 2013) (erreur $< 0,3\%$) ou plus précisément par un développement en série de Fourier (Eq. 3.10.) (Spencer, 1971).

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 n_j}{365} \right) \right) \quad (3.9)$$

Où

$$G_{on} = 1.000110 + 0.034221 \cos \Gamma + 0.001280 \sin \Gamma + 0.000719 \cos 2\Gamma + 0.0000 \sin 2\Gamma \quad (3.10)$$

Avec $\Gamma = \frac{360}{365} (n_j - 1)$

3.3.2. Rayonnement solaire au sol

3.3.2.1. Atténuation atmosphérique

Le rayonnement solaire extraterrestre ne parvient pas à la surface de la terre intégralement car il subit des transformations lors de sa traversée de l'atmosphère terrestre. En effet, son intensité lumineuse ainsi que son spectre dépend de la composition de l'atmosphère non seulement en particules et en gaz mais aussi des nuages. L'atmosphère modifie le spectre énergétique du rayonnement solaire à travers trois mécanismes principaux:

¹³ AU : Unité astronomique (en Anglais : Astronomic Unit). C'est la distance moyenne Terre-Soleil, $d_{TS}=1.496 \cdot 10^{11}\text{m}$

- **Absorption par les différents gaz** : Elle est due en grande partie à l'ozone (O_3) pour l'ultraviolet et à la vapeur d'eau (H_2O) ainsi qu'au dioxyde de carbone (CO_2) pour l'infrarouge. L'ozone (O_3) absorbe la quasi-totalité des longueurs d'onde comprise entre $0.210\mu m$ et $0.290\mu m$ dans le domaine d'ultraviolet et de 0.450 à $0.770\mu m$ dans le domaine de visible, mais il a une absorption très faible dans le domaine d'infrarouge. La vapeur d'eau (H_2O) est un facteur important dans l'atténuation du rayonnement solaire. Elle absorbe les ondes situées dans le domaine d'infrarouge.
- **Diffusion de Rayleigh** : La diffusion de Rayleigh se produit lorsque la taille des particules est inférieure à la longueur d'onde du rayonnement. Celles-ci peuvent être soit des particules de poussière ou des molécules d'azote (N_2) ou d'oxygène (O_2). La diffusion de Rayleigh disperse et dévie de façon plus importante les courtes longueurs d'onde que les grandes longueurs d'onde. Cette forme de diffusion est prédominante dans les couches supérieures de l'atmosphère. Ce phénomène explique pourquoi nous percevons un ciel bleu durant la journée. Comme la lumière du Soleil traverse l'atmosphère, les courtes longueurs d'onde (correspondant au bleu) du spectre visible sont dispersées et déviées de façon plus importante que les grandes longueurs d'onde. Au coucher et au lever du soleil, le rayonnement doit parcourir une plus grande distance à travers l'atmosphère qu'au milieu de la journée. La diffusion des courtes longueurs d'onde est plus importante. Ce phénomène permet à une plus grande proportion de grandes longueurs d'onde de pénétrer l'atmosphère. Le coefficient d'extinction caractérisant ce type de diffusion est donné par la formule :
- **Diffusion atmosphérique** : La diffusion du rayonnement lors de son passage au travers de l'atmosphère est causée par l'interaction (collision) avec les molécules d'air, d'eau (vapeur et gouttelettes), et des particules de poussière et les aérosols. Cette collision dévie le rayonnement de sa trajectoire. L'importance de ce phénomène dépend de la densité, de la taille des particules et des molécules atmosphériques par rapport à la longueur d'onde (λ) du rayonnement, et de l'épaisseur de la couche atmosphérique à traverser. Cette épaisseur, dite la longueur du chemin du rayonnement à travers des molécules de l'air, est décrite par la masse d'air optique.

3.3.2.2. Masse d'air (ou Air-mass)

Comme mentionné précédemment (cf. section 3.3.2.1), le rayonnement est atténué par diffusion et absorption en traversant l'atmosphère terrestre. Cette atténuation est fonction du nombre, de la taille et de la nature des molécules et des particules rencontrées. Elle varie aussi avec la longueur de la trajectoire des rayons solaires à travers l'atmosphère (masse d'air). Pour tenir compte du phénomène d'atténuation du rayonnement solaire en fonction du chemin optique ou de la portion d'atmosphère que doit traverser le rayonnement solaire direct avant de percuter le sol, on définit **la masse d'air (ou en Anglais Air-Mass)**, comme le rapport entre l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire direct pour atteindre le sol et l'épaisseur traversée

à la verticale du lieu. Cette grandeur est une mesure qui se fait au niveau de la mer et en ciel clair, et elle est couramment utilisée pour caractériser les performances des cellules photovoltaïques et est souvent indiquée par l'acronyme **AM** suivi d'un nombre.

Comme première approximation, si on considère que la couche d'atmosphère est plane et stratifiée horizontalement (figure 3.10), la longueur du trajet rectiligne d'un rayon lumineux incliné d'un angle, ϑ_z par rapport au zénith sera donné par la formule de Würfel (Eq. 3.11) (Würfel, 2005), qui reste raisonnable pour des hauteurs de soleil faibles (inférieures à 10° ou 15°) au-dessus de l'horizon, car la formule ignore la courbure de la terre et tend donc vers l'infini lorsque le soleil se rapproche de l'horizon:

$$AM = \frac{l_0}{l} = \frac{1}{\cos \vartheta_z} \quad (3.11)$$

Où :

l_0 est la distance zénithale et l est le trajet parcouru par le rayonnement solaire.

Il est à noter que l'augmentation de l'angle zénithal, θ_z , induit l'augmentation de AM.

- Lorsque le soleil est au zénith, $\theta_z=0^\circ$, $AM=1/\cos(0^\circ)=1$, on dit que l'on a les conditions AM1.
- Avec un soleil sur l'horizon à 41.8° , $\theta_z=48.2^\circ$, $AM=1/\cos(48.2^\circ)=1.5$, on obtient le spectre solaire AM1.5.
- Avec un soleil sur l'horizon à 30° , $\theta_z=60^\circ$, $AM=1/\cos(60^\circ)=2.0$, on obtient le spectre solaire AM2.0
- Avec un soleil sur l'horizon à 19.5° , $\theta_z=70.5^\circ$, $AM=1/\cos(70.5^\circ)=3.0$, on obtient le spectre solaire AM3.0
- Hors atmosphère, à hautes altitudes, on définit le spectre solaire AM0.

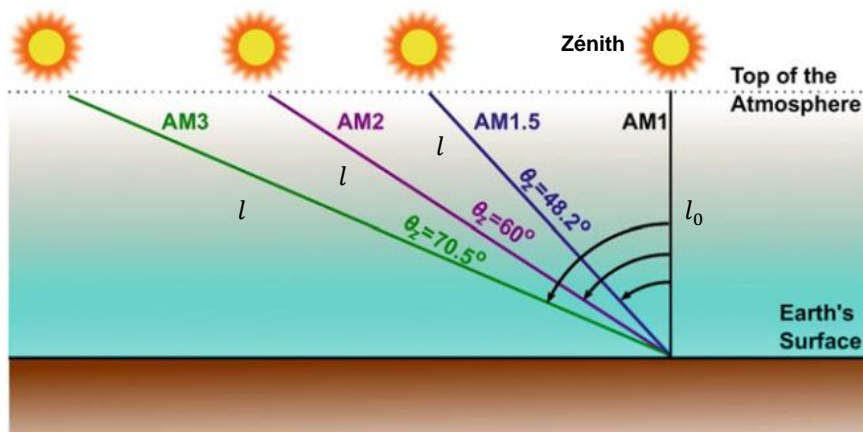


Figure 3.10. Air-mass pour une couche d'atmosphère plane et stratifiée horizontalement.

En raison de la courbure de la couche d'atmosphère (figure 3.11), de nombreux développements ont été proposés pour décrire de manière plus précise la masse d'air près de l'horizon, comme le modèle de Kasten et Young (Kasten et Young, 1989):

$$AM = \frac{1}{\cos \vartheta_z + 0.50572(96.07995 - \vartheta_z)^{-1.6364}} \quad (3.12)$$

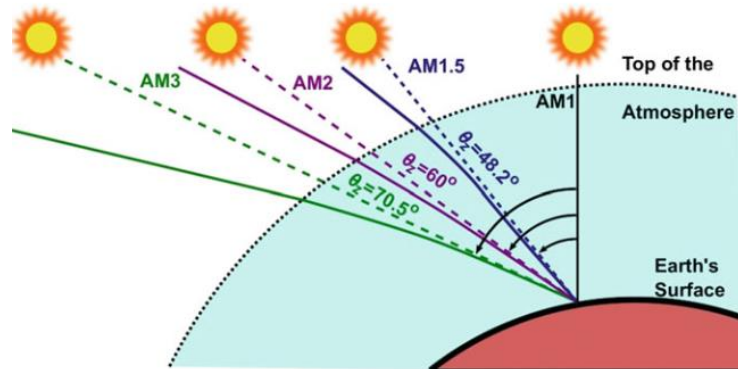


Figure 3.11. Air-mass pour une couche d'atmosphère courbée

3.3.2.3. Composantes du rayonnement solaire au sol

Comme nous l'avons évoqué précédemment, l'atmosphère ne transmet pas au sol la totalité du rayonnement solaire qu'elle reçoit. Au cours de sa traversée de l'atmosphère terrestre, le rayonnement solaire est affaibli par la réflexion, les diffusions multiples et l'absorption par les particules de poussières et les molécules de gaz. Comme illustré en figure 3.12, le rayonnement solaire global parvenant au sol par rapport à un plan horizontal¹⁴ ($\alpha=0^\circ$ et $\beta=0^\circ$) se décompose en deux termes: **le rayonnement direct et le rayonnement diffus**.

- Le rayonnement direct est la composante parvenant directement de l'angle solide délimité par le disque solaire sans subir de diffusion par l'atmosphère. Ses rayons sont parallèles entre eux, il forme donc des ombres et peut être concentrés par des miroirs.
- Le rayonnement diffus est la part du rayonnement solaire diffusé par les particules solides ou liquides en suspension dans l'atmosphère. Il parvient de toute la voûte céleste et n'a pas de direction privilégiée.

¹⁴ Plan horizontal : est caractérisé par son orientation ou azimut ($\alpha=0^\circ$) par rapport au sud, et son inclinaison $\beta=0^\circ$ par rapport à l'horizontal.

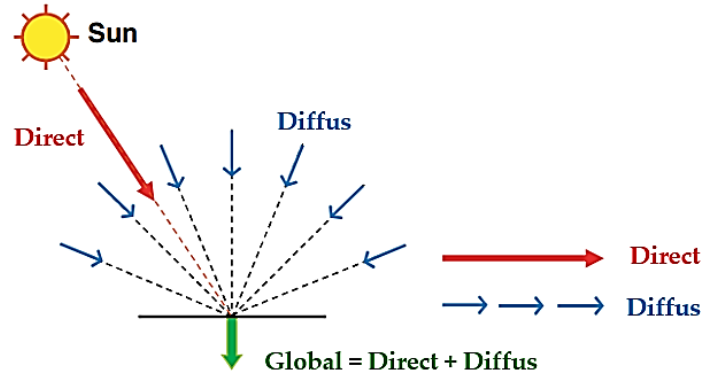


Figure 3.12. Composantes du rayonnement au sol incident sur un plan horizontal

Le rayonnement solaire global incidente sur un plan horizontal s'exprime simplement comme la somme du rayonnement diffus et du rayonnement direct. En termes d'irradiance, $G(0)$, exprimée en W/m^2 , nous avons la relation:

$$G(0) = B(0) + D(0) \quad (3.13)$$

Et en termes d'irradiation (intégration de l'irradiance sur une durée déterminée), $H_G(0)$ exprimée en Wh/m^2 ou J/m^2 , nous avons la relation:

$$H_G(0) = H_B(0) + H_D(0) \quad (3.14)$$

Où :

$B(0)$ et $H_B(0)$ sont l'irradiance et l'irradiation directes horizontales respectivement, $D(0)$ et $H_D(0)$ sont l'irradiance et l'irradiation diffuses horizontales respectivement.

D'autre part, pour estimer l'irradiance solaire directe horizontale, plusieurs modèles empiriques ont été développés en se basant sur des corrélations ou des relations dérivées à partir d'analyse des regressions linéaires ou multi-linéaire (curve fitting). Le modèle le plus simple et le plus utilisé pour calculer d'abord l'irradiance solaire directe, $B(0)$, sur une surface perpendiculaire à la direction de propagation du rayonnement par temps clair a été présenté par Meinel et Meinel, (Meinel et Meinel, 1976). Ce modèle estime l'irradiance solaire directe, $B(0)$, au niveau de la mer et en ciel clair (Reno et al. 2012) en utilisant uniquement l'irradiance solaire extraterrestre, G_{on} , et le nombre d'air-mass, AM :

$$B(0) = G_{on}(0.7)^{(AM)^{0.678}} \quad (3.15)$$

Où G_{on} est donné en Eq. 3.9

Quant à l'irradiance globale horizontale, $G(0)$, elle peut se calculer tout simplement en utilisant la formule suivante:

$$G(0) = 1.1 B(0) \quad (3.16)$$

D'où l'irradiance diffuse $D(0)$ sera déduite de la différence de l'irradiance globale et l'irradiance directe, comme suit :

$$D(0) = G(0) - B(0) \quad (3.17)$$

3.4. Rayonnement solaire sur le plan d'un GPV non ombragé

La transposition du rayonnement du plan horizontal dans un plan quelconque, tel est le cas du plan d'un GPV (figure 3.13) dépend de son inclinaison, β , par rapport à l'horizontale, de son orientation ou azimut, α , par rapport au sud (négatif vers l'est, sens antitrigonométrique) et de la géométrie solaire, représentée par l'angle zénithal, ϑ_z et l'angle d'incidence, ϑ_i formé entre la normale au plan du GPV et les rayons du soleil. C'est donc un processus à caractère instantané. Les expressions donnant ϑ_z et ϑ_i sont les suivantes (Keith et Kreider, 1978), (Duffie et Beckman, 2013). :

$$\theta_z = \cos^{-1}(\sin h_s) = \cos^{-1}(\cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta) \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \theta_i = \cos^{-1} & (\sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \cos \varphi \sin \beta \cos \alpha \sin \delta \\ & + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \alpha \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin \omega) \end{aligned} \quad (3.19)$$

L'angle d'incidence peut également s'exprimer en fonction de la position du soleil, (h_s, a_{zs}) par la relation suivante :

$$\theta_i = \cos^{-1}(\cos \beta \sin h_s + \sin \beta \cos h_s \cos(a_{zs} - \alpha)) \quad (3.20)$$

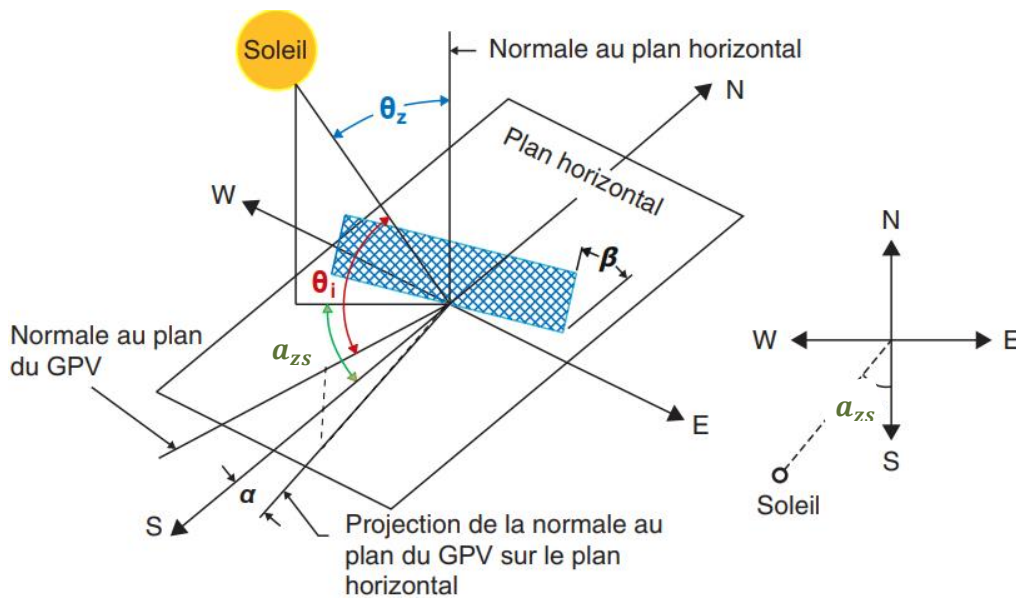


Figure 3.13. Angles relatifs au plan du GPV

Le rayonnement solaire par rapport au plan d'un GPV est la somme de trois termes : **le rayonnement direct, le rayonnement diffus et le rayonnement réfléchi** (Eqs 3.21 et 3.22).

En termes d'irradiance, $G(\alpha, \beta)$:

$$G(\alpha, \beta) = B(\alpha, \beta) + D(\alpha, \beta) + R(\alpha, \beta) \quad (3.21)$$

Et en termes d'irradiation, $H_G(\alpha, \beta)$:

$$H_G(\alpha, \beta) = H_B(\alpha, \beta) + H_D(\alpha, \beta) + H_R(\alpha, \beta) \quad (3.22)$$

Chacun de ces trois termes se calcule différemment. Pour la composante directe, il s'agit d'une projection dans le plan du GPV et le plan horizontal, donc d'une simple opération géométrique (effet cosinus). La composante diffuse, peut être elle-même subdivisée en diverses contributions, telles que : le voisinage du disque solaire, l'horizon et le reste de la voûte céleste. Quant à la composante réfléchie, elle provient de la portion de la sphère céleste située au-dessous de l'horizon, issue des réflexions sur le sol (albédo).

Dans ce contexte, plusieurs modèles ont été élaborés, de divers degrés de complexité, pour servir de base au calcul de l'irradiance ou l'irradiation solaire globale sur le plan d'un GPV incliné d'un angle (β) et arbitrairement orienté d'un angle (α), ($G(\alpha, \beta)$ ou $H_G(\alpha, \beta)$). Les différences sont largement dues à la façon dont les termes du diffus sont traités. En effet, on distingue deux catégories de modèles : **modèles isotropes et modèles anisotropes**.

3.4.1. Modèle du ciel isotrope

Le modèle du ciel isotrope est le modèle le plus simple et le plus courant. Il suppose une distribution uniforme du rayonnement solaire diffus sur la voûte céleste (figure 3.14). Les parties circumsolaire et brillance de l'horizon sont supposées égales à zéro et la composante diffuse de tout le ciel est uniformément rayonnée sur la voûte céleste.

De nombreux modèles donnent le rayonnement solaire sur une surface inclinée. Le premier est le modèle du ciel isotrope développé à l'origine par Hottel et Woertz (Hottel et Woertz, 1942) et affiné par Liu et Jordan (Liu et Jordan, 1960). Selon ce modèle, le rayonnement par rapport un plan incliné d'un angle β et orienté d'un angle α est calculé comme suit:

$$G(\alpha, \beta) = B(0) R_B + \frac{1 + \cos \beta}{2} D(0) + \frac{1 - \cos \beta}{2} \rho G(0) \quad (3.23)$$

Où $G(0)$, $B(0)$ et $D(0)$ sont les irradiances globale, directe et diffuse respectivement par rapport à un plan horizontal et ρ est l'albédo du sol (la valeur typique est de 0.2). R_B est le ratio de l'irradiance directe. Il s'exprime en fonction de l'angle d'incidence et de l'angle zénithal par la relation suivante :

$$R_B = \frac{\cos \theta_i}{\cos \theta_z} \quad (3.24)$$

Où θ_i et θ_z sont l'angle d'incidence et l'angle zénithal respectivement. Leurs expressions respectives sont données précédemment en équations (3.18) et (3.19).

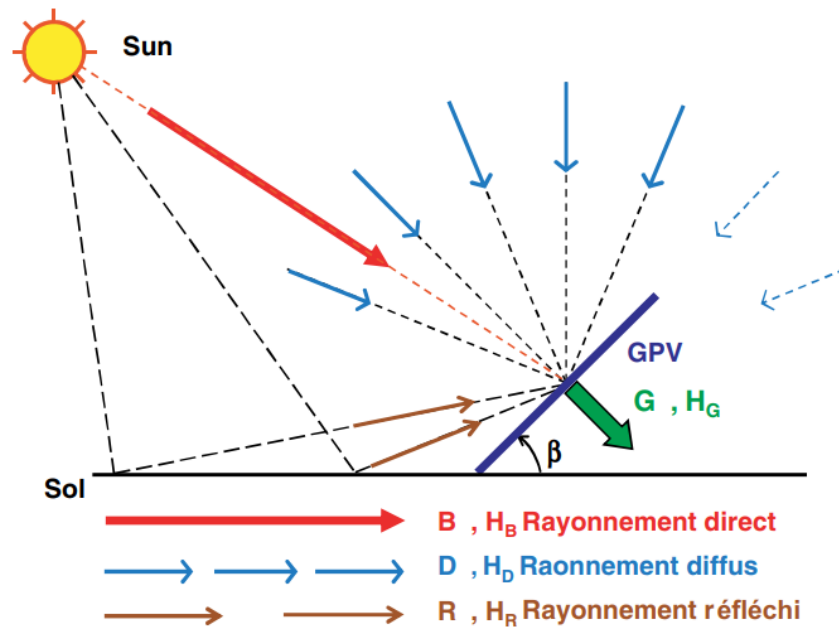


Figure 3.14. Composantes de l'irradiance $G(\alpha, \beta)$ et l'irradiation $H_c(\alpha, \beta)$ selon le modèle isotrope

3.4.2. Modèle du ciel anisotrope

Pour surmonter la faiblesse du modèle isotropique, d'autres modèles de ciel ont été développés. Ces modèles servent pour calculer le rayonnement reçu sur une surface inclinée en considérant la distribution anisotrope du rayonnement sur la voûte céleste. La distribution de la radiance sur la voûte céleste dépend de la position du soleil pour un ciel sans nuages ou partiellement nuageux. Par exemple, un ciel sans nuages présente une luminosité plus importante dans le voisinage du soleil et l'horizon. La zone de moins luminance se trouve à peu près à 90° du soleil. Le ciel partiellement nuageux est extrêmement compliqué. En général, la radiance de la voûte céleste est plus importante dans le voisinage du soleil et sur l'horizon. Ces deux régions sont dénotées comme auréole du soleil ou circumsolaire¹⁵ et éclat de l'horizon. En effet dans le modèle anisotropiques trois composantes du rayonnement difus sont considérées (figure 3.15).

¹⁵ Circumsolaire : la zone avoisinante du disque solaire -Contour du soleil -(en anglais :*circumsolar*).

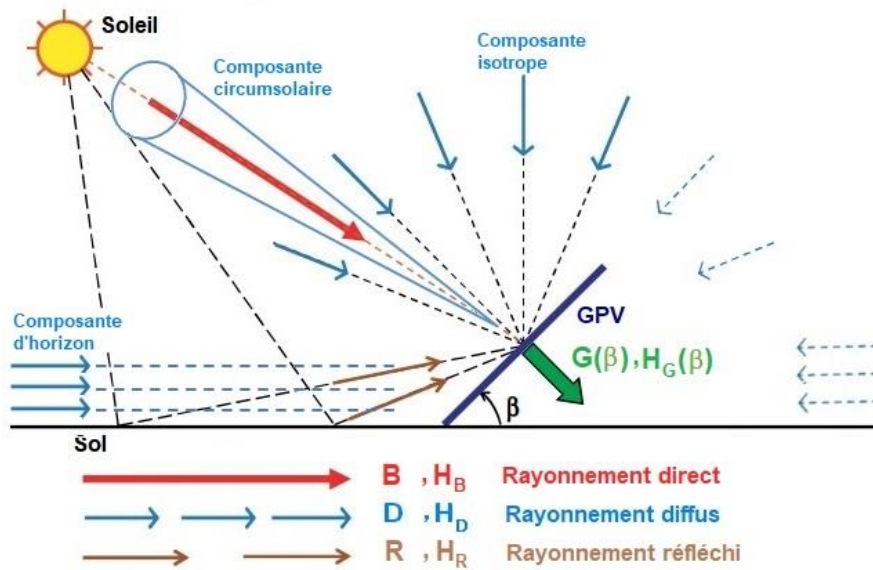


Figure 3.15. Composantes de l'irradiance $G(\alpha, \beta)$ et l'irradiation $H_G(\alpha, \beta)$ selon le modèle du ciel anisotrope

3.4.2.1. *Modèle de HDKR*

Une amélioration du modèle de Liu et Jordan a été réalisée en considérant le ciel comme anisotrope. Dans ce sens, plusieurs modèles du ciel anisotrope, permettant de modéliser le rayonnement diffus sur des surfaces inclinées ont été développés et qui peuvent se diviser en deux catégories:

- *Modèles de deux composantes* : tels que le modèle de Klucher (Klucher, 1979) qui considère qu'une fraction de l'irradiance diffuse provient de la zone de l'horizon (*composante de l'horizon*) et une autre provient du reste de la voûte céleste (*composante isotrope*) et le modèle de Hay et Davies (Hay et Davies, 1980) prend en compte dans le calcul de l'irradiance diffuse provenant de la zone avoisinante du disque solaire (*composante circumsolaire*) et celle provenant du reste de la voûte celeste (*composante isotrope*).
- *Modèles de trois composantes*: Reindl et al. (Reindl et al., 1990) a ajouté la fraction diffuse de l'horizon proposée par Klucher comme un troisième terme au modèle de Hay et Davies, créant ainsi un modèle combiné plus développé qui tient compte de trois composantes (isotropie, horizon et circumsolaire), modèle plus connu sous le nom de **modèle HDKR** (Hay, Duffie, Klucher et Reidl) (Duffie et Beckman, 2013). L'estimation de l'irradiance pour une surface inclinée $G(\alpha, \beta)$ est alors obtenue dans ce modèle par l'équation suivante :

$$G(\alpha, \beta) = B(0) R_B + \left\{ R_b A_i + (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \right\} D(0) + \frac{1 + \cos \beta}{2} \rho G(0) \tag{3.25}$$

Où : A_i est l'indice d'anisotropie, qui est utilisé pour estimer la portion de l'irradiance diffuse traitée comme composante circumsolaire. En effet, il représente la transmittance de l'atmosphère pour le rayonnement direct.

$$A_i = \frac{B(0)}{G_{on}} \quad (3.26)$$

f est le facteur de modulation qui tient compte de l'état du ciel. Il s'exprime par la relation suivante:

$$f = \sqrt{\frac{B(0)}{G(0)}} \quad (3.27)$$

Où G_{on} est l'irradiance extraterrestre, (en W/m^2)

3.4.2.2. Modèle de Pérez

Le modèle du ciel anisotrope en trois composantes qui a gagné l'acceptation générale est le modèle de l'irradiance solaire diffuse développé par Pérez, (PPS¹⁶) en 1986 (Pérez et al. 1986), testé en 1988 (Pérez et al. 1988) et mis à jour et simplifié en 1990 (Pérez et al. 1990). Ce modèle a été validé empiriquement en plusieurs emplacements) et il a été implanté dans plusieurs codes de simulation thermique des bâtiments (Crawley et al., 2001). Pérez (Pérez et al., 1988) propose que le modèle PPS est applicable si la connaissance de la distribution de la radiance sur le ciel n'est pas une condition nécessaire pour obtenir une précision relativement robuste de l'énergie diffuse intégrée sur un capteur solaire plan avec un grand champ de vision du ciel. L'expression mathématique du modèle PPS de l'irradiance solaire diffuse sur un plan incliné est :

$$D(\alpha, \beta) = D(0) \left[F_1 \frac{\max(0, \cos \theta_i)}{\cos \theta_z} + F_2 \sin \beta + (1 - F_1) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \right] \quad (3.28)$$

Où :

F_1 et F_2 sont des paramètres adimensionnels qui définissent la contribution relative des régions circumsolaire et de l'horizon au total du rayonnement diffus.

$$F_1 = F_{11}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \Delta + F_{13}(\varepsilon) \theta_z \quad (3.29)$$

$$F_2 = F_{21}(\varepsilon) + F_{12}(\varepsilon) \Delta + F_{13}(\varepsilon) \theta_z \quad (3.30)$$

avec

$$\Delta = \frac{D(0)}{B_o \cos \theta_z} \quad (3.31)$$

¹⁶ PPS : Source ponctuelle de Pérez (en Anglais : Perez Punctual Source)

et le paramètre ε donne une caractérisation sur l'épaisseur des nuages qui est classée en huit catégories, c'est-à-dire deux conditions extrêmes de la couverture nuageuse (ciel sans nuages et ciel complètement couvert) et six conditions intermédiaires (tableau 3.2)

$$\varepsilon = \frac{D(0) + B(0)/\cos \theta_z}{D(0)} \quad (3.32)$$

Alors l'expression de l'irradiance globale pour une surface inclinée peut s'écrire comme suit :

$$G(\alpha, \beta) = R_B B(0) + \left[F_1 \frac{\max(0, \cos \theta_i)}{\cos \theta_z} + F_2 \sin \beta + (1 - F_1) \frac{(1 + \cos \beta)}{2} \right] D(0) \quad (3.33)$$

$$+ \frac{1 - \cos \beta}{2} \rho G(0)$$

Tableau 3.2. Coefficients du modèle de Pérez

Intervalle de ε		F_{11}	F_{12}	F_{13}	F_{21}	F_{22}	F_{23}
1.000	- 1.056	-0.042	0.550	-0.044	-0.120	0.138	-0.034
1.056	- 1.253	2.261	0.559	-0.243	-0.019	0.083	-0.081
1.253	- 1.586	0.481	0.460	-0.354	0.077	0.006	-0.116
1.586	- 2.134	0.825	0.187	-0.532	0.172	-0.050	-0.151
2.134	3.230	1.102	-0.299	-0.586	0.350	-0.398	-0.171
3.30	- 5.980	1.226	-0.451	-0.617	0.444	-0.949	-0.073
5.980	- 10.080	1.367	-0.838	-0.655	0.431	-1.750	-0.094
10.080	- ∞	0.978	-0.812	-0.393	0.335	-2.160	0.206

3.5. Etat de l'art sur les méthodes d'évaluation des pertes du rayonnement solaire par ombrage

3.5.1. Méthodes de relevé des masques d'ombres (ou profils d'obstacles)

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent (cf. chapitre 2), les pertes dues à l'ombrage surviennent en raison de la présence de montagnes ou de bâtiments sur l'horizon lointain, du fait de l'ombrage mutuel entre les rangées de modules et de l'ombrage dû à des arbres, des bâtiments, des pylônes ou des câbles aériens situés à proximité. En effet, on distingue quatre types de masques: **le masque lointain** (reliefs géographiques), **le masque proche** (arbres, bâtiments avoisinants, rangée de modules du même GPV), **le masque immédiat** (cheminée, antenne, ...) et **le masque temporaire** (la neige, feuilles d'arbre, déjections d'oiseaux, ...). Une installation solaire partiellement à l'ombre implique une production réduite et donc une rentabilité plus faible. Afin de déterminer l'impact des ombres portées par des obstacles sur un GPV, il est impératif d'effectuer un relevé de masque d'ombres. Ce relevé est basé sur la recherche des points principaux définissant tous les objets architecturaux ou naturels susceptibles de projeter une ombre sur le GPV. Il permet aussi de déterminer les heures de la journée et la période de l'année pendant lesquelles le GPV est ombragé.

Tout comme la position du soleil, le masque d'ombre d'un objet se définit par un ensemble de couples **hauteur, h_o** , (angle d'inclinaison par rapport au plan horizontal) et **azimut, a_{zo}** , (angle de déviation par rapport à la direction sud). Pour faire un relevé de masque d'ombre, il s'agit donc de relever un ensemble de points (hauteur, azimut) qui détermine notre horizon artificiel à partir du centre de la surface concernée, ou mieux à l'endroit où l'ombrage sera le plus important au cours de la journée pour avoir le scénario du pire. Idéalement, si la surface est très importante, il serait préférable de réaliser ce travail en se positionnant en plusieurs points de la surface, correctement répartis. A cet effet, à partir de l'emplacement prévu du GPV, appelé aussi point de référence du GPV, nous identifions tous les points définissant la silhouette des obstacles proches ou éloignés qui limiteraient l'ensoleillement. Puis, nous reportons tous les points relevés sur le diagramme de la course de soleil vu précédemment (cf. section 3.2.2.3.) correspondant aux coordonnées du lieu d'installation d'un SPV. Quant aux méthodes de relevé de masques d'ombre, il en existe deux types : *méthode manuelle simple* et *méthode optique*

3.5.1.1. Méthode manuelle simple

Elle est relativement simple, moins onéreuse et permet d'obtenir les masques existant sur un site sans avoir à effectuer de fastidieux relevés. Elle est suffisamment précise pour que les relevés de masque soient exploitables dans les calculs de production et de dimensionnement d'un GPV. Le relevé se fait manuellement par un clinomètre et une boussole (ou rapporteur et fil à plomb).

3.5.1.2. Méthode optique

Elle est basée sur des relevés de masque effectués par des appareils électroniques associés à des logiciels ad-hoc, tels que: **le SunEye de Solmetric**, **le pathfinder** et **le Horicatcher** (figures 3.16). Cette méthode consiste aussi à prendre une photo avec un objectif fish-eye¹⁷ (Tomori et al., 2000), en visant le zénith du lieu (pied avec niveau à bulle obligatoire). Avec un logiciel de traitement d'images, on superpose le diagramme solaire inversé, dans une version à fond transparent, sur la photo fish-eye au même format en respectant le nord; en déduire les heures de l'année où le soleil est masqué pour le point d'observation.

Une autre procédure moins onéreuse consiste à prendre une séquence de photos numériques rectangulaires classiques (Quaschnig and Hanitsch, 1998), Cellura et al., 2012), (Fan et al., 2012), (Goss et al., 2014), (Masa-Bote et Caamaño-Martín, 2014) et (Marta et al., 2019). Les coordonnées des masques (**hauteur, h_o** ; **azimut, a_{zo}** ,) peuvent être relevées en utilisant un théodolite ou en se référant aux images 3D de google Earth. Une fois les coordonnées des masques **sont déterminées**, on reporte ces couples (**h_o** , **a_{zo}**) dans le diagramme solaire tout en reliant tous les points un à un. La courbe ainsi obtenue représente le profil d'obstacles provoquant de l'ombre (figure 3.17).

¹⁷ Un objectif fisheye, raccourci en fisheye (de l'anglais fish eye signifiant «œil de poisson», ou objectif hypergone), est un objectif photographique ayant pour particularité une distance focale très courte et donc un angle de champ très grand, jusqu'à 180° dans la diagonale, voire dans toute l'image. https://fr.wikipedia.org/wiki/Objectif_fisheye

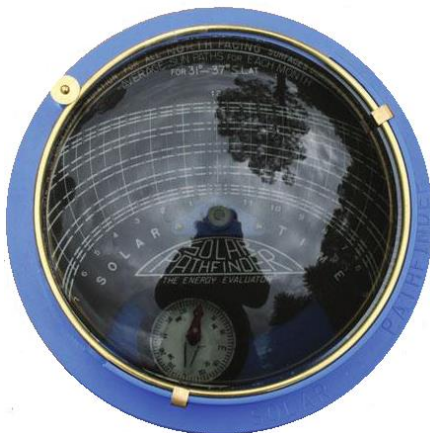
(a)
SunEye



(b)
HORIncatcher



(b)
Pathfinder
Déclinaison magnétique



Mois de l'année

Heure du jour

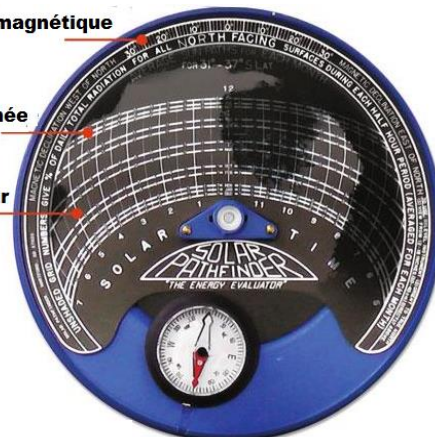


Figure 3.16. Appareils électroniques de relevé de masques dotés d'appareils photo digitaux 'fish-eye', de boussoles électroniques et d'inclinomètres.

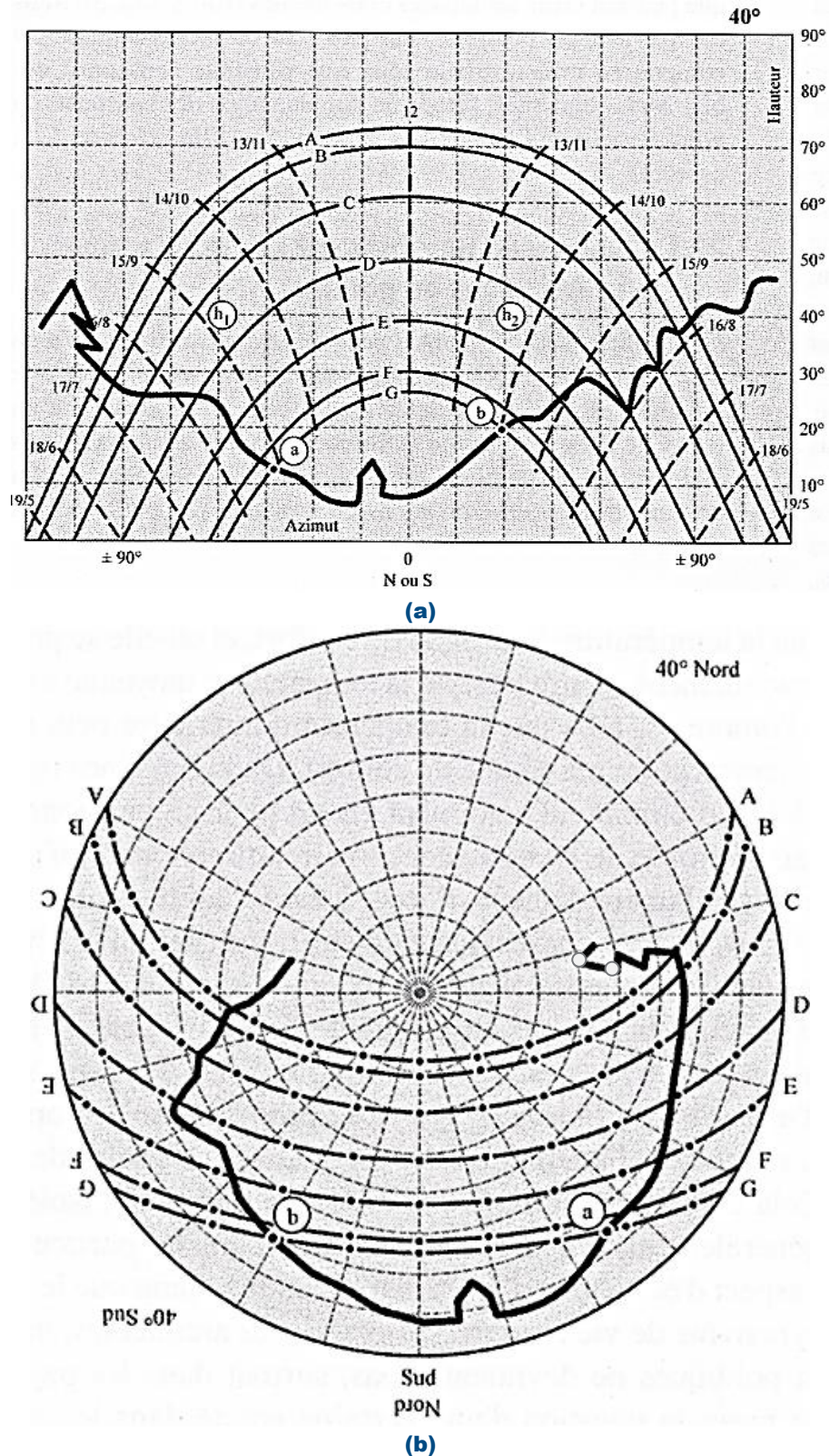


Figura 3.17. Exemples de relevé de masque sur des diagrammes solaires (a) cylindrique et (b) ploaire. On observe que, pour le mois G (Décembre en hémisphère nord), on ne peut pas espérer un ensoleillement qu'entre les points a et b correspondant aux heures h₁ et h₂.

3.5.2. Méthodes d'évaluation des pertes du rayonnement dues à l'ombrage partiel

Cette partie présente une revue des méthodes les plus connues dans le calcul des pertes du rayonnement solaire en présence du phénomène d'ombrage partiel, à savoir: *Méthode de Caamano, Méthode de Quashning et Méthode de Hill.*

3.5.2.1. Méthode de Caamano

Martin et Lorenzo (Caamano et Lorenzo, 1996), (Caamano, 1998) ont développé une méthode pour estimer l'impact des ombres en termes de pertes d'irradiation annuelle incidente sur le plan d'un GPV incliné et arbitrairement orienté, en se basant sur le relevé de masque d'ombres obtenu photographiquement par le biais d'un appareil ordinaire rectangulaire d'un objectif de 28 mm (avec un angle de vision large qui convient pour photographier l'hémisphère céleste). Les coordonnées (hauteur, h_{oi} , et azimut, a_{zoi} ,) des points les plus pertinents (coins, sommets, etc.) des principaux obstacles qui affectent la surface du GPV sont mesurées grâce à un théodolite. En effet, la méthode consiste à comparer le diagramme de masques perçu par le GPV avec le diagramme de course solaire tout au long de l'année. Pour calculer le facteur d'ombrage, F_{sh} , les étapes à suivre sont les suivantes:

- Division du diagramme solaire en portions délimitées par les heures solaires (négatif avant midi et positif après midi solaire vrai) et identifiées par une lettre et un nombre ($A_1, \dots, B_1, \dots, C_1, \dots$); sachant que le nombre de lettres est inférieur ou égal au nombre de mois de l'année, 12 (figure 3.18). Chacune de ces portions représente la trajectoire du soleil dans une certaine période de temps (une heure sur plusieurs jours, de j_1 à j_2) et a donc une certaine contribution à la irradiation solaire globale annuelle $H_G^a(\alpha, \beta)$ incidente sur la surface du GPV d'étude. Où A_i, B_i, \dots, K_i peuvent se calculer en utilisant la formule suivante :

$$A_i \text{ ou } B_i \text{ ou } \dots K_i = \frac{\sum_{j_1}^{j_2} \left(\int_{t_{i1}}^{t_{i2}} G(\alpha, \beta) dt \right)}{H_G^a(\alpha, \beta)} \quad (3.34)$$

- Report des couples (hauteur, h_{oi} , et azimut, a_{zoi} ,) sur le diagramme solaire du site. Ceci permet de tracer le diagramme de masque d'ombres, en reliant tous les points un à un. Il s'agit plus précisément de superposer les deux diagrammes qui doivent évidemment être à la même échelle. La comparaison du profil d'obstacles avec le diagramme solaire permet de calculer les pertes de l'irradiation dues à l'ombrage tout au long de l'année. Pour cela, les contributions des portions qui sont totalement ou partiellement occultées par le profil d'obstacles sont à déterminer. Dans le cas d'une occultation partielle, le facteur de remplissage sera utilisé (fraction occultée par rapport au total de la portion) les plus proches des valeurs : 0.25, 0.50, 0.75 ou 1.
- Le facteur d'ombrage F_{sh} peut être obtenu en multipliant la contribution de la portion correspondant à l'irradiation globale annuelle (A_i ou $B_i \dots$) par la fraction des irradiances directe et diffuse circumsolar dans ladite portion (f_{Ai} ou $f_{Bi} \dots$). La formule de F_{sh} s'écrit :

$$F_{sh} = \sum_i (f_{Ai}A_i + f_{Bi}B_i + \dots + f_{Ki}K_i) \tag{3.35}$$

La figure 3.18 et le tableau 3.3. montrent un exemple concret d'utilisation de la méthode décrite. Il s'agit d'un GPV se trouvant dans la localité de Madrid, avec une inclinaison $\beta = 35^\circ$ et une orientation $\alpha = 0^\circ$.

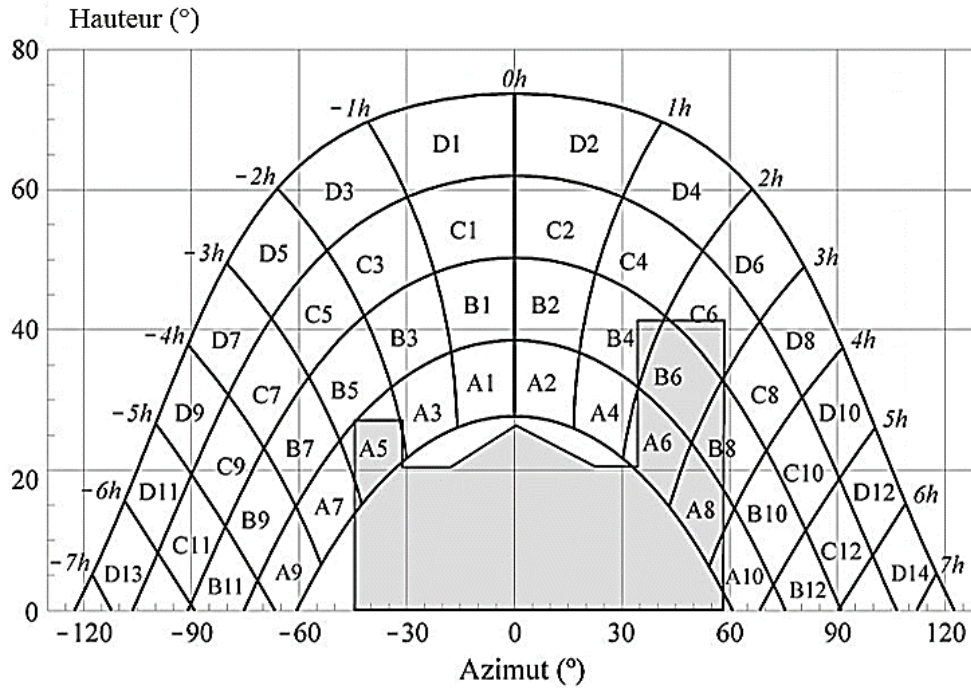


Figura 3.18. Comparaison du profil d'obstacles et diagramme solaire

Tableau 3.3. Exemple d'une table de référence

$\beta=35^\circ$ $\alpha=0^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

Dans cet exemple, la perte de l'irradiation par ombrage (% de l'irradiation globale annuelle) = $0.25 \times B_4 + 0.5 \times A_5 + 0.75 \times A_6 + B_6 \times 0.25 \times C_6 + A_8 + 0.5 \times B_8 + 0.25 \times A_{10} = 6.16 \approx 6\%$

3.5.2.2. Méthode de Quashning

Quashning et Hanitsh (Quashning et Hanitsh, 1996) (Quashning, 2005) ont proposé une méthode pour estimer l'irradiance solaire reçue à la surface d'un GPV partiellement ombragé. Le relevé de masque a été effectué manuellement par le biais d'une boussole, d'un niveau à bulle et d'un transparent avec une grille cylindrique pliée en demi-cercle (figure 3.19). Les coordonnées (hauteur, h_o , et azimut, a_{zo} ,) des points principaux définissant tous les objets architecturaux ou naturels susceptibles de projeter une ombre sur la surface du GPV sont reportés dans le diagramme solaire frontal (ou en projection cylindrique) tout en reliant tous les points un à un pour obtenir un ploygone (p_o) de n côtés et (n-1) sommets. (figure 3.20) .

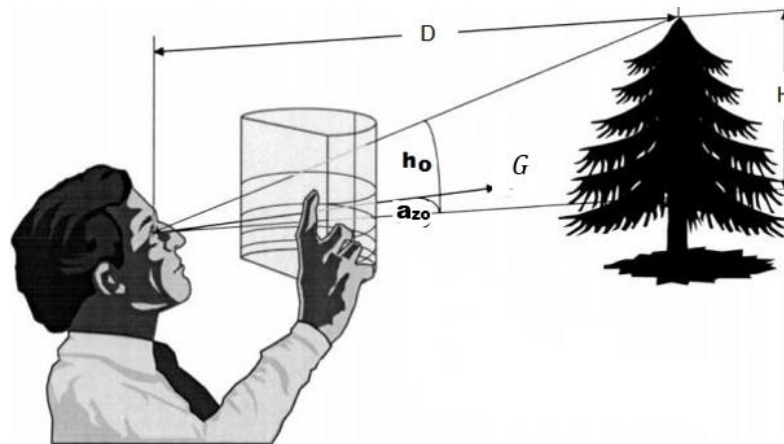


Figure 3.19. Relevé de masque d'ombres à partir d'un point d'observation en coordonnées cylindriques à l'aide d'instruments optiques simples pour obtenir la hauteur, h_o , et l'azimut, a_{zo} , des objets.

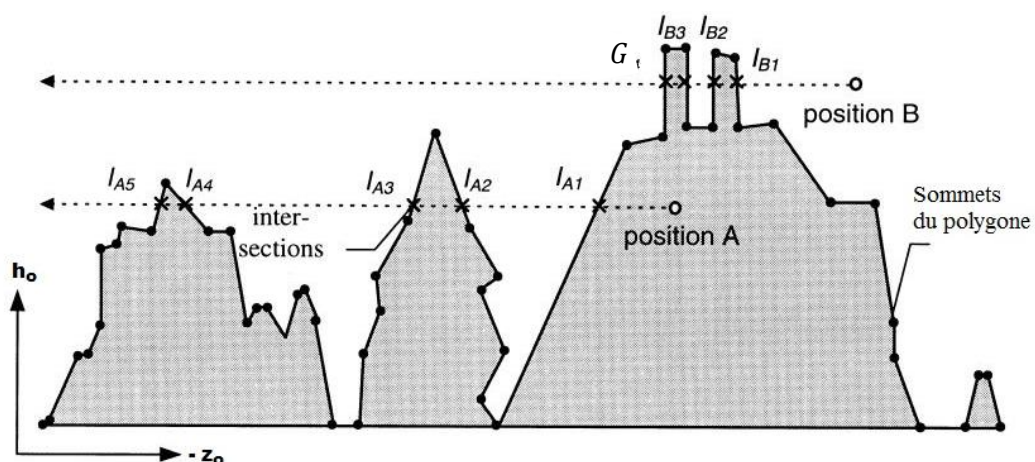


Figure 3.20. Masque d'ombres sous forme de ploygone (p_o) et test d'appartenance de deux positions différentes du soleil A et B au ploygone afin d'obtenir le facteur d'ombrage d'irradiance directe

Pour déterminer le facteur d'ombrage de l'irradiance directe (f_{shB}), Il suffit juste de tester l'appartenance ou non de la position du soleil (hauteur, h_s , et azimut, z_{as} ,) au polygone d'obstacles (\mathcal{P}_o). Cela peut être fait en déterminant le nombre d'intersections, I , entre le polygone et un rayon test à partir de la position du soleil. S'il y a un nombre impair d'intersections, la position du soleil est à l'intérieur du polygone, sinon elle est à l'extérieur. La [figure 3.20](#) montre un exemple de test d'appartenance de deux positions différentes du soleil ($A \in \mathcal{P}_o$ et $B \notin \mathcal{P}_o$). Si la position du soleil est à l'intérieur du polygone, l'irradiance directe, $B(\alpha, \beta)$, est égale à celle incidente sur la surface d'un GPV non ombragé. Cependant, cette considération n'est pas valable pour tout type d'objet. Par exemple, les arbres doivent être traités comme des objets semi-transparentes avec un coefficient de transmission, τ , compris entre 0.23 et 0.64 et qui varie au cours des saisons ([Sattler et Sharples, 1987](#)). Dans ce cas, le facteur d'ombrage relatif à l'irradiance directe peut s'exprimer par les relations suivantes :

$$f_{shB} = \begin{cases} 0 & (h_s, a_{zs}) \notin \mathcal{P}_o \\ 1 & (h_s, a_{zs}) \in \mathcal{P}_o \text{ (opaque)} \\ 1 - \tau & (h_s, a_{zs}) \in \mathcal{P}_o \text{ (semi-transparent)} \end{cases} \quad (3.36)$$

D'où l'irradiance directe sous ombrage, B_{sh} peut s'écrire comme suit :

$$B_{sh}(\alpha, \beta) = f_{shB} B(\alpha, \beta) \quad (3.37)$$

Par ailleurs, le calcul de l'irradiance diffuse sur un GPV partiellement ombragé est assez compliqué relativement à celui de la composante directe. Pour estimer le facteur d'ombrage de l'irradiance diffuse, le polygone d'obstacles (\mathcal{P}) est considéré comme étant projeté sur l'hémisphère céleste. Dans ce cas l'irradiance diffuse sera réduite de la partie de l'hémisphère couverte par le polygone d'obstacles. A titre indicatif, l'irradiance diffuse à travers un polygone, D_{A_i} . ([figure 3.21](#)), avec deux sommets au plan horizontal du sol ($z_{o1}, 0$) et ($z_{o2}, 0$) et deux sommets p_1 et p_2 sur l'hémisphère (reliés par un segment de droite $h_o = m a_{zo} + n$, avec : $m = \frac{h_{o2} - h_{o1}}{a_{zo2} - a_{zo1}}$ et $n = \frac{h_{o1} a_{zo2} - h_{o2} a_{zo1}}{a_{zo2} - a_{zo1}}$) peut être calculée en utilisant l'expression suivante :

$$D_{A_i} = G_{r,iso} \int_{a_{zo1}}^{a_{zo2}} \int_0^{m a_{zo} + n} [\sin h_o \cos \beta + \cos \alpha \sin \beta \cos(a_{zo} + \alpha)] \cos h_o dh_o da_{zo} \quad (3.38)$$

Où $G_{r,iso}$ est la radiance diffuse isotrope (en W/m².rad)

Alors, l'irradiance diffuse à travers un polygone d'obstacles de n points de $\mathbf{p}_1 = (a_{zo1}, h_{o1})$ à $\mathbf{p}_n = (a_{zon}, h_{on})$ peut se calculer en utilisant l'équation suivante :

$$D_p = \left| \sum_{i=1}^{n-1} D_{A_i} (p_i, p_{i+1}) \right| \quad (3.39)$$

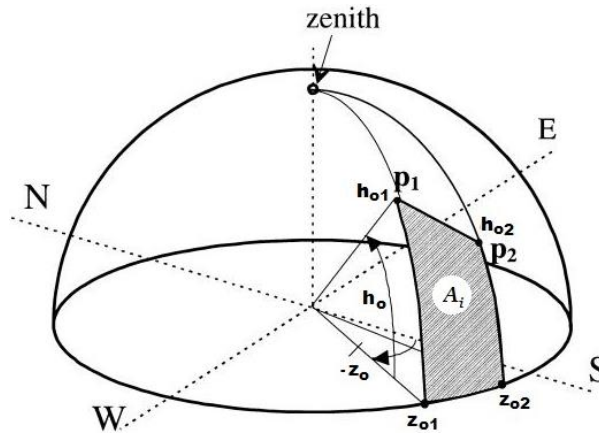


Figure 3.21. Projection d'un polygone d'obstacles à quatre points (dont deux sont au au sol) sur un hémisphère pour calculer la réduction de l'irradiance diffuse

Enfin, le facteur d'ombrage de l'irradiance diffuse f_{shD} par rapport au plan d'un GPV est le rapport de la réduction de l'irradiance diffuse et de l'irradiance diffuse globale. Pour une distribution d'intensité radiante isotrope, f_{shD} s'écrit :

$$f_{shD} = \frac{D_p}{G_{r,iso} \frac{\pi}{2} (1 + \cos \beta)} (1 - \tau) \quad (3.40)$$

D'où l'irradiance diffuse sous ombrage, D_{sh} peut s'écrire comme suit :

$$D_{sh}(\alpha, \beta) = f_{shD} D(\alpha, \beta) \quad (3.41)$$

3.5.2.3. Méthode de Hiller

Cette méthode a été développée pour déterminer les ombres portées et les zones ensoleillées sur les bâtiments ou les systèmes solaires photovoltaïques et thermiques. Elle a été implémentée dans plusieurs programmes dédiés à la simulation des performances d'ombrage, à savoir: TRNSHD (TRanSient SHaDe) (Hiller, 1996), (Hiller et al. , 2000) SUNTool, Energy Plus , Design builder, DOE-2, Ecotect, etc. Dans cette méthode, l'auteur distingue deux types de polygones: **polygone récepteur** (ou plan du GPV) et **polygone occultant** (ou le polygone d'obstacles provoquant de l'ombre, tels que: bâtiments avoisinants, arbres, cheminée, etc.) (figure . 3.22).

Pour le calcul des ombres portées, il est nécessaire de définir la scène d'étude dans le système 3D. Pous cela, nous devons disposer de la géométrie et la position de l'objet récepteur (GPV), ainsi que les éléments composant l'objet occultant (obstacles). Notons que ces éléments sont statiques, c'est-à-dire qu'ils conservent la même position tout au long de l'année, mais, il est également indispensable de déterminer à chaque instant la position du soleil.

Pour le calcul des pertes du rayonnement solaire incident sur le plan d'un GPV dues à l'ombrage, le programme nécessite la saisie de la géométrie et la position représentatives du GPV ainsi que des obstructions avoisinantes (bâtiments, arbres,

cheminées, etc.). Les obstructions sont considérées comme polygones plans bidimensionnels (X, Y) avec une transparence nulle.

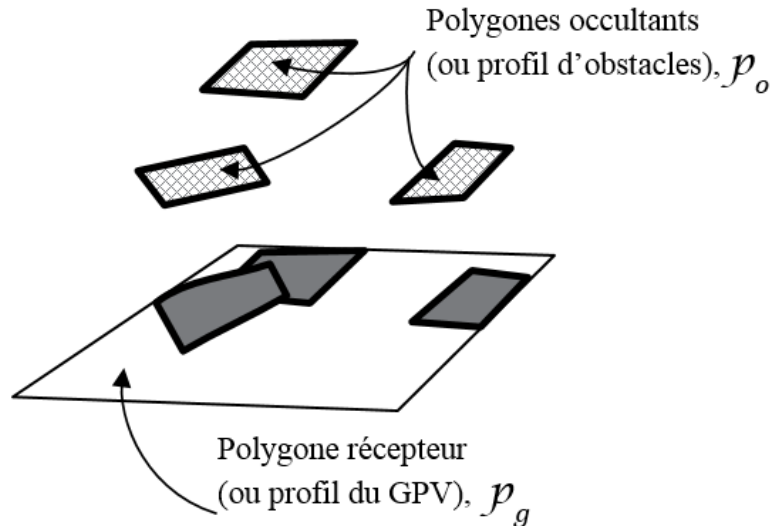


Figure 3.22. Une scène avec trois polygones occultants (profil d'obstacles) et un polygone récepteur (plan du GPV).

Dans ce cas, le facteur d'ombrage relatif à l'irradiance directe f_{shB} n'est que le rapport entre la surface du polygone récepteur (GPV) non ombragée, A_{nsh} , et la surface totale du polygone récepteur, A_{p_g} :

$$f_{shB} = \frac{A_{nsh}}{A_t} \quad (3.42)$$

Où la surface A_{nsh} de la partie non ombragée du polygone récepteur peut être calculée en utilisant la formule suivante:

$$A_{nsh}(p_g, p_o) = A_{p_g} - A\left(A_{p_g} \cap A_{p_o}\right) \quad (3.43)$$

La relation donnant la surface A s'écrit:

$$A = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^n (y_k z_{k-1} - y_{k-1} z_k) \quad (3.44)$$

Où y_k , z_k sont les coordonnées du sommet k , et $y_1 = y_n$, $z_1 = z_n$ et n est le nombre de sommets du polygone.

La méthode de calcul du rayonnement diffus consiste à générer le diagramme stéréographique du lieu d'implantation du GPV avec les projections des obstructions environnantes (figures 3.23 et 3.24), ensuite à discrétiser l'hémisphère obtenu en un maillage. Dans cette méthode, le ciel est considérée comme source isotrope, i.e. tous les

éléments du maillage emettent la même quantité du rayonnement. Pour le calcul pratique du rayonnement diffus, la méthode consiste à diviser l'hémisphère du ciel en 12x6 parties, de sorte que les incréments d'angle zénithal soient de 15° et les incréments d'angle azimutal soient de 30° (figure 3.24). L' expression donnant le facteur de pertes par ombrage en fonction de l'irradiance diffuse $D_{i,j}$ des éléments (i, j) des mailles $f_{sh}^{i,j}$ la portion ensoleillée s'écrit comme suit:

$$f_{shD} = \frac{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^6 f_{sh}^{i,j} D_{i,j}}{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=1}^6 D_{i,j}} \quad (3.45)$$

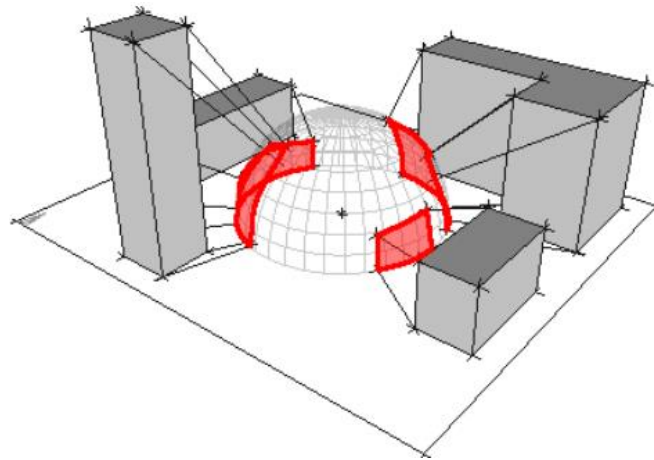


Figure 3.23. Diagramme stéréographique avec les projections des obstructions environnantes

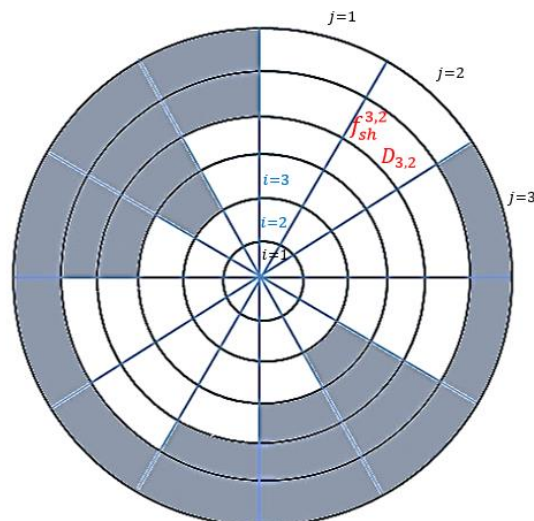


Figure 3.24. Les mailles en gris représentent la partie ombragée et les mailles en blanc représentent la partie ensoleillée

3.5.2.4. *Compraison des méthodes usuelles*

Dans cette partie, nous présentons un comparatif des modèles usuels de calcul des pertes du rayonnement solaire incidents sur un GPV partiellement ombragé, il s'agit des trois modèles décrits précédemment: - **modèle de Caamano**, - **modèle de Quashning**, - **et modèle de Hill**. Ils sont présentés et comparé dans le [tableau 3.3](#).

Tableau 3.4. Comparatif des trois modèles usuels de calcul du rayonnement solaire incidents sur un GPV partiellement ombragé

	METHODE DE RELEVÉ DU MASQUE	MODELE DU PROFIL DE MASQUE	MODELE DU RAYONNEMENT	PRECISION DE LA METHODE	COMPLEXITE DE LA METHODE
MODELE DE CAAMANO	Classique	Polygone	<ul style="list-style-type: none"> • Anisotrope • Irradiation annuelle • Référence: un point du GPV 	Très Bien	Simple
MODELE DE QUASHNING	Classique	Polygone	<ul style="list-style-type: none"> • Anisotrope • Irradiance et irradiation journalière • Référence: un point du GPV 	Très bien	Complexe
MODELE DE HILLER	Classique	Polygone	<ul style="list-style-type: none"> • Isotrope • Irradiance et irradiation journalière • Référence: un point du GPV 	Bien	Complexe

3.6. Méthode proposée

3.6.1. Relevé et modélisation du profil de masque

Comme mentionné précédemment, la première étape qui pourrait servir comme donnée de départ pour le calcul du rayonnement solaire incident sur le palm d'un GPV partiellement ombragé est le relevé de masques d'ombre en se basant sur l'identification des points pertinents (angle, coin, ...) définissant tous les objets et obstructions permanents ou naturels susceptibles de projeter une ombre sur le GPV. La méthode proposée dans cette thèse se base sur la prise d'une séquence de photographies d'Est en Ouest à différents angles de vision de l'environnement du GPV à l'aide d'un appareil-photo ordinaire, ensuite un panorama photo peut être obtenu à l'aide d'un logiciel freeware tel que 'Autopano Giga'¹⁸, et cela, pour avoir une idée sur les points les plus représentatifs de tous les objets provoquant de l'ombrage. Par la suite, nous procédons à la lecture des coordonnées topographiques (abscisse, ordonnée, altitude) de ces points (x_{oi}, y_{oi}, z_{oi}) et un seul point de référence du GPV (x_g, y_g, z_g) , au moyen d'un teodolite bien placé ou à partir d'images 3D de google Earth.

À titre illustratif, la figure 3.25 présente un exemple d'un GPV et ses alentours. Une fois tous les points caractérisant le profil d'obstacles sont obtenus, une transformation de ceux-ci à partir du système de coordonnées cartésiennes 3D (x_{oi}, y_{oi}, z_{oi}) au système de coordonnées 2D (azimut a_{zo} et hauteur h_o) est effectuée. L'azimut a_{zo} peut être calculé comme suit:

$$a_{zo} = \text{atan} \left(\frac{x_{oi} - x_g}{y_{oi} - y_g} \right) \quad (3.46)$$

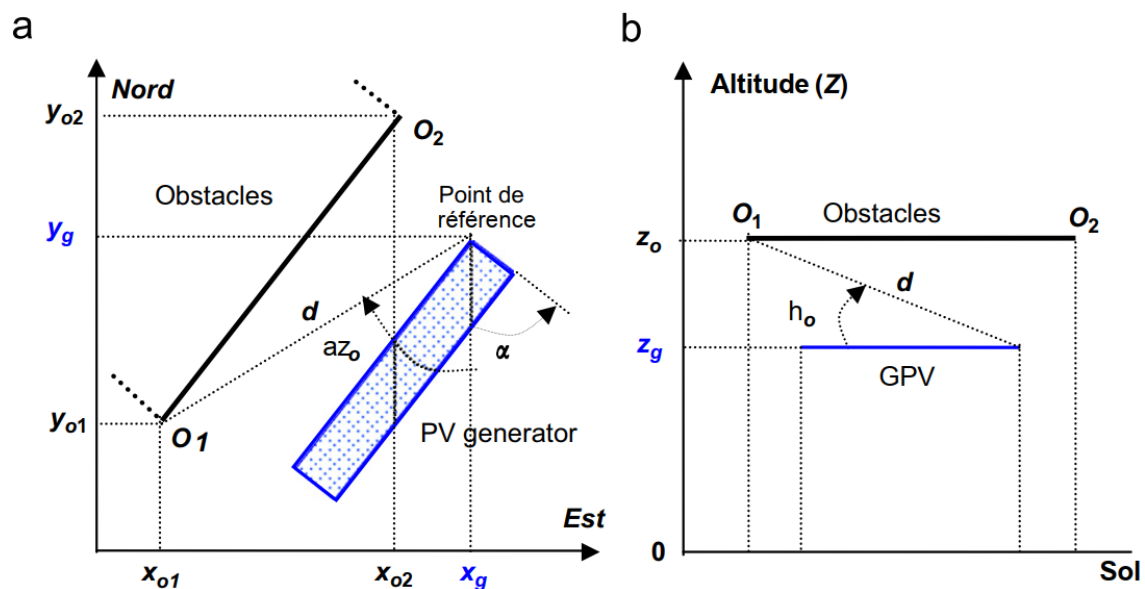


Figure 3.25. Coordonnées topographiques des points pertinents d'obstacles (x_{oi}, y_{oi}, z_{oi}) et le point de référence du GPV (x_g, y_g, z_g) . Dans ce cas, le GPV est orienté Sud-Est d'un angle α

¹⁸ Autopano Giga : Logiciel d'assemblage de photos en panorama. Développé par la société Kolor.

et la hauteur h_o peut être calculée en utilisant la formule suivante:

$$h_o = \text{atan} \left(\frac{z_o - z_g}{d} \right) \quad (3.47)$$

Où:

d est la distance dans le plan horizontal (Est-Nord) entre le GPV et chaque point de l'obstacle. Elle peut être calculée comme suit:

$$d = \sqrt{(x_{oi} - x_g)^2 + (y_{oi} - y_g)^2} \quad (3.48)$$

Les coordonnées des autres points du GPV (x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}) par rapport au point de référence (x_g, y_g, z_g) peuvent être obtenues facilement en appliquant des transformations géométriques appropriées. Il est à noter que la connaissance des dimensions du générateur est indispensable ici. Si on considère un GPV de longueur L_g et largeur l_g et tout point sur le plan du GPV doit se trouver à $i \cdot \Delta l_g$ et $j \cdot \Delta L_g$ (où ΔL_g et Δl_g sont les pas de la longueur et la largeur respectivement et i, j sont des entiers naturels, $i \leq l_g / \Delta l_g$ et $j \leq L_g / \Delta L_g$), on peut distinguer deux cas:

- GPV orienté Sud-Est (figure 3.26):

Dans ce premier cas, tout point (x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}) du GPV peut être déterminé en utilisant l'équation (3.49)

$$\begin{pmatrix} x_{ij} \\ y_{ij} \\ z_{ij} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_g + \text{sign}(j) \cdot \Delta L_g \cdot (j - 1) \cdot \cos \alpha + \Delta l_g \cdot (i - 1) \cdot \text{sign}(i) \cdot \cos \alpha \\ y_g + \text{sign}(j) \cdot \Delta L_g \cdot [(j - 1) \cdot \sin \alpha] + \Delta l_g \cdot [(1 - i) \cdot \text{sign}(i) \cdot \cos \alpha] \\ z_g + \text{sign}(i) \cdot (i - 1) \cdot \Delta l_g \cdot \sin \beta \end{pmatrix} \quad (3.49)$$

- GPV orienté Sud-Ouest:

Dans ce deuxième cas, tout point (x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}) du GPV peut être déterminé en utilisant l'équation (3.50)

$$\begin{pmatrix} x_{ij} \\ y_{ij} \\ z_{ij} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_g - \text{sign}(j) \cdot \Delta L_g \cdot (j - 1) \cdot \cos \alpha + \Delta l_g \cdot (i - 1) \cdot \text{sign}(i) \cdot \cos \alpha \\ y_g - \text{sign}(j) \cdot \Delta L_g \cdot [(j - 1) \cdot \sin \alpha] + \Delta l_g \cdot [(1 - i) \cdot \text{sign}(i) \cdot \cos \alpha] \\ z_g + \text{sign}(i) \cdot (i - 1) \cdot \Delta l_g \cdot \sin \beta \end{pmatrix} \quad (3.50)$$

Avec $\text{sign}(i) = +$ (si le sens de i est du haut vers le bas \downarrow) et $\text{sign}(i) = -$ (si le sens de i est de la gauche vers la droite \rightarrow)

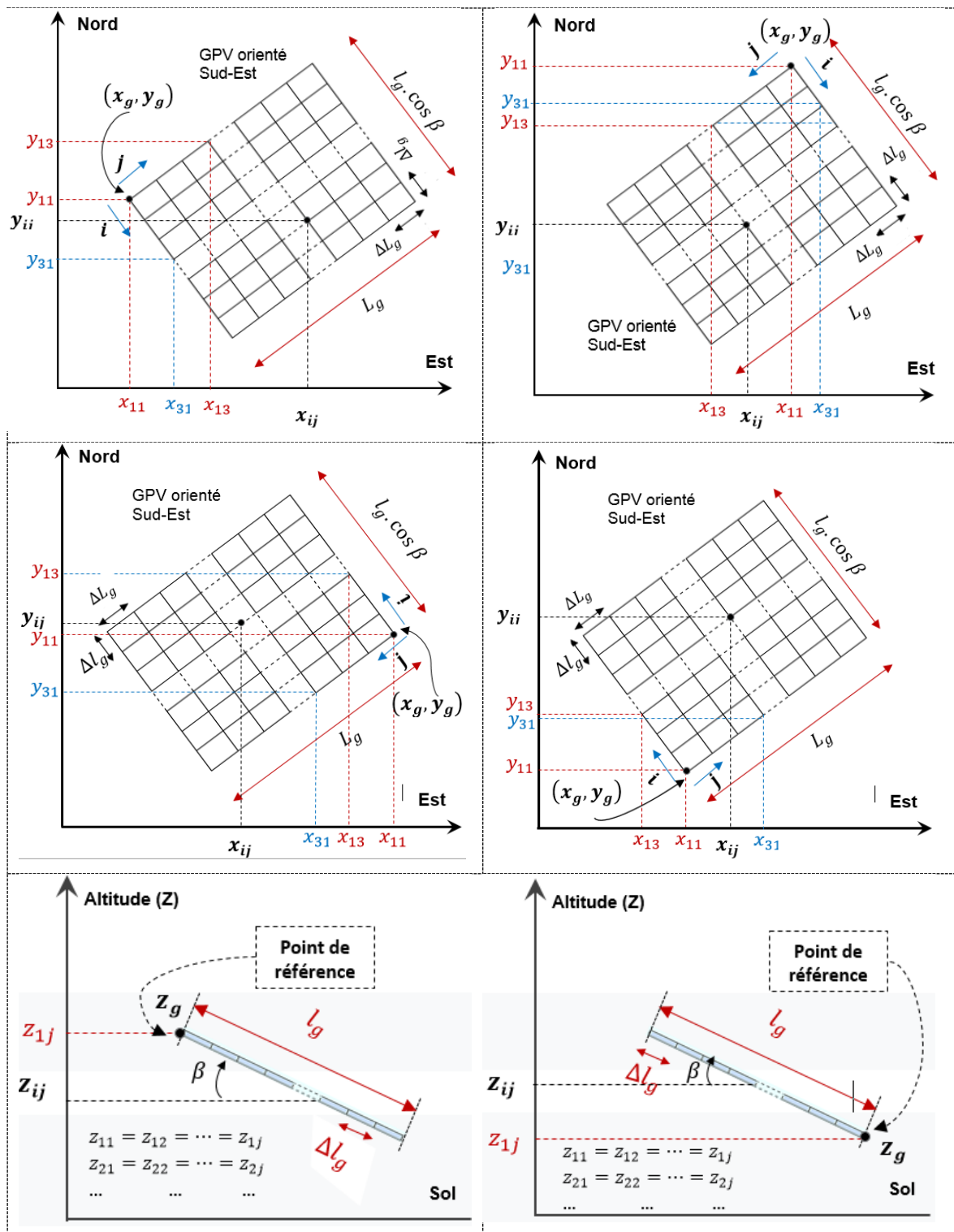


Figure 3.26. Coordonnées topographiques d'un point quelconque (x_{ij}, y_{ij}, z_{ij}) du plan du GPV orienté Sud-Est d'un angle α par rapport au point de référence du GPV (x_g, y_g, z_g) . *Sign(i)* est positif si *i* se déplace du haut vers le bas et *sign(j)* est positif si *j* se déplace de la gauche vers la droite

En ce qui concerne la modélisation du profil d'obstacle, en partant de l'hypothèse que le profil d'obstacles peut être assimilé à un polygone à n sommets, on peut l'approximer par un ensemble de fonctions linéaires H_{oi} reliant deux points consécutifs $(a_{zo,i}, h_{o,i})$ et $(a_{zo,i+1}, h_{o,i+1})$ décrites par la relation suivante :

$$H_{oi} = \frac{h_{o,i+1} - h_{o,i}}{a_{zo,i+1} - a_{zo,i}} a_{zo} + \frac{h_{o,i} a_{zo,i} - h_{o,i+1} a_{zo,i+1}}{a_{zo,i+1} - a_{zo,i}} \quad (3.51)$$

Où $i=1, 2, \dots, n-1$ est le nombre de fonctions linéaires.

A titre illustratif, la [figure 3.27](#), montre un exemple d'un profil d'obstacles arbitraire approximé par dix fonctions sous la forme : $H_{oi} = A_i a_{zo} + B_i$.

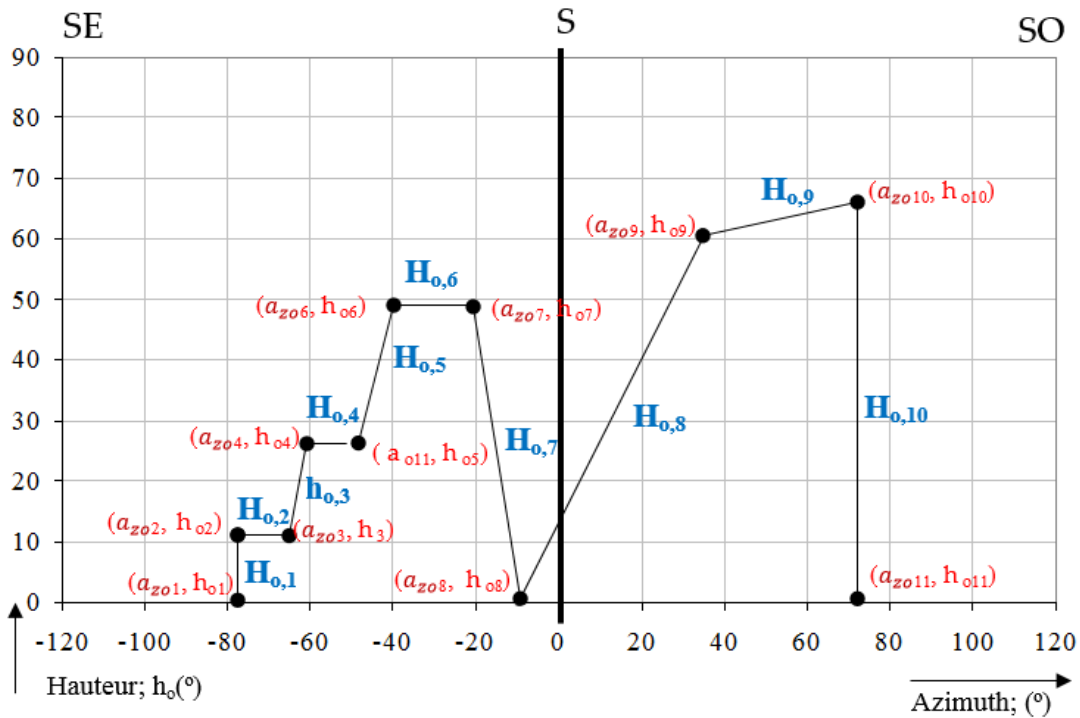


Figure 3.27. Exemple d'un profil d'obstacles arbitraire approximé par un ensemble de fonctions linéaires : $H_{oi} = A_i a_{zo} + B_i$

3.6.2. Facteur d'ombrage

Pour pouvoir estimer la perte du rayonnement incident sur le plan du GPV due à l'ombrage, nous avons proposé une méthode de calcul se basant sur le paramètre adimensionnel, communément connu sous le nom de facteur d'ombrage, défini comme étant la fraction du rayonnement solaire intercepté par les obstacles environnants. Il représente en fait le rapport entre le rayonnement global en présence d'ombrage et le rayonnement global en absence d'ombrage. En termes d'irradiance, cela peut être donné par l'équation suivante:

$$f_{sh} = \frac{G_{sh}(\alpha, \beta)}{G(\alpha, \beta)} \quad (3.52)$$

et en termes d'énergie, le facteur d'ombrage s'écrit comme suit :

$$F_{sh} = \frac{H_{Gsh}(\alpha, \beta)}{H_G(\alpha, \beta)} \quad (3.53)$$

Où G et H_G sont respectivement l'irradiance et l'irradiation reçus sur le plan d'un GPV non ombragé, G_{sh} et H_{Gsh} sont respectivement l'irradiance et l'irradiation reçus sur le plan d'un GPV partiellement ombragé.

Dans la section suivante, les calculs des irradiances G_{sh} et G sont traités séparément.

3.6.2.1. Irradiance sur le plan d'un GPV non-ombragé

Pour évaluer l'irradiance incidente sur le plan d'un GPV non-ombragé, G , dans cette étude, on a opté pour le modèle du ciel anisotrope de Pérez (cf. section 3.4.2.2) qui considère que la distribution de la radiance sur la voûte céleste dépend de la position du soleil pour un ciel sans nuages ou partiellement nuageux. Par exemple, un ciel sans nuages présente une luminosité plus importante dans le voisinage du soleil et l'horizon. Trois composantes de l'irradiance diffuse sont considérée dans ce modèle. Le calcul de l'irradiance globale inclinée peut se faire en utilisant les équations précédentes (Eqs. 3.28-3.33).

3.6.2.2. Irradiance sur le plan d'un GPV ombragé

Comme l'irradiance globale inclinée représente la somme de trois composantes: directe, diffuse et réfléchiée, la méthode proposée pour évaluer l'irradiance sur le plan d'un GPV ombragé, G_{sh} , consiste à quantifier les trois facteurs de perte d'ombrage f_{shB} , f_{shD} et f_{shR} relatifs à ces trois composantes (directe, diffuse et réfléchiée). Par conséquent G_{sh} peut s'exprimer par la relation suivante:

$$G_{sh} = f_{shB} B + f_{shD} D + f_{shR} R \quad (3.54)$$

Par ailleurs, pour évaluer les valeurs de ces facteurs d'ombrage (f_{shB} , f_{shD} et f_{shR}), nous n'avons qu'à superposer le profil d'obstacles modélisé par un ensemble de fonctions linéaires décrites par l'équation (Eq. 3.51) sur le diagramme solaire du lieu d'implantation du GPV et examiner la position du soleil par rapport au profil d'obstacles. Si la position du soleil qui est définie par la paire (h_s, a_{zs}) se trouve dans l'aire délimitée par le profil d'obstacle, i.e. $h_s(a_{zs}) \leq H_o(a_{zs})$, l'irradiance directe, B , et la

composante circumsolaire de l'irradiance diffuse, D_{cs} , son nulles. Autrement, **l'irradiance directe** est égale à celle calculée pour un GPV non ombragé. Cela, peut se traduire par la relation suivante :

$$f_{shB} = \begin{cases} 1 & \text{si } h_s(a_{zs}) \leq H_o(a_{zs}) \\ 0 & \text{si } h_s(a_{zs}) > H_o(a_{zs}) \end{cases} \quad (3.55)$$

Il est à noter que l'équation (3.55) n'est valable que pour des objets opaques. Pour des objets semi-transparents tels que les arbres, nous devons prendre en compte du degré de transmission de ces objets.

De même, si $h_s(a_{zs}) \leq H_o(a_{zs})$, **l'irradiance diffuse** est partiellement réduite. Dans ce cas, la composante circumsolaire doit être retiré de l'irradiance diffuse. D'où le facteur diffus d'ombrage peut être exprimé comme suit :

$$f_{shD} = \begin{cases} 1 - \frac{D_{cs}}{D} & \text{si } h_s(a_{zs}) \leq h_o(a_{zs}) \\ 1 & \text{si } h_s(a_{zs}) > h_o(a_{zs}) \end{cases} \quad (3.56)$$

En ce qui concerne, **l'irradiance réfléchie**, notons que cette composante n'est pas affectée par l'ombrage. Par conséquent, le facteur de pertes d'irradiance réfléchie est toujours égal à 1.

$$f_{shD} = 1 \quad \forall \quad h_s(a_{zs}) \quad (3.57)$$

Le diagramme illustré en [figure 3.28](#) explique clairement les étapes de calcul du facteur d'ombrage et de l'irradiance pour un GPV partiellement ombragé.

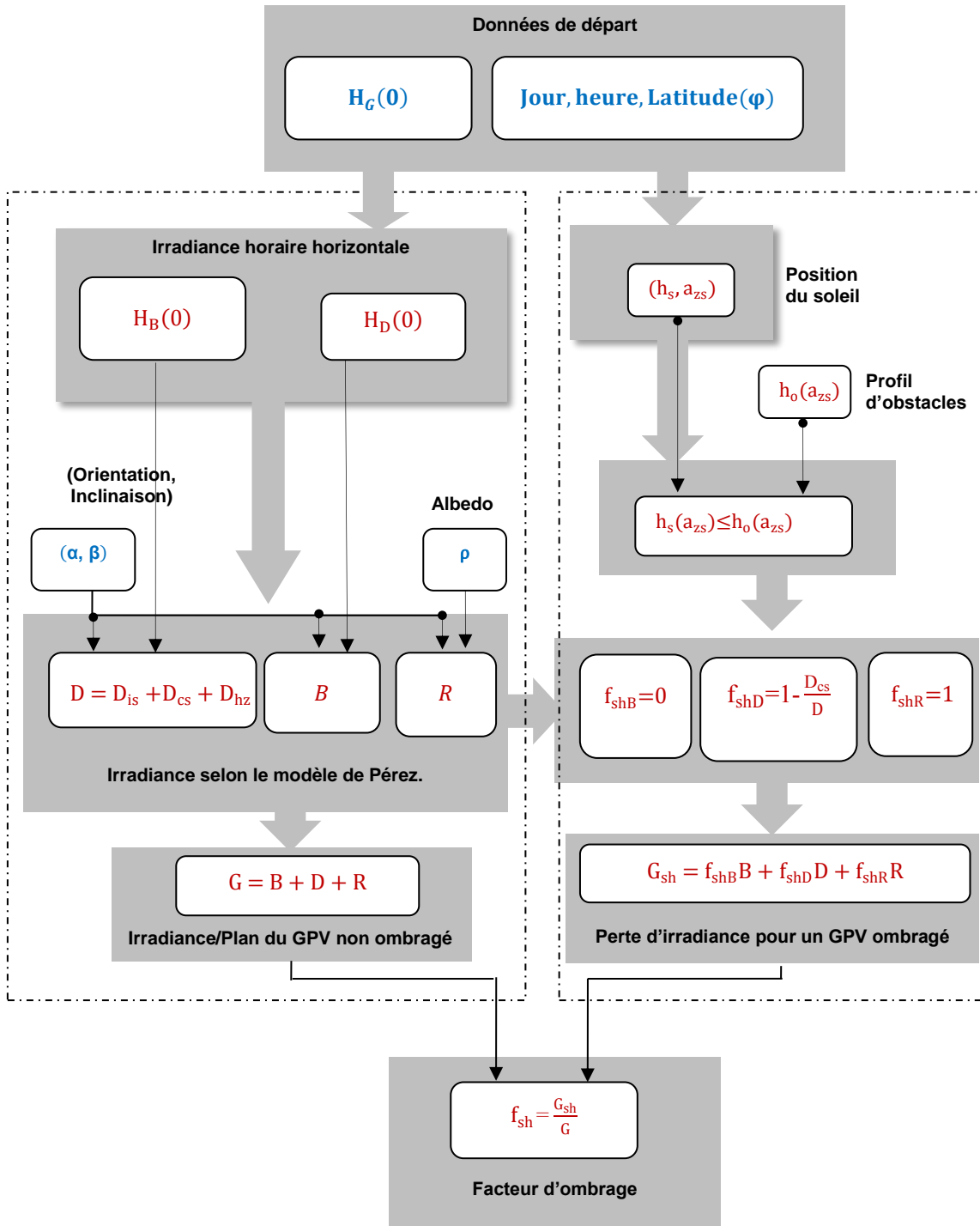


Figure 3.28. Diagramme de calcul du facteur d'ombrage et l'irradiance pour un GPV partiellement ombragé.

3.7. Validation de la méthode proposée

La validation expérimentale de la méthode proposée pour l'évaluation des pertes du rayonnement solaire dues à l'ombrage a été effectuée sur un SPV connecté au réseau électrique, dont le GPV est intégré à une pergola et d'une puissance crête STC de 20kW_c. Ce GPV est une partie intégrante du projet dénomé Proyecto UniVer¹⁹, qui en fait un SPV de 200 kW_c intégré aux édifices du campus de l'université de Jaén (37°73'N, 3°78'W, 578m) en Espagne (Drif et al., 2007). En effet, le SPV du 'Proyecto Univer' consiste en quatre sous-systèmes interdépendants:

- **SPV₁**: Son générateur photovoltaïque a été conçu pour être installé comme toiture du parking 1 de voitures existant au niveau du campus universitaire (figures 3.29.a, 3.30). Il est bien orienté de 38° Sud-Ouest et incliné de 7° et il est pratiquement sans ombres. Il comprend 640 modules de type Isoton I-106 d'une puissance nominale STC totale de 70kW_c. Le GPV est connecté à un onduleur central triphasé d'une puissance nominale de 60 kW et d'une tension d'entrée de 400V.
- **SPV₂**: Il est pratiquement identique au SPV₁. Son GPV est intégré à la toiture du parking 2 parallèle à celui du SPV₁ (figures 3. 29.a, 3.30).
- **SPV₃**: est une pergola ou ombrière recouverte de modules photovoltaïques, pour fournir de l'ombre et offrir un espace agréable aux étudiants tout en produisant de l'énergie électrique (figures 3. 29. b et c, 3.30). Son GPV occupe approximativement une superficie de 154 m² et il est orienté de 52° Sud-Ouest et incliné de 7°. Sa puissance crête STC est de 20 kW_c, répartie en neuf sous-générateurs identiques (SG₁, SG₂, ...SG₉), de 20 modules chacun, regroupés en deux branches en parallèle. **Le GPV reçoit principalement les ombres portées par la façade du bâtiment situé à l'ouest et dans un moindre effet par le bâtiment de salles de cours "Aulario".**
- **SPV₄**: Les modules PV du SPV₄ sont intégrés complètement à la façade Sud-Est du bâtiment B5, situé à côté du parking (figure 3. 29. b, 3.30). et a une puissance crête STC totale d'environ 40 kW_c. Ce système est divisé en quinze sous-systèmes de 2.7kW_c chacun. Chaque sous-système est connecté à un onduleur monophasé d'une puissance nominale de 2kW et de tension de fonctionnement d'environ 200V.

Les quatre SPVs connectées au réseau du projet Univer sont entièrement surveillées pour évaluer le potentiel de la technologie PV et les performances de ce type de systèmes. Il sont dotés d'un système de mesure conçu selon les directives européennes et la norme CEI 61724. Il consiste en un système d'acquisition de données, qui enregistre les paramètres climatiques et électriques suivants toutes les 10 minutes:

- l'irradiance sur le plan du GPV, • l'irradiance solaire, • la température ambiante et la température cellule, • la tension, le courant et la puissance DC de chaque GPV, • la puissance AC à la sortie de chaque onduleur.

¹⁹ Proyecto UniVer: Projet de l'Université Verte (en Espagnole: Proyecto de la Universidad Verde)

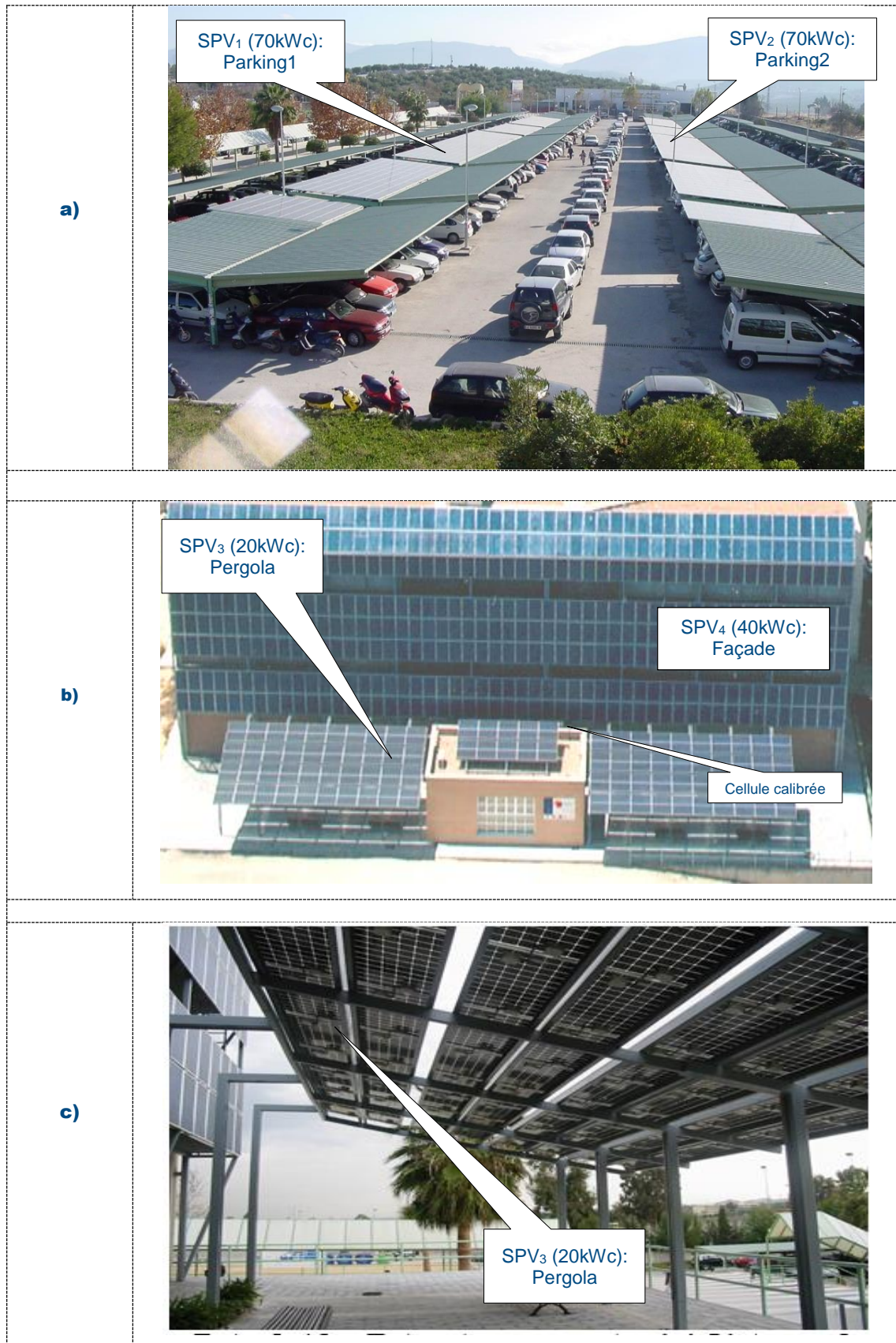


Figure 3. 29. Vues des quatre générateurs du SPV connecté au réseau du 'Proyecto Univer' de l'Université de Jaén (Espagne)

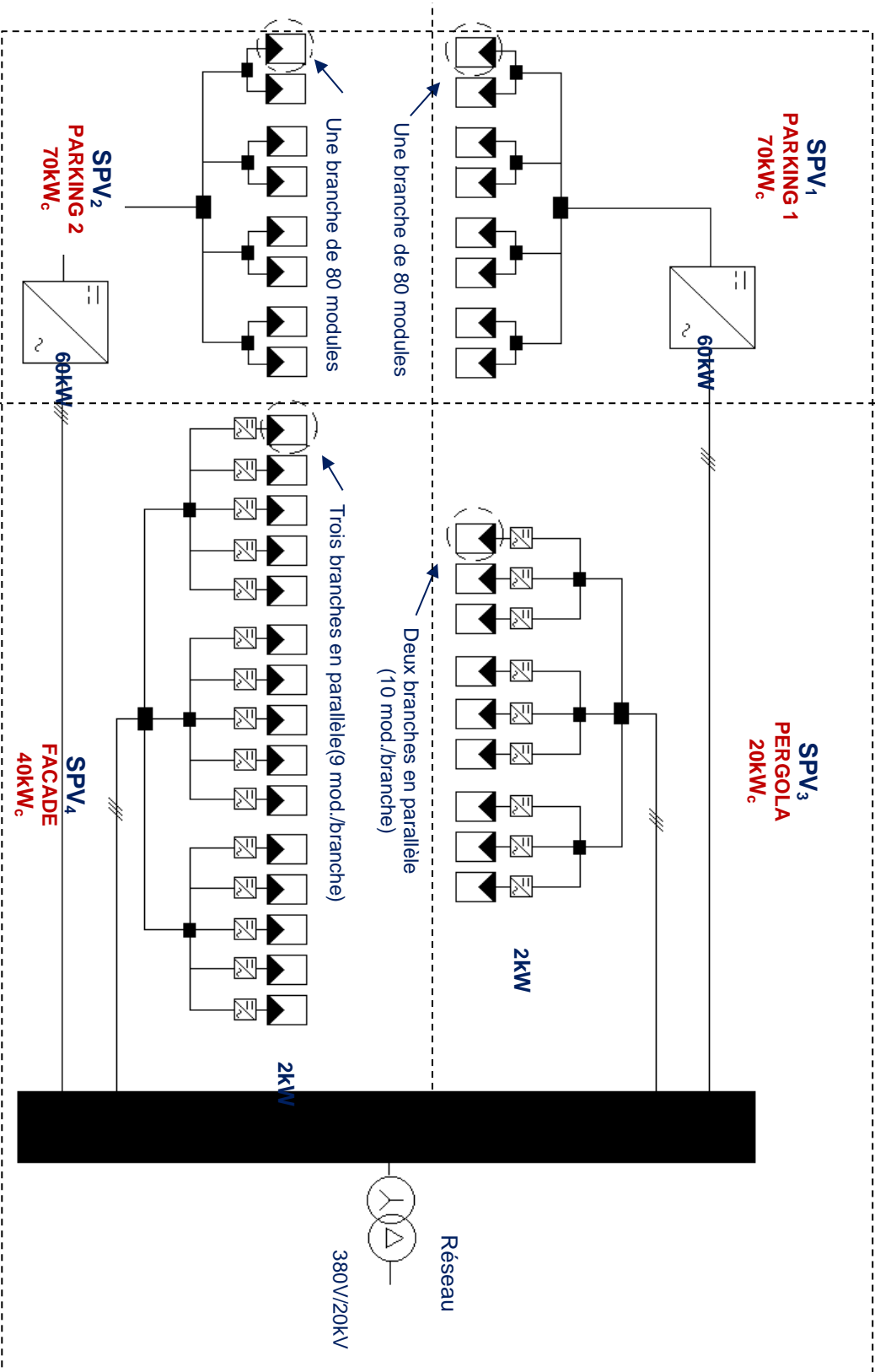


Figure 3.30. Schéma général des quatre SPV connectés au réseau du 'Proyecto Univer' de l'Université de Jaén (Espagne).

3.7.1. Modèle du profil de masques

Comme nous l’avons mentionné précédemment, les neuf SG de la pérgola, reçoivent principalement les ombres portées par la façade du bâtiment situé à l’ouest et dans un moindre effet par le bâtiment de salles de cours “Aulario”. Pour modéliser le profil d’obstacles du GPV de la pérgola, nous avons utilisé un théodolite pour effectuer un relevé topographique (abscisse, ordonnée, altitude) de quelques points de référence (G₁, G₂ et G₃) du GPV et les points les plus pertinents de la façade (F₁ et F₂) y de l’aulario’ (A₁ y A₂) (figure 3.31).

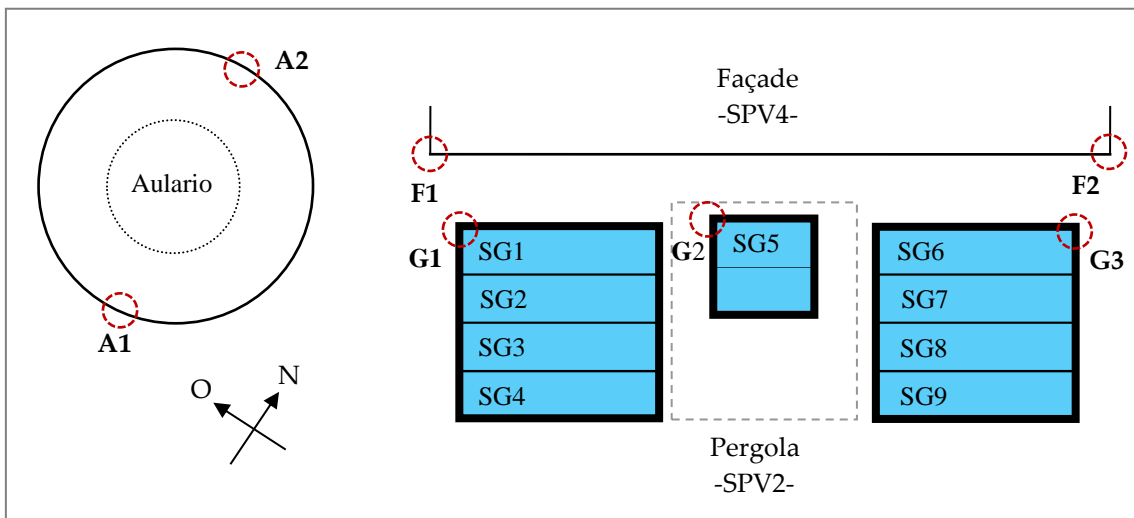


Figure 3.31 Description de l'environnement du GPV de la pérgola

A partir de l'équation (Eq.3.51), $H_{oi} = A_i a_z + B_i$, nous avons pu identifier le profil d'obstacles de chaque sous-générateur de la pérgola.

Le tableau 3.4. regroupe l'ensemble de fonctions relatives aux neuf sous-générateurs. Et comme exemple concret, la figure 3.32 illustre le profil du sous-générateur 5 dans le diagramme solaire.

Tabla 3.5. Coefficients (A_i, B_i) des fonctions du profil d'obstacles pour chaque sous-générateur de la pérgola; $H_{oi} = A_i a_z + B_i$

	SG ₁	SG ₂	SG ₃	SG ₄	SG ₅
Coefficients	1,34	1,20	1,08	0,98	1,23
A_i et B_i	-47,48	-41,88	-37,15	-32,93	-38,61
Intervalle	$a_{zS} > 40,64^\circ$	$a_z > 40,87^\circ$	$a_z > 41,09^\circ$	$a_z > 41,31^\circ$	$a_z > 44,53^\circ$

	SG ₆	SG ₇	SG ₈	SG ₉
Coefficients	1,35	1,20	1,08	0,83
A_i et B_i	-45,19	-39,28	-34,27	-20,97
Intervalle	$a_z > 42,58^\circ$	$a_z > 42,91^\circ$	$a_z > 43,21^\circ$	$a_z > 40,55^\circ$

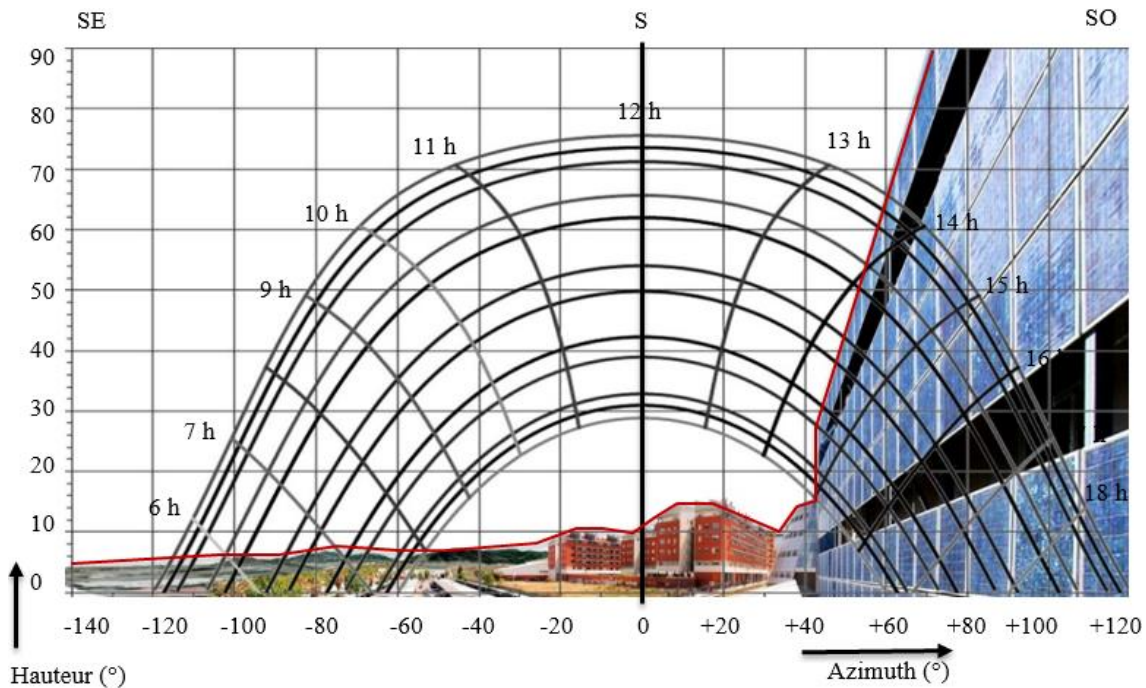


Figure 3.32. Exemple du profil d'obstacles du sous-générateur SG₅ de la pérgola.
Une seule fonction qui été obtenue caractérisant le profil: $H_o = 1.23 a_z - 38.61$
pour $a_z > 44^\circ$

3.7.2. Résultats et discussions

Pour vérifier la véracité de la méthode proposée, des comparaisons ont été faites entre les valeurs obtenues par simulation et les mesures de l'irradiance incidente sur le plan du GPV de la pérgola. Les données de l'irradiance solaire nous ont été fournies par le groupe de recherche et développement en Energie solaire et Automatique (IDEA²⁰) de l'Université de Jaén (Espagne), responsable dudit projet "Poyecto Univer". Dans cette étude, des graphes comparatifs relatifs au modèle proposé avec les données expérimentales sont présentés. Par ailleurs, pour valider la précision et la concordance du modèle avec les données mesurées, deux critères de comparaison ont été adoptés dans cette étude se référant aux trois paramètres statistiques usuels suivants: le taux de corrélation R^2 (ou coefficient de détermination), l'erreur absolue moyenne (MBE) et l'erreur relative (ϵ). Les formules donnant ces trois paramètres s'écrivent:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (X_{s,i} - X_{m,i})^2}{\sum_{i=1}^N (X_{s,i} - \sum_{i=1}^N X_{s,i})^2} \quad (3.59)$$

²⁰ IDEA : Groupe de recherche et Développement en Energie solaire Automatique et énergie soalaire (en Espahnole: Grupo de Investigacion y Desarrollo en Enegia Solar y Automatica). www.ujaen.es

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_{i,s} - X_{i,m}) \quad (4.60)$$

$$\varepsilon_X = \frac{X_m - X_s}{X_m} \quad (4.61)$$

Où :

X_m et X_s sont respectivement les valeurs mesurées et simulées de la grandeur X . Dans notre cas, X désigne l'irradiance solaire sur le plan du GPV de la pergola en présence d'ombrage, G_{sh} .

Dans un premier temps, nous avons effectué la comparaison entre les irradiances simulées et mesurées relatives au sous-générateur SG_5 , par le fait que la mesure de l'irradiance se fait uniquement au niveau du SG_5 en utilisant une cellule calibrée placée juste à côté (extrémité haute) du SG_5 . Comme résultats, nous présentons en figures 3.33 et 3.35 l'évolution des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance incidente sur le sous-générateur SG_5 ainsi que les courbes de l'erreur relative en fonction du temps en figures 3.34 et 3.36 pour deux jours (05/06/2015 et 15/09/2015). Au vu de ces résultats obtenus, il y a lieu de souligner que la confrontation du modèle aux valeurs mesurées de l'irradiance montre une bonne concordance dont le taux de corrélation $R^2= 0.99$, l'erreur absolue moyenne est estimée à 0.05 environ et l'erreur relative varie entre 2% et 4%. Cet ordre de précision peut être considéré comme très appréciable. Cela pourrait également nous conduire à une conclusion préliminaire que la méthode proposée est convenable pour l'estimation de l'irradiance sur le plan des GPV partiellement ombragé.

Deuxièmement, les résultats de simulation obtenus pour d'autres sous-générateurs de la pergola situés dans différentes positions ont été également confrontés à ceux mesurés. Afin de montrer l'inhomogénéité du rayonnement solaire reçu sur le GPV de la pergola, des comparaisons ont été faites entre les valeurs simulées de l'irradiance et celles mesurées au niveau du SG_5 comme point de référence. Les résultats présentés dans ce cas sont relatifs aux points centraux des sous-générateurs SG_1 , SG_6 , SG_4 et SG_9 , qui occupent les parties extrêmes de la pergola (figures 3.37-3.40). Au vu de ces résultats, les remarques soulevées peuvent se résumer dans les deux points essentiels suivants:

- Les irradiances simulées pour les deux sous-générateurs SG_1 et SG_6 sont similaires (figures 3.37 et 3.39), cela signifie que le même masque d'ombres effectif a été obtenu sur les deux sous-générateurs pour la journée du 15/09/2015. Un excellent accord avec les valeurs expérimentales a été obtenu, dont $R^2= 0.99$. En terme d'erreur absolue moyenne, il a été enregistrée une valeur très acceptable de 2.15 % et une erreur relative variant de 1.5% à 2.5%, ce qui vient corroborer la constatation précédente. Par ailleurs, des valeurs très proches de l'irradiation journalière ont été obtenues par simulation pour SG_1 et SG_6 , (5.70kW/m²) et SG_5 (5.74kW/m²) indiquant ainsi le même facteur d'ombrage moyen de 13.8% (ce qui équivaut à une perte d'irradiance de 0.86 kWh/m²).

- Les mêmes observations ont été relevées pour les deux sous-générateurs SG₄ et SG₉ par rapport aux sous-générateurs SG₁ et SG₆ pour la même journée du 15/092015. Les irradiances simulées du SG₄ et SG₉ sont quasiment similaires. Notons qu'il y a aussi une bonne concordance ($R^2= 0.98$, $MBE=0.01$) entre les valeurs simulées et celles mesurées au niveau du point de référence (SG₅) et ce à partir du lever du soleil jusqu'à 16h10. Cela indique que c'est le sous-générateur SG₅ (référence) qui subit l'effet d'ombrage en premier lieu, environ 40 min avant SG₄ et SG₉. Les valeurs moyennes de la l'irradiation et le facteur d'ombrage enregistrés sont de 5.99 kWh/m² et 9.4 % respectivement, ce qui explique que la perte d'irradiation au niveau de SG₄ et SG₉ est nettement inférieure à celle du SG₅.
- Guidés par la même méthodologie, nous avons calculé le valeurs journalières mensuelles moyennes du facteur d'ombrage et de l'irradiation reçue sur le plan de chacun des neuf sous-générateurs. Les résultats obtenus sont illustrés aux figures 3.41-3.44. Il est à noter que, pour les neuf sous-générateus (SG₁,..., SG₉) les valeurs minimales du facteur d'ombrage allant de 2.33% à 3.97% sont obtenues au mois de Décembre et les valeurs maximales allant de 9.36% à 14.0% sont obtenues au mois de Juin correspondent aux sous-générateurs SG₄ et SG₉. A titre indicatif, les irradiances minimales reçues sont relatives au sous-générateur SG₆, dont les valeurs sont: 2,80kWh/m²/j (en janvier) et 6,142kWh/m²/j (en juillet), avec un facteur d'ombrage de 3,71%. Tandis que les valeurs maximales obtenues correspondent au sous-générateur SG₄, dont les valeurs obtenues sont: 2,84kWh/m² (en janvier) et 6,47kWh/m² (en juillet). On observe qu'il existe une variabilité de l'irradiation dans le plan du GPV de la pergola.

Enfin, la valeur annuelle moyenne de la perte d'irradiation due à l'ombrage du GPV de la pergola enregistrée est de 1,631 kWh/m²/j, ce qui correspond à un facteur d'ombrage de 7.86%.

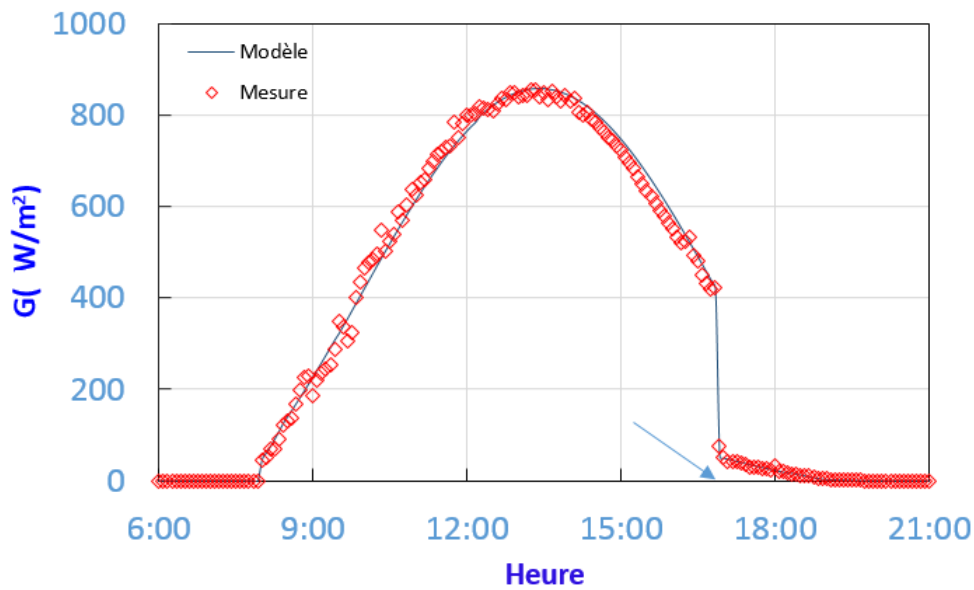


Figure 3.33. Evolution des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 (référence) pour 05/06/2015

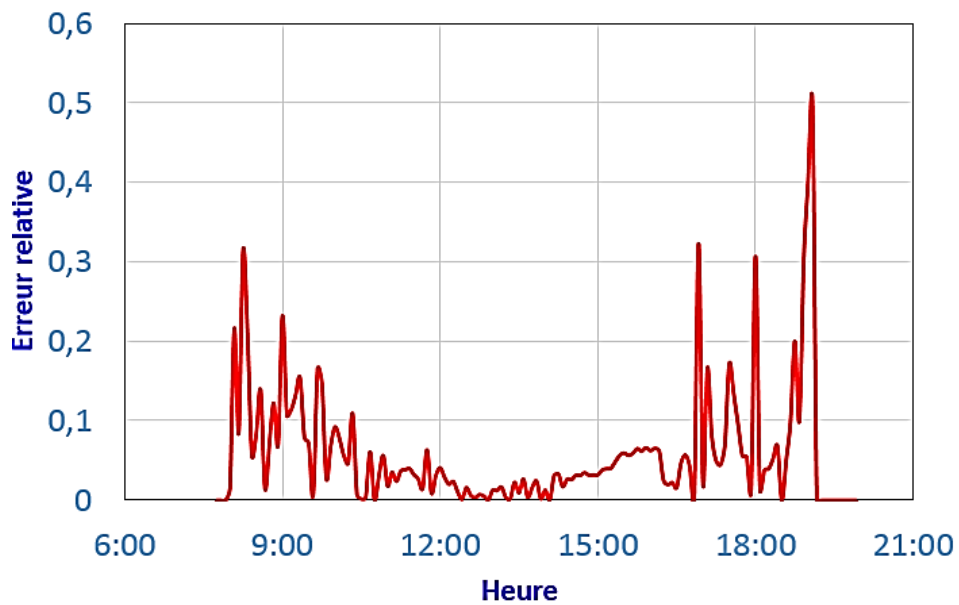


Figure 3.34. Evolution de l'erreur relative des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 pour 05/06/2015

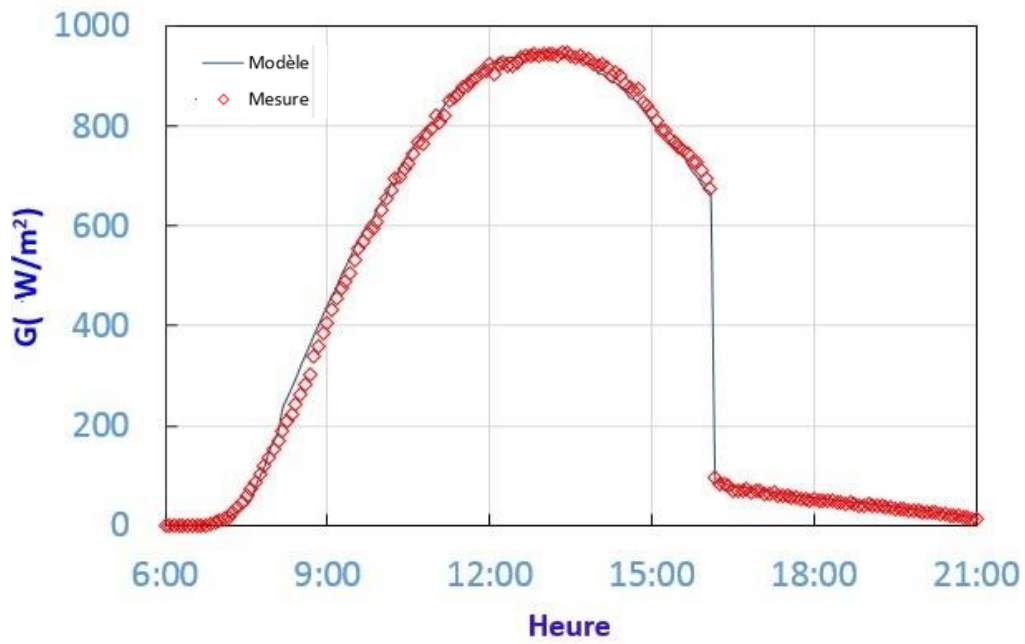


Figure 3.35. Evolution des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 (référence) pour 15/09/2015

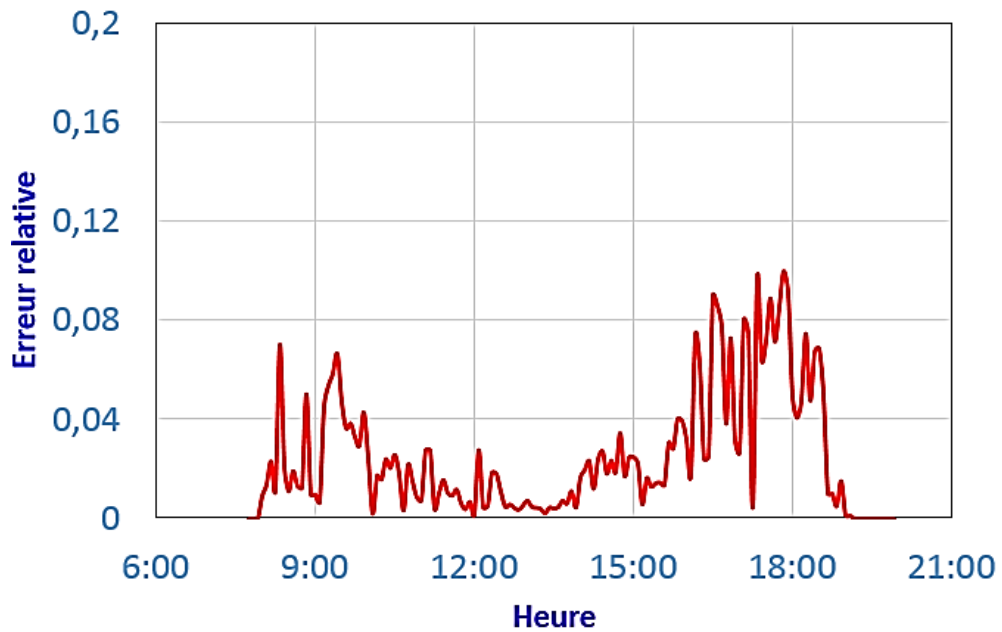


Figure 3.36. Evolution de l'erreur relative des valeurs mesurées et simulées de l'irradiance du SG5 pour 15/09/2015

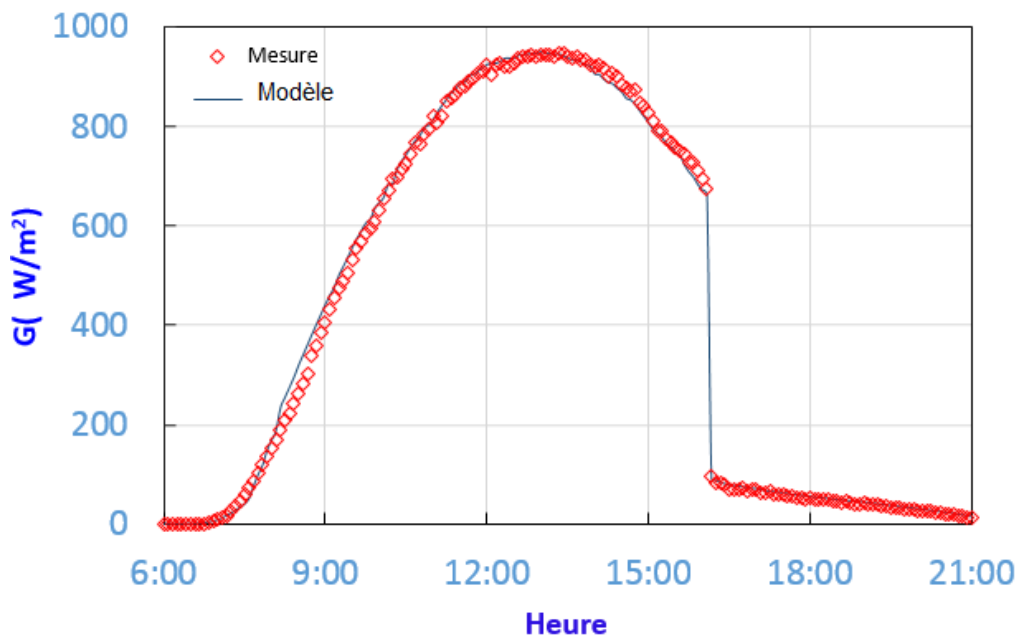


Figure 3.37. Evolution des valeurs mesurées du SG5 (référence) et valeurs simulées du SG1 et SG6 de l'irradiance pour 15/09/2015.

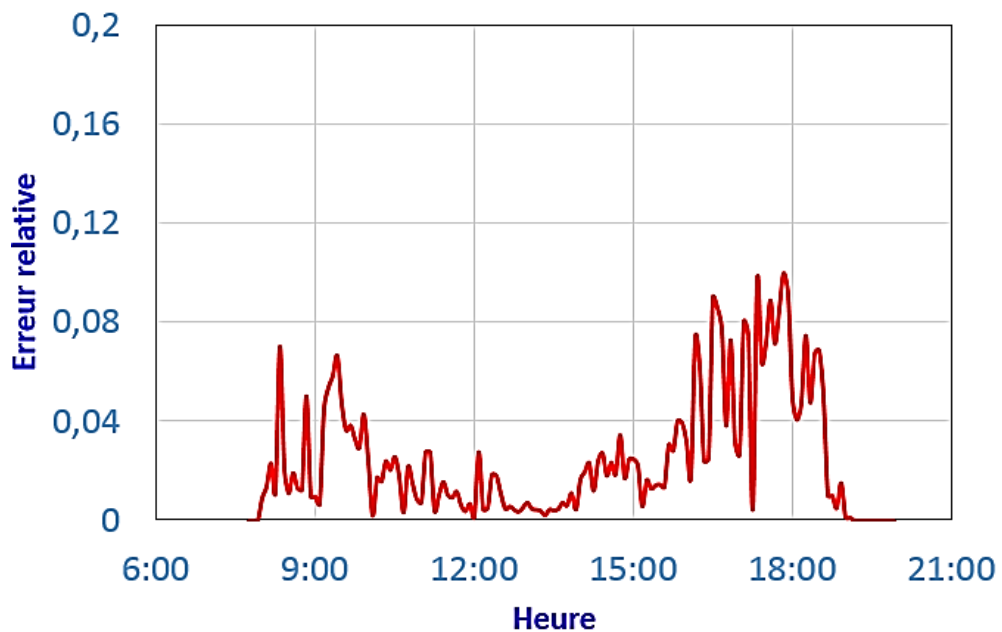


Figure 3.38. Evolution de l'erreur relative en fonction du temps du SG1 et SG6 Vs SG5 pour 15/09/2015

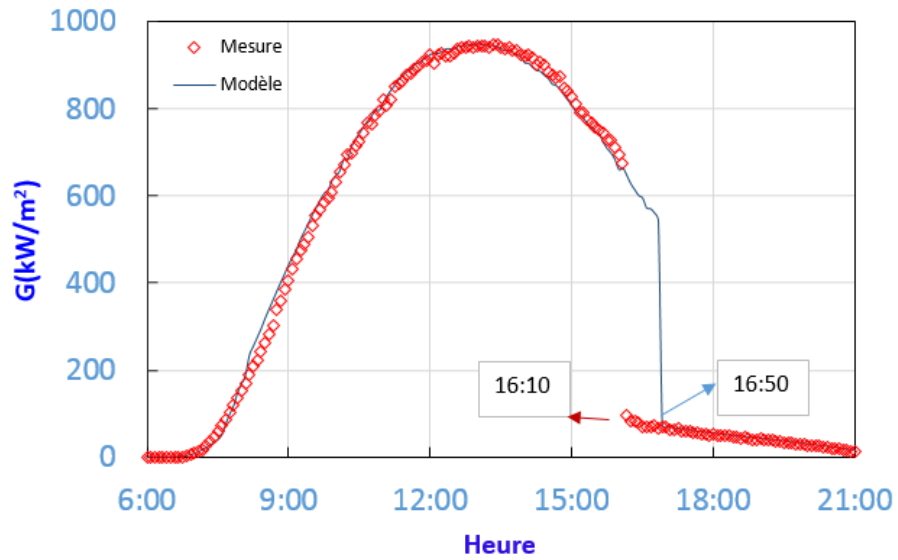


Figure 3.39. Evolution des valeurs mesurées du SG5 (référence) et valeurs simulées du SG4 et SG9 de l'irradiance pour 15/09/2015.

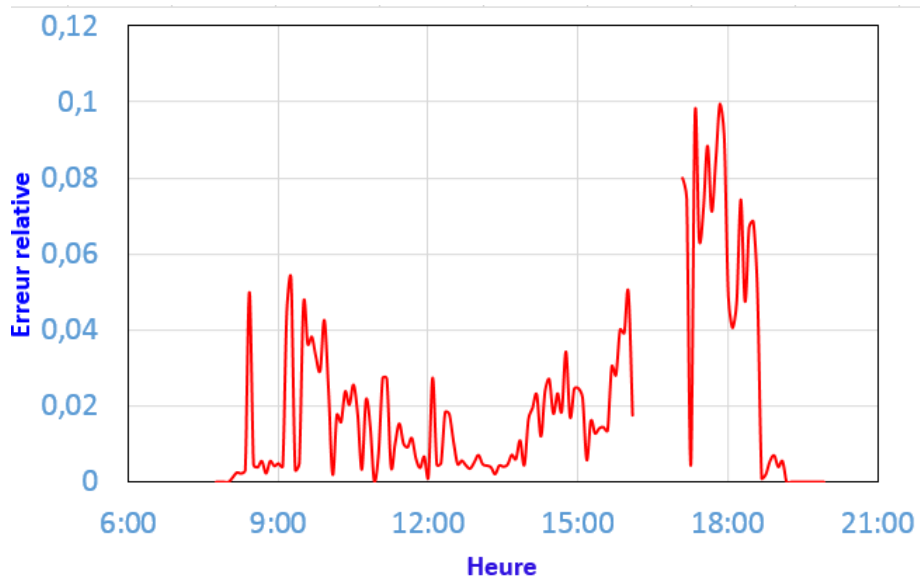
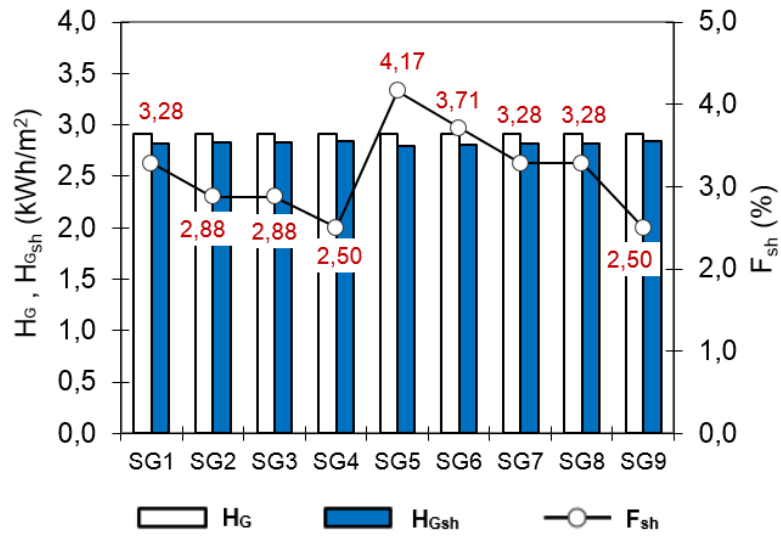
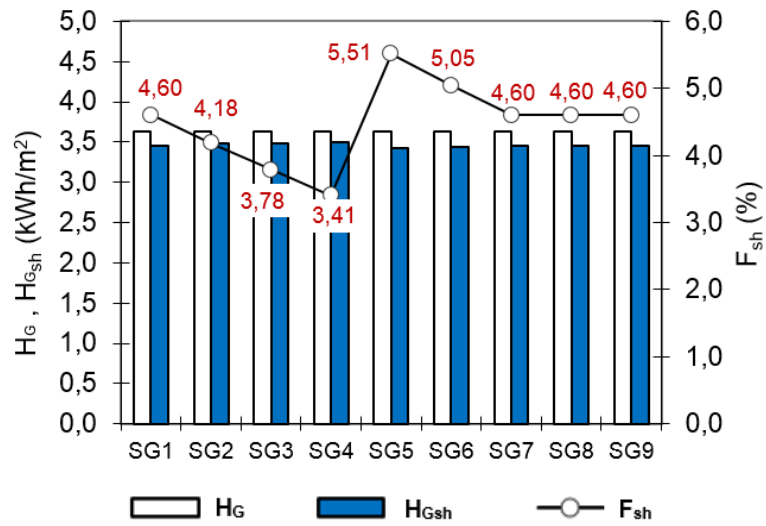


Figure 3.40. Evolution de l'erreur relative en fonction du temps du SG4 et SG9 Vs SG5 pour 15/09/2015

Janvier
 $F_{shMIN}=2.5\%$
 $F_{shMAX}=4.17\%$



Février
 $F_{shMIN}=3.41\%$
 $F_{shMAX}=5.51\%$



Mars
 $F_{shMIN}=4.62\%$
 $F_{shMAX}=6.84\%$

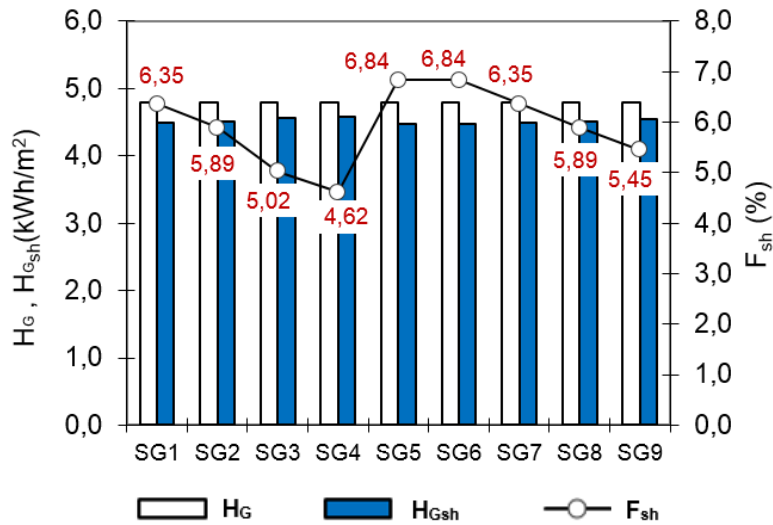


Figura 3.41. Valeurs des irradiances et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Janvier, Février et Mars

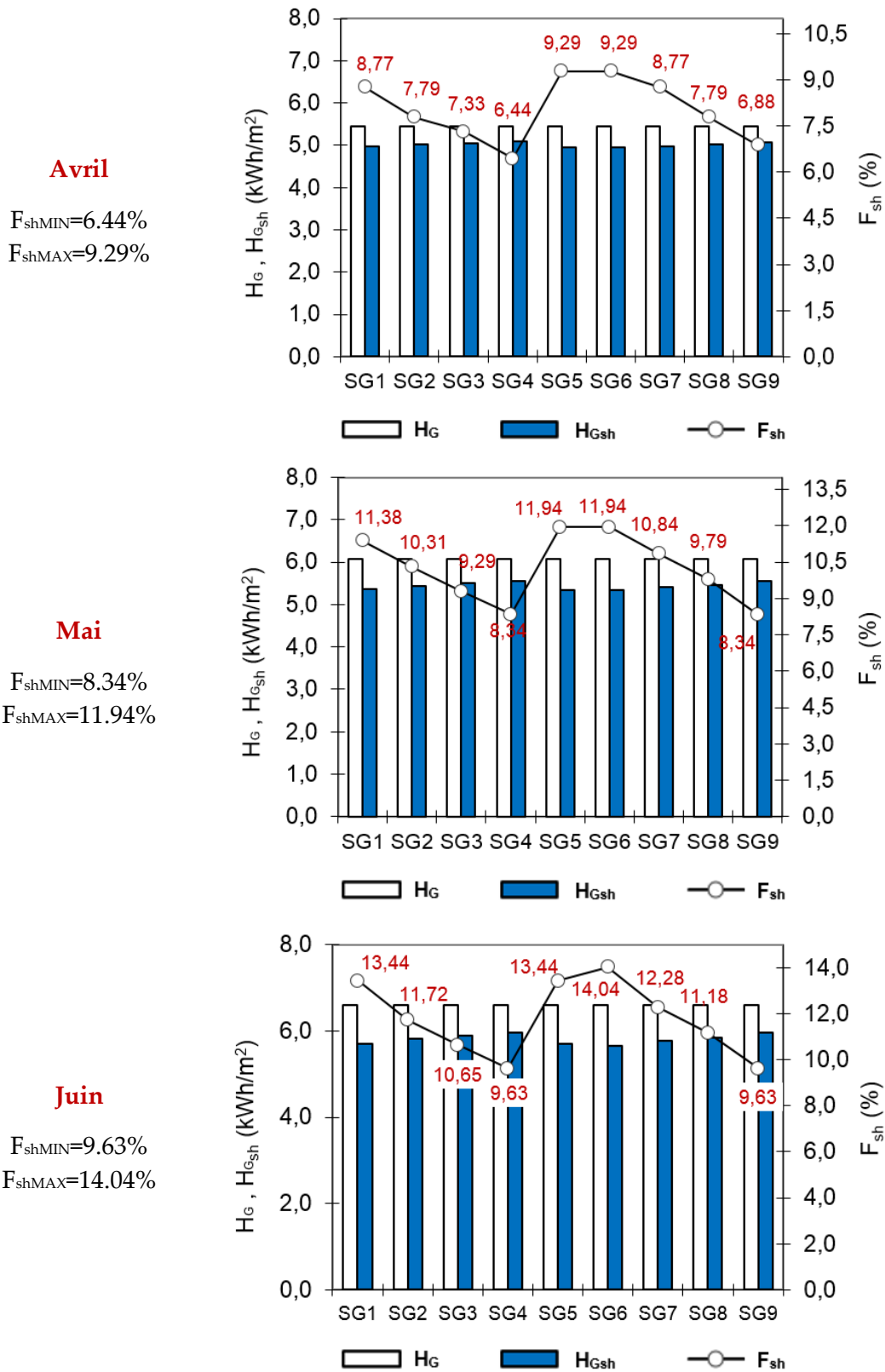
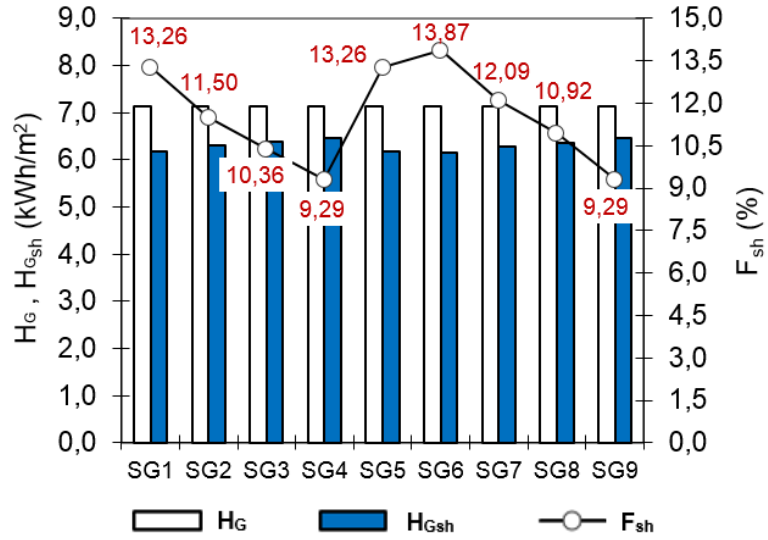
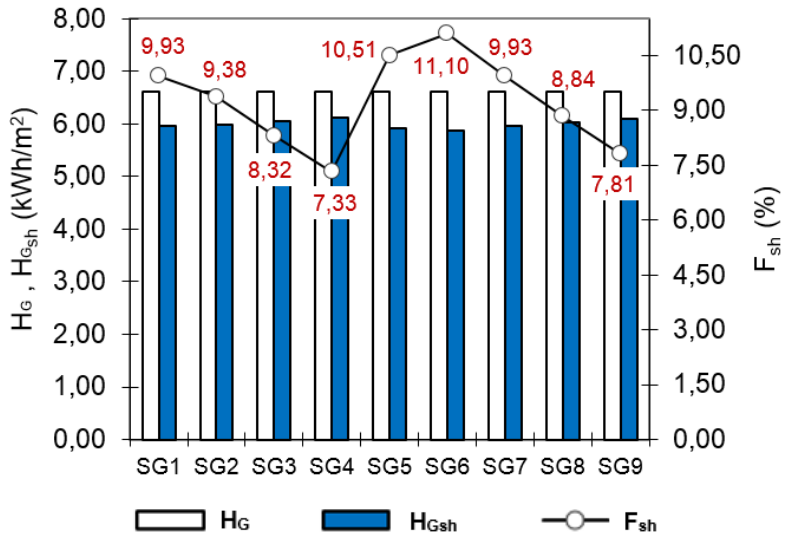


Figura 3.42. Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Avril, Mai et Juin

Juillet
 $F_{shMIN}=9.29\%$
 $F_{shMAX}=13.87\%$



Août
 $F_{shMIN}=7.33\%$
 $F_{shMAX}=11.10\%$



Septembre
 $F_{shMIN}=5.22\%$
 $F_{shMAX}=8.13\%$

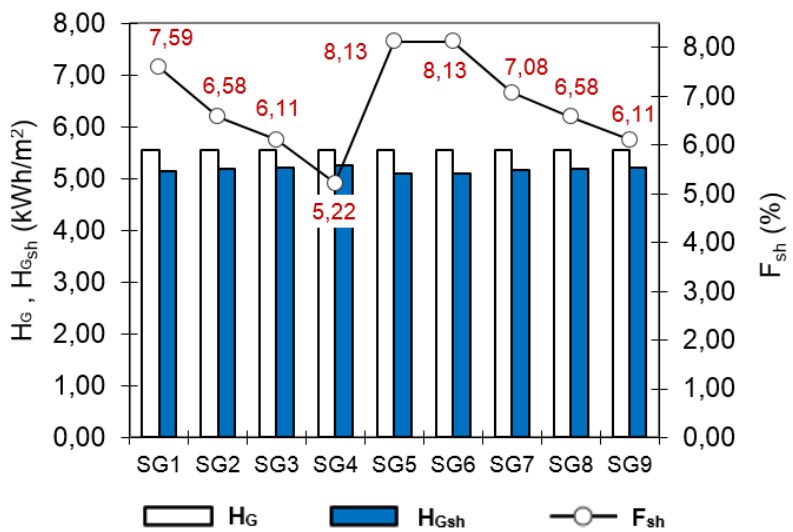
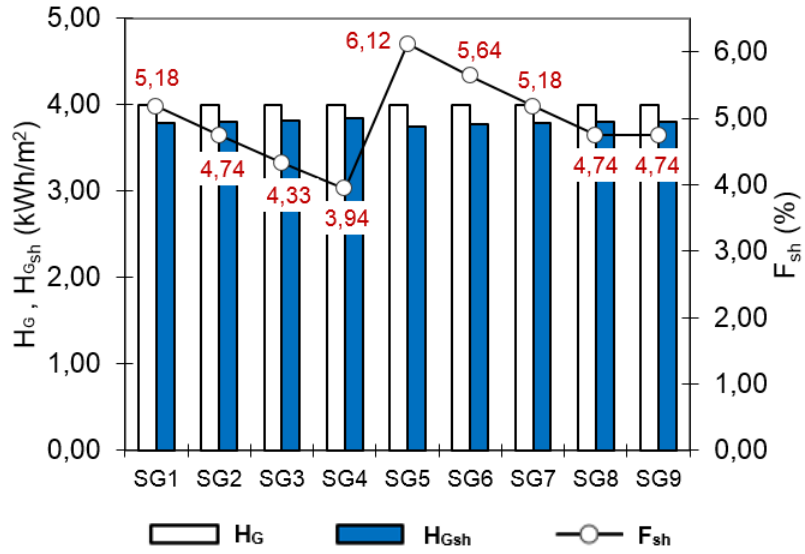
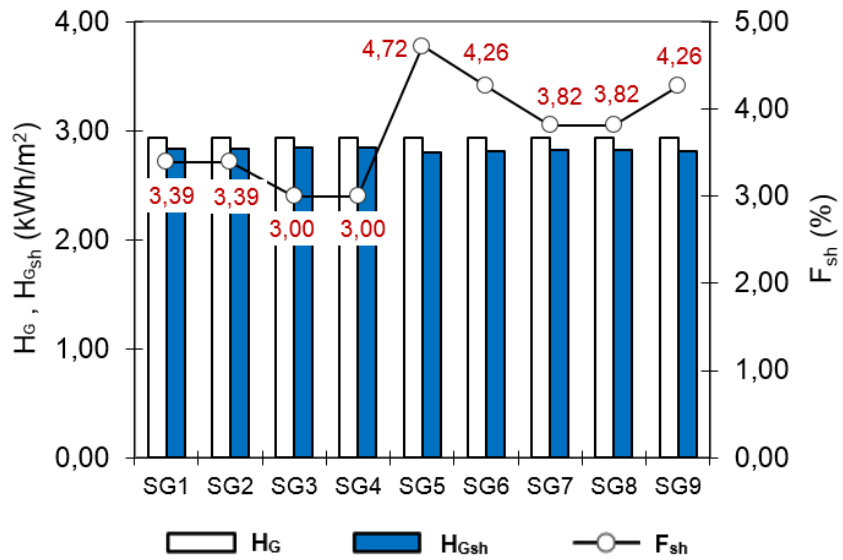


Figura 3.43. Valeurs des irradiations et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Juillet, Août et Sptembre

Octobre
 $F_{shMIN}=3.94\%$
 $F_{shMAX}=6.12\%$



Novembre
 $F_{shMIN}=3.00\%$
 $F_{shMAX}=4.72\%$



Décembre
 $F_{shMIN}=2.33\%$
 $F_{shMAX}=3.97\%$

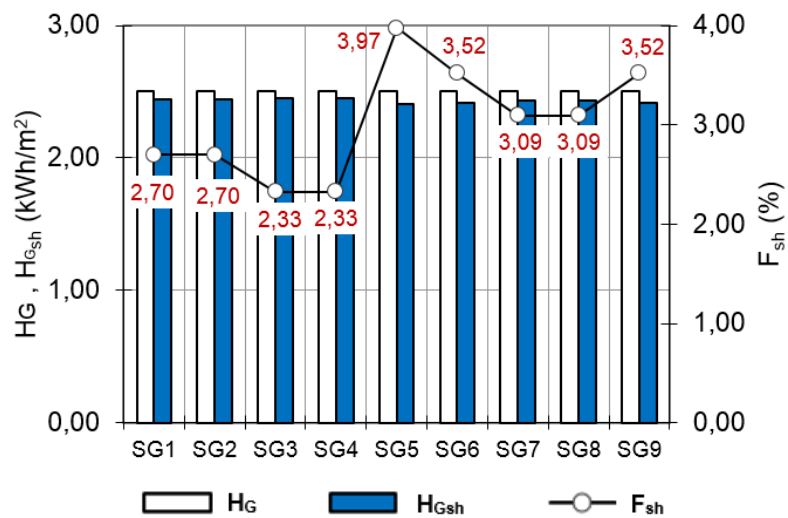


Figura 3.44. Valeurs des irradiances et facteurs d'ombrage journaliers moyens mensuels pour les mois : Octobre, Novembre et Décembre

3.8. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base et définitions relatives aux rayonnement solaire ainsi que les paramètres nécessaires au calcul de l'irradiance et l'irradiation solaires. Nous avons également présenté différents modèles pour calculer le rayonnement solaire sur une surface inclinée non ombragée. Nous avons distingué trois types principaux de modèles qui dépendent de la distribution de la radiance solaire sur la voûte, il s'agit: du modèle isotrope, du modèle des sources anisotropes HDKR et du modèle de sources anisotropes de Pérez.

Ensuite, nous avons présenté les différentes méthodes de relevé et de modélisation des masques (ou profils d'obstacles) servant d'outils pour la calcul du rayonnement solaire sur le plan des GPVs partiellement ombragé. Dans ce contexte, nous avons proposé une méthode simple et moins onéreuse basé sur la prise d'une séquence de photographies de l'environnement du GPV et la levée tographique avec un théodolite des différents points qui paraissent pertinents. Quant à la modélisation du profil d'obstacles, nous avons proposé une méthode d'approximation dudit profil par un ensemble de fonctions linéaires. De plus, la méthodologie d'estimation du facteur d'ombrage a été présentée.

Enfin, pour vérifier la véracité de la méthode proposée, nous avons réalisée une étude de simulation portant sur le calcul des irradiances et du facteur d'ombrage sur un cas concret. En fait, il s'agit d'un GPV intégré aux édifices du campus de l'université de Jaén (Espagne) qui est exposé au phénomène d'ombrage des batiments avoisinants.

Au vu des résultats de simulation obtenus, il ressort ce qui suit:

- La méthode proposée pour le calcul des pertes dues à l'ombrage partiel des GPV présente un bon accord avec les valeurs réelles.
- Contrairement aux autres méthodes rapportée dans la littérature, la particularité de notre méthode réside dans la possibilité de calculer la perte du rayonnement par due à l'ombrage à n'importe quel point sur la surface du GPV.

CHAPITRE 4

Modélisation et évaluation des pertes de puissance pour GPVs partiellement ombragés

4.1. Introduction

L'ombrage partiel peut entraîner des pertes de puissance considérables au niveau des modules photovoltaïques du fait qu'une cellule ombragée aura tendance à inverser sa polarité devenant ainsi une charge qui dissipera toute l'énergie produite par les autres. De plus, pour une haute tension dont la valeur autour de la zone d'avalanche d'une cellule, elle peut véhiculer un courant qui dépasse son courant de court-circuit et peut théoriquement atteindre une valeur infinie. Si la puissance dissipée a une valeur élevée, la cellule augmentera considérablement sa température, pouvant atteindre sa destruction totale. Ce phénomène est appelé *effet de hotspot*.

Pour illustrer le comportement d'une cellule ombragée dans une branche de cellules associées en série dans un module PV, la [figure 4.1.](#) montre à la fois les caractéristiques I-V de la cellule ombragée et du module PV avec et sans ombrage. On peut y observer que la cellule ombragée fonctionne en polarisation inverse, i.e. à des tensions négatives (dans le deuxième quadrant), devenant ainsi un dissipateur de puissance, provoquant donc une perte considérable, qui dans certaines configurations peut atteindre presque la moitié de puissance maximale sans ombrage ([García et al., 2005](#)).

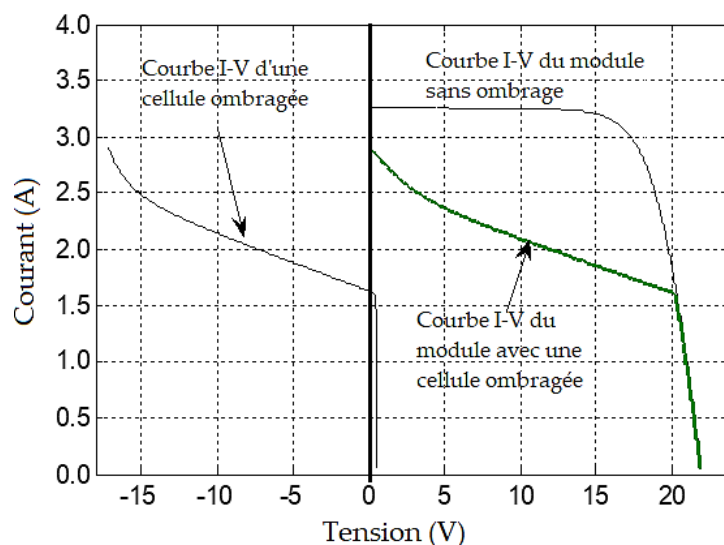


Figure 4.1. Courbes I-V d'un module de 36 cellules associées en série avec une cellule partiellement ombragée. Le module est considéré sans diodes de bypass.

L'étude du comportement et le calcul des pertes de puissance (ou pertes d'énergie) d'un GPV assujetti aux aléas positionnels et climatiques, comme l'ombrage partiel, passe nécessairement par un choix judicieux des modèles mathématiques et circuits électriques équivalents des éléments constituant un GPV, en prenant plus ou moins de détails.

Malheureusement, la plupart des modèles présentent toujours des problèmes de simulation, tel que le problème de convergence qui se produit souvent lorsque, par exemple, une branche de cellules PV sont électriquement incompatibles, i.e. qu'elles n'ont pas les mêmes propriétés (cas du mismatch) ou qu'elles subissent de niveaux d'irradiance solaire différents les uns des autres (cas d'ombrage). Ce problème peut aussi survenir lors de la connexion de sources de courant en série avec des valeurs différentes qui ne sont pas autorisées du point de vue électrique ou lors de l'analyse du comportement dynamique de tout autre composant du SPV, comme le dispositif MPPT (Maximum Power Point Tracking). En outre, dans la plupart des simulateurs orientés circuits, les paramètres du modèle de circuit électrique équivalent de la source PV fait référence aux des éléments du circuit (I_{ph} , R_s , R_{sh} , et I_d de la diode) où seuls deux paramètres (I_{ph} , I_d) sont considérés en fonction de l'irradiance solaire et de la température en utilisant deux sources de courant contrôlées. Alors que les deux les résistances R_s et R_{sh} supposées constantes peuvent éventuellement affecter la précision du modèle (Drif et al., 2021).

Pour pallier aux problèmes souvent rencontrés dans la simulation et améliorer davantage la précision de certains modèles, comme alternative, dans notre travail, nous avons proposé un modèle électrique basé sur la combinaison de deux types de sources électriques dépendantes en utilisant la transformation Norton-Thevenin. Ce modèle offre la possibilité de mieux prendre en compte l'impact du phénomène d'ombrage dont le coefficient d'ombrage peut varier de 0 ($G = 0$) à 1 ($G \geq G^*$), chose qui n'est pas offerte par les autres modèles. De plus, il tient compte implicitement de la variation les diverses grandeurs climatiques, telles que la température et l'irradiance solaire (Drif et al., 2021).

L'objectif de ce chapitre est de présenter en premier lieu une revue des modèles caractérisant le comportement d'une cellule photovoltaïque en présence d'ombrage partiel. Ensuite, une brève synthèse de ces modèles sera présentée, dans le but de présenter le plus fiable pour étudier l'effet des ombres portées sur le comportement des systèmes photovoltaïques. De même, nous présenterons notre modèle électrique proposé pour simuler le comportement de sources PV (cellule, module ou GPV) opérant dans diverses conditions et nous validerons nos résultats avec des données expérimentales obtenues avec un module commercial.

4.2. Etat de l'art sur la modélisation des GPVs en présence d'ombrage

Les différents modèles employés pour étudier le comportement des GPVs en présence d'ombrage et par conséquent calculer les pertes induites par un tel ombrage différent généralement les uns des autres par le nombre de paramètres intervenants et les procédures mathématiques de calcul de la tension et du courant du module photovoltaïque. Dans la littérature, de nombreux modèles mathématiques sont

rapportés sur ce sujet présentant différents compromis entre les trois critères de choix suivants: - **précision**, - **vitesse de calcul**, - et **complexité**. Néanmoins, il n'est pas si évident de savoir comment sélectionner l'un de ces modèles pour obtenir des résultats fiables dans une application particulière (Adriana & Grisales, 2016).

Les trois critères de choix suscités sont également tributaires du **niveau de granularité**¹ choisi. A titre d'exemple, l'utilisation d'une granularité basse dans la modélisation d'un GPV, i.e. l'élément de base est la cellule entraîne plus de complexité et donc augmente la précision et diminue la vitesse de calcul (Petroni et al., 2007).

En effet, on distingue trois catégories de modèles : - **modèles classiques**, - **modèles explicites** - et **modèles à deux quadrants**. Dans les sections suivantes est présentée une revue des modèles usuels pour décrire le comportement des sources PV (cellules, modules ou GPV) opérant dans diverses conditions climatiques (uniformes et non uniformes).

4.2.1. Modèles classiques (ou standards)

Les modèles classiques ou standards les plus employés se divisent en deux types : - **modèle à une diode M1D** (ou modèle de cinq paramètres) et **modèle à deux diodes M2D** (ou modèle de sept paramètres).

En raison de sa simplicité d'utilisation d'une part, et de sa précision bien souvent acceptable d'autre part, le modèle *M1D* a été largement employé pour étudier le comportement des sources PV sous conditions climatiques de distribution non-uniforme, tel que l'ombrage partiel (Karatepe et al., 2007), (Karatepe et al., 2007), (Petroni et al., 2007), (Patel et Agarwal, 2008), (Wang et Hsu, 2009a), (Ramabadran, 2009), (Villalba et al., 2009), (Petroni et Ramos, 2011), (Samer et al., 2012), (Kadri et al., 2012), (Wei et al., 2012), (Bastidas et al., 2013), (Gallardo-saavedra & Karlsson, 2018).

De même, le modèle *M2D* offre un bon compromis entre complexité et précision. Une plus grande précision puisse être obtenue en utilisant ce modèle. Dans ce sens, plusieurs travaux de recherche sont rapportés dans la littérature qui ont pour objet le calcul de la caractéristique courant-tension et de la puissance de sortie d'un GPV à différents niveau de granularités et en présence du phénomène d'ombrage, entre autres : (Ishaque et al., 2011), (Paraskevadaki et al., 2011), (Ishaque & Salam, 2013), (Rathee, 2013), (Babu et al., 2015), (Varshney et al., 2016), (Duong et al., 2017), (Yin & Babu, 2018), (Kermadi et al., 2020), (Gbadega Peter & Saha, 2019), (Babu et al., 2015)(Kreft et al., 2021), (Mahto & John, 2021), (Silva et al., 2021).

4.2.1.1. Modèle à une diode (M1D)

C'est le modèle le plus simple et le plus employé. Comme le montre la *figure 4.2*, le circuit électrique équivalent du *M1D* comprend une source de courant I_{ph} modélisant l'irradiance solaire et une diode en parallèle pour représenter les phénomènes de

¹ En matière de sources photovoltaïques, **la granularité** définit la taille de l'élément de base utilisé pour modéliser un GPV. En effet, il y a quatre niveaux de granularité pouvant être utilisés, à savoir: **la cellule**, **la branche**, **le sous module** et **le module**. Plus le niveau de granularité est haut, moins il y a de précision dans la modélisation et vice-versa.⁷

polarisation de la jonction. Pour tenir compte des propriétés résistives de la cellule, la résistance série R_s est ajoutée pour modéliser les pertes ohmiques dues à la résistivité du matériau et aux contacts électriques. La résistance shunt appelée aussi résistance de fuite sert à la modélisation des pertes autour de la jonction dues aux impuretés et sur les bords. Le courant fourni par la cellule est donné par la relation suivante (Eq.4.1).

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (4.1)$$

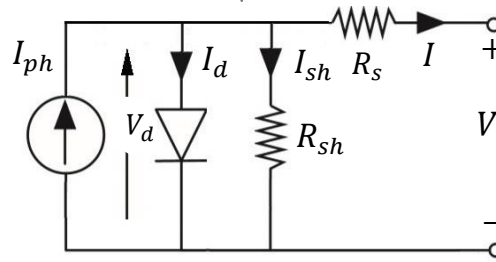


Figure 4.2. Circuit électrique équivalent du modèle à une diode (M1D)

Où :

I_{ph} est le courant photogénéré (en A), I_o : st le courant de saturation inverse de la diode (en A), $V_d = V + R_s I$ est la tension de la jonction (en V), k est la constante de Boltzmann ($k = 1.380 \cdot 10^{-23}$ J/K), T est la température effective de la cellule (en K), q est la charge de l'électron ($q = 1.602 \cdot 10^{-19}$ C), A est le facteur d'idéalité de la jonction, I est le courant fourni par la cellule (en A), V est la tension aux bornes de la cellule (en V), R_s est la résistance série représentant les diverses résistances des contacts (en Ω) et R_{sh} est la résistance shunt caractérisant les courants de fuite de la jonction (en Ω).

4.2.1.2. Modèle à deux diode (M2D)

Le circuit électrique équivalent du M2D comprend une diode de plus par rapport au modèle M1D pour représenter les phénomènes de polarisation de la jonction PN. Les deux diodes symbolisent la recombinaison des porteurs minoritaires, d'une part en surface du matériau et d'autre part dans le volume du matériau. Le schéma du circuit électrique équivalent de la cellule photovoltaïque devient donc comme le montre la figure 4.3.

Le courant fourni par la cellule est donné par la relation suivante :

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A_1 k T} \right) - 1 \right) - I_{o2} \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A_2 k T} \right) - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} \quad (4.2)$$

La signification des paramètres et constantes du M2D se trouvent dans la section précédente (cf. section 4.2.1.1). Pour simplifier davanage ce modèle, plusieurs chercheurs ont considérés que $A_1=1$ et $A_2=2$.

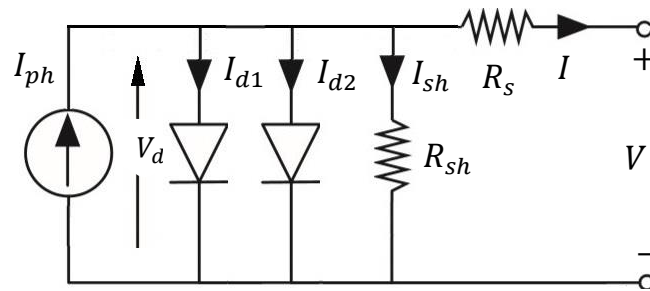


Figure 4.3. Circuit électrique équivalent du modèle de la cellule à deux diodes (M2D)

4.2.2. Modèles explicites

Les modèles mathématiques explicites sont proposés afin de surmonter les problèmes de calcul souvent rencontrés qui sont dus à la nature implicite des deux modèles *M1D* et *M2D* et d'éviter complètement les méthodes analytiques itératives (Batzelis et al., 2014). Dans ce sens, l'équation fondamentale de la cellule PV est manipulée pour déterminer explicitement la courbes I-V d'une la cellule sous la forme $I = f(V)$ ou $V = g(I)$. D'autres modèles explicités sont également obtenus à partir d'une interpolation linéaire appliquée au terme exponentiel 'courant de la diode'.

Dans cette étude, nous présenterons deux types de modèles explicites les plus utilisés,. Il s'agit du *modèle utilisant la fonction W de Lambert* (Jain & Kapoor, 2004), (Ortiz-Conde & Sánchez, 2005), (Jain et al., 2006), (Petrone et al., 2007), (Picault et al., 2010), (Peng et al., 2013),(Batzelis et al., 2014), (Lun et al., 2015), (Tripathy et al., 2017), , (Batzelis et al., 2020), (Roibás-millán et al., 2020), (Ćalasan et al., 2020) et du *modèle linéaire par morceaux* (Azab, 2009), (Wang & Hsu, 2009), (Wang & Hsu, 2011), (Wang & Lin, 2012).

4.2.2.1. Modèle utilisant la fonction W de Lambert

A cause de la nature transcendante et implicite des équations I-V décrivant les modèles classiques *M1D* et *M2D*, une autre méthode de modélisation aborde directement le problème de résolution de l'équation transcendante I-V d'une manière assez originale, non pas numérique avec approximation, mais en utilisant une fonction mathématique assez spéciale, la fonction W de Lambert (ou fonction W) qui a été introduite par J. H. Lambert en 1758 (Lambert, 1758), puis mise au point par E M. Wright en 1959 (Wright, 1959). On peut contourner le problème de la transcendance en résolvant analytiquement les équations transcendantes I-V précédentes sous leurs formes explicites: le courant en fonction de la tension, $I = f(V)$ et son inverse, $V = g(I)$. Pour réduire la complexité des modèles *M1D* et *M2D* (Eqs. 4.1 et 4.2), des approximations ont été faites et ont abouti aux équations suivantes (Eqs 4.3 - 4.6).

Le modèle explicite M1D-W :

$$I = \frac{R_{sh}(I_{ph} + I_o) - V}{R_s + R_{sh}} - \frac{A}{R_s} \frac{q}{kT} W \left\{ q \frac{R_s R_{sh} I_o}{A kT (R_s + R_{sh})} \exp \left[q \frac{R_{sh}(R_s I_{ph} + R_s I_o + V)}{A kT (R_s + R_{sh})} \right] \right\} \quad (4.3)$$

$$V = R_{sh}(I_{ph} + I_o) - (R_s + R_{sh}) I - A \frac{q}{kT} \cdot W \left\{ q \frac{R_{sh} I_o}{A kT} \exp \left[q \frac{R_{sh}(I_{ph} + I_o - I)}{A kT} \right] \right\} \quad (4.4)$$

Le modèle explicite M2D-W :

$$I = \frac{R_{sh}(I_{ph} + I_{o1} + I_{o2}) - V}{R_s + R_{sh}} - \frac{V_t}{2R_s} \sum_{i=1}^2 A_i W \left\{ q \frac{R_s R_{sh}(I_{o1} + I_{o2})}{A_i kT (R_s + R_{sh})} \exp \left[q \frac{R_{sh}(R_s I_{ph} + R_s I_{o1} + R_s I_{o2} + V)}{A_i kT (R_s + R_{sh})} \right] \right\} \quad (4.5)$$

$$V = R_{sh}(I_{ph} + I_{o1} + I_{o2}) - (R_s + R_{sh}) I - \frac{q}{2kT} \sum_{i=1}^2 A_i W \left\{ q \frac{R_{sh}(I_{o1} + I_{o2})}{A_i kT} \exp \left[q \frac{R_{sh}(I_{ph} + I_{o1} + I_{o2} - I)}{A_i kT} \right] \right\} \quad (4.6)$$

4.2.2.2. Modèle linéaire par morceaux ou segmenté (ou en anglais PWL²) :

Pour réduire la complexité due à la non linéarité du modèle *M1D*, des approximations linéaires ont été faites sur le terme non linéaire de la courbe I_d - V_d (figure 4.4.) et ont abouti à l'équation (Eq. 4.7) et le circuit électrique équivalent de la figure 4.5

$$I = \begin{cases} I_{ph} - m_1 V_d - \frac{V_d}{R_{sh}} & 0 \leq V_d \leq V_{d,1} \\ I_{ph} - m_2 V_d - \left(\frac{V_{d,1}}{R_2} \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} & V_{d,1} \leq V_d \leq V_{d,2} \\ I_{ph} - m_3 V_d - \left(\frac{V_{d,1}}{R_2} + \frac{V_{d,2}}{R_3} \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} & V_{d,2} \leq V_d \leq V_{d,3} \\ \vdots & \vdots \\ I_{ph} - m_k V_d - \left(\sum_{i=1}^{i=k} \frac{V_{d,i-1}}{R_k} \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} & V_{d,k-1} \leq V_d \leq V_{d,k} \end{cases} \quad (4.7)$$

Avec

$$m_k = \frac{I_{d,k} - I_{d,k-1}}{V_{d,k} - V_{d,k-1}} \quad (4.8)$$

² PWL : Piecewise Linear model

et

$$m_1 = \frac{I_{d,1} - 0}{V_{d,1} - 0} = \frac{1}{R_1} \tag{4.9}$$

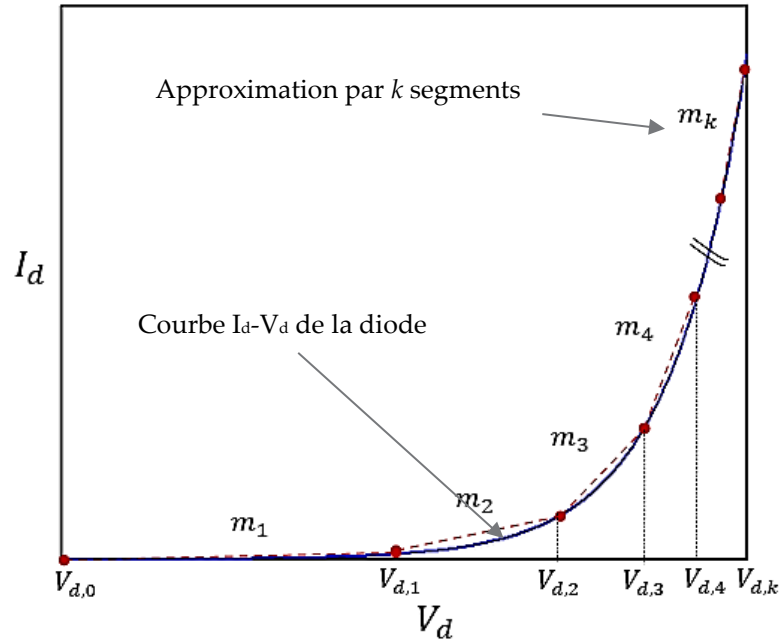


Figure 4.4. Segmentation de la courbe $I_d=f(V_d)$

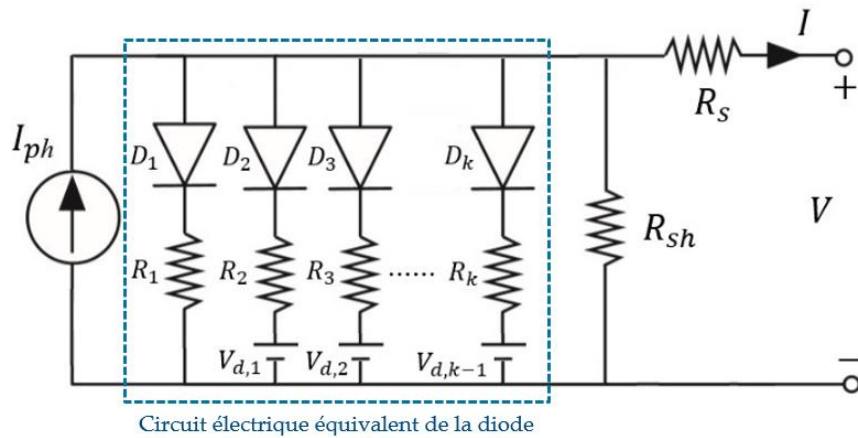


Figure 4.5. Circuit électrique équivalent d'une cellule selon le modèle linéaire par morceaux (PWL).

4.2.3. Modèles à deux quadrants (M2Q)

Contrairement aux modèles vus précédemment, qui ne prennent pas en compte l'effet d'avalanche de la cellule, les modèles de deux quadrants $M2Q$, comme leurs noms l'indiquent, en plus de la courbe I-V du premier quadrant où la cellule PV est en polarisation directe, ils offrent la possibilité de reconstruire la branche de la courbe I-V de la cellule dans le second quadrant où la cellule est en polarisation inverse. Autrement dit, les modèles mathématiques $M2Q$ sont généralement considérés comme les modèles le plus adaptés pour modéliser une cellule PV tant en fonctionnement normal qu'en fonctionnement dans le régime inverse (Alonso-garcia & Ruiz, 2006). De plus, les modèles $M2Q$ sont proposés afin de garantir une meilleure précision de modélisation.

Dans les sections suivantes, nous présentons une revue des modèles $M2Q$ les plus répandus dans la caractérisation des cellules photovoltaïques en conditions de fonctionnement anormales, tel que l'ombrage partiel, entre autres:

4.2.3.1. Modèle de Hartman

Ce modèle se base sur l'équation du premier quadrant modifiée par un facteur multiplicateur basé sur l'indice de Miller (Miller, 1957), et ce pour inclure l'effet d'avalanche. L'équation proposée par Hartman et al. est la suivante (Hartman et al., 1980):

$$I = \frac{I_{ph} + I_d}{1 - \left(\frac{V}{V_{br}}\right)^{-n}} \quad (4.10)$$

Où V_{br} est la tension d'avalanche, n est l'exposant de Miller qui a pour valeurs entre 3 et 6, I_{ph} est le courant photogénéré dépendant de la température et l'irradiance, I_d est le courant d'obscurité. Dans cette approximation la tension d'avalanche V_{br} est considérée constante.

4.2.3.2. Modèle de Roger

En vue d'analyser le déséquilibre et l'effet thermique qui se produisent dans les cellules photovoltaïques en raison de leur fonctionnement dans des conditions anormales, telles que l'endommagement de certaines cellules ou l'ombrage partiel, Roger et Maguin (Roger & Maguin, 1982) ont proposé deux équations pour décrire le comportement de la cellule qui sont actuellement implémentées dans le programme *PVSyst (PVsyst SA)*, conçu pour le dimensionnement et la simulation des SPVs.

Une équation pour décrire le fonctionnement en polarisation directe, si la tension $V > -R_s I$, tout en considérant que l'effet de la résistance parallèle est négligeable.

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V - R_s I}{A k T} \right) - 1 \right) \quad (4.11)$$

Par ailleurs, la caractéristique I-V de la cellule en polarisation inverse (en 2^{ème} quadrant) est prise en considération si la tension $V < -R_s I$. Le courant I peut s'exprimer par la relation (Eq. 4.12) tout en considérant que la tension d'avalanche est autour de -30V.

$$I = I_{ph} + B_{rev}(V + R_s I)^2 \quad (4.12)$$

Avec I_{ph} et I_o représentent les courants photogénérés et de saturation de la diode respectivement, R_s est la résistance série, A est le facteur d'idéalité, B_{rev} est un coefficient d'ajustement.

4.2.3.3. Modèle de Spirito

En 1982, Spirito et Abergamo (Spirito et Abergamo, 1982) ont fait la distinction entre des cellules de *type A* dont l'effet dominant en polarisation inverse est l'effet d'avalanche, et des cellules de *type B* dont l'effet de la résistance parallèle est celui qui domine en polarisation inverse.

L'équation pour les cellules de *type A* s'écrit:

$$I = \left(I_{sc} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V}{A kT} \right) - 1 \right) \right) M(V) \quad (4.13)$$

Où $M(V)$ est le facteur multiplicateur qui s'exprime par la formule de Miller (Miller, 1957).

$$M(V) = \frac{1}{1 - \left(\frac{|V|}{V_{br}} \right)^n} \quad (4.14)$$

Avec V_{br} est la tension d'avalanche et n est un coefficient d'ajustement.

Dans le cas des cellules de *type B*, l'équation utilisée par les auteurs est la suivante.

$$I = I_{sc} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V}{A kT} \right) - 1 \right) - \frac{V}{R_{sh}} \quad (4.15)$$

Il est à noter que cette classification entre les types *A* et *B* de la caractéristique inverse des cellules photovoltaïques est celle qui est adoptée dans les normes internationales IEC-61215 (IEC, 1993), IEC-61646 (IEC, 1996)

4.2.3.4. Modèle de Pineda

Quatre années plus tard, en 1986, Lopez Pineda (Pineda, 1986) a proposé une equation pour décrire le comportement d'une cellule en polarisation inverse selon la prédominance de l'effet de la faible résistance parallèle ou de l'effet d'avalanche. En effet, il distingue trois types de courbes I-V (figures 4.6 et 4.7). Le *type I* et le *type II* correspondent aux faibles résistances parallèles et le *type III* correspond à l'effet d'avalanche.

Selon le circuit électrique équivalent proposé par Lopez Pineda (figure 4.6), l'équation de la caractéristique I-V est similaire à celle proposée par Spirito et Abergamo, mais elle est écrite en une seule formule:

$$I = \left(I_{sc} - I_o \left[\exp \left(q \frac{V}{A kT} \right) - 1 \right] \right) M(V) - \frac{V}{R_{sh}} \tag{4.16}$$

Où : $M(V)=1$ si $V > 0$, $M(V)=0$ si $V < 0$ et $M(V)=\infty$ si $V=V_{br}$

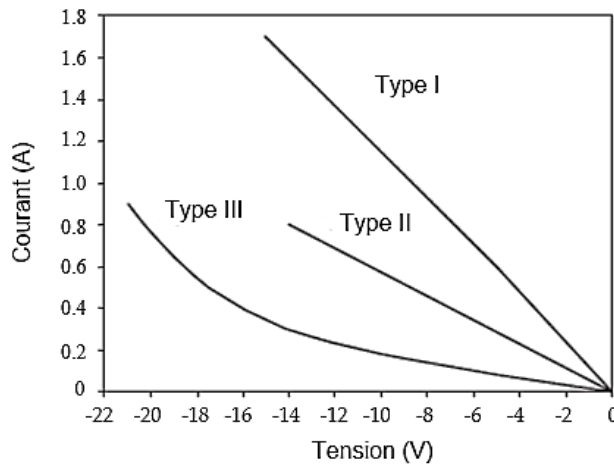


Figure 4.6. Les trois types de courbes I-V en polarisation inverse selon le modèle de Pineda

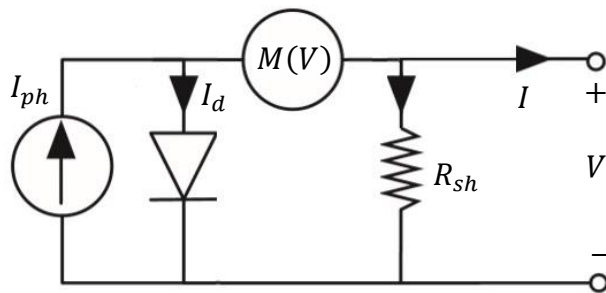


Figure 4.7. Circuit électrique équivalent modifié de la cellule solaire selon le modèle de Pineda

4.2.3.5. *Modèle de Bishop*

Pour prendre en considération l'effet d'avalanche dans la cellule quand elle fonctionne en régime inverse, Bishop (Bishop, 1988) a ajouté au modèle *M1D* un facteur multiplicateur non linéaire $M(V)$ en série avec la résistance parallèle, comme illustré dans la figure 4.8. Ce facteur n'affecte que le terme du courant de dérivation à travers la résistance parallèle 'courant de fuite'.

L'auteur a modifié l'équation (Eq. 4.1) du *M1D* pour obtenir l'expression finale suivante :

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A kT} \right) - 1 \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} (1 + M(V)) \quad (4.17)$$

avec

$$M(V) = a \left(1 - \frac{V_d}{V_{br}} \right)^{-n} \quad (4.18)$$

Où I_{ph} , I_o , R_s , R_{sh} et A des paramètres qui ont les mêmes significations habituelles. V_{br} est la tension de claquage, n est l'exposant de l'effet d'avalanche et a représente le courant ohmique impliqué dans l'avalanche.

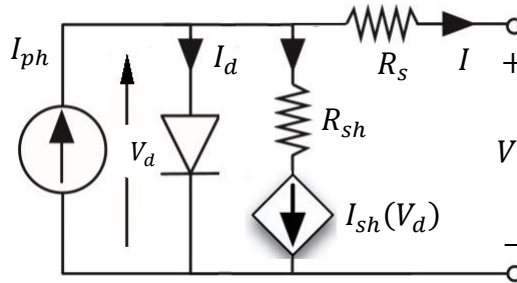


Figure 4.8. Circuit électrique équivalent modifié de la cellule solaire selon Bishop.

4.3.3.7. Modèle de Abete

Le modèle d'Abete (Abete et al., 1989) est une amélioration du modèle *M1D*. Pour simuler le comportement de la cellule PV dans le 2^{ème} quadrant, les auteurs ont ajouté une branche constituée d'une tension virtuelle, V_{br} (tension d'avalanche) en série à une diode virtuelle, D' . Le circuit est illustré par la figure 4.9.

L'expression mathématique de la caractéristique I-V peut s'exprimer par l'équation suivante:

$$I = V_d + \left[\frac{V_d}{R_{sh}} + I_o \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A kT} \right) - 1 \right) - I_{ph} \right] R_s \quad (4.19)$$

Le courant I prend également une autre expression en fonction du courant de la diode D' .

$$I = \frac{V_d - V}{R_s} + I'_d \quad (4.20)$$

et I'_d peut s'exprimer par l'équation suivante:

$$I'_d = I'_o \left(\exp \left(q \frac{V_{br} - V}{A' kT} \right) - 1 \right) \quad (4.21)$$

Où I'_o et A' sont des paramètres relatifs à la diode D' qui sont choisis de telle manière que la caractéristique I-V se reproduit dans le 2^{ème} quadrant.

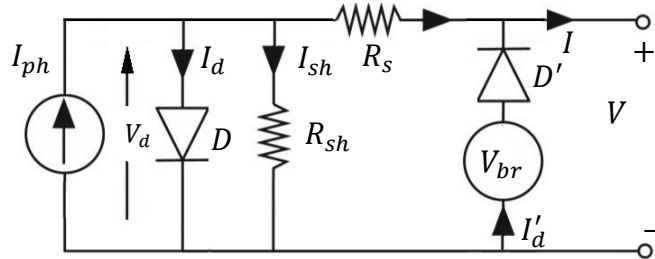


Figure 4.9. Circuit électrique équivalent modifié de la cellule PV selon le modèle de Abete

4.2.3.6. *Modèle de Quashning*

En se basant sur le modèle de Bishop (Bishop, 1988), Quashning et Hanitsch (Quashning et Hanitsch, 1996) ont proposé une équation dont la différence fondamentale avec le modèle de Bishop est que ce modèle est basé sur l'équation I-V du M2D (figure 4.10). D'autre part, ils considèrent que le terme additionnel peut générer tous les courants correspondant au 2^{ème} quadrant.

En effet, le courant I s'exprime par la relation suivante:

$$I = I_{ph} - \left(\sum_{i=1}^2 I_{oi} \left(\exp \left(q \frac{V_d}{A_i kT} \right) - 1 \right) \right) - \frac{V_d}{R_{sh}} - a V_d \left(1 - \frac{V_d}{V_{br}} \right)^{-n} \quad (4.22)$$

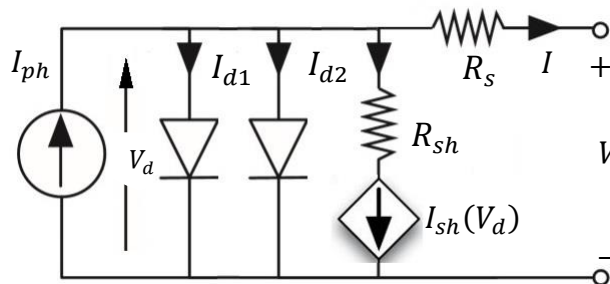


Figure 4.10. Circuit électrique équivalent de la cellule PV selon le modèle de Quashning

La signification des paramètres et constantes du modèle se trouvent dans les sections précédentes (cf. section 4.2.1.1 et section 4.2.3.5).

4.2.3.7. *Modèle de Alonso-Garcia*

Alonso-Garcia et al. (Alonso-Garcia et Ruiz, 2006) ont proposé un nouveau modèle défini par deux équations. Une équation concerne la caractéristique I-V directe (Eq. 4.23) et une équation correspondant au fonctionnement de la cellule solaire en polarisation directe (2^{ème} quadrant) en raison de la présence d'un défaut ou du phénomène d'ombrage (Eq. 4.24).

En polarisation directe l'équation du courant I s'écrit :

$$I = I_{ph} - I_o \left(\exp \left(q \frac{V + R_s I}{A k T} \right) - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \tag{4.23}$$

Et en polarisation inverse, elle s'écrit comme suit :

$$I = \frac{I_{sc} - V/R_{sh} + c V^2}{1 - \exp(B_e \sqrt{(\phi_T - V_{br}) - (\phi_T - V)})} \tag{4.24}$$

Où: B_e est un paramètre adimensionnel dont a valeur est proche de 3. V_{br} est la tension d'avalanche et ϕ_T est la tension de jonction. Pour des cellules au Si, la valeur typique de ϕ_T est de 0.85V.

4.2.4. **Comparaison des modèles**

Dans cette partie, nous présentons un comparatif des modèles usuels de caractérisation des cellules photovoltaïques en présence d'ombrage partielle, il s'agit des trois modèles décrits précédemment: - **modèles classiques**, - **modèles explicites**, - et **modèle à deux quadrants**. Ils sont présentés et comparé dans le [tableau 4.1](#).

Tableau 4.1. Comparatif des trois catégories de modèles usuels de caractérisation des cellules photovoltaïques en présence d'ombrage

MODELE		NOMBRE DE PARAMERTES	NOMBRE DE QUADRANTS	PRECISION	COMPLEXITE
MODELES CLASSIQUES	M1D	05	01	Bien	Simple
	M2D	07	01	Très bien	Complexe
MODELES EXPLICITES	M1D-w	05	01	Bien	Simple
	M2D-w	07	01	Très bien	Complexe
	PWL	≥ 05	01	Acceptable	Complexe
MODELES A DEUX QUADRANTS	Bishop	05+03	02	Très Bien	Complexe
	Quashning	07+03	02	Très bien	Complexe
	Roger	05	02	Bien	Simple

4.3. **Modèle proposé**

Dans cette section, nous présenterons le concept théorique du modèle proposé dans le cadre de ce travail et qui pourrait servir comme outil pour la simulation et l'évaluation des pertes dues à l'ombrage partiel pour les SPVs. De plus, une étude de simulation sera présentée sur un type spécifique de module photovoltaïque commercial, et ce pour valider la véracité et la performance du modèle .

4.3.1. Concept théorique du modèle proposé

Pour pallier aux problèmes de convergence souvent rencontrés dans la simulation des GPV et améliorer davantage la précision des modèles, comme alternative, dans notre travail, nous avons proposé un modèle électrique (Drif et al., 2021) se basant sur la combinaison de deux types de sources électriques dépendantes (contrôlées) en utilisant la fameuse transformation Norton-Thevenin. Le modèle proposé est principalement dérivé du circuit électrique du modèle classique *M1D*, **en remplaçant la partie linéaire de ce dernier et en incluant implicitement l'effet des paramètres climatiques (irradiance solaire et température cellule).**

Selon son schéma réarrangé et donné en figure 4.11, le circuit électrique du modèle *M1D* consiste en fait en une source de courant linéaire dépendante (contrôlée) et un composant non linéaire que l'on peut schématiquement assimiler à une source de courant dépendante deux sources de courant dépendantes (contrôlées) différentes. La source linéaire fait référence à la source de courant qui dépend de deux paramètres externes (irradiance solaire et température de fonctionnement de la cellule). Quant à la source non linéaire, elle fait évidemment référence à la branche de diode qui dépend de la tension de jonction $I_d(V_d)$.

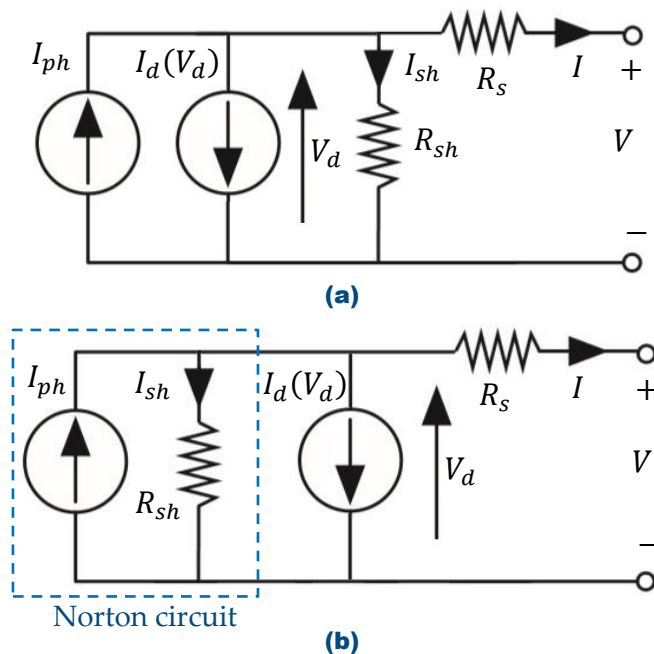


Figure 4.11. Le schéma électrique du M1D comporte le circuit de Norton après réarrangement

En effectuant la transformation du circuit de Norton en une source de tension équivalente V_{TH} en série avec une résistance R_{TH} , branche connue sous le nom de circuit de Thevenin. La figure 4.12 montre la nouvelle structure du modèle *M1D* proposée par l’auteur (Drif et al., 2021) comme alternative, dont les paramètres des composants de Thevenin V_{TH} et R_{TH} pourraient être obtenus en utilisant les deux équations suivantes :

$$V_{TH} = R_{sh} I_{ph} \tag{4.25}$$

$$R_{TH} = R_{sh} \tag{4.26}$$

Notons que le modèle *M1D* comporte cinq paramètres I_{ph} , I_o , A , R_s et R_{sh} qui doivent être connus afin de déterminer les sorties des cellules PV (courant et tension) et donc la puissance délivrée à la charge. Habituellement, les valeurs de ces paramètres sont fournis

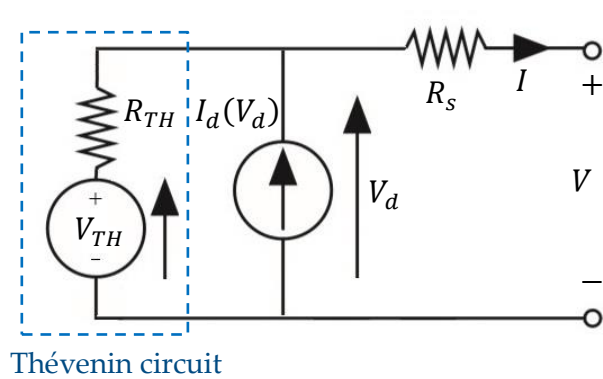


Figure 4.12. La nouvelle structure du modèle M1D comporte le circuit de Thévenin

par le fabricant en tant que données valides dans les conditions de test standard (STC), c'est-à-dire, spectre AM1.5, irradiancance $G^*=1000 \text{ W.m}^{-2}$ et température de la cellule $T=25^\circ\text{C}$. Cependant, à une condition autre que STC (AOC³), ces paramètres varient, par conséquent, nous devons avoir recours à d'autres équations supplémentaires exprimant chacun des cinq paramètres en fonction de la température de la cellule et de l'irradiancance totale absorbée. Dans ce sens, différents modèles ont été rapportés dans la littérature (De Soto et al., 2006), (Villalva et al., 2009), (Brano et al., 2010), (Picault et al., 2010).

Les équations les plus développées et les plus courantes décrivant la variation du photocourant I_{ph} et du courant de saturation inverse, I_o en fonction des paramètres météorologiques (irradiancance et température de la cellule) sont donnés respectivement par les équations (Eq. 4.27) et (Eq. 4.28). Le premier paramètre, I_{ph} , dépend linéairement de l'irradiancance incidente avec une légère correction de température et le second, I_o varie fortement avec la température de la cellule.

³ AOC : Arbitrary Operating Conditions

$$I_{ph} = (1 - \alpha_{sh}) \alpha_G \left(I_{ph}^* + \mu_{Isc} (T - T^*) \right) \quad (4.27)$$

$$I_o = I_o^* \left(\frac{T}{T^*} \right)^3 \exp \left(\frac{q E_g}{A k} \left(\frac{1}{T^*} - \frac{1}{T} \right) \right) \quad (4.28)$$

Dans les deux équations précédentes (Eqs. 4.27 et 4.28), $\alpha_G = G/G^*$ désigne le coefficient d'irradiance, qui représente en fait le taux de variation de l'irradiance G par rapport à l'irradiance de référence, G^* (aux STC), I_{ph}^* ($\approx I_{sc}^*$), I_o^* et T^* sont respectivement le photocourant, le courant de saturation inverse et la température de la cellule aux STC, μ_{Isc} est le coefficient de variation du courant de court-circuit par rapport à la température.

Afin de pouvoir étudier le comportement des cellules PV sous une irradiance solaire non uniforme, un coefficient d'ombrage (ou degré d'ombrage), $\alpha_{sh} = S_{sh}/S$ a été introduit dans l'équation (Eq. 4.27). Il désigne le rapport entre la surface ombragée (S_{sh}) et la surface totale de la cellule (S) (Swaleh et Green, 1982), (Kawamura et al., 2003), (Olalla et al., 2013), (Rodrigo et al., 2013). $\alpha_{sh} \in [0 ; 1]$, $\alpha_{sh} = 0$ lorsque la cellule est complètement éclairée et $\alpha_{sh} = 1$ lorsqu'elle est entièrement ombragée.

L'énergie de gap du matériaux semi-conducteur décroît lorsque la température augmente et peut s'exprimer par l'équation la plus utilisée de Vashni (Varshni, 1967)

$$E_g = E_g(0) - \frac{\alpha_{gap} \cdot T^2}{T + \beta_{gap}} \quad (4.29)$$

Où α_{gap} et β_{gap} sont des constantes pour un semi-conducteur donné et $E_g(0)$ est l'énergie du gap à la température $T=0K$. Le tableau 4.2. regroupe quelques valeurs de k_1 et k_2 pour le silicium (Varshni, 1967), (O'Donnell et Chen, 1991), (Alex et al., 1996).

Tableau 4.2. Valeurs des constantes k_1 et k_2 de l'équation de Varshni (Varshni, 1967)

$E_g(0)$ (eV)	$\alpha_{gap} \times 10^4$ (eV/K)	β_{gap} (K)
1.1557	7.021	1108
1.170 ± 0.001	4.73 ± 0.25	636 ± 50
1.1692	4.9 ± 0.2	655 ± 40

L'énergie de gap pour une cellule au silicium peut aussi être considérée comme fonction linéaire de la température cellule en utilisant l'équation ci-dessous (Eq. 4.30) (De Soto et al., 2006). A la température de référence $T^*=298$ K, $E_g^* = 1.121$ eV.

$$E_g = E_g^* \left(1 - 0.0002677 (T - T^*) \right) \quad (4.30)$$

La dépendance de la résistance shunt de la cellule solaire R_{sh} aux paramètres environnementaux (irradiance solaire et température de la cellule) est largement rapportée dans la littérature, comme (Brano et al., 2010), (Mermoud et Lejeune, 2010), (Sauer et Hansen, 2015). La majeure partie propose la même expression empirique, dans laquelle la résistance shunt est approximativement inversement proportionnelle à l'irradiance absorbée. Néanmoins, cette approche n'est valable que pour des niveaux d'irradiance très faibles (c'est-à-dire pour $G \approx 0$) (Mermoud et Lejeune, 2010). Par conséquent, elle n'offre pas de possibilités de simuler le comportement électrique des sources PV dans des conditions météorologiques inhomogènes (ex: module PV avec quelques cellules entièrement occultées, i.e. $G=0$).

Par ailleurs, une autre expression empirique décrivant la dépendance de la résistance shunt des modules PV à l'irradiance en tant que fonction exponentielle a été suggérée par le logiciel commercial «PVsyst», bien connu pour la conception et la simulation de SPV (PVsyst SA). Le modèle de PVsyst (Eq. 4.31) est actuellement le seul qui peut être utilisé pour une large gamme d'irradiance solaire, allant de 0 à 1000W/m² et plus. C'est la raison pour laquelle on l'a adopté dans notre étude.

$$R_{sh} = R_{sh}^* + (R_{sho} - R_{sh}^*) \exp(-5.5 (1 - \alpha_{sh}) \alpha_G) \quad (4.31)$$

Où les valeurs de la résistance shunt de la cellule R_{sh}^* (aux STC) et R_{sho} correspondant à $G=0$ peuvent être dérivées de celles du module R_{shM}^* (aux STC) et R_{shoM} (à $G=0$).

Habituellement, le module PV est constitué d'une combinaison série-parallèle (s et p) de cellules solaires identiques, alors la paire (R_{sh}^*, R_{sho}) peut être déterminée en utilisant les deux équations suivantes:

$$R_{sh}^* = \left(\frac{p}{s}\right) R_{shM}^* \quad (4.32)$$

$$R_{sho} = \left(\frac{p}{s}\right) R_{shoM} \quad (4.33)$$

Quant à la résistance série R_s et le facteur d'idéalité A , la plupart des auteurs les considèrent comme indépendants de l'irradiance incidente et de la température cellule (De Soto et al., 2006).

$$R_s = R_s^* \quad (4.34)$$

$$A = A^* \quad (4.35)$$

4.3.1.1. Modèle de la cellule

Le modèle électrique de la cellule PV proposé, illustré en [figure 4.12](#), se compose de deux éléments passifs, R_{TH} ($=R_{sh}$) et R_s et deux éléments actifs, une source de tension contrôlée V_{TH} ($=R_{sh} I_{ph}$) et une source de tension contrôlée, I_d fonction exponentielle de la tension V_d .

Pour tenir compte de l'effet des paramètres climatiques sur les différents paramètres des éléments constituant le modèle proposé et plus précisément la résistance de Thevenin, R_{TH} , des modifications ont été effectuées sur le schéma électrique en exploitant les équations citées dans les sections précédentes.

L'expression de R_{TH} peut être réécrite comme suit:

$$R_{TH} = R_{sh}^* + r(G) \quad (4.36)$$

Où le second terme $r(G)$ s'exprime par la formule suivante :

$$r(G) = (R_{sho} - R_{sh}^*) \exp(-5.5 (1 - \alpha_{sh}) \alpha_G) \quad (4.37)$$

Comme la résistance shunt R_{sh} varie en fonction de l'irradiance solaire, les modifications n'ont été effectuées que sur la branche de Thévenin (V_{TH} et R_{TH}). Selon l'équation (Eq. 4.36), R_{TH} ($=R_{sh}$) représente la résistance équivalente de deux résistances connectées en série, R_{sh}^* et $r(G)$ ([figure 4.13.a](#)). Pour pouvoir faire varier la valeur de R_{TH} en fonction de l'irradiance, G , nous avons supprimé r et l'avons remplacé par sa source de tension dépendante du courant (ou source de tension contrôlée par courant) opposée à V_{TH} , comme le montre clairement la [figure 4.13.b](#).

Selon la loi d'Ohm :

$$V_r = r \cdot I_{TH} \quad (4.38)$$

Pour r , l'unité est l'Ohm. Cela ne signifie pas que r représente certains types de résistance, c'est simplement le facteur qui relie la tension à son courant de contrôle. En conséquence, V_r s'additionne à V_{TH} , ce qui nous donne une nouvelle différence de potentiel ΔV ([figure 4.13.c](#)).

$$\Delta V = V_{TH} - V_r \quad (4.39)$$

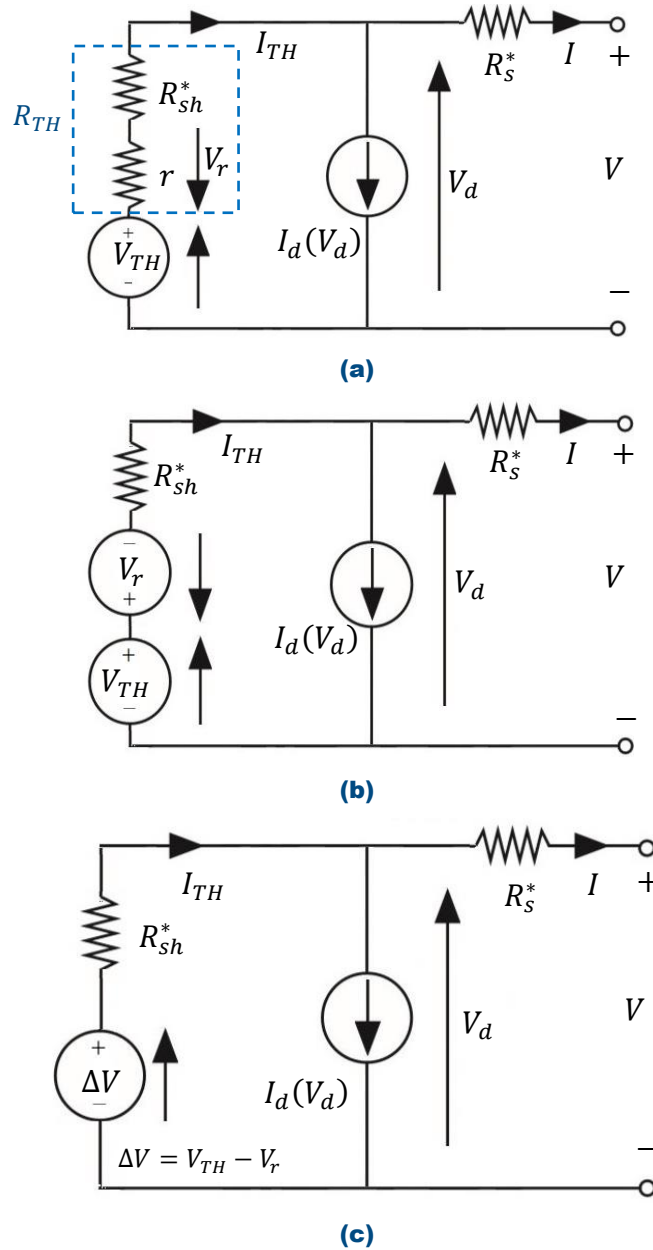


Figure 4.13. Circuit électrique équivalent de la cellule proposé

4.3.1.2. *Modèle d'un réseau de cellules connectées en série-parallel*

Le réseau de cellules PV connectées en série-parallel (SPC⁴) est généralement utilisé pour obtenir une puissance de sortie appropriée. Fondamentalement, un tel regroupement SPC peut être obtenu en cascader et étendant des modèles élémentaires (modèle de la

⁴ SPC : Series-Parallel Connected PV cells

cellule PV) (Giovanni et al., 2017). Dans ce qui suit, nous élaborons le «modèle SPC». Si nous supposons que toutes les cellules constituant un SPC sont identiques et fonctionnent dans les mêmes conditions climatiques, la forme compacte du SPC , i.e. son «*equivalent lumped circuit model*» peut être facilement obtenu en faisant varier les paramètres du modèle de base de la figure 4.13.c. Comme le montre la figure 4.14, le circuit électrique équivalent du SPC comporte quatre éléments essentiels: **la résistance série, R_{sSPC}^* , la résistance shunt, R_{shSPC}^* , la source de courant, I_{dSPC} et la source de tension, ΔV_{SPC}** . Si s est le nombre de cellules en série et p est le nombre de branches en parallèle, les paramètres employés qui se réfèrent aux éléments du circuit peuvent être exprimés en fonction de ceux des cellules individuelles (R_s^* , R_{sh}^* , I_d , ΔV) par les formules suivantes:

$$R_{sSPC}^* = \left(\frac{s}{p}\right) R_s^* \tag{4.40}$$

$$R_{shSPC}^* = \left(\frac{s}{p}\right) R_{sh}^* \tag{4.41}$$

$$\Delta V_{SPC} = s \cdot \Delta V \tag{4.42}$$

$$I_{dSPC} = p \cdot I_d \tag{4.43}$$

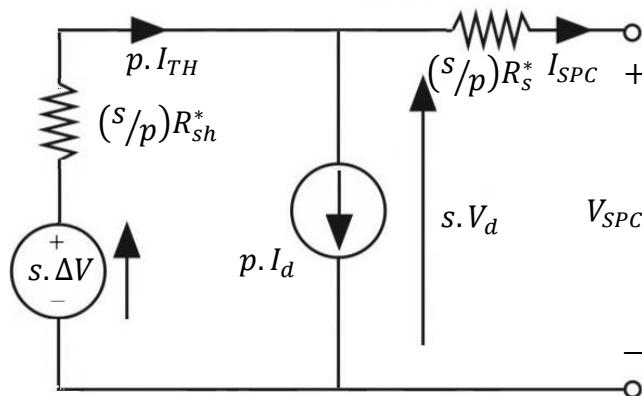


Figure 4.14. Circuit électrique équivalent d'un SPC

Il semble clair que le modèle SPC représente *le modèle de base* pour toute source photovoltaïque (cellule, module ou GPV) fonctionnant dans des conditions d'irradiance solaire uniforme. Par exemple, pour une seule cellule PV, nous avons tout simplement $s=1$ et $p=1$.

4.3.1.3. Modèle du module photovoltaïque

Le module photovoltaïque est utilisé pour obtenir une tension et une puissance de sortie requises. Il constitue donc l'élément de base d'un GPV. Partant des configurations usuelles des modules photovoltaïques commerciaux, qui se distinguent généralement par **le type de connexion (association série ou série/parallèle), le nombre de cellules et enfin le mode de connexion des diodes de bypass** implantées dans les modules, nous avons

proposé une structure générale typique sous la forme d'un réseau de cellules (Drif et al., 2021) qui peut répondre à n'importe quelle configuration d'un module photovoltaïque commercial (figure 4.15). Celle-ci est constituée de l sous-modules associés en série, dont chaque sous-module se compose de m branches en parallèle et chaque branche se compose de n cellules en série. La position de chaque cellule peut être identifiée par le triplet (i, j, k) . Où $(i=1, \dots, m)$; $(j=1, \dots, n)$ et $(k=1, \dots, l)$

Pour éviter les effets indésirables du phénomène de mismatch que peut occasionner une irradiance non uniforme, la présence d'ombres ou d'autres facteurs qui peuvent faire fonctionner une partie du module PV dans des conditions différentes du reste, les fabricants des modules PV implantent généralement entre 2 et 5 diodes dites by-pass (DBP⁵) par module (Green et al., 1986), (Häberlin, 2012). Chacune des DBPs est connectée à l'extérieur et en anti-parallèle avec un ou plusieurs sous-modules. Par exemple, lorsqu'une des cellules d'un sous-module est ombragée, la DBP devient passante, c'est-à-dire que le courant circule dans la diode en isolant ainsi du circuit électrique les sous-modules auxquels est associée cette cellule. Il existe actuellement deux modes typiques de connexion des DBPs dans les modules photovoltaïques commerciaux: **mode série (ou adjacent) et mode overlapping (ou superposé)**. La figure 4.16.a montre la connexion de la DBP en mode adjacent, qui est la plus utilisée et facilement identifiable dans les modules photovoltaïques commerciaux avec une seule boîte de connexion. Dans cette configuration, les DBPs sont connectées en série et chacune d'elles est placée sur une branche de $k.n$ cellules (à condition que $k.n \leq 24$). En mode d'overlapping (figure 4.16.b), chaque DBP est placée sur $2/3$ du nombre total de cellules en série, c'est-à-dire $(2/3).l.n$ cellules (à condition que $(2/3).l.n \leq 24$) (Häberlin, 2012), (Díaz-Dorado et al., 2017). Cette configuration est identifiée dans les modules commerciaux par l'existence de deux boîtes de connexion, une pour la borne positive et l'autre pour la borne négative. Ce type de module présente l'avantage de ne pas produire de courts-circuits en cas d'inversion de polarité.

Sous une irradiance solaire uniforme, toutes les cellules solaires d'un module PV sont soumises au même niveau d'irradiance et fonctionnent à la même température, les DBPs n'ont aucun impact, car elles sont polarisées en inverse et agissent donc comme un circuit-ouvert. Dans ce cas, les paramètres de toutes les cellules auront les mêmes valeurs, et par conséquent, le module PV peut être modélisé comme un SPC par un seul « *equivalent lumped circuit* » comme décrit dans la figure 4.14, où le nombre de cellules connectées en série, s et le nombre cellules connectés en parallèle, p sont donnés par les équations (Eqs 4.44 et 4.45). Alors que, lorsqu'une partie du module PV est soumise à des conditions d'ombrage, le module PV est soumis à une distribution d'irradiance inégale ou non uniforme, dans laquelle, chaque cellule PV peut avoir trois conditions de fonctionnement : -**entièrement éclairée** (pas d'ombrage, $\alpha_{sh} = 0$), -**entièrement ombragée** ($\alpha_{sh} = 1$), - **ou partiellement ombragée** ($0 < \alpha_{sh} < 1$). Dans cette situation, les cellules PV ombragées deviennent polarisées en inverse et donc elles polariseront en direct la DBP. Ainsi, les DBPs remplissent la fonction de fournir un chemin de dérivation pour le flux de courant.

⁵ DBP : Diode de ByPass

$$s = n \cdot l \tag{4.44}$$

$$p = m \tag{4.45}$$



Module PV commercial

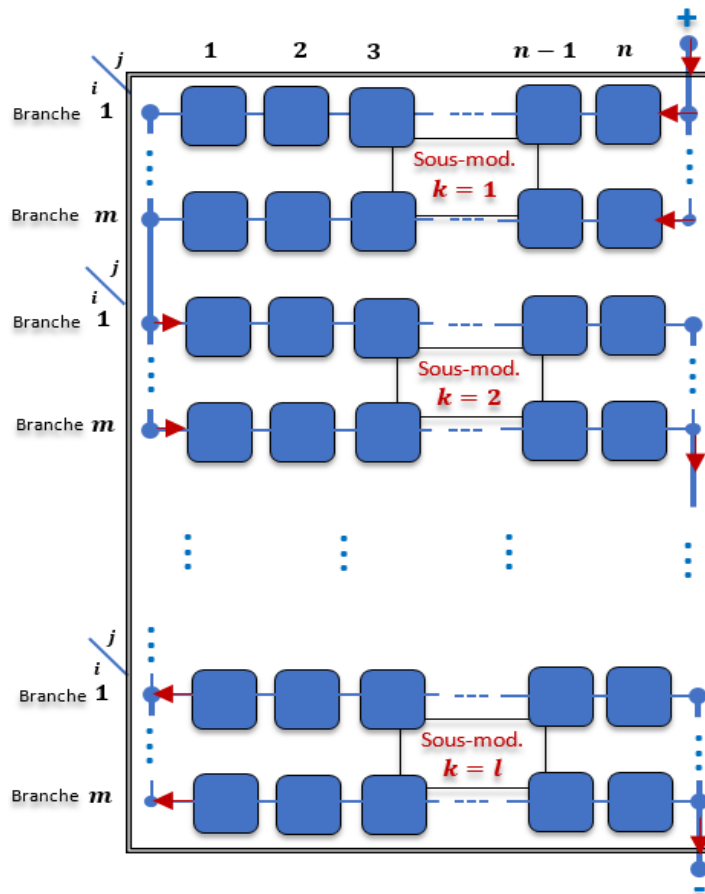


Figure 4.15. Structure typique du module photovoltaïque sans DBPs. La position de chaque cellule est définie par le triplet (i, j k)

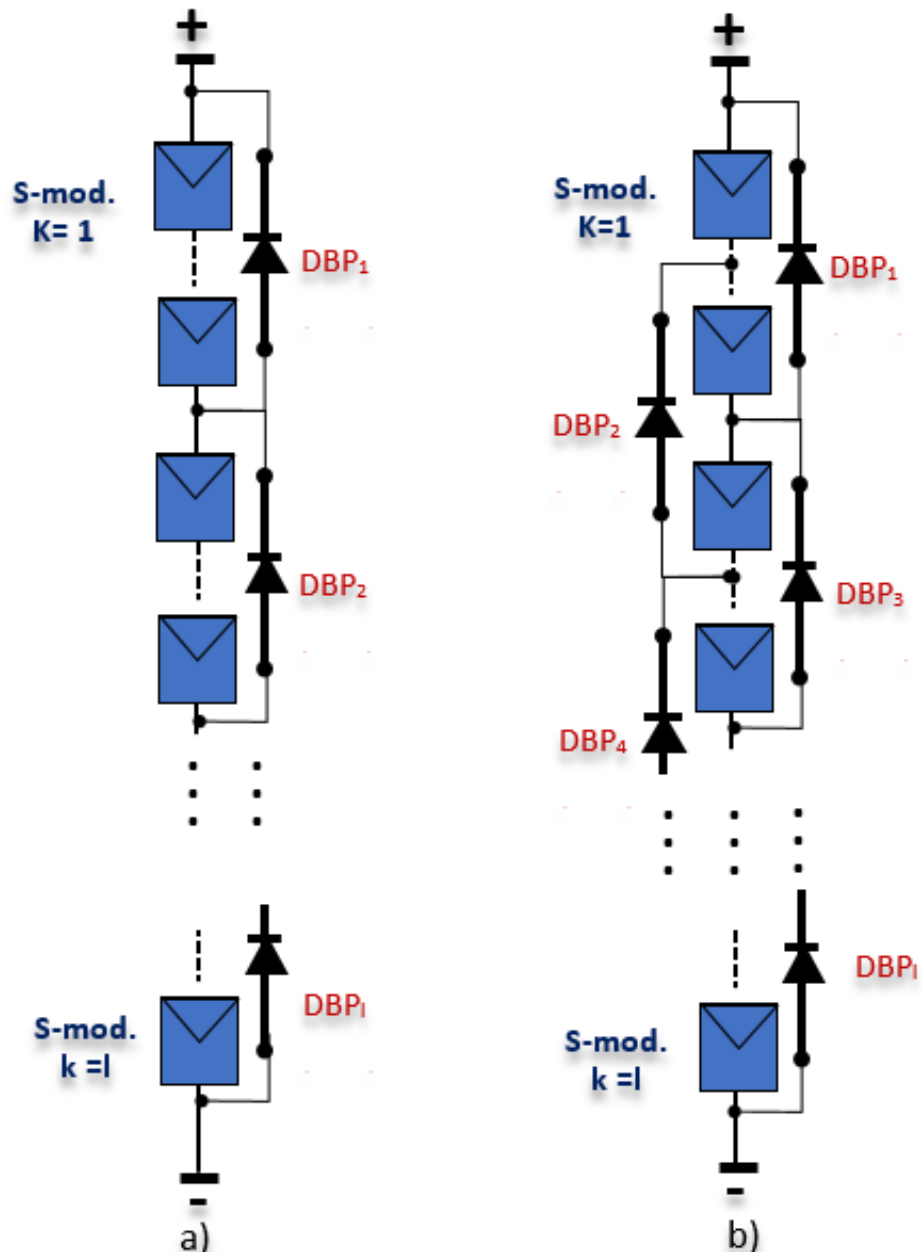


Figure 4.16. Modes de connexion des DBPs dans les modules PV
 a) Série ou adjacent b) Overlapping

4.3.2. Implémentation du modèle proposé

Comme mentionné précédemment (cf. section 3.3.1.2), les circuits électriques équivalents de n'importe quelle source PV (cellule, sous-module ou module) peuvent être dérivés du modèle SPC.

Pour la mise en œuvre du modèle SPC en utilisant des logiciels de simulation orientés-circuits, tels que PSpice, MATLAB/Simulink, Psim, Saber, etc., le schéma électrique que nous avons proposé est représenté sur la [figure 4.17](#). En effet, il consiste en deux parties complémentaires. Une partie électrique qui représente le circuit électronique et une partie numérique sous forme de schéma-bloc qui intègre uniquement les fonctions mathématiques usuelles (addition, soustraction, produit, fcn,...) qui sont principalement nécessaires pour la translation des paramètres de la cellule du STC (1000Wm^{-2} , 25°C) en AOC (Conditions de fonctionnement arbitraires; G et T) en utilisant les équations décrites dans les sections précédentes (Eqs. 4.27-4.31, 4.34, 4.35).

Dans le présent travail, le modèle SPC proposé a été implémenté dans l'environnement MATLAB/Simulink à l'aide du Toolbox PowerSystems de Simulink, qui est un logiciel dédié à la simulation de circuits électriques, de systèmes d'alimentation, de dispositifs électroniques de puissance et d'entraînements électriques, etc. Comme indiqué sur la [figure 4.18](#), le diagramme schématique du modèle SPC dans l'environnement Simulink comprend deux parties complémentaires. Une partie électrique comprend deux sources électriques contrôlées pour représenter le courant de diode et la chute de tension ainsi que deux éléments électriques (résistances série et shunt). Pour tenir compte de la tension de contrôle $s.\Delta V$ et du courant de contrôle $p.Id$, comme décrit dans les équations précédentes, une deuxième partie numérique a été conçue à l'aide du toolbox d'opérations mathématiques de Simulink. De plus, pour faciliter l'intégration du modèle SPC dans n'importe quelle application, un modèle simulink sous forme de bloc masqué avec une boîte de dialogue permettant d'introduire les données de base du SPC a été réalisé ([figure 4.19](#)). Dans le bloc SPC, le port de sortie V^+ est la borne positive et le port de sortie V^- est la borne négative du SPC. Quant aux ports d'entrée G et T sont respectivement l'irradiance incidente et la température cellule.

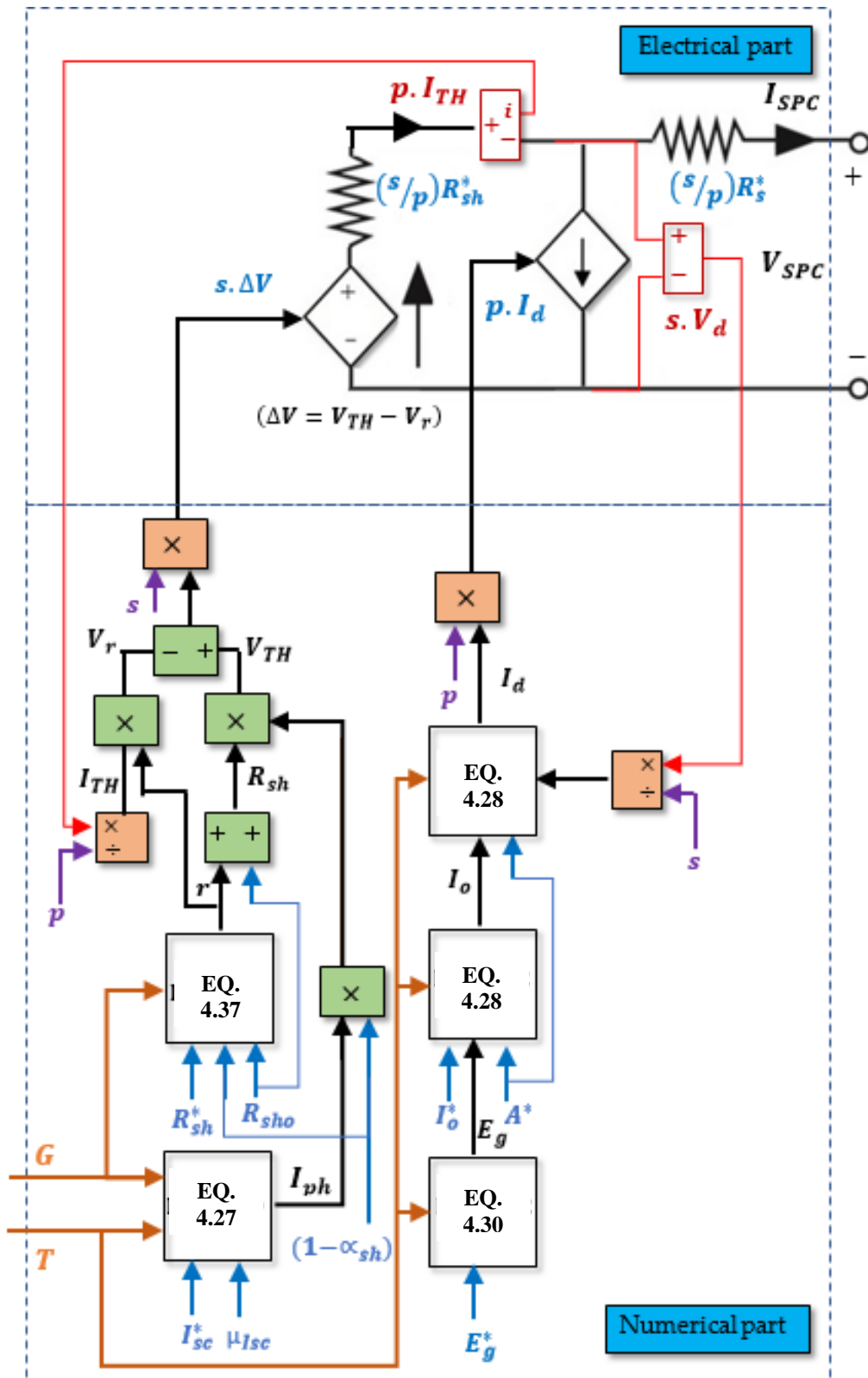


Figure 4.17. Le modèle SPC comporte deux parties: une partie électrique et une partie numérique. Pour le cas d'une seule cellule, il suffit de mettre $s=1$ et $p=1$.

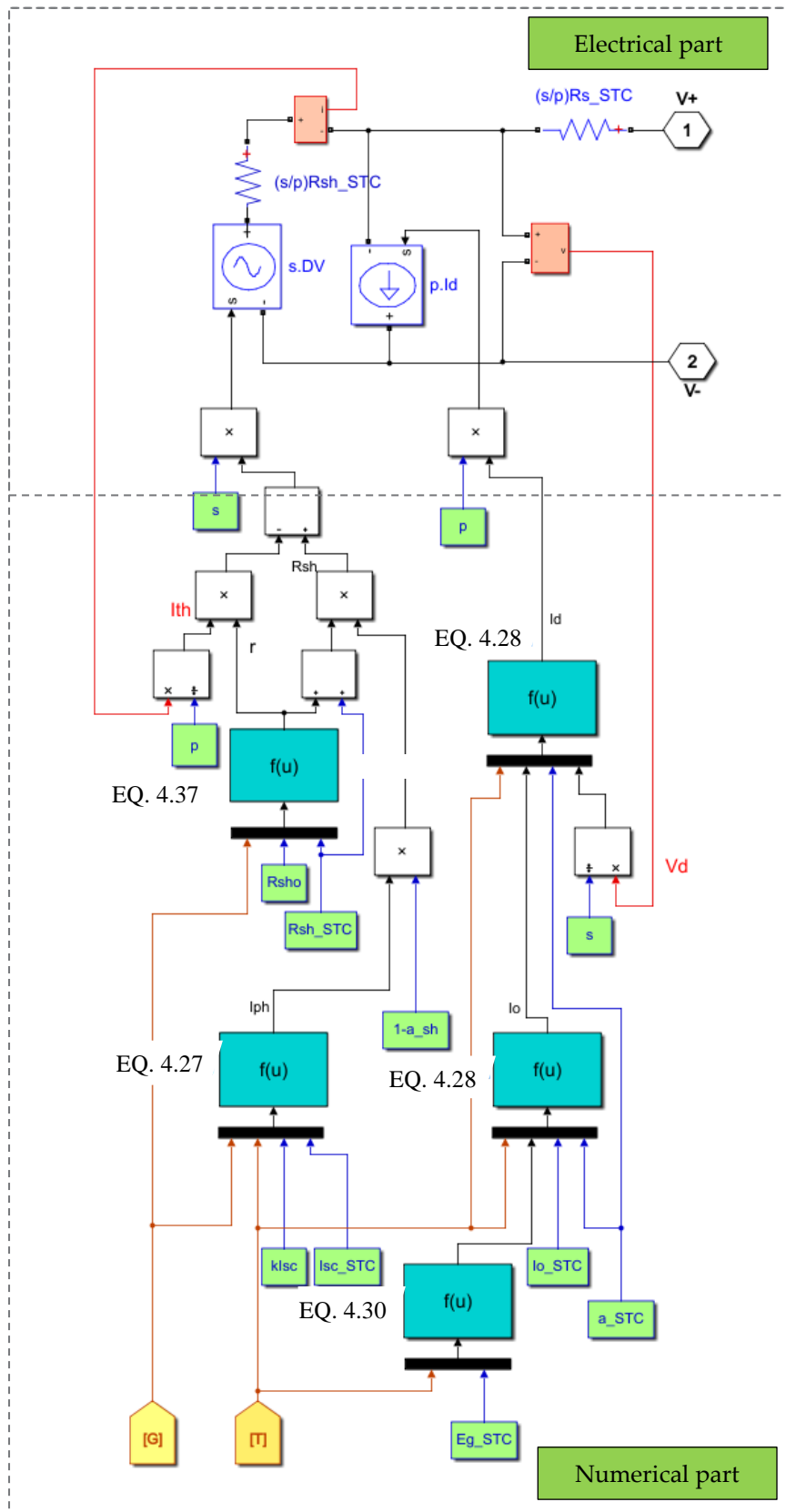
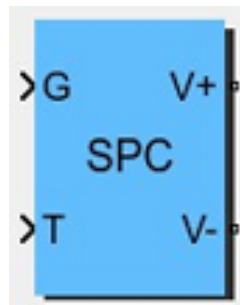
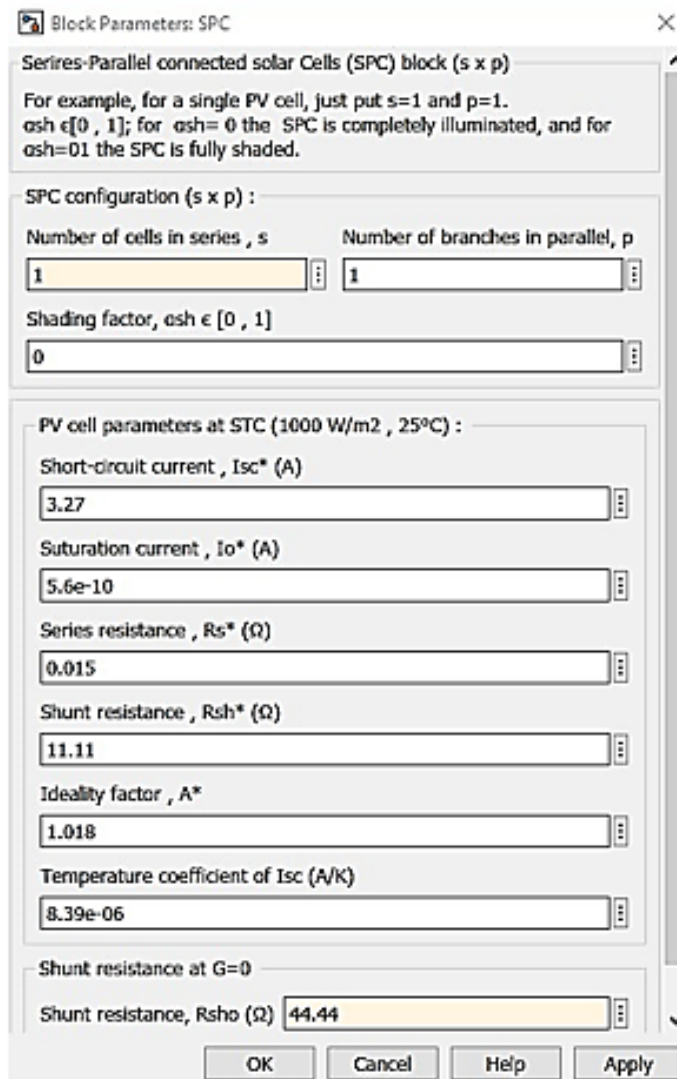


Figure 4.18. Modèle SPC dans l'environnement Simulink



a) SPC block in Simulink



b) Input parameters window

Figure 4.19. Bloc SPC et ses paramètres d'entrée dans Simulink

4.3.3. Validation du modèle proposé

Cette section traite de la validation du modèle électrique proposé. Afin de confirmer la performance de ce dernier, une étude de simulation a été réalisée à l'aide du programme Matlab/Simulink en raison de sa puissance dans les méthodes numériques qui intègre sa bibliothèque et l'environnement graphique dont il dispose. De plus, Matlab/Simulink offre une flexibilité et une facilité pour travailler avec des expressions mathématiques à l'aide de ses différentes toolboxes.

Pour vérifier la véracité du modèle théorique, des relevés des caractéristiques I-V ont été effectués outdoor sur le module PV Isofoton I-106. En effet, deux scénarios ont été envisagés:

1. **Distribution uniforme de l'irradiance solaire sur le plan du module PV (sans ombrage)**
2. **Distribution non-uniforme de l'irradiance solaire sur le plan du module PV (avec ombrage).**

Le schéma de la [figure 4. 20](#) décrit les caractéristiques de ce module PV commercial, qui se compose de 72 cellules en silicium monocristallin placées sur 6 lignes (ou branches) et 12 colonnes et les spécifications des caractéristiques électriques du fabricant du module aux STC sont regroupées dans le [tableau 4.3](#). Selon la structure de modules PV commerciaux proposée par l'auteur, ce module est composé de 3 sous-modules connectés en série. Chaque sous-module étant 2 branches parallèles. Afin d'atténuer les effets du mismatch, deux BPDs connectées en overlapping sont incorporés. Chaque BPD est connectée en polarisation inverse entre les bornes positive et négative de deux sous-modules en série.

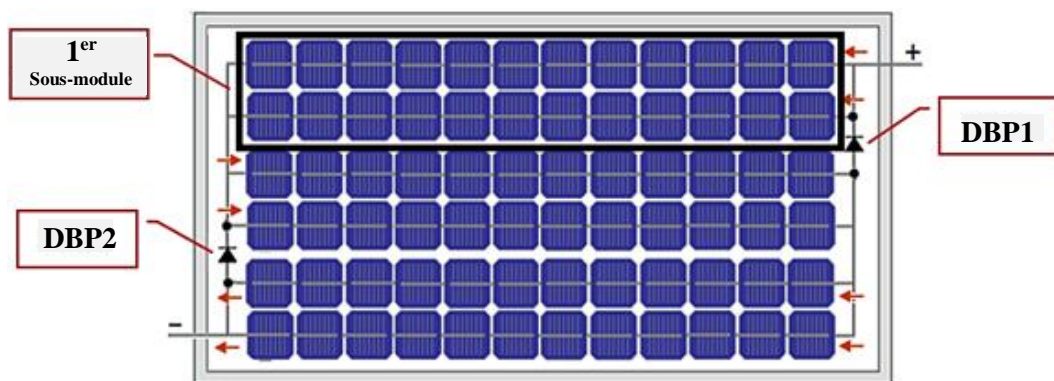


Figure 4.20. Structure du module PV Isofoton I-106 avec deux DBPs en mode overlapping

Tableau 4.3. Paramètres électriques du module PV Isofoton I-106 aux STC fournis par le fabricant (Drif et al. 2021).

Paramètre	Variable	Valeur
Puissance maximale (W)	P_{mM}^*	106
Tension de la puissance maximale (V)	V_{mM}^*	17.40
Courant de la puissance maximale (A)	I_{mM}^*	6.1
Courant de court-circuit (A)	I_{scM}^*	6.54
Tension de circuit ouvert (V)	V_{ocM}^*	21.80
Diode saturation current (nA)	I_{oM}^*	0.558
Facteur d'idéalité	A^*	1
Résistance shunt (Ω)	R_{shM}^*	200
Résistance série (Ω)	R_{sM}^*	0.27
Résistance shunt à $G=0$ (Ω)	R_{shoM}^*	800
Coefficient de variation de I_{sc} / T° (mA/ $^\circ$ C)	μ_{Isc}	2.3
Coefficient de variation de V_{oc} / T° (mV/ $^\circ$ C)	μ_{Voc}	-71.2

D'autre part, pour valider la précision et la concordance du modèle proposé avec les données mesurées sur les caractéristiques courant-tension, les critères de comparaison adoptés dans cette étude se réfèrent aux trois paramètres statistiques usuels, mentionnés en section 3.7.2, qui sont: l'erreur absolue moyenne (MBE), le taux de corrélation R^2 (ou coefficient de détermination) et l'erreur relative (ϵ) qui concerne dans cas les trois points pertinents de la caractéristique I-V (point de court-circuit, point de circuit-ouvert et point de puissance maximale). Leurs formules sont données comme suit

4.3.3.1. Distribution uniforme de l'irradiance (sans ombrage)

Dans cette partie, nous étudions le cas d'une distribution uniforme de l'irradiance solaire sur le plan du module, i.e. toutes les cellules reçoivent la même irradiance. Comme résultats, la [figure 4.21](#) montre à la fois les courbes I-V mesurés et simulés à différents niveaux d'irradiance et de température cellule: ($G = 992 \text{ Wm}^{-2}$, $T=40^\circ\text{C}$), ($G = 719 \text{ W/m}^2$, $T=46^\circ\text{C}$), ($G = 821 \text{ W/m}^2$, $T=54^\circ\text{C}$) et ($G = 1108 \text{ W/m}^2$, $T=34^\circ\text{C}$) ainsi qu'un résumé des résultats de comparaison est donné dans le [tableau 4.4](#).

Au vu des résultats obtenus, il est à noter que les valeurs mesurées et le modèle proposé sont parfaitement corrélées, en enregistrant ainsi un $R^2=0.98$ pour les quatres cas.

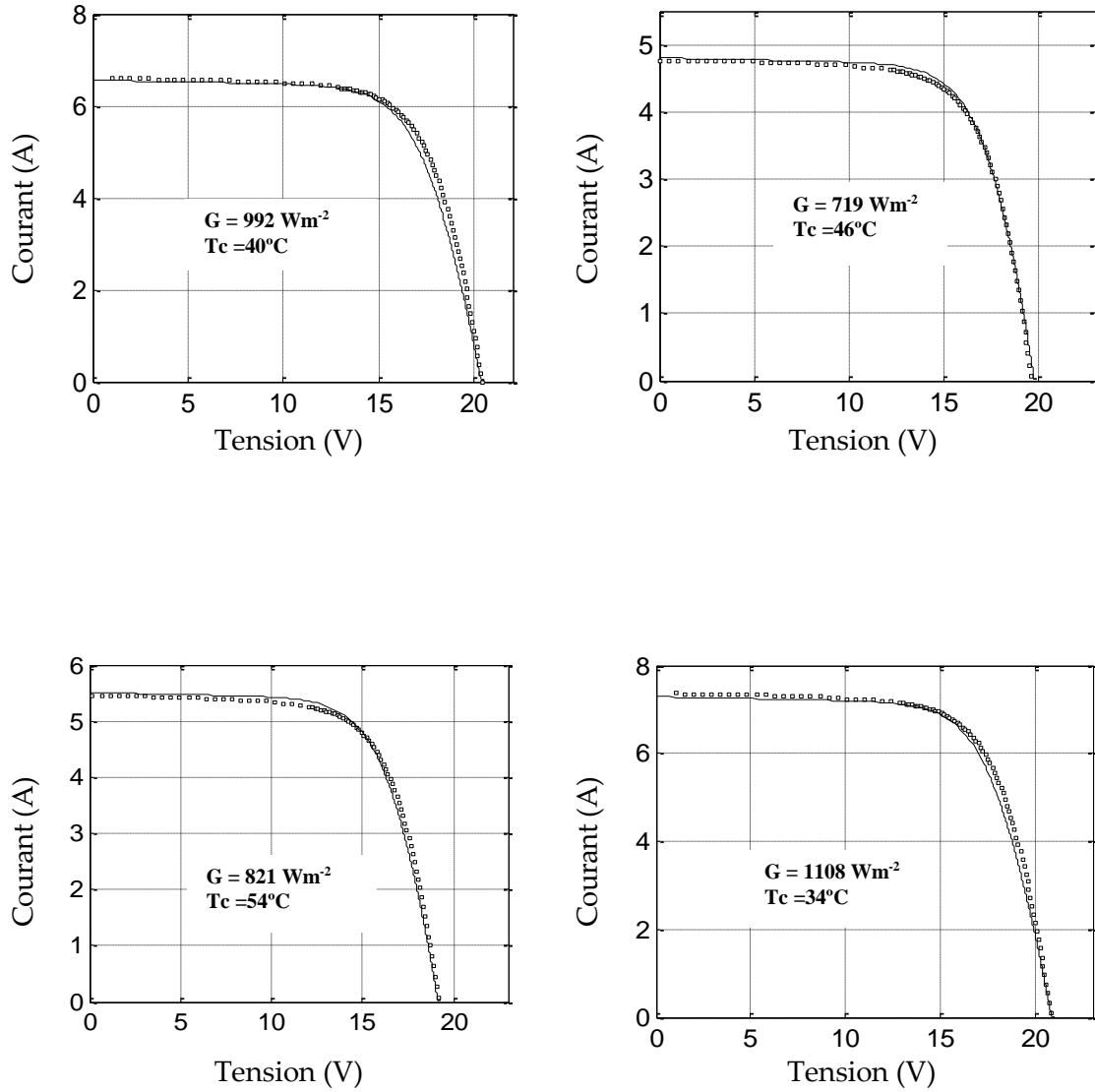


Figure 4.21. Caractéristiques I-V mesurées et simulées dun module Isofoton I-106

Tableau 4.4. Paramètres électriques des caractéristiques I-V mesurées et simulées pour le module Isofoton I-106. Cas sans ombrage

Paramètres climatiques					
Irradiance	I_{sc} (W/m ²)	992	719	821	1108
Température cellule	T (°C)	40	46	54	34
Paramètres de la caractéristique I-V					
Paramètres mesurés	I_{sc} (A)	6.60	4.76	5.44	7.36
	V_{oc} (V)	20.41	20.41	19.15	20.80
	P_m (W)	93.89	65.52	71.77	106.8
Paramètres simulés	I_{sc} (A)	6.55	4.78	5.50	7.27
	V_{oc} (V)	20.36	20.36	19.14	20.84
	P_m (W)	92.18	66.75	72.11	104.90
Comparaison					
Critères de comparaison	R^2	0.988	0.989	0.987	0.990
	MBE	0.0658	0.0534	-0.0461	-0.184
	ϵ_{P_m}	-0.01185	0.0184	0.00471	-0.0177

4.3.3.2. Distribution non-uniforme de l'irradiance (avec ombrage)

Dans les sections suivantes, l'effet d'ombrage partiel ou total sur le comportement du module photovoltaïque commercial de type Isofoton I-106 est étudié. Pour valider le modèle et étudier l'influence du pourcentage d'ombrage sur le module, plusieurs scénarios ont été envisagés: - **Ombrage sur des cellules de la même branche (ligne)**, - **Ombrage sur différentes branches**, - **Différents niveaux d'ombrage sur une colonne**, - **Ombrage d'un quart de module**.

- **Ombrage de cellules de la même branche**

Dans cette section, nous étudions l'effet d'ombrage sur le module en occultant certaines cellules d'une même ligne. Premièrement, on commence par occulter partiellement une seule cellule à 50% de sa surface, ensuite, le pourcentage est augmenté à 100% (cellule entièrement ombragée) et enfin deux cellules dans la même ligne sont entièrement ombragées. Comme résultats, les figures 4.22 et 4.24 montrent comment la forme des courbes I-V du module sont modifiées par rapport à celles sans ombres. On peut également voir comment le point de puissance maximale (PPM) change de position vers les hautes tensions avec l'augmentation du pourcentage d'ombrage. D'autre part, on remarque qu'il y a un bon accord entre les courbes simulées et celles mesurées dont R^2 est 0.98 et les valeurs d'erreur relative par rapport au point de puissance maximale sont de 3.5% pour une cellule

ombragée à 50% et 1.23% pour une cellule entièrement ombragée et -3.2% pour deux cellules ombragées. En ce qui concerne la perte de puissance correspondant au PPM pour chaque cas, une valeur de 14.42% a été obtenue pour une cellule ombragée à moitié et une valeur de 38.48% pour une cellule entièrement ombragée et une valeur de 40.42% pour deux cellules ombragées.

- **Ombre de différentes branches de cellules**

Dans cette section, nous étudions l'effet d'ombrage sur le module en occultant certaines branches. On a commencé par ombrager complètement une branche et en augmentant jusqu'à ombrager cinq branches. Les figures 4.25-4.28 montrent les courbes I-V simulées et mesurées ainsi que la courbe I-V sans ombres. On observe que du point de vue de qualité, le modèle présente une bonne concordance avec les données expérimentales en enregistrant ainsi un $R^2=0.98$. En ce qui concerne la perte de puissance, une valeur de 41,94% a été obtenue pour le module avec une ligne entièrement ombragée, ce qui correspond pratiquement aux pertes du module lors de l'ombrage d'une cellule ou plus.

- **Ombre d'une colonne**

Contrairement à l'ombrage des branches, en occultant graduellement une colonne du module, les résultats sont désastreux. Les figures 4.26 et 4.29 montrent clairement que l'ombrage d'une seule colonne peut réduire à zéro la puissance du module. Au vu de ces résultats obtenus, il y a lieu de souligner que la confrontation du modèle aux valeurs mesurées montre une bonne concordance dont le taux de corrélation $R^2= 0.979$.

- **Ombre d'un quart de module**

Les résultats obtenus dans le cas où $\frac{1}{4}$ de module est ombragé sont regroupés dans la figure 4.31. Il est tout à fait clair que le modèle est en bonne corrélation avec les valeurs mesurées ($R^2= 0.991$, $MBE=0.042$, $\varepsilon_{pm}=30\%$).

4.3.3.3. Commentaires

Au vu de ces résultats, on peut mentionner les points suivants:

- La perte n'est pas proportionnelle au pourcentage d'ombrage d'une seule cellule,
- la perte de puissance est presque la même lors de l'ombrage d'une ou plusieurs cellules d'une même branche.
- L'effet de la DBP apparaît lorsque, par exemple, une cellule est ombragée, c'est-à-dire que dans cette situation la DBP est polarisée en direct et annule la contribution du reste des cellules associées à la même DBP. Seule la moitié du module qui sera opérationnelle.
- L'augmentation de l'ombrage sur une seule cellule entraîne une déformation accrue de la courbe I-V,
- L'effet d'ombrage par augmentation du nombre de branches ombragées est conditionné par la configuration du module et la position de la DBP dans la structure qui conduit dès que la tension de la branche devient négative. Par exemple, lors de l'ombrage de plus d'une branche du module Isoton I-106 qui a un mode de connexion overlapping, la puissance est réduite à un tiers de sa puissance initiale sans ombrage.

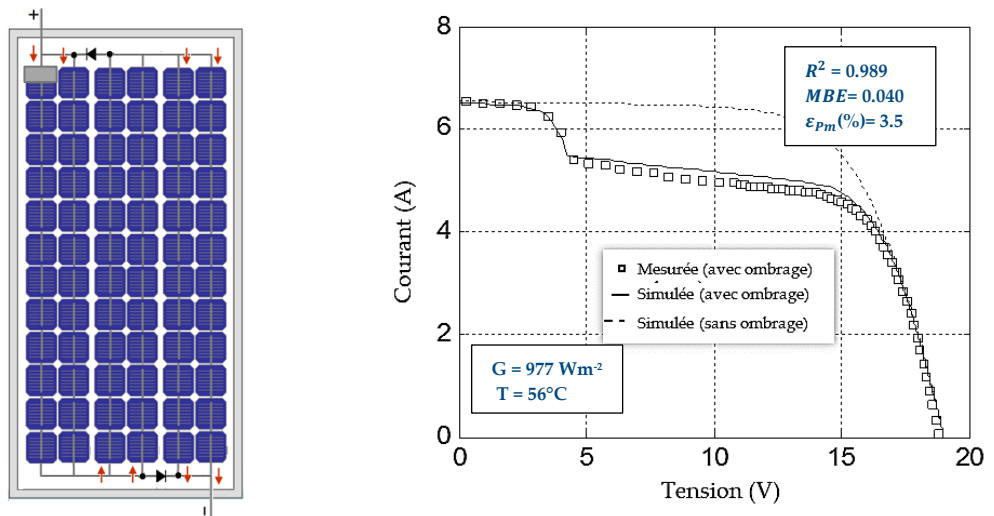


Figure 4.22. Courbes I-V du module Isotafon I-106 avec une cellule ombragée avec $\alpha_{sh}=0$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=83.49$ W, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=71.45$ W; $P_m(\text{mesurée})=68.90$ W, - Perte de puissance, $L_p= 12.04$ W, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 14.42\%$

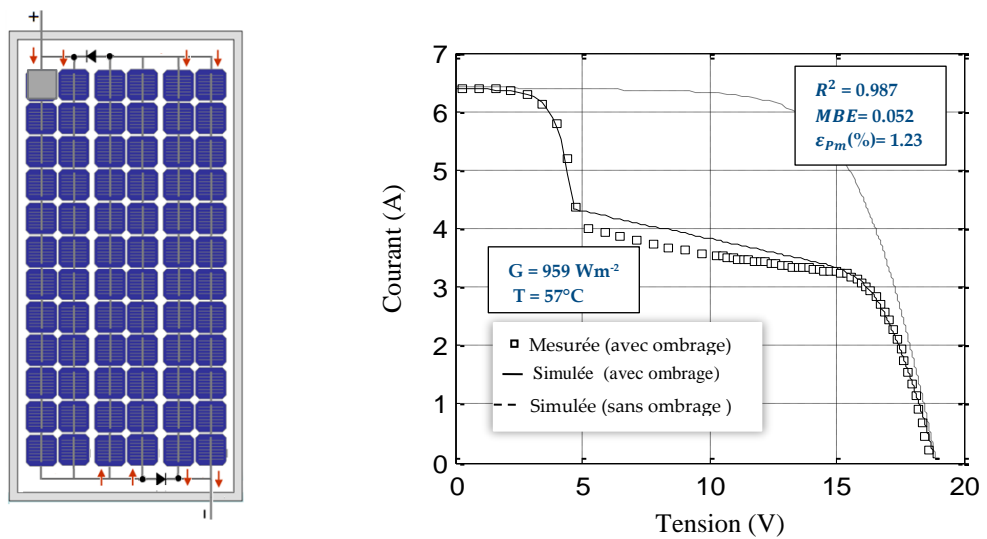


Figure 4.23. Courbes I-V du module Isotafon I-106 avec une cellule ombragée avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=81.61$ W, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=50.20$ W; $P_m(\text{mesurée})=49.58$ W, - Perte de puissance, $L_p= 31.4$ W, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 38.48\%$

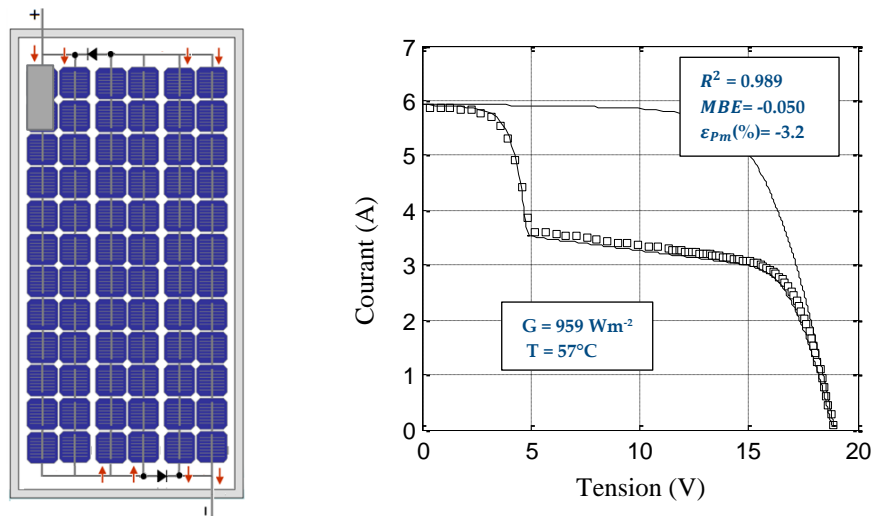


Figure 4.24. Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec deux cellules ombragées avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=75.95W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=45.25W$; $P_m(\text{mesurée})=46.72W$, - Perte de puissance, $L_p= 30.70 W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 40.42\%$

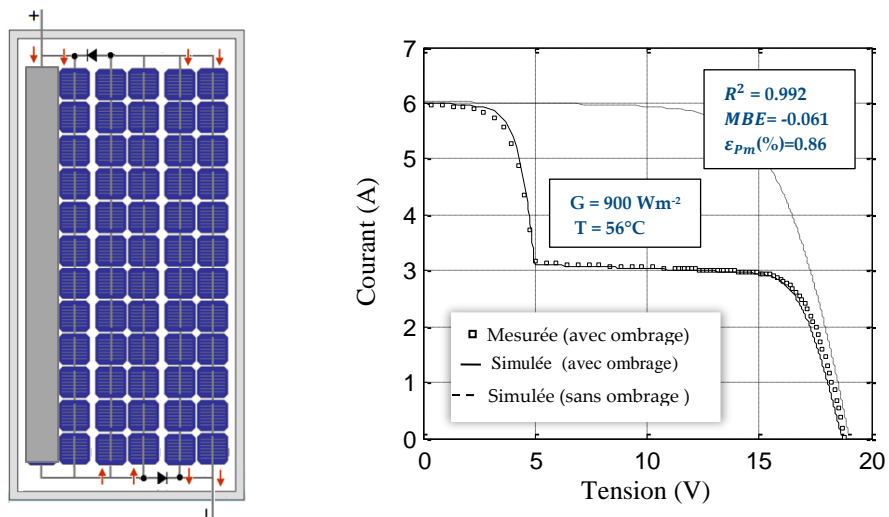


Figure 4.25. Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une branche ombragée avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=77.68W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=45.10$; $P_m(\text{mesurée})=45.50W$, - Perte de puissance, $L_p= 32.58W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 41.94\%$

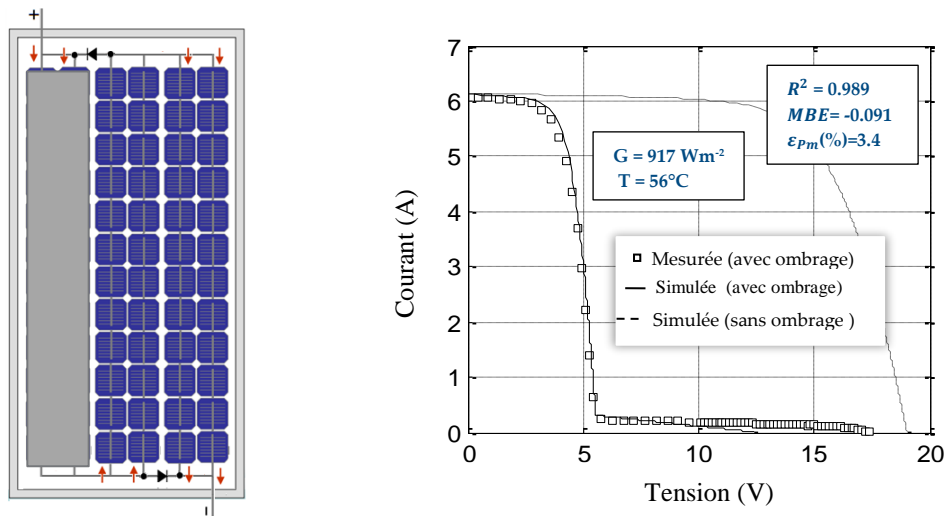


Figure 4.26. Courbes I-V du module Isotopon I-106 avec deux branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=76.49W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=22.05W$; $P_m(\text{mesurée})=21.29W$, - Perte de puissance, $L_p= 54.4 W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 71.17\%$

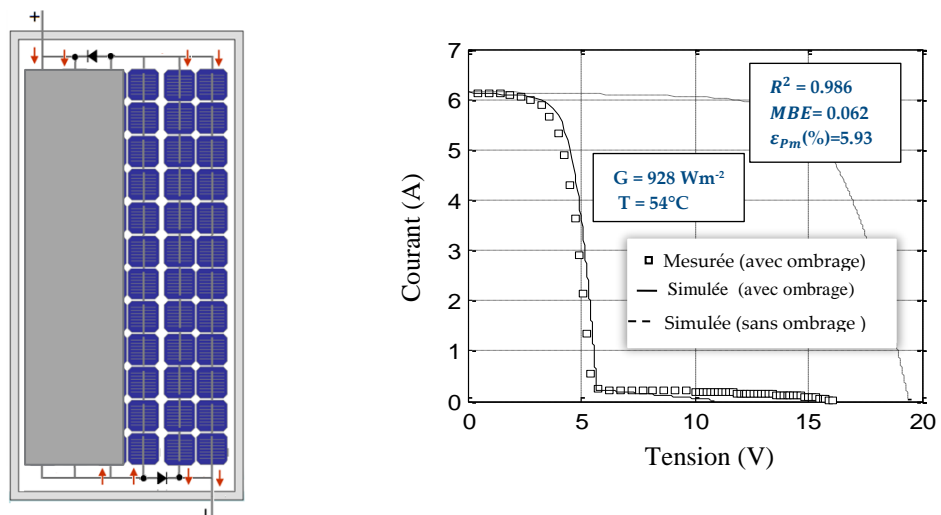


Figure 4.27. Courbes I-V du module Isotopon I-106 avec trois branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=80.82W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=22.73W$; $P_m(\text{mesurée})=21.38W$, - Perte de puissance, $L_p= 58.09W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 71.87\%$

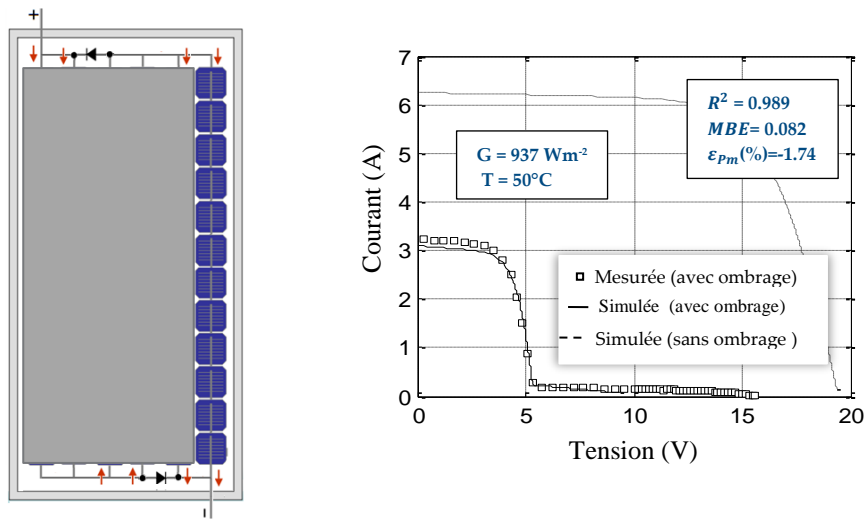


Figure 4.28. Courbes I-V du module Isotopon I-106 avec cinq branches ombragées avec $\alpha_{sh}=1$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=82.41W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=10.91W$; $P_m(\text{mesurée})=11.10W$, - Perte de puissance, $L_p= 71.50W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 86.76\%$

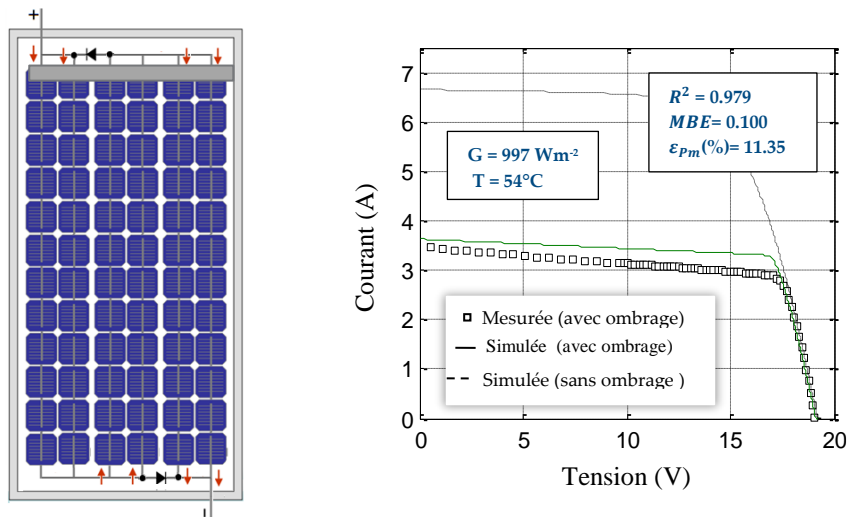
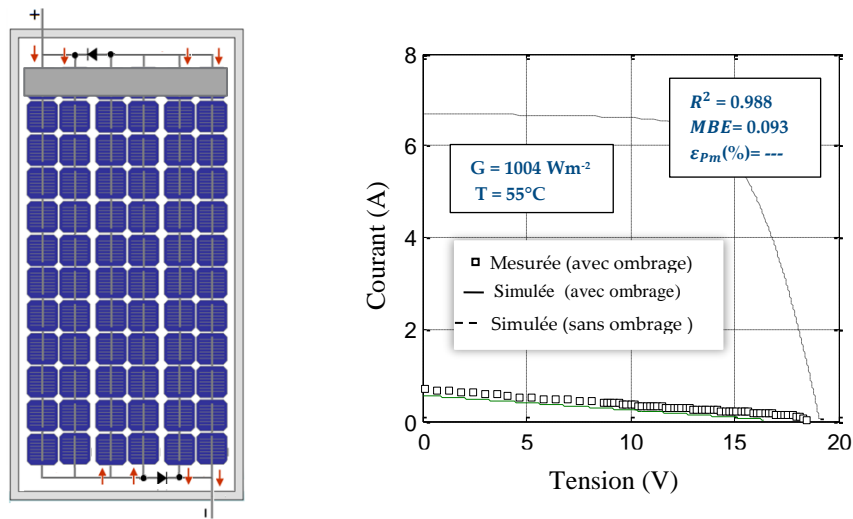
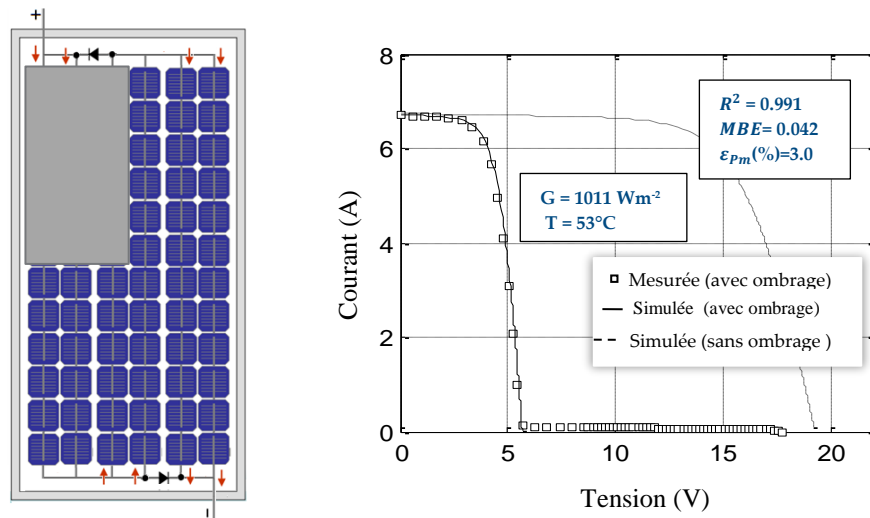


Figure 4.29. Courbes I-V du module Isotopon I-106 avec une colonne ombragée avec $\alpha_{sh}=0.5$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=85.96W$, -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=55.33W$; $P_m(\text{mesurée})=49.05W$, - Perte de puissance, $L_p= 30.63W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 35.63\%$



**Figure 4.30. Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec une colonne ombragée avec $\alpha_{sh}=0.5$. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=85.98W$,
 -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=0W$; $P_m(\text{mesurée})=0W$,
 - Perte de puissance, $L_p= 100W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 100\%$**



**Figure 4.31. Courbes I-V du module Isofotón I-106 avec $\frac{1}{4}$ de module ombragé. Les résultats obtenus sont: - Puissance sans ombrage, $P_m=87.64W$,
 -Puissance avec ombrage, $P_m(\text{simulée})=24.64$; $P_m(\text{mesurée})=23.94W$,
 - Perte de puissance, $L_p= 63W$, - Facteur d'ombrage, $f_{sh}= 71.88\%$**

4.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art sur les différents modèles électriques et mathématiques décrivant les caractéristiques I-V de la cellule solaire dans le premier quadrant ou caractéristique directe (cas de fonctionnement sous conditions climatiques uniformes) et le second quadrant ou caractéristique inverse (cas de fonctionnement sous ombrage ou conditions). En effet, ces modèles peuvent se diviser en trois catégories: Modèles classiques (Standards), modèles explicites et modèles à deux quadrants. Nous avons également donné les particularités de chacun d'eux. Il s'avère que la majeure partie de ces modèles présentent des problèmes de convergence et de précision dans la simulation surtout lorsqu'il s'agit d'un GPV d'une configuration complexe et fonctionne en régime dynamique.

Dans ce contexte et comme alternative, nous avons présenté le concept théorique du modèle électrique que nous avons proposé pour la caractérisation et l'évaluation des pertes de puissance d'un GPV partiellement ombragé. Une étude de simulation des caractéristiques I-V d'un module photovoltaïque commercial a été également présentée dans ce chapitre.

Enfin, pour valider notre modèle, nous avons réalisé une étude de simulation portant sur le calcul des caractéristiques I-V d'un module PV en présence du phénomène d'ombrage. Une comparaison a été faite entre les valeurs mesurées et les calculées. Les résultats obtenus sont extrêmement encourageants.

CHAPITRE 5

Conclusions et perspectives

5.1. Conclusions de la thèse

Le travail de la présente thèse de Doctorat représente une contribution pour le développement de nouvelles méthodes dédiées à l'évaluation des pertes d'énergie inhérentes aux générateurs photovoltaïques opérant sous conditions climatiques non-homogènes, comme par exemple le cas de l'ombrage partiel. Il s'agit plus particulièrement de mettre à la disposition des spécialistes œuvrant dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque de nouveaux modèles et méthodes permettant le calcul des pertes par ombrage.

Tout d'abord, on s'est astreint à une étude bibliographique exhaustive portant sur l'ensemble de pertes au sein d'un GPV et qui peuvent être engendrées par différents facteurs lors de son fonctionnement sur le terrain, à l'image des effets indésirables dus du phénomène de mismatch que peut occasionner une distribution non-uniforme du rayonnement solaire sur la surface d'un GPV, tel est le cas de l'ombrage partiel. Un état de l'art sur l'aspect théorique des différentes pertes d'énergie inhérentes aux GPVs a été réalisée.

En effet, nous avons abordé deux problèmes distincts et interdépendants. Le premier problème est inhérent à la source d'énergie –rayonnement solaire-. Quant'au second, il se réfère à l'énergie électrique que l'on peut espérée d'un quelconque GPV, car une multitude de variables lui sont associées, à savoir : l'emplacement et degré d'ombrage, la taille et la configuration du GPV, le mode de protection des modules PV par les diodes de by-pass (DBP), etc. Les aspects qui ont été réellement traitées dans le cadre de cette thèse sont :

- **Rayonnement solaire incident sur le plan d'un GPV partiellement ombragé :**

A partir de l'orientation et l'inclinaison du générateur photovoltaïque et les coordonnées de son emplacement ainsi que les objets et les obstructions qui l'entourent, nous avons développé un procédé simple, fiable et moins onéreux pour le relevé et la modélisation du profil d'obstacles sous forme d'un ensemble de fonctions linéaire. D'autre part, nous avons développé une méthode analytique pour estimer l'irradiance sur n'importe quel point du GPV ainsi que l'irradiation journalière, mensuelle ou annuelles incidente sur un GPV partiellement ombragé. Nous avons également introduit un facteur pour le calcul des pertes dues l'ombrage, dénommé facteur de pertes par ombrage.

Production électrique d'un GPV partiellement ombragé :

Après examen et évaluation des modèles électriques et mathématiques qui permettent de déterminer les caractéristiques I-V d'un GPV partiellement ombragé, il s'avère que la majeure partie de ces modèles présentent de problème de convergence et de précision surtout lorsqu'il s'agit d'un GPV d'une configuration complexe fonctionnant en régime dynamique. Comme alternative, nous avons proposé un nouveau modèle électrique en se basant sur le fameux modèle à une diode pour la caractérisation et l'évaluation d'une manière précise la puissance réellement produite par un GPV et les pertes induites sous l'effet d'ombrage.

En vue de vérifier la performance et la véracité de ces méthodes proposées, nous avons procédé à la validation expérimentale des résultats de simulation. Des résultats prometteurs ont été obtenus de telles méthodes.

5.2. Perspectives

Guidés par les résultats très encourageants obtenus à travers ce travail de thèse, nous préconisons à envisager comme travail futur ce qui suit:

- Développement d'un nouveau modèle permettant le calcul direct de la puissance réelle d'un GPV partiellement ombragé avec une précision suffisante à partir de l'irradiance calculée (vue au chapitre 3) sans avoir recours aux calculs laborieux et complexes (vus au chapitre 4).
- Pour résoudre le problème de l'indisponibilité des paramètres de la caractéristique I-V inverse de la cellule, à l'image des paramètres du modèle de Bishop (a , n et V_{br}), nous préconisons le développement d'un nouveau procédé simple et moins onéreux de mesure de la caractéristique I-V inverse d'une cellule PV intégrée au module PV, sans avoir recours à la recherche des cellules individuelles identiques à celles du module PV utilisé.
- Développement d'un modèle mathématique générale dédié à l'ingénierie des SPVs permettant la caractérisation des GPVs et qui intègre les différents facteurs de pertes inhérentes aux GPVs (vus au chapitre 2). Cela pourrait servir d'outil d'aide au diagnostic et détection de défauts pouvant avoir lieu au niveau d'un GPV.
- Enfin, nous préconisons également à développer une nouvelle application android simple et performante, qui facilite grandement la prise de relevé des masques d'ombres affectant les GPVs par le biais d'un téléphone mobile remplaçant ainsi le recours à des appareils coûtant chers, tels que les théodolites.

Références

- Abete, A., Barbisio, E., Cane, E. & Demartini, P.(1989). A study of shading effects in photovoltaic generators. *9th EC Photovoltaic Solar Energy Conference* (1989). 240-244.
- Adriana, L., & Grisales, T. (2016). Techniques for modeling photovoltaic systems under partial shading. *Tecnura*. 20(48), 171–183.
- Agarwal, N. et Agarwal, A. (2014). Mismatch Losses in Solar Photovoltaic Array. MIT *International Journal of Electrical and Instrumentation Engineering*, 4(1), 16-19
- Alex, V., Finkbeiner, S. , Weber, J. (1996).Temperature dependence of the indirect energy gap in crystalline silicon, *J. Applied Physics*. 79
- Alonso-Garcia, M. C., & Ruiz, J. M. (2006). Analysis and modelling the reverse characteristic of photovoltaic cells. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 90(2006), pp. 1105–1120.
- Andrews, R. W., Pollard, A., et Pearce, J. M. (2012). Improved Parametric Empirical Determination of Module Short Circuit Current for Modelling and Optimization of Solar Photovoltaic Systems. *Solar Energy*, 86(9), 2240-2254
- Azab, M. (2009). Improved Circuit Model of Photovoltaic Array. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering*, 2(3), pp. 185–188.
- Babu, B. C., Gurjar, S., & Meher, A. (2015). Analysis of Photovoltaic (PV) Module during Partial Shading based on Simplified Two-Diode Model. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 16(1), pp. 15–21.
- Batzelis, E. I., Anagnostou, G., Chakraborty, C., & Pal, B. C. (2020). Computation of the Lambert W Function in Photovoltaic Modeling. *Electrimacs 2019 Conference*, 604(May), pp. 583–595.
- Batzelis, E. I., Routsolias, I. A., & Papathanassiou, S. A. (2014). An explicit pv string model based on the lambert w function and simplified mpp expressions for operation under partial shading. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(1), 301–312.
- Bastidas, J., Franco, E., Petrone, G., & Ramos-Paja, C. (2013). A model of photovoltaic fields in mismatching conditions featuring an improved calculation speed. *Electric Power Systems Research*, 96, pp. 81-90.
- Bernard, R., Menguy, G., Schwartz, M. (1980). Le rayonnement solaire, conversion thermique et applications, Technique et Docum., Paris, 1980.
- Bishop, J. W. (1988). Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits. *Solar Cells*, 25(1988),pp. 73–89.
- Brandemuehl, M.J. et Beckman, W.A. (1980). Transmission of Diffuse Radiation through CPC and Flat-Plate Collector Glazings. *Solar Energy*, 24 (1980), pp. 511-513.

- Brano, V.L., Orioli, A. Ciulla, G., Di Gangi, A. (2010). An improved five-parameter model for photovoltaic modules, *Solar Energy Mater. Solar Cells* 94 (8), pp. 1358–1370
- Caamano,E, Lorenzo, E (1996). Modelling and financial analysis tools for PV grid-connected systems. *Progress in Photovoltaics*, 4, 295–305.
- Caamano,E (1998). Edifices photovoltaïques connectés au réseau électrique. Caractérisation et analyse. *Thèse de Doctorat*, Université Polytechnique de Madrid, Espagne.
- Ćalasan, M., Abdel, S. H. E., & Zobaa, A. F. (2020). On the root mean square error (RMSE) calculation for parameter estimation of photovoltaic models : A novel exact analytical solution based on Lambert W function. *Energy Conversion and Management*, 210(March), pp. 1–18.
- Cooper, P. L. (1969). The absorption of solar radiation in solar stills. *Solar Energy*, 12 (3),pp. 333-346.
- Crawley, D. B., Lawrie, L. K., Winkelmann, F. C., Buhl, W. F., Huang, Y. J., Pedersen, C. O., Strand, R. K., Liesen, R. J., Fisher, D. E., Witte, M. J., et Glazer, J. (2001). Energy Plus: creating a new-generation building energy simulation program. *Energy and Buildings*, 33(4), pp. 319-331.
- De Soto, W., Klein, S.A., Beckman, W.A. (2006). Improvement and validation of a model for PV array performance, *Solar Energy*, 80, pp. 78–88.
- Díaz-Dorado, E., Cidrás, J., Carrillo, C. (2017). Discretized model for partially shaded PV arrays composed of PV panels with overlapping bypass diodes. *Solar Energy*, Vol.127, pp.103-115.
- Di Piazza, M., Vitale, G. (2010). Photovoltaic field emulation including dynamic and partial shadow conditions. *Applied Energy*, 87(3), pp. 814–823.
- Drif, M., Pérez, P. J., Aguilera, Almonacid, G., J., Gomes, De la Casa , J., P., Aguilar, J. D. (2007). Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 91 (2007) 670–683.
- Drif, M., Pérez, P. J., Aguilera, J., & Aguilar, J. D. (2008). A New Estimation Method of Irradiance on a Partially Shaded PV Generator in Grid-Connected Photovoltaic Systems. *Renewable Energy*, Vol.33, pp. 2048-2056.
- Drif, M., Bahri, M., Saigaa, D.(2021). A novel equivalent circuit-based model for photovoltaic sources. *Optik - International Journal for Light and Electron Optics* 242 (2021), pp. 167046.
- Duffie, J. A. et Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley, Fourth Edition, USA, 2013.
- Duong, M. Q., Sava, G. N., Necula, H., Leva, S., Mussetta, M., & Milano, P. (2017). Optimal Bypass Diode Configuration for PV Arrays under Shading Influence. *IEEE International Conference on Environment and Electrical*, 2016.
- Eicker, U.(2003). *Solar Technologies for Buildings*. Wiley, First Edition,UK.
- El-Dein, M. Z. S., Kazerani, M., et Salama, M. M. A. (2013). An Optimal Total Cross Tied Interconnection for Reducing Mismatch Losses in Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4, pp.99-107.

- Fernandez, P. et Lavigne, P. (2009). Concevoir des bâtiments bioclimatiques. Fondements & methods. Editions du Moniteur, 1^{ère} Edition, Paris (France), 2009.
- Gallardo-saavedra, S., & Karlsson, B. (2018). Simulation , validation and analysis of shading effects on a PV system. *Solar Energy*, 170(June), pp. 828–839.
- Garcia, M. , Ruiz, J. M., Herrmann, W. (2005) Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, Vol. 31(12), pp. 1986-1993.
- García, M., Vera, J. a., Marroyo, L., Lorenzo, E., et Pérez, M. (2009).Solar-Tracking PV Plants in Navarra : A 10 MW Assessment. *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, 17, pp.337-346.
- Gbadega Peter, A., & Saha, A. K. (2019). Electrical Characteristics Improvement of Photovoltaic Modules Using Two-Diode Model and its Application Under Mismatch Conditions . *2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa (SAUPEC/RobMech/PRASA)*, pp. 328–333.
- Giovanni, P., Carlos, A. R., Giovanni, S.(2017) Photovoltaic Sources Modeling, Wiley-IEEE Press.
- Häberlin, H. (2012). Photovoltaics: System Design and Practice, Wiley Wiley- Interscience Publication, 1st Edition.
- Hartman, R. A., Prince, J. L., & Lathrop, J. W. (1980). Second quadrant effects in silicon solar cells. *14th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 119–122.
- Hay, J. E. and J. A. Davies (1980). Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface. *Proceedings of the First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, Ministry of Supply and Services, Toronto, Canada, pp. 59.
- Hiller, M. D. E. (1996). TRNSHD- a program for shading and insolation calculations, *Master thesis*, Mechanical Engineering Department, University of Wisconsin-Madison, USA.
- Hiller, M. D. E., Beckman, A., Mitechell, J. W. (2000). TRNSHD- a program for shading and insolation calculations. *Building and Environment*, Volume 35(7), pp. 633-644
- IEC-61215 (1993). International Standard on Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules— design qualification and type approval.
- IEC-61215 (1996) International Standard on Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules— design qualification and type approval.
- Iqbal, M. (1983). An introduction to solar radiation. Academic Press, Canada, 1983.
- Ishaque, K., Salam, Z., & Taheri, H. (2011). Simulation Modelling Practice and Theory Modeling and simulation of photovoltaic (PV) system during partial shading based on a two-diode model. *Simulation Modeling Practice and Theory*, 19(7), pp. 1613–1626.
- Ishaque, K., & Salam, Z. (2013). A review of maximum power point tracking techniques of PV system for uniform insolation and partial shading condition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, 475–488.
- Jain, A., & Kapoor, A. (2004). Exact analytical solutions of the parameters of real solar cells using Lambert W -function. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 81, 81(2004), pp. 269–277.

- Jain, A., Sharma, S., & Kapoor, A. (2006). Solar cell array parameters using Lambert W-function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(1), 25–31.
- Jamil W. J., Hasimah A. R., Sulaiman S. and Zainal S. (2017). Performanhcce degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 876-891.
- Jordan, D., Wohgemuth, J. Kurtz, S. (2012). Technology and climate trends in PV module degradation,. *27th European Photovoltaic and Solar Energy Conference*, Frankfurt, Germany, pp. 1-8.
- Kadri, R., Andrei, H., Gaubert, J., Ivanovici, T., Champenois, G., Andrei, P. (2012). Modeling of the photovoltaic cell circuit parameters for optimum connection model and real-time emulator. *Energy*, 42(1), pp. 57-67.
- Karatepe, E., Boztepe, M., & Colak, M. (2007). Development of a suitable model for characterizing photovoltaic arrays with shaded solar cells. *Solar Energy*, 81(8), pp. 977–992.
- Kermadi, M., Chin, V. J., Mekhilef, S., & Salam, Z. (2020). A fast and accurate generalized analytical approach for PV arrays modeling under partial shading conditions. *Solar Energy*, 208(February), 753–765.
- Kreft, W., Przenzak, E., & Filipowicz, M. (2021). Optik Photovoltaic chain operation analysis in condition of partial shading for systems with and without bypass diodes. *Optik*, 247(July), 167840.
- Keith, E., Kreider, J.F. (1978) Principles of Solar Engineering. Hemisphere, Washington, DC (1978), pp. 778.
- Kawamura, H., Naka, K., Yonekura, N., Yamanaka, S., Kawamura, H., Ohno, H., Naito, K. (2003). Simulation of I–V characteristics of a PV module with shaded PV cells, *Solar Energy Materials and Solar Cells* 75, pp. 613–621.
- King, D., Kratochvil, J. and Boyson, W. (1997) Measuring Solar Spectral and Angle-of-Incidence Effects on PV Modules and Solar Irradiance Sensors. 26th IEEE PV Specialists Conference, pp. 1113-1116.
- Klucher, T. M. (1979). Evaluating models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2), pp. 11-114.
- Kornad, M.(2014). Photovoltaics. Fundamentals, Technology and Practice. Wiley, First Edition, UK.
- Klucher, T. M. (1979). Evaluating models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23(2), pp. 11-114.
- Kovach, A. and Schmid, J. Determination of Energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique. *Solar Energy*, Vol. 57, N^o. 2: pp. 117-124.
- Lun, S. xian, Wang, S., Yang, G. hong, & Guo, T. ting. (2015). A new explicit double-diode modeling method based on Lambert W-function for photovoltaic arrays. *Solar Energy*, 116(2015), pp. 69–82.
- Luque, A., Hegedus, S. (2002). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Wiley- Interscience Publication, 2nd Edition, Wiley.
- Maghami, M. R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M. A., Rezaad, M. I., Hajighorbani, S. (2016). Power loss due to soiling on solar panel: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59(2016), pp. 1307-1316

- Mahto, R., & John, R. (2021). Modeling of Photovoltaic Module. In A. M. Elseman (Ed.), *Solar Cells* (Issue April).
- Miller, S. L. (1957). Ionization Rates for Holes and Electrons in Silicon. *Physcal Review*, 1415(1957), 1246–1249.
- Meinel, A.B., Meinel, M.P. (1977) Applied solar energy: an introduction. NASA STI/Recon Technical Report A.
- Mermoud, A., Lejeune, T. (2010) Performance assessment of a simulation model for PV modules of any available technology. *Proceeding 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference* (2010), pp.1–6
- O'Donnell, K.P., Chen, X. (1991). Temperature dependence of semiconductor band gaps. *Applied Physis Letters*. 58, pp. 2924–2926.
- Olalla; C., Clement; D., Maksimovic; D., Deline, C. (2013). A Cell-Level Photovoltaic Model for High-Granularity Simulations, *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, pp. 1–10
- Oreski, G., and Wallner, G. M. (2007) Evaluation of the aging behavior of ethylene copolymer films for solar applications under accelerated weathering conditions. *Solar Energy*, vol. 83(7), pp. 1040–1047.
- Orozco-Gutierrez, M. L., Ramirez-Scarpetta, J. M., Spagnuolo, G., & Ramos-Paja, C. A. (2013). A technique for mismatched PV array simulation. *Renewable Energy*, 55, pp. 417–427.
- Ortiz-Conde, A., & Sánchez, F. J. G. (2005). Extraction of non-ideal junction model parameters from the explicit analytic solutions of its I-V characteristics. *Solid-State Electronics*, 49(2005), 465–472.
- Petrone, G., Spagnuolo, G., & Vitelli, M. (2007). Analytical model of mismatched photovoltaic fields by means of Lambert W-function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(18), 1652–1657.
- Patel, H., Agarwal, V. (2008). MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics. *IEEE Transactions On Energy Conversion*, 23(1), pp. 302-310.
- Peng, L., Sun, Y., & Meng, Z. (2013). An Improved Model of Photovolatic Cell Using Lambert W Function. *Applied Mechanics and Materials*, 370(2013), 1196–1200.
- Paraskevadaki, E. V, Papathanassiou, S. A., & Member, S. (2011). Evaluation of MPP Voltage and Power of mc-Si PV Modules in Partial Shading Conditions. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 26(3), 923–932.
- Petrone, G., Spagnuolo, G., et Vitelli, M. (2007). Analytical Model of Mismatched Photovoltaic Fields by Means of Lambert W-Function. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 91(18) : pp. 1652-1657.
- Petrone, G., Ramos-Paja, C. (2011). Modeling of photovoltaic fields in mismatched conditions for energy yield evaluations. *Electric Power Systems Research*, 81, pp. 1003-1013.
- Pérez, R., Stewart, R., Arbogast, C., Seals, R., et Scott, J. (1986). An anisotropic hourly diffuse radiation model for sloping surfaces description, performance validation, site dependency evaluation. *Solar Energy*, 36(6), pp. 481-497.
- Perez, R., Stewart, R., Seals, R., et Guertin, T. (1988). The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model, SAND88-7030. Albuquerque, NM.

- Perez, R., Ineichen, P., et Seals, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy*, 44(5), pp. 271-289.
- Picault, D. , Raison, B., Bacha, S., De la Casa, J. , Aguilera, J. (2010). Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses, *Solar Energy* 84 (7), pp. 1301–1309.
- Picault, D., Raison, B., Bacha, S., Casa, J. De, & Aguilera, J. (2010). Forecasting photovoltaic array power production subject to mismatch losses. *Solar Energy*, 84(7), 1301–1309.
- Pineda, F. C. L. (1986). Experimental Evaluation Of Reverse Bias Stress induced On Photovoltaic Modules for different Configuration. *Solar & Wind Technology*, 3(2), 85–88.
- Planck, M.(1901). Distribution of energy in the spectrum. *Annalen der Physik* ; 4:553-563, 1901
- Powers, L., Newmiller, J., Townsend, T. (2010). Measuring and modeling the effect of snow on photovoltaic system performance. *35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 973-978. Hawaii, USA.
- PVsyst SA. User's Guide -PVsyst Contextual Help. University of Geneva 1994–2010.
- Quashning, V. et Hanitsch, R. (1996). Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells. *Solar Energy*, 56(6) : pp. 513-520.
- Quashning, V. (2005). Understanding Renewable Energy. Earth Scan, London, UK.
- Ramabadran, R. (2009). MATLAB Based Modelling and Performance Study of Series Connected SPVA under Partial Shaded Conditions. *J. of Sustainable Development*, 2(3), pp. 85–94.
- Rathee, R. (2013). Comparative analysis to study the effects of partial shading on PV array with LT-Spice and Matlab/Simulink environment. *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, Vol. 2(5), 1505–1508.
- Reindl, D. T., Beckman, W. A., et Duffie, J. A. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models, *Solar Energy*, 45(1), pp. 9-17.
- Reno, Matthew J., Clifford W. Hansen, and Joshua S. Stein. (2012). Global Horizontal Irradiance Clear Sky Models: Implementation and Analysis, SANDIA report, Sandia National Laboratories, New Mexico, California, SAND2012-2389, Unlimited Release, Printed March 2012.
- Rodrigo, P., Fernandez, E.F., Almonacid, F., Perez-Higueras, P.J.(2013). A simple accurate model for the calculation of shading power losses in photovoltaic generators, *Solar Energy*, Vol.93, pp.322–333.
- Roger, A., Maguin, C. (1982). Photovoltaic solar panel simulation including dynamical thermal effects. *Solar Energy*, Vol. 29(3), pp. 245-256.
- Roibás-millán, E., Cubero-estalrich, J. L., Sanabria-pinzn, M., Cubas, J., Gonzalez-estrada, A., & Alfonso-corcuera, D. (2020). Lambert W-function simplified expressions for photovoltaic current-voltage modelling. *IEEE International Conference on Environment and Electrical*, 1–6.
- Samer, S., Ahmed, B. M., Shehab, A. (2012). A matlab/simulink-based photovoltaic array model employing simpowersystems toolbox. *Journal of Energy and Power Engineering*, 6(12), pp. 1965-1975.

- Satteler, M. A., Shaprles, R. S. and J. K. Page, J. K. (1987). The geometry of the shading of buildings by various tree shapes. *Solar Energy* 38(3), pp. 187-201.
- Sauer, K.J., Hansen, T. R, C.W. (2015) Modelling the irradiance and temperature dependence of photovoltaic modules in PVsyst, *IEEE J. Photovoltaics*. 5 (1) pp. 1-7.
- Silva, D. S., Vinicios, M., Moreira, H. S., Mesquita, D. D. B., Henrique, B., Paula, K. De, & Villalva, M. G. (2021). Experimental comparative study of photovoltaic models for uniform and partially shading conditions. *Renewable Energy*, 164, 58–73.
- Spencer, J.W. (1971). Fourier series representation on the position of the sun. *Search*, 2 (5).
- Swaleh, M.S., Green, A.(1982) Effect of shunt resistance and bypass diodes on the shadow tolerance of solar cell modules, *Solar Cells* 5, pp. 183–198
- Telidjane, M. (2017). Modélisation des panneaux photovoltaïques et adaptation de la cyclostationnarité pour le diagnostic : *Thèse de Doctorat en Traitement de Signal*, Université de Lyon, France.
- Tomori, T., Otani, K., Sakuta, K., Kurokawa, K. (2000) On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs. *IEEE Photovoltaic Specialist Conference 2000*, pp.1599- 1602.
- Tripathy, M., Kumar, M., & Sadhu, P. K. (2017). Photovoltaic system using Lambert W function-based technique. *Solar Energy*, 158(August), 432–439.
- Ursula, E. (2003). *Solar Technologies for buildings*. Wiley, First Edition, UK.
- Varshney, S. K., Khan, Z. A., Husain, M. A., & Tariq, A. (2016). A comparative study and investigation of different diode models incorporating the partial shading effects. *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques, ICEEOT 2016*, 3145–3150.
- Varshni, Y.P. (1967). Temperature dependence of the energy gap in semiconductors. *Physica*. 34.
- Villalva, M., Gazoli, J., Filho, E. (2009). Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 24(5), pp. 1198–1208.
- Wang, Y., & Hsu, P. (2009a). Analytical modelling of partial shading and different orientation of photovoltaic modules. *IET Renewable Power Generation*, 4(3), pp. 272–282.
- Wang, Y., & Hsu, P. (2009b). Analysis of Partially Shaded PV Modules Using Piecewise Linear Parallel Branches Model. *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, 3(12), 2354–2360.
- Wang, Y. J., & Hsu, P. C. (2011). Modelling of solar cells and modules using piecewise linear parallel branches. *N IET Renewable Power Generation*, 5(December 2010), 215–222.
- Wang, Y., & Lin, S. (2012). Analysis of a Partially Shaded PV Array Considering Different Module Connection. *IEEE International Conference and Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues & Prospects for Asia (ICUE)*, 1–7.
- Wei, W., Ning, L., Shaoyuan, L. (2012). A Real-time Modeling of Photovoltaic Array. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 20(6), pp. 1154–1160.
- Würfel, P. (2005). *The Physics of Solar Cells*, Wiley-VCH, 2005

- Yin, O. W., & Babu, B. C. (2018). Simple and easy approach for mathematical analysis of photovoltaic (PV) module under normal and partial shading conditions. *Optik - International Journal for Light and Electron Optics*, 169(May), pp. 48–61.
- Zegaoui, A., Petit, P., Aillerie, M. (2012). Experimental Validation of Photovoltaic Direct and Reverse Mode Model: Influence of Partial Shading. *Energy Procedia*, 8, pp. 1247–1253.

ملخص

الأظمة الكهروضوئية المدجة مع المباني. والمثبتة في المناطق الحضرية تكون غالبا عرضة للتظليل الجزئي ال ذي تسببه الحواجز و المرافق المحيطة بها، ذات أشكال هندسية غير منتظمة، مثل: الأشجار، البنايات المجاورة، المداخن، الأعمدة الكهربائية، أسلاك الهاتف إلخ. في الواقع ظاهرة التظليل الجزئي له تأثير سلبي على الإنتاج الطاقوي للمولدات الكهروضوئية، الذي ينتج أساسا من نقصان في الإشعاع الشمسي الساقط. ومن جهة أخرى التوزيع الغير منتظم للإشعاع الشمسي على الألواح الشمسية ينتج عنه ضياع كبير في الطاقة المولدة وقد ينتج عنه كذلك إتلاف الخلايا الشمسية. كمثل على ذلك، البرنامج الألماني لـ 1000 سقف شمسي كهروضوئي نتج عنه ضياع طاقوي قدره 10% كان سببه التظليل الجزئي.

لتقييم كميات الطاقة الضائعة عن طريق التظليل الجزئي، نماذج رياضية كثيرة أقترحت. بينما الدقة ودرجة الصعوبة تختلف من نموذج لآخر. في هذا لسياق هدف بحث هذه الأطروحة هو المساهمة في إقتراح طرق جديدة لتقييم كميات الطاقة الضائعة عن طريق التظليل الجزئي والتي ترتبط مباشرة بالمولد كهروضوئي. وبشكل أكثر تحديداً هو بتزويد المتخصصين العاملين في ميدان الطاقة الشمسية الكهروضوئية بطرق جديدة وبسيطة وفعالة لحساب الضياع في الطاقة الذي يسببه التظليل

Résumé

Les systèmes photovoltaïques intégrés aux édifices (BIPV: Building Integrated Photovoltaics) et installés en milieu urbain se trouvent souvent face au problème d'ombrage partiel causé par la présence d'objets (obstacles ou masques) environnants de géométries irrégulières, tels que: les arbres, les édifices avoisinants, les cheminées, les poteaux électriques, les fils téléphoniques, etc. En effet, ce phénomène d'ombrage a un impact négatif sur la production énergétique du dispositif de conversion photovoltaïque (le générateur photovoltaïque), qui est due principalement à la réduction de l'irradiation solaire incidente. Par ailleurs, la répartition non-uniforme de l'irradiation sur le plan du générateur photovoltaïque (GPV) peut induire de fortes pertes électriques de désadaptation (mismatch), voire l'apparition du problème de hot-spot signifiant la destruction des cellules des modules photovoltaïque. A titre indicatif, dans le programme allemand de 1000 toits solaires photovoltaïques, il a été enregistré une perte de 10% par ombrage partiel.

Pour évaluer les pertes énergétiques induites sous l'effet d'ombrage des GPV, plusieurs méthodes ont été développées, sont décrites dans la littérature. Cependant, la complexité et la précision de ces méthodes diffèrent les unes des autres. Dans ce sens, la présente thèse de doctorat se veut une **contribution au développement de nouvelles méthodes d'évaluation des pertes énergétiques inhérentes aux générateurs photovoltaïques partiellement ombragés**. Il s'agit plus précisément de mettre à la disposition des spécialistes œuvrant dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque de nouvelles méthodes simples et efficaces permettant le calcul des pertes par ombrage.

Abstract

Building integrated photovoltaic systems (BIPV) installed in urban areas system is often subjected to shading problems caused by surrounding obstructions of irregular geometries such as: trees, overhangs, chimney, telephone poles, other buildings, etc. In fact, shading phenomena can cause a negative impact on the energy production of the photovoltaic conversion device (PV generator) which is mainly due to the reduction of incident solar irradiation. Furthermore, the non-uniform distribution of the irradiation on the plane of the photovoltaic generator (GPV) can induce high electrical mismatch losses, or even the appearance of the hot-spot problem meaning the destruction of the PV module cells. As an indication, in the German 1000 Roofs Program, it was recorded a 10% of energy loss due to partial shading.

For estimating the PV generator energy losses under shading effect, several methods have been developed are described in the literature. However, the complexity and accuracy of these methods differ from each other. In this sense, this thesis contribute to **the development of new methods for evaluating the energy losses inherent in partially shaded photovoltaic generators**. More particularly, the aim of this thesis is to provide specialists working in the field of photovoltaic solar energy a new, simple and effective methods for calculating losses due to shading.