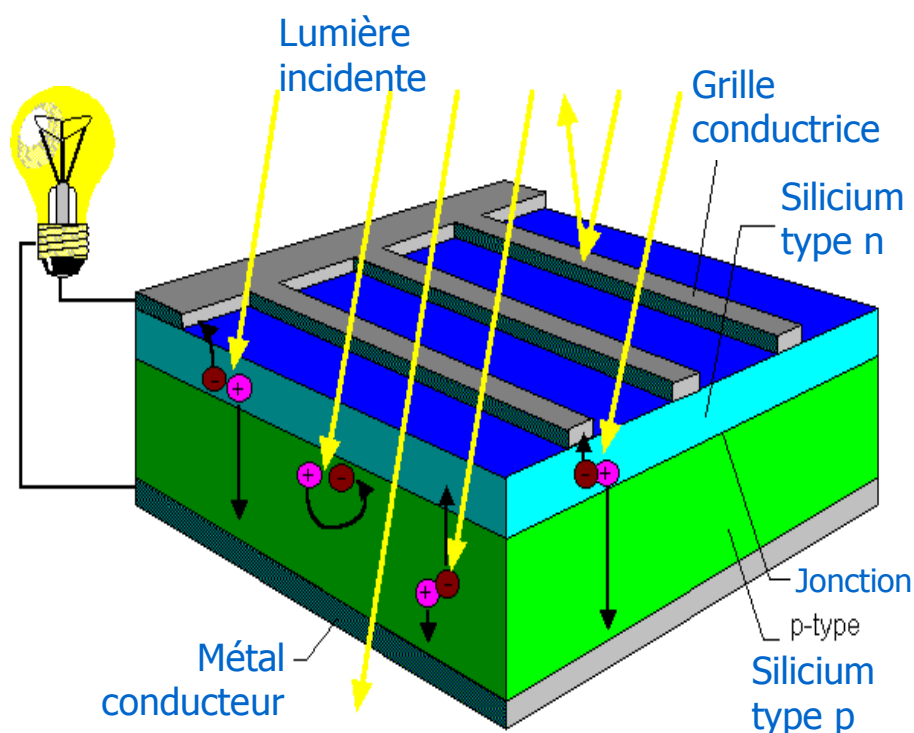


Les convertisseurs photovoltaïques

Gisement solaire,
cellules, modules et champs de modules



European Master in Renewable Energy

SOMMAIRE

LES CONVERTISSEURS PHOTOVOLTAÏQUES.....	6
1 GISEMENT SOLAIRE.....	7
1.1 Unités photométriques.....	7
1.2 Grandeurs liées à l'éclairement solaire.....	7
1.2.1 Durée d'insolation :.....	7
1.2.2 Irradiation :.....	7
1.2.3 Fraction solaire :.....	8
1.2.4 Rayonnement diffus :.....	8
1.2.5 Absorption par l'atmosphère:.....	9
1.2.6 Epaisseur d'atmosphère :.....	10
1.2.7 Albédo :.....	11
1.2.8 Rayonnement global :.....	11
1.2.9 Constante solaire et repartition spectrale :.....	11
1.3 Profils types d'irradiations mensuelles.....	13
1.3.1 Lille (lat : 51°).....	13
1.3.2 Chambéry (lat 46°).....	13
1.3.3 Ajaccio (lat 42°).....	14
1.4 Masques.....	15
1.4.1 Masque géographique lointain.....	16
1.4.2 Les masques proches.....	16
2 LA CONVERSION PHOTON-ELECTRON.....	18
2.1 Sensibilité spectrale d'un récepteur.....	18
2.2 Flux d'énergie et flux de photons.....	19
2.3 Interaction rayonnement-matière.....	20
2.4 Notion de paire électron-trou.....	21
3 LA CELLULE SOLAIRE IDEALE.....	22
3.1 Mécanismes élémentaires.....	22
3.1.1 Absorption.....	22
3.1.2 Séparation.....	22
3.2 Absorption du rayonnement dans le matériau.....	24
3.2.1 Transitions directes et indirectes.....	25
3.3 Calcul du courant.....	26
3.4 Calcul de la tension.....	27
3.5 Calcul du rendement.....	28
4 LA PHOTODIODE A SEMI-CONDUCTEUR.....	29
4.1 Rôle des défauts et des impuretés.....	29
4.1.1 Donneurs.....	29
4.1.2 Accepteurs.....	29
4.2 Structure de collecte.....	30
4.2.1 Jonction PN.....	31
4.2.2 Barrière de potentiel.....	32
4.2.3 Application d'un potentiel externe.....	33
4.2.4 Collecte.....	34
4.3 Génération du photo-courant.....	34
4.3.1 Description qualitative.....	35
4.4 Caractéristique $I = f(V)$	38
4.5 Localisation des pertes.....	39
4.5.1 Cellules à haut rendement.....	42

4.6	<i>Schéma équivalent</i>	45
4.6.1	Générateur de courant.....	45
4.6.2	La photopile, générateur mixte.....	45
4.6.3	Influence de l'éclairement.....	47
4.6.4	Influence de la température.....	48
4.6.5	Perte de puissance par résistance série.....	49
4.6.6	Influence de la conductance shunt.....	50
4.7	<i>Modélisation et caractéristique dans l'obscurité</i>	51
4.7.1	Courant d'obscurité.....	51
4.7.2	Modélisation.....	54
4.8	<i>Technologies de cellules</i>	55
4.8.1	Typologie.....	55
4.8.2	Procédé de fabrication des modules au silicium cristallin.....	56
4.8.3	Procédé de fabrication de modules en couches minces.....	60
4.9	<i>Production mondiale</i>	62
4.9.1	Par pays.....	63
4.9.2	Par technologie.....	65
5	LE MODULE PHOTOVOLTAÏQUE.....	68
5.1	<i>Le groupement de cellules en série</i>	68
5.2	<i>Le groupement de cellules en parallèle</i>	69
5.3	<i>L'encapsulation des cellules</i>	69
5.3.1	Modules au silicium cristallin.....	69
5.3.2	Modules en couches minces.....	70
5.4	<i>Notion de puissance crête et de température d'utilisation</i>	71
5.4.1	Puissance STC.....	71
5.4.2	TUC.....	71
5.4.3	Puissance NOCT.....	72
5.4.4	Température de fonctionnement.....	72
5.4.5	Modules intégrés au bâti.....	72
5.5	<i>Le test des modules</i>	72
5.6	<i>Mesures sur le terrain</i>	73
6	STANDARDS, CERTIFICATIONS.....	74
6.1	<i>Standards</i>	74
6.2	<i>Vieillesse accélérée</i>	74
6.3	<i>La certification des modules</i>	75
6.3.1	Listes des laboratoires européens habilités à réaliser les tests de certifications IEC.....	75
6.4	<i>Garanties</i>	76
7	LE CHAMP DE MODULES PHOTOVOLTAÏQUES.....	77
7.1	<i>Les déséquilibres dans les groupements de modules</i>	77
7.1.1	La photopile fonctionnant en récepteur.....	78
7.1.2	Déséquilibre dans un groupement série.....	78
7.1.3	Déséquilibre dans un groupement parallèle.....	80
7.2	<i>Règles d'installations des champs de panneaux</i>	82



Alain RICAUD

Gérant de CYTHELIA, Président de SCREEN SOLAR,
Professeur Associé à l'Université de Savoie. ar@cythelia.fr

Biographie

Né en 1947. Marié, 3 enfants, 3 petits enfants.

Ingénieur de l'Ecole Supérieure d'Electricité, Docteur es-Sciences et MBA – ICG Paris.

Début de carrière en tant qu'ingénieur process chez IBM-France La Gaude et chercheur au Laboratoire d'Electro-optique de Nice sur le silicium et ses propriétés électro-optiques.

En 1979, Alain Ricaud devient Directeur Général de la société France-Photon à Angoulême (30 personnes) l'un des premiers producteurs de cellules et modules photovoltaïques. Il contribue à la construction des premières centrales PV de démonstration en Corse (50 kW), Crête, Guyane française et Pakistan.

En 1985, il est R&D Director puis General Manager de Solarex corp. (400 personnes), à Washington, filiale du groupe Amoco et n°2 mondial de l'industrie photovoltaïque.

A partir de 1989, il est Directeur Général de Solems SA (48 personnes), à Palaiseau, joint venture des groupes TOTAL et MBB, où il développe des dispositifs électro-optiques en couches minces pour photopiles au silicium amorphe et applications aux écrans plats.

Entre 1995 et 1996, il est Directeur commercial de HCT Shaping Systems SA, à Lausanne, leader mondial des machines de sciage à fil pour l'industrie PV et des semi-conducteurs.

Depuis sa création en 1994, Alain Ricaud est Consultant-associé et gérant majoritaire de *CYTHELIA consultants*, sarl de 11 associés et 12 employés. *CYTHELIA* est un cabinet d'expertise et de conseil en nouvelles technologies de l'énergie, spécialisé dans le photovoltaïque (stratégie, technologie, marchés) et les bâtiments à énergie positive. Nombreuses missions de conseil auprès d'entreprises industrielles et de collectivités désireuses d'intégrer une activité dans le domaine photovoltaïque.

Alain Ricaud a enseigné, à l'EPFL Lausanne, au Master ENSAM Bastia, au Master La Rochelle, au Master européen de l'Ecole des Mines à Sophia-Antipolis, au Master Mat'ERE de Poitiers, au Master CEDER de Versailles, au CIFRES de Dakar, à l'ASDER, à l'Ecole Centrale de Lyon et à l'INES.

Il est actuellement Professeur Associé à l'Université de Savoie (Polytech' Savoie).

Expert auprès de l'ANR et d'OSEO, ainsi que des DG TREN et DGR, de l'UE.

Titulaire de 6 brevets d'invention

Editeur de « La Lettre du Solaire », publication mensuelle depuis Oct 2000.

Auteur de 20 publications internationales et de trois ouvrages :

« Photopiles solaires » paru aux PPUR, Lausanne 1997

« Modules photovoltaïques en couches minces », Techniques de l'Ingénieur, Paris 2005.

« Construire une maison à énergie positive », Dunod, Paris, Oct 2010.

Les convertisseurs photovoltaïques

Dans un premier chapitre consacré au gisement solaire, après un bref rappel de définitions photométriques, nous revoyons dans le détail toutes les grandeurs liées à l'éclairement solaire, tant il est vrai que ces notions sont maltraitées dans la pratique, puis nous rappelons ce que sont les spectres solaires de référence, quelques exemples de gisement solaire en France et nous finissons ce chapitre par la définition des masques proches et lointain.

Dans un deuxième chapitre, après un bref rappel sur les principes de base des semi-conducteurs, nous nous familiarisons avec la conversion photon-électron. Nous rappelons la notion de sensibilité spectrale d'un récepteur, puis étudions l'interaction lumière-matière permettant la conversion de lumière en électricité : absorption de la lumière, création de porteurs libres, séparation des charges, récupération du courant.

Dans un troisième chapitre, nous considérerons la photopile idéale, boîte noire dont on ne veut pas connaître les mécanismes détaillés de fonctionnement interne; cette démarche permet de ne pas s'enfermer dans une description trop traditionnelle des photopiles existantes; elle permet d'ouvrir le champ de la découverte à d'autres principes de mise en oeuvre. C'est d'autant plus nécessaire que l'on parle maintenant de photopiles de troisième génération dont les rendements théoriques pourraient atteindre 87% !...

Dans un quatrième chapitre, nous étudions la photodiode à semi-conducteur, dispositif de très loin le plus répandu, sans trop rentrer dans les détails de la physique des semi-conducteurs, ne faisant appel qu'à la notion de dopage (atomes donneurs et accepteurs) pour introduire l'homo-jonction et ses propriétés de diode. Nous expliquons la génération de photo courant dans le cas du court-circuit et du circuit ouvert.

Nous étudions la photopile comme un générateur mixte de courant et de tension. Puis, à travers ses caractéristiques électriques en fonction de l'éclairement, de la charge et de la température.

Nous expliquons comment on peut modéliser sous Excel sa caractéristique I(V)

Nous décrivons les diverses technologies de cellules et leur procédé de fabrication et comparons le silicium cristallin aux couches minces – en particulier le CIGS.

Nous analysons la production mondiale de cellules jusqu'en 2010 par pays et par technologie.

Dans le cinquième chapitre, nous analysons comment se comporte un groupement de cellules en série pour former un module, nous décrivons les différentes techniques d'encapsulation, nous définissons les notions de puissance crête STC et de puissance NOCT et la façon dont les modules sont testés en intérieur et comment il est possible de remonter des mesures sur le terrain aux valeurs STC.

Dans le sixième chapitre nous abordons les notions importantes de durée de vie, de vieillissement accéléré, de certification et de garanties des modules.

Enfin, dans le septième chapitre, nous étudions le groupement de modules en série et en parallèle pour former des panneaux ou des champs de modules et nous étudierons la problématique de déséquilibre dans les réseaux, problèmes dont l'importance pratique croît avec la généralisation des modules intégrés au bâti dans un cadre urbain.

1 Gisement solaire

1.1 Unités photométriques

On rappelle ici les définitions de base des grandeurs utilisées en énergie solaire:

Grandeur	unités énergétiques	unités visuelles
flux lumineux Φ	Watt (W)	lumen (lm)
éclairage (irradiance) E	W/m ²	lm/m ² = lux
intensité I	W/Sr	candela (cd)
luminance (brillance) L	W/m ² .Sr	cd/m ² = nit

Tableau 1 : grandeurs et unités photométriques

Exemples de valeurs des unités photométriques usuelles:

- 1.16 10⁵ lux à 5 760 °C (température de la surface du soleil) équivaut à 1 030 W/m², pour le spectre AM 1 (une traversée d'atmosphère), soit 112 lm/W.
- L'oeil humain est sensible à un flux de 10⁻¹³ lumen soit environ 10⁻¹⁵ Watt. La constante solaire valant environ 10⁵ lux (1 000 W/m²), le flux qui pénètre dans une pupille de 1mm d'ouverture est de 10⁻³ Watt. L'oeil est un détecteur prodigieux couvrant 12 décades; c'est la raison pour laquelle sa réponse est logarithmique. Pour lire confortablement, l'association française de l'éclairage recommande un éclairage de 300 lux minimum.
- La luminance de la lune est de 4 000 nits, celle d'un arc électrique de 150 10⁶ nits et celle du soleil de 1.5 10⁹ nits.

1.2 Grandeurs liées à l'éclairage solaire

1.2.1 Durée d'insolation :

Les durées d'insolation sont mesurées avec des héliographes (boule de verre concentrant le rayonnement direct sur un ruban de papier sensible) dont le seuil est de 120 W /m². Par exemple, Embrun dans le Briançonnais jouit de 2 700 h d'ensoleillement par an (7.4 h/jour) contre seulement 1 750 à Rennes (4.8 h/j). On notera que le nombre théorique maximal est de 4 380 h (12h/jour). Attention à ne pas confondre la durée d'insolation et le nombre d'heures équivalent plein soleil. Ce dernier est dérivé de l'irradiation globale annuelle mesurée dans le plan horizontal: par exemple, 1500 kWh/m².an à Briançon équivaut à 1 500 h plein soleil (1 500 h x 1 000 W /m²) et non pas 2 700 d'ensoleillement.

1.2.2 Irradiation :

Les résultats de mesures d'éclairage intégrées dans le temps, sont en général présentés sous forme de tableaux mensuels de relevés journaliers exprimés en kWh/m², en J/cm² ou en Langley¹. Nous utiliserons les kWh/m².jour, les kWh/m².mois et les kWh/m².an

¹ On retiendra au passage les correspondances suivantes: 1 J/cm² = 2.39 kcal /m² = 2.78 Wh /m²
1 Langley = 1 cal/cm² = 11.62 Wh/m².

1.2.3 Fraction solaire :

C'est le paramètre représentatif des conditions de nébulosité du ciel. La nébulosité est le rapport entre la surface du ciel couverte par les nuages et la surface totale du ciel au-dessus du territoire correspondant. Cette notion n'étant que descriptive, on la relie à la fraction d'insolation qui est une grandeur mesurable dès qu'on connaît les durées d'insolation enregistrées par l'héliographe et qui s'en déduit par le rapport $\sigma = S/S_0$ avec S = durée d'insolation mesurée et S_0 durée maximale d'insolation.

1.2.4 Rayonnement diffus :

La composante diffuse provenant de toute la voûte céleste, elle n'a pas d'orientation privilégiée. Elle ne peut donc être concentrée par des instruments optiques. Le rayonnement diffus est plus riche en bleu que le rayonnement global. Les photopiles étant des détecteurs sélectifs, ce point a son importance.

1.2.4.1 Diffusion par l'atmosphère

La diffusion de la lumière est une redistribution spatiale du rayonnement par des particules matérielles. C'est un phénomène complexe puisqu'il intègre à la fois la diffraction, la réfraction et la réflexion par les particules. L'indice de réfraction des particules diffusantes, mais aussi et surtout leurs dimensions par rapport à la longueur d'onde de la lumière, modifient sensiblement la répartition spectrale et l'intensité lumineuse Figure 1.

Les molécules d'air dont la taille est très inférieure à la longueur d'onde seront responsables de la diffusion dite de Rayleigh, où le coefficient de diffusion β peut s'écrire :

$$\beta = \frac{32 \pi^3}{3N} \cdot \frac{(n-1)^2}{\lambda^4} = \beta_m \cdot \lambda^{-4}$$

où N est le nombre de molécules par unité de volume, et n l'indice de réfraction. L'inverse de la longueur d'onde à la puissance 4 explique la couleur bleu foncé d'un ciel parfaitement pur. Elle se traduit aussi par la couleur jaune, puis orangée et rouge du soleil au fur et à mesure qu'il s'approche de l'horizon puisqu'alors le trajet optique augmentant, la partie bleue du spectre est fortement atténuée par la diffusion en λ^{-4} .

Les aérosols ont en général des dimensions semblables à la longueur d'onde de la lumière. Ce peuvent être des poussières, des cendres, des microcristaux, des micro-gouttelettes, des fumées de pollution industrielle dont la taille varie de 0.5 à 10 μm . La variation spectrale de la densité optique reste liée aux longueurs d'onde suivant une loi du type :

$$\beta = \beta_a \cdot \lambda^{-p}$$

sauf dans le cas des grosses gouttelettes nuageuses où $p=0$.

L'exposant p affecté à la longueur d'onde varie donc entre 0 et 4.

La valeur 1.3 est une moyenne acceptable qui a été proposée par **Angström** au vu de nombreuses mesures. Le coefficient de trouble d'Angström β_a varie entre 0.02 pour un ciel bleu profond, 0.10 pour un ciel moyen, 0.20 pour les zones urbaines polluées et 0.8 pour un ciel laiteux.

1.2.4.2 Trouble de Link :

Le facteur de trouble de Link T_L est relié au coeff de trouble d'Angström : β_a (qui donne la couleur du ciel) et à la hauteur d'eau condensable w , par la formule :

$$T_L = 1,6 + 16 \beta_a + 0,5 \ln t$$

Elle est reliée à la tension de vapeur par la formule empirique de Hahn: w (cm)=0.17 t , où t (mbar) représente la tension de vapeur d'eau au sol.

1.2.4.3 Nébulosité:

Les nuages sont constitués de gouttelettes d'eau dont la taille est nettement supérieure à la longueur d'onde. La diffusion est alors neutre et provient de l'ensemble des phénomènes de réflexion, réfraction et diffraction. La **nébulosité** est le paramètre météorologique qui permet d'estimer l'importance prise part les nuages dans les phénomènes de diffusion. Elle s'exprime en huitièmes ou en fractions décimales de ciel couvert. Cette notion n'étant que descriptive, on la relie à la fraction d'insolation σ qui est une grandeur mesurable dès qu'on connaît les durées d'insolation enregistrées par l'héliographe.

1.2.5 Absorption par l'atmosphère:

Les rayons UV lointains sont totalement absorbés dans l'ionosphère et dans la stratosphère. Dans la gamme de longueur d'ondes qui nous intéresse (0.2 à 2 μm) pratiquement seuls l'ozone, la vapeur d'eau et le gaz carbonique dans une moindre mesure, interviennent de manière sensible dans l'absorption gazeuse.

Le Tableau 2 donne en valeurs relatives les principales bandes d'absorption de l'atmosphère au niveau du sol pour une hauteur d'eau condensable de 2 cm. Il montre clairement que la partie visible du spectre est peu affectée par l'absorption.

$\lambda(\mu\text{m})$.2	.3	.4	.5	.6	.7	.8	.9	1.0	1.1	1.4	1.6	1.9	2.6
O ₃	1.0	0.5	0.4	0.3	0.1	0.1								
O ₂						0.2	0.2							
CO ₂												0.15	0.35	1.0
H ₂ O						0.2	0.2	0.5	0.6		1.0			1.0

Tableau 2 : Valeur relative des principales bandes d'absorption de l'atmosphère au niveau du sol (hauteur d'eau condensable: 2 cm)

Les rayons UV lointains sont totalement absorbés dans l'ionosphère et dans la stratosphère. Dans la gamme de longueur d'ondes qui nous intéresse (0.2 à 2 μm) pratiquement seuls l'ozone, la vapeur d'eau et le gaz carbonique dans une moindre mesure, interviennent de manière sensible dans l'absorption gazeuse. L'ozone absorbe l'UV moyen (sur une large bande de 0.2 μ à 0.7 μm). L'oxygène a deux bandes étroites de faible atténuation dans le visible à 0.69 et 0.76 μm . La vapeur d'eau a sept bandes d'absorption dont 3 fortes dans l'infrarouge moyen. Le gaz carbonique, absorbe suivant trois raies étroites dans l'IR au-delà de 1.5 μm .

On peut résumer ce qui précède dans le Tableau 3:

Type	Absorption	Diffusion
Gaz atmosphérique	faible	forte en λ^{-4}
Vapeur d'eau	sensible pour $\lambda > 0.65\mu$	négligeable
Ozone	forte $\lambda < 0.3 \mu$	négligeable
Aérosols	faible	en λ^{-p} avec $1 < p < 3$
Nuages	faible	forte et neutre

Tableau 3 : Les principales sources d'absorption et de diffusion

1.2.6 Epaisseur d'atmosphère :

Prenant pour référence unité, l'épaisseur verticale de l'atmosphère moyenne réduite à 7.8 km (conditions dites normales), supposant cette couche plane et stratifiée horizontalement, la longueur du trajet rectiligne d'un rayon lumineux incliné d'un angle h par rapport à l'horizontale sera donnée par la formule:

$$OM = \frac{OA}{\sin h}$$

A une pression p différente de 1013 mbar et à une altitude z (km), on désignera par masse atmosphérique ou nombre d'air masse le nombre:

$$m = \frac{p_m}{1013} \cdot \frac{1}{\sin h} \cdot \exp\left(-\frac{z}{7.8}\right)$$

où p_m est la pression atmosphérique au niveau de la mer.

La pression atmosphérique au niveau de la mer peut varier autour de sa valeur de référence égale à 1 013 hPa (mbar) entre 950 hPa (dépression) et 1 050 hPa (anticyclone).

- Exemples: soleil au zénith, niveau de la mer: AM 1,
- soleil à 42 ° sur l'horizon: AM 1.5,
- soleil à 30 ° sur l'horizon: AM 2

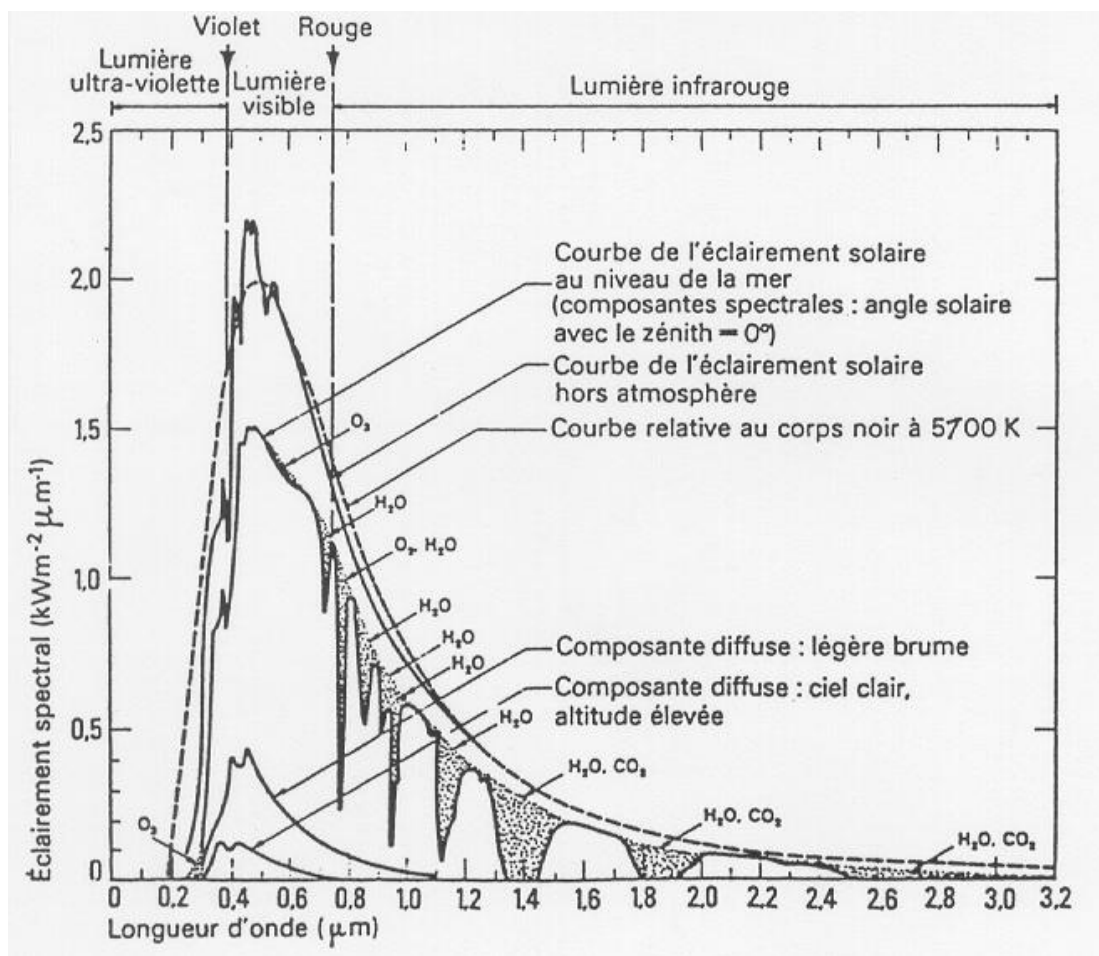


Figure 1 : Le corps noir à 5700 °K et les spectres solaires AM0 et AM1 (d'après W. Palz, Solar Electricity, UNESCO, Butterworths, 1978).

1.2.7 Albédo :

C'est la fraction d'un rayonnement incident diffusée ou réfléchi par un obstacle. Ce terme étant généralement réservé au sol ou aux nuages, c'est une valeur moyenne de leur réflectance pour le rayonnement considéré et pour tous les angles d'incidences possibles. Par définition, le corps noir possède un albédo nul. Il faudra tenir compte de l'albédo du sol pour le dimensionnement d'installations solaires installées sur une surface enneigée (refuges de montagne), sur l'eau (bouées de navigation), dans les zones désertiques, ou même sur les toitures des immeubles.

1.2.8 Rayonnement global :

Le rayonnement solaire arrivant au sol a plusieurs composantes à traiter différemment : une composante directe I , une composante diffuse D , et l'albédo, le tout formant le rayonnement global G .

La composante du diffus dans un plan d'inclinaison quelconque i

$$D = \frac{1 + \cos i}{2} \cdot D_h + \frac{1 - \cos i}{2} \cdot \alpha \cdot G_h$$

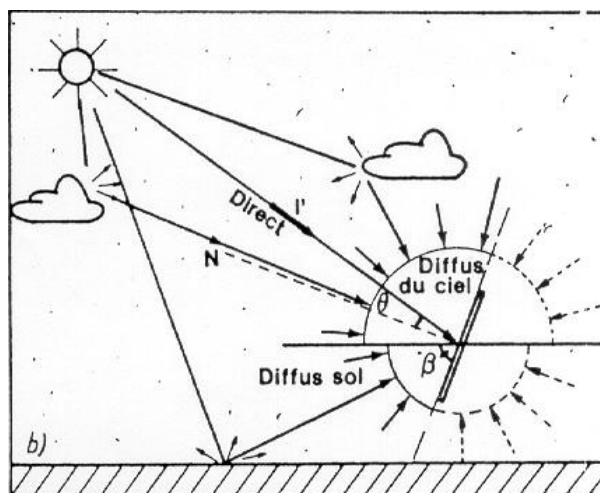


Figure 2 : Composante diffuse en provenance du sol sur un capteur incliné d'un angle quelconque.

1.2.9 Constante solaire et repartition spectrale :

Le Tableau 4 indique les valeurs de la constante solaire en fonction de la masse d'atmosphère traversée (nombre d'air masse).

M	0	1	1.5	2	3	4	5
E(W/m ²)	1 353	931	834	755	610	530	430

Tableau 4 : Valeur de la constante solaire en fonction de l'épaisseur m d'atmosphère traversée

Concernant la répartition spectrale, on retiendra par exemple pour le spectre AM0 les proportions suivantes:

AM0	UV	Visible	IR
0.2 à 4 μm	0.1 à 0.4 μm	0.4 à 0.75 μm	0.75 à 5 μm
1 350 W/m ² ²	9%	42%	49%

Tableau 5 : Répartition énergétique du spectre solaire de référence AM0

² Duffin & Beckman ont trouvé 1367 W/m² en 1991

La Figure ci-dessous donne les irradiances spectrales correspondantes.

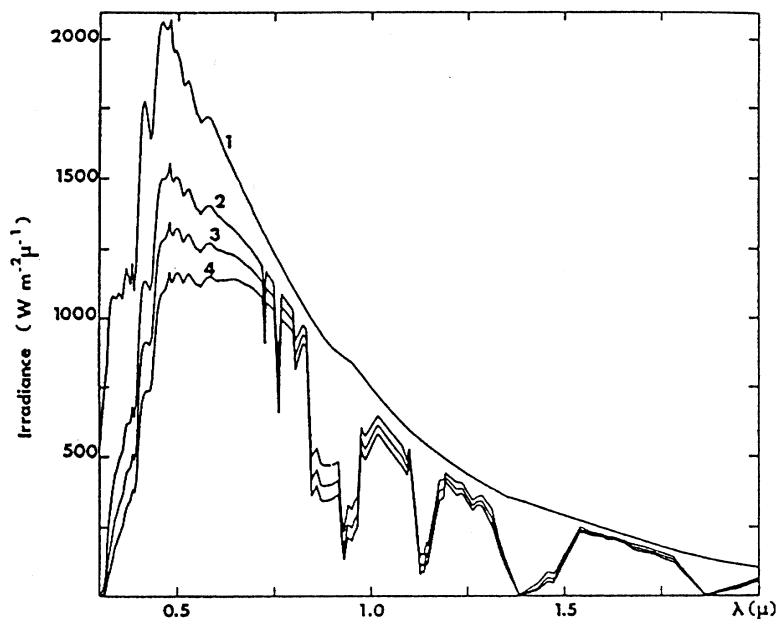


Figure 3 : Irradiance spectrale pour une atmosphère peu polluée de type méditerranéen ($n=1.3$, $\beta=0.04$, $\varpi=2$ cm) (1) AM0, (2) AM1, (3) AM1.5, (4) AM2.

La répartition spectrale de l'éclairement énergétique solaire de référence qui a été adoptée par la France (norme NFC57-100), puis par la CEI (IEC 1215) est une répartition de l'éclairement énergétique solaire global (direct + diffus), correspondant artificiellement à un éclairement de 1000 W/m^2 avec une traversée AM 1.5 d'atmosphère, sur une surface plane inclinée de 37° par rapport à l'horizontale, l'albédo (facteur de réflexion au sol) étant de 0.2, et les conditions météorologiques les suivantes: hauteur d'eau condensable: $w=1.42$ cm ; hauteur réduite d'ozone: $\varpi=0.34$ cm ; trouble atmosphérique: $T_L=2.7$ à 5

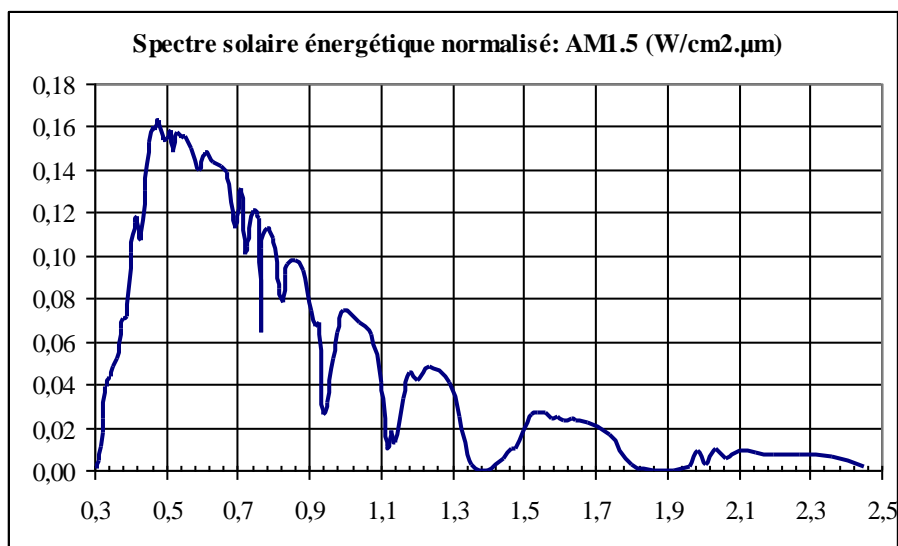


Figure 4 : Spectre solaire énergétique normalisé à 100 mW/cm^2 : AM1.5 from R.Hulstrom, R. Bird, C.Riordan, Solar cells, Vol. 15, p.365 1985

1.3 Profils types d'irradiations mensuelles

1.3.1 Lille (lat : 51°)

Irradiation annuelle pour une surface horizontale:

- 973 kWh /m².an (30% direct, 70% diffus)

Irradiation annuelle pour une surface verticale:

- 704 kWh /m².an (38% direct, 62% diffus)

Irradiation annuelle à l'inclinaison optimale 25 +/- 5° :

- 1 013 kWh /m².an

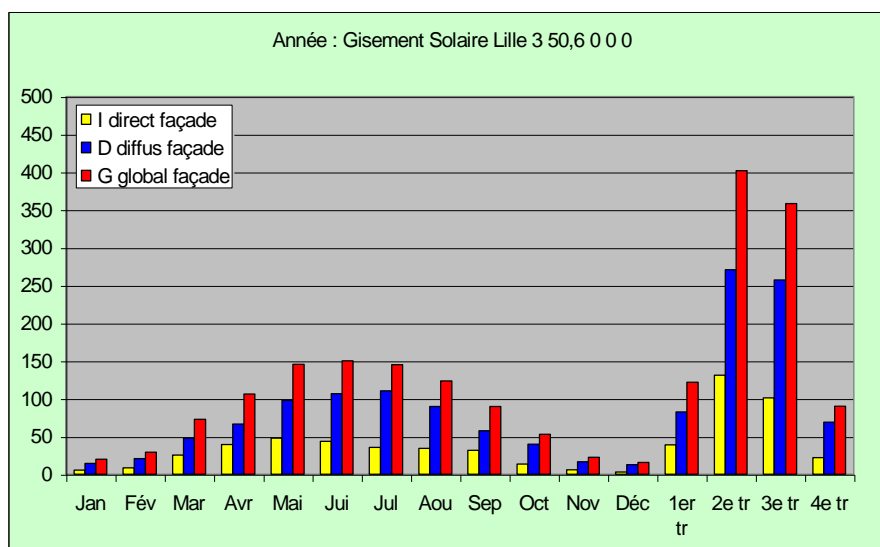


Figure 5 : Lille : irradiation mensuelle pour une surface horizontale(kWh/m²)

1.3.2 Chambéry (lat 46°)

Irradiation annuelle pour une surface horizontale

- 1 267 kWh /m².an (56% direct, 44% diffus)

Irradiation annuelle pour une surface verticale

- 975 kWh /m².an (59% direct, 41% diffus)

Irradiation à l'inclinaison optimale 33 +/- 5°

- 1 408 kWh /m² .an

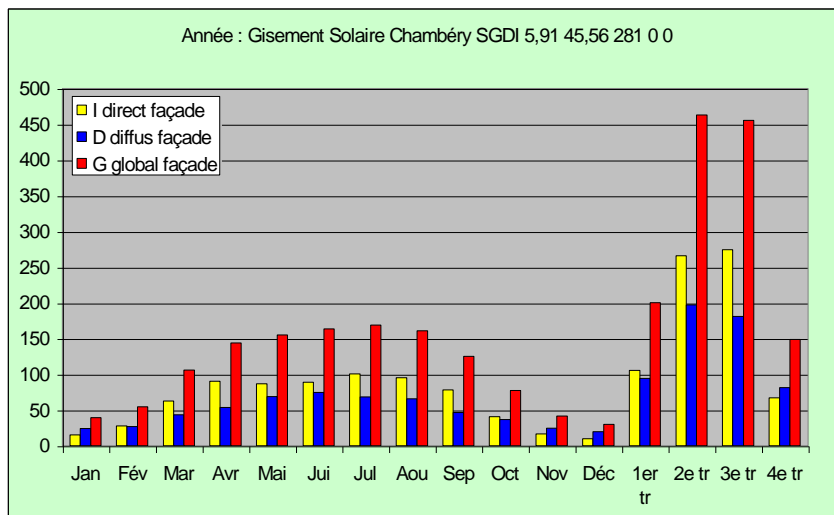


Figure 6 : Chambéry: irradiation mensuelle pour une surface horizontale (kWh/m²)

1.3.3 Ajaccio (lat 42°)

Irradiation annuelle pour une surface horizontale

- 1 551 kWh /m².an (60% direct, 40% diffus)

Irradiation annuelle pour une surface verticale

- 1 135 kW /m².an (59% direct, 41% diffus)

Irradiation à l'inclinaison optimale 30 +/- 5 °

- 1 705 kWh /m² .an

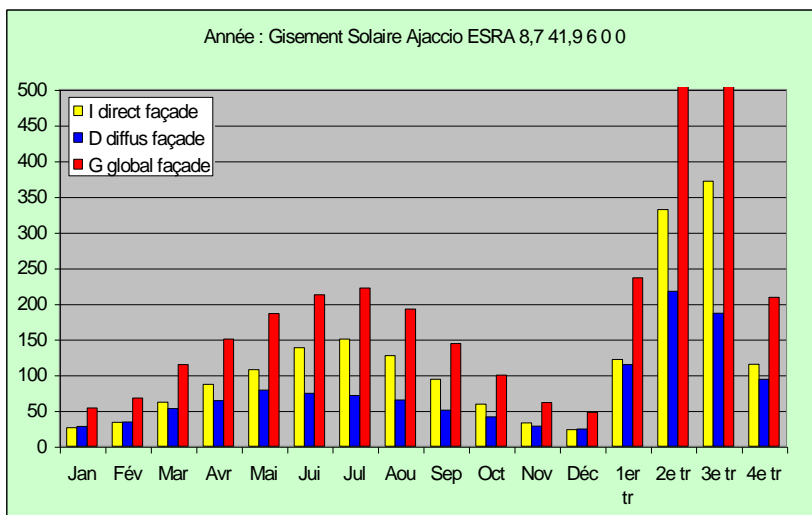


Figure 7 : Ajaccio : irradiation mensuelle pour une surface horizontale (kWh/m²)

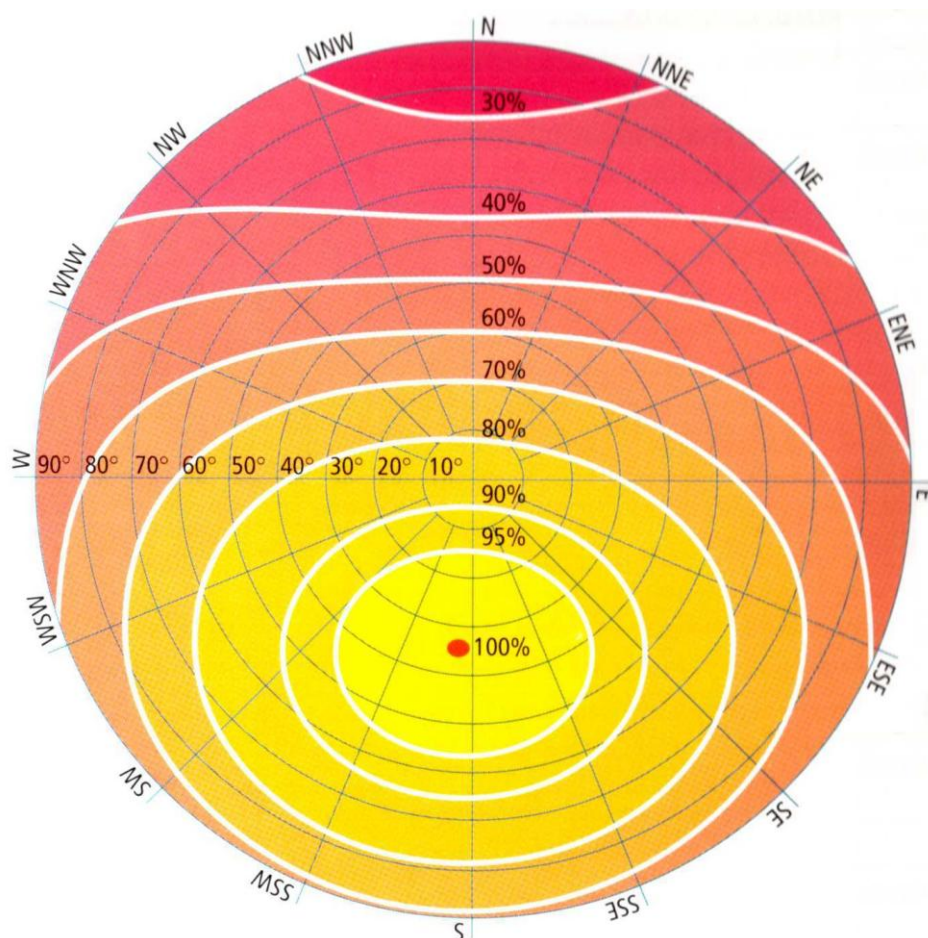


Figure 8 : Irradiation annuelle relative en France, fonction de l'orientation et de l'inclinaison : plus de 95% pour orientation Sud +/- 45° et pour inclinaison 35° +/- 20°

1.4 Masques

Si, à certaines époques de l'année, certains obstacles naturels cachent le Soleil en cours de journée, le plus souvent au lever ou au coucher, il est évident que la durée maximale d'ensoleillement mesurable par très beau temps, normalement voisine de la durée du jour S_0 , doit être diminuée de cette durée d'occultation que l'on peut mesurer ou calculer géométriquement.

On désigne cette durée maximale possible d'ensoleillement par S_{max} . S_{max} dépend ainsi, comme S_0 , de la latitude et de la déclinaison du Soleil, mais aussi de l'environnement géographique, des masques et des obstacles, et la différence $S_{max} - S_0$ varie selon l'époque de l'année et les trajectoires apparentes du Soleil. Lorsque l'horizon est bien dégagé de tout masque (colline, bâtiment, etc.), S_{max} reste cependant inférieur à S_0 . car au lever et au coucher du Soleil, le rayonnement direct n'atteint la valeur du seuil de mesure par l'héliographe que pour une certaine hauteur du Soleil. Cette valeur de la durée maximale mensuelle par très beau temps, en horizon dégagé sans obstacles, est souvent symbolisée par S_1 . C'est elle qui est mesurée et fournie par les stations météorologiques.

Les problèmes de masque ou d'écran portant ombre à certains moments de la journée (bâtiments, rideau d'arbres, etc.) et sources de rayonnement diffus, sont en général difficiles à apprécier, mais sont solubles cas par cas par des considérations géométriques simples.

1.4.1 Masque géographique lointain

Il sert à définir l'horizon lointain du site où l'on se trouve. On peut parler d'horizon lointain lorsque l'angle sous lequel on voit un obstacle ne varie pas ou très peu lorsque l'on s'élève de quelques mètres d'altitude. L'altitude de l'obstacle est calculée en ajoutant la hauteur de l'obstacle à l'altitude de définition du masque. C'est pour cette raison qu'il est important de définir l'altitude de définition du masque avant d'entrer les mesures. Une modification ultérieure de l'altitude de définition entraîne une erreur sur les altitudes des obstacles.

On peut mesurer les masques par différentes méthodes :

- relevé topographique sur carte d'Etat Major,
- plus simple, le relevé manuel par clinomètre,
- ou plus sophistiqué, photographie numérique associée à un logiciel ad-hoc.
- Le logiciel libre de dimensionnement solaire ARCHELIOS™ édité par Cythelia dispose d'une base de données topographique qui permet de dessiner le masque lointain en tous points des territoires suivants : France, Allemagne, Italie, Espagne, Maroc, ...

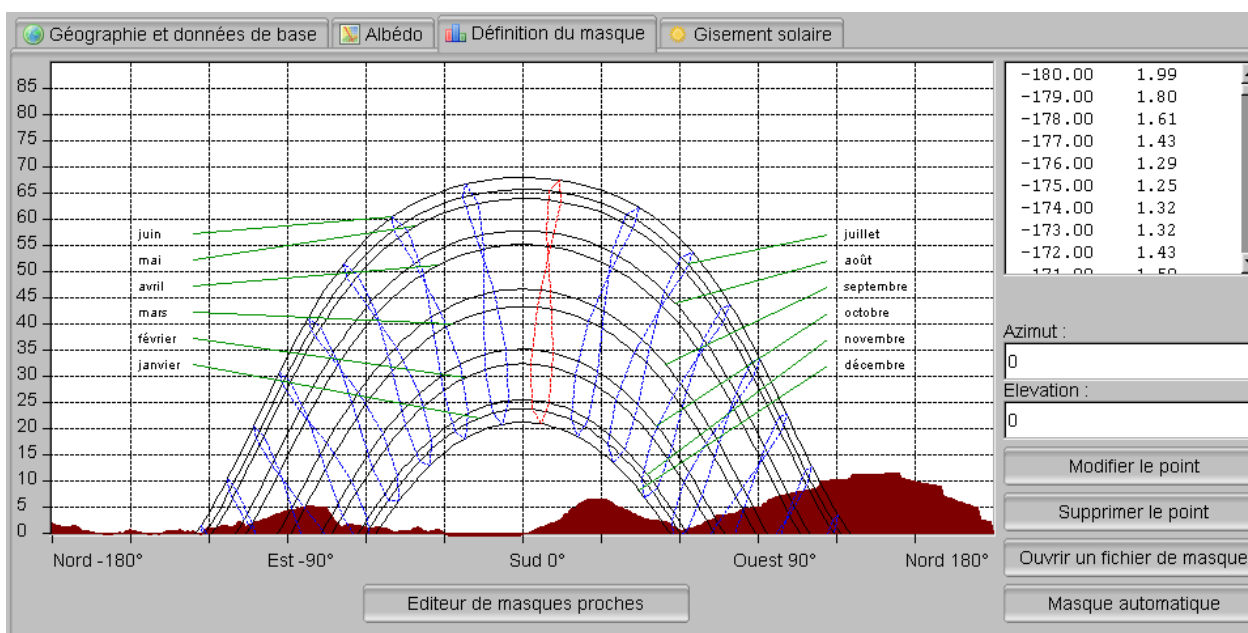


Figure 9 : Effet d'un masque lointain

1.4.2 Les masques proches

Ils servent à définir « l'horizon » proche du site précis où l'on se trouve (bâti, végétation, ...).

On peut parler de masque proche lorsque l'angle sous lequel on voit un obstacle varie de façon importante lorsque l'on s'élève d'un étage par exemple...

Il faut enfin tenir compte des masques d'éléments architecturaux ou du bâtiment sur lui-même (voir Figure).

Attention ! il y aura un masque proche pour chacune des faces d'un bâtiment.

Le logiciel ARCHELIOS™ édité par Cythelia permet dans sa version PRO de définir les masques proches avec l'aide d'une version adaptée du Sketch-up de Google qui permet de dessiner rapidement des bâtiments, ou des obstacles naturels proches (Figure ci-dessous)

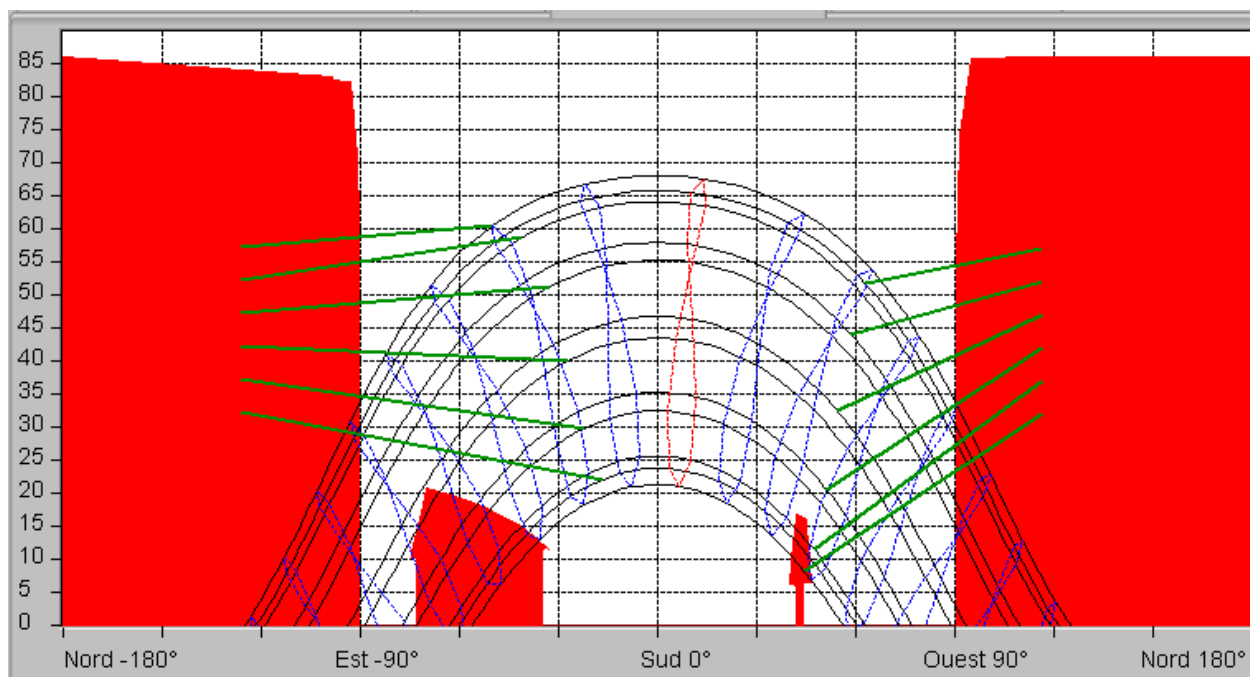


Figure 10 : Effet d'un masque proche (bâtiment, arbres, ou éléments du bâti sur lui-même)

2 La conversion photon-électron

2.1 Sensibilité spectrale d'un récepteur

Un récepteur de radiations est un système qui transforme l'énergie du rayonnement qu'il reçoit en un phénomène observable. Il est dit non sélectif si à flux énergétique égal, il réagit de la même manière quelle que soit la longueur d'onde du rayonnement qu'il reçoit. A tout récepteur est associée une courbe spectrale de sensibilité $S(\lambda)$. Cette courbe traduit la valeur de la réponse R du récepteur à un flux énergétique indépendant de la longueur d'onde λ .

La Figure 11 représente le spectre solaire énergétique normalisé au niveau de la mer et la Figure 12 représente les courbes de réponse spectrales de l'oeil humain, d'une photopile au Silicium amorphe qui encadre parfaitement la précédente, et d'une photopile au Silicium cristallin, dont le maximum de sensibilité est fortement décalé vers le rouge par rapport aux deux premiers.

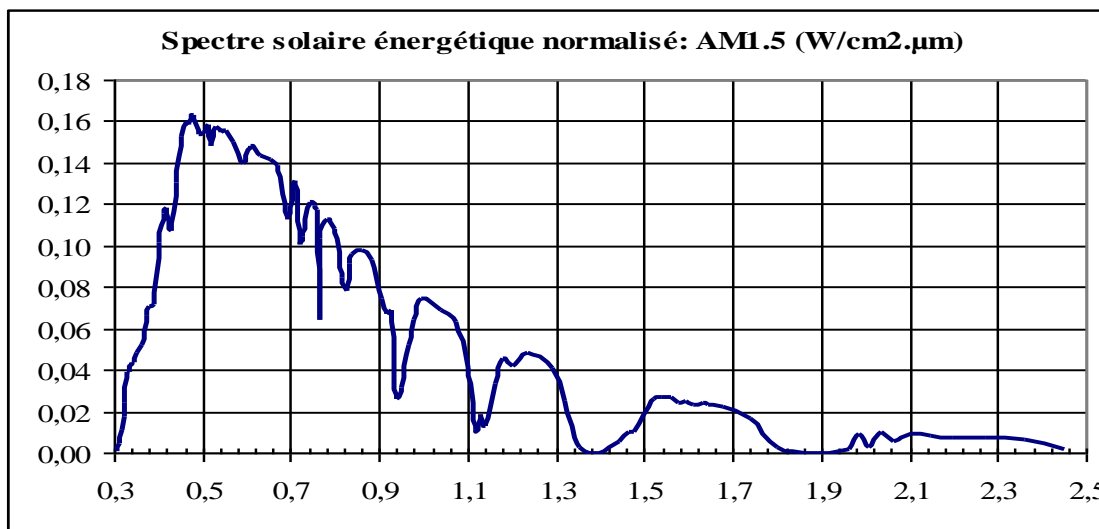


Figure 11 : Spectre solaire énergétique normalisé à 100 mW/cm²: AM1.5 from R.Hulstrom, R. Bird, C.Riordan, Solar cells, Vol. 15, p.365 1985

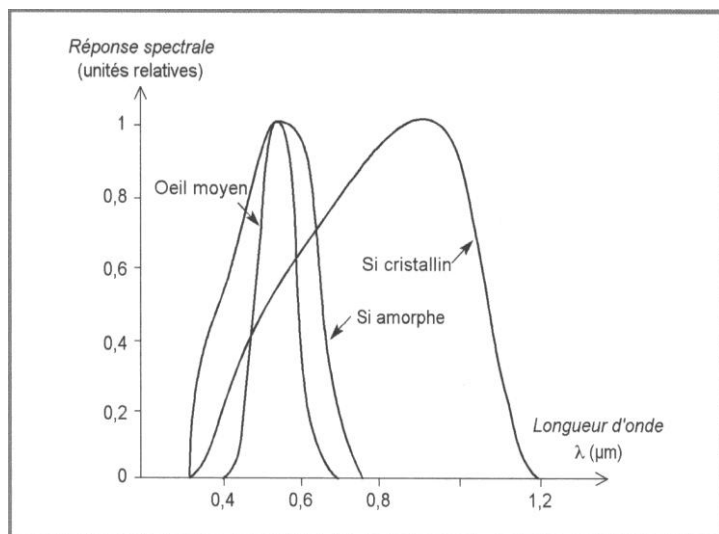


Figure 12 : Réponses spectrales comparées de l'oeil humain, d'une photopile au Silicium cristallin et au silicium amorphe.

2.2 Flux d'énergie et flux de photons

Les spectres $M(\lambda)$ permettent aussi de connaître le nombre $N(\lambda)$ des photons contenus dans une tranche de longueur d'onde donnée.

$$N(\lambda) = M(\lambda) \cdot \frac{\lambda \cdot d\lambda}{hc}$$

Cette information est indispensable pour le calcul du photocourant (nombre d'électrons par unité de temps) d'une photopile.

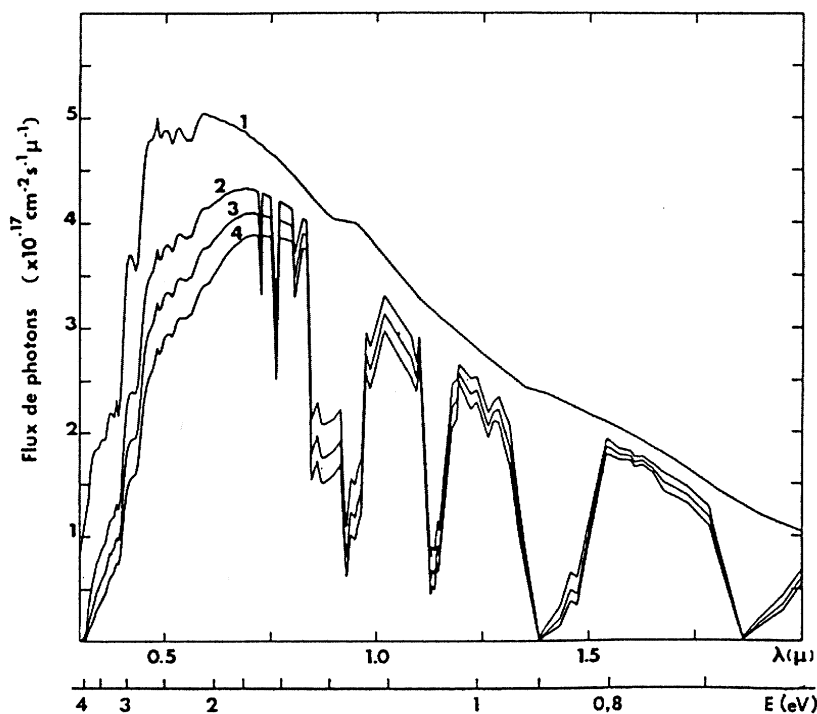


Figure 13 : Flux de photons pour une atmosphère peu polluée de type méditerranéen ($n= 1.3, \beta= 0.04, \varpi = 2 \text{ cm}$) (1) AM0, (2) AM1, (3) AM1.5, (4) AM2.

Les flux de photons correspondant aux spectres de la Figure 1 sont représentés Figure 13 et le flux de photons correspondant au spectre solaire normalisé AM1.5 est représenté ci-dessous.

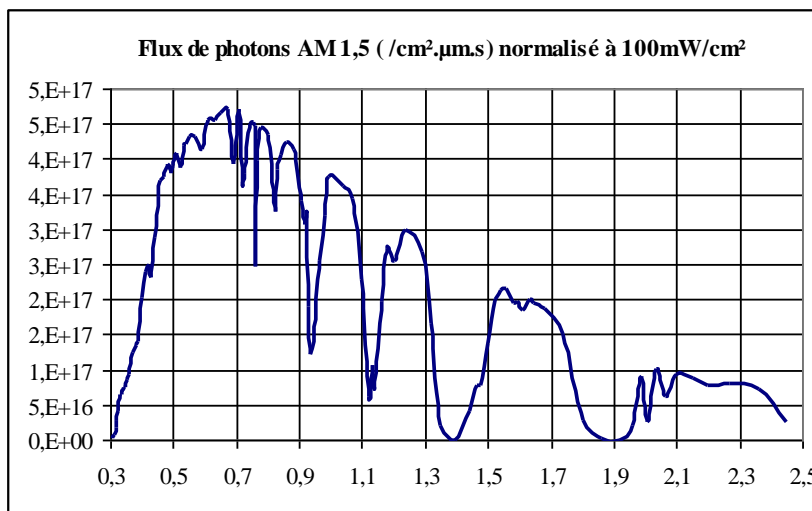


Figure 14 : Flux de photons AM 1,5 (/cm².μm.s) normalisé à 100mW/cm²

2.3 Interaction rayonnement-matière

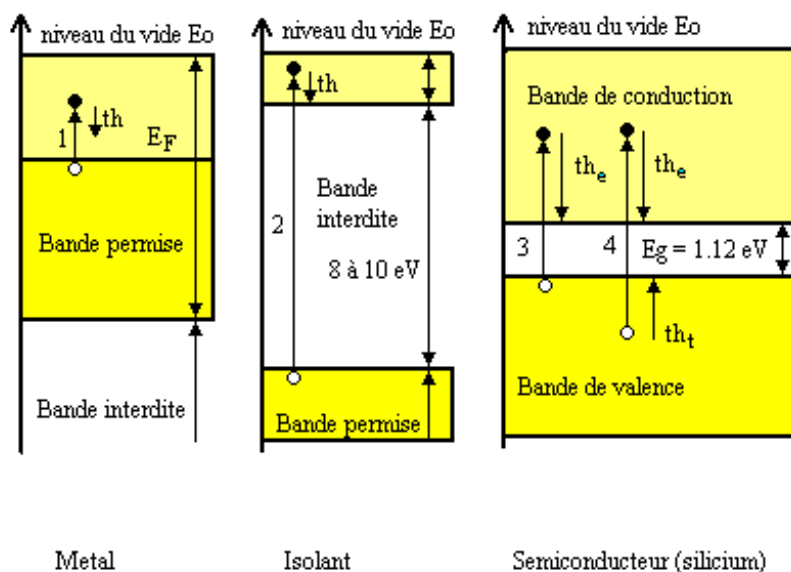


Figure 15 : Structure électronique des trois grandes familles de solides

Dans un atome isolé on sait que les électrons ne peuvent pas prendre n'importe quelle énergie. Les règles de distribution des niveaux énergétiques ont été énoncées par Niels Bohr en 1913. Lorsque les atomes sont rassemblés pour former un solide, les niveaux discrets de chaque atome se différencient pour former des bandes continues d'énergie. C'est ce que l'on appelle la structure de bande des solides.

La Figure 15 représente schématiquement cette structure électronique pour les trois grandes familles de matériaux: **les métaux, les isolants et les semi-conducteurs.**

Lorsqu'un photon interagit avec un électron, il transfère intégralement son énergie à ce dernier, à la condition que le niveau énergétique final de l'électron soit autorisé et libre.

- Ainsi dans un métal tous les niveaux supérieurs à E_F étant autorisés et la quasi totalité de ces niveaux étant inoccupés à température ambiante, toutes les longueurs d'onde peuvent être absorbées. Mais l'électron excité revient immédiatement dans son état initial (en un temps de l'ordre de la picoseconde), l'énergie perdue étant transformée en chaleur (augmentation de l'état vibrationnel des atomes du réseau). On dit que l'énergie apportée par le rayonnement est convertie en phonons à travers la thermalisation des électrons. Un métal réfléchit et absorbe le rayonnement mais il n'est pas possible d'utiliser l'énergie reçue par les électrons autrement que sous forme thermique.
- Dans un isolant, le photon n'interagit avec l'électron que s'il peut fournir à cet électron une énergie supérieure à la largeur de la bande interdite E_g afin d'atteindre les premiers niveaux autorisés et libres. Il faudra donc $E_{ph} > 5 \text{ eV}$ soit $\lambda < 0.25 \text{ }\mu\text{m}$. Comme la quasi-totalité du spectre solaire est supérieure à $0.3 \text{ }\mu\text{m}$, le rayonnement solaire ne peut pas être absorbé par les isolants.
- Dans un semi-conducteur, la largeur de la bande interdite est plus faible que pour les isolants et varie d'environ 0.6 eV à 2 eV . Elle est de 1.12 eV pour le silicium cristallin (c-Si) et de 1.8 eV pour le silicium amorphe (a-Si). Les photons d'énergie $E_{ph} > 1.12 \text{ eV}$, soit une longueur d'onde $\lambda < 1.12 \text{ }\mu\text{m}$, pourront fournir leur énergie aux électrons de la bande de valence. Cet électron ainsi libéré de la liaison chimique pourra se promener "librement" dans le cristal comme un électron de conduction. Si l'énergie du photon E_{ph} est supérieure à l'énergie du gap E_g , l'excès d'énergie est perdu par thermalisation.

2.4 Notion de paire électron-trou

La transition électronique qui vient d'être décrite a en fait généré deux types de porteurs de charge:

- des électrons de conduction
- des liaisons chimiques manquantes, absences d'électron de valence appelées lacunes ou trous.

On a créé une paire électron-trou dont les deux composantes se meuvent dans le matériau suivant des modalités différentes. **Le trou peut en effet se déplacer dans le matériau par le saut en sens inverse d'un électron de valence qui se déplace de liaison chimique lacunaire en liaison chimique lacunaire.** Ainsi la mobilité d'un trou est toujours plus faible que celle d'un électron de conduction.

L'absorption d'un photon produit en général un électron et un trou chauds puisque leur énergie cinétique totale peut être très supérieure à kT . Cette énergie cinétique supplémentaire est inutile dans la conversion photovoltaïque; elle est rapidement perdue par interaction avec les phonons du réseau. C'est le phénomène de relaxation dont la durée est de l'ordre de la pico-seconde. Pour le restant de leur durée de vie, les porteurs en excès peuvent être considérés comme indiscernables des porteurs présents à l'équilibre thermodynamique; on dit qu'ils sont thermalisés.

Si la transition électronique concerne un électron de l'intérieur de la bande de valence (couches profondes), la thermalisation aura lieu pour les deux types de porteurs. En définitive, on ne dispose après thermalisation que d'une paire électron-trou d'énergie E_g (Figure 16).

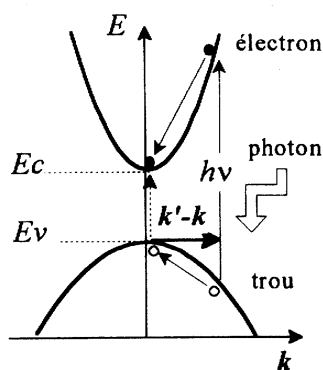


Figure 16 : Relaxation des porteurs en excès d'énergie par rapport au gap

Contrairement à ce qui se passe dans un métal, ces paires électron-trou pourront être utilisées pour générer un courant électrique avant de disparaître par recombinaison. La durée de vie des porteurs dans un semi-conducteur est un million de fois plus grande que dans un métal. Il est alors possible de séparer les électrons des trous par un champ électrique afin de les collecter pour créer un courant électrique utilisable.

3 La cellule solaire idéale

3.1 Mécanismes élémentaires

L'optimisation de la conversion de l'énergie solaire en électricité requiert au moins que trois phénomènes physiques de base aient lieu quasi-simultanément:

- l'absorption du maximum possible de photons;
- la transformation de l'énergie ainsi absorbée en charges électriques libres;
- la collecte sans perte de ces derniers dans un circuit électrique extérieur.

Une photopile solaire doit donc être constituée:

- d'un matériau absorbant dans la bande optique du spectre solaire, possédant au moins une transition possible entre deux niveaux d'énergie, transformant l'énergie lumineuse sous forme potentielle et non thermique,
- et d'une structure de collecte de faible résistance électrique.

3.1.1 Absorption

Le premier phénomène à optimiser est l'absorption par un matériau approprié de la partie la plus intense du spectre solaire, ayant pour résultat la libération d'électrons qui deviennent alors des porteurs de charge électrique mobiles laissant derrière eux des vacances, des trous, qui à leur tour peuvent se déplacer dans le matériau, en général à une vitesse différente par le réarrangement des électrons qui les entourent.

On serait en droit de penser que le matériau idéal doit être choisi parmi les matériaux à petits "gap" afin d'absorber tous les photons solaires y compris les photons infrarouges dont l'énergie est inférieure à 1 eV.

C'est oublier que, ce faisant, on abaisse la valeur de la tension de sortie de la photopile qui est égale à E_g/q . En réalité, elle est directement proportionnelle au "gap" du matériau ; en tous cas elle ne peut lui être supérieure. Comme la puissance du photo générateur est au plus égale au produit du courant par la tension, un compromis sur la valeur du "gap" est donc inévitable. Il est en général compris entre 1 et 1.5 eV et ne dépend que du matériau utilisé. A cause de nombreuses sources de pertes, dans la réalité, la tension de circuit ouvert d'une photopile dépasse rarement la valeur de la moitié du "gap".

3.1.2 Séparation

Le second phénomène à optimiser est la rapide séparation des électrons et des trous avant qu'ils ne se recombinent, et leur entraînement vers les électrodes collectrices. Cette séparation est obtenue par un champ électrique (permanent et indestructible) qui est le plus souvent généré par la jonction de deux semi-conducteurs de nature et de type différents (hétérojonctions), ou par la barrière de potentiel entre un métal et un semi-conducteur (diode Schottky), ou bien plus simplement encore, à l'interface de deux zones d'un même semi-conducteur dont les concentrations en électrons libres sont différentes (homo jonction ou jonction p-n).

Mais rien n'impose que ces deux phénomènes aient lieu au sein du même matériau. Au contraire si l'on veut optimiser la structure de la photopile, il peut être avantageux de séparer les fonctions d'absorption des photons et de collecte des charges mobiles au prix d'une petite complication dans la structure et le procédé de fabrication.

On conçoit bien que le système idéal à deux niveaux n'est pas adapté à un spectre continu de longueurs d'ondes comme le spectre solaire (Figure 17).

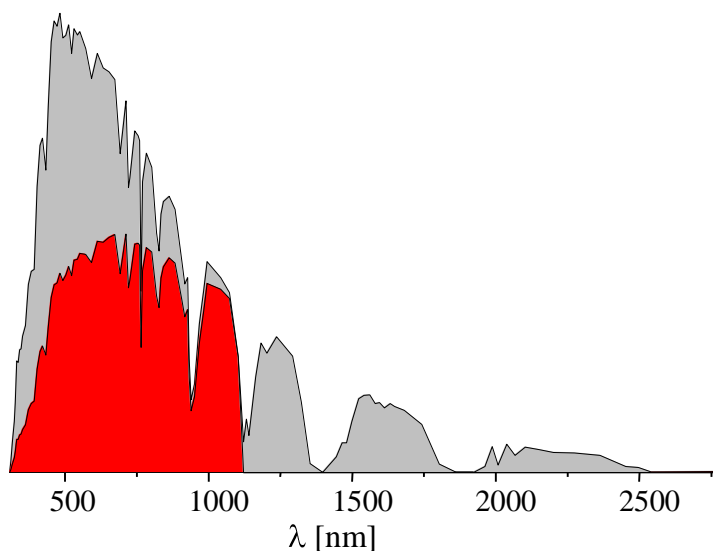


Figure 17 : Fraction d'utilisation du spectre solaire dans le silicium cristallin

Pour mieux adapter le système le physicien a deux possibilités:

- soit on convertit le spectre solaire en une raie de largeur réduite dont la longueur d'onde est la mieux adaptée au gap du matériau photosensible.
- soit on empile plusieurs matériaux dont les gaps vont en décroissant, chaque tranche de matériau convertissant la partie du spectre correspondant à son propre gap (photopiles multicolores). Cette dernière solution a été réalisée à un niveau de pilote industriel avec trois photopiles empilées (Figure 18).

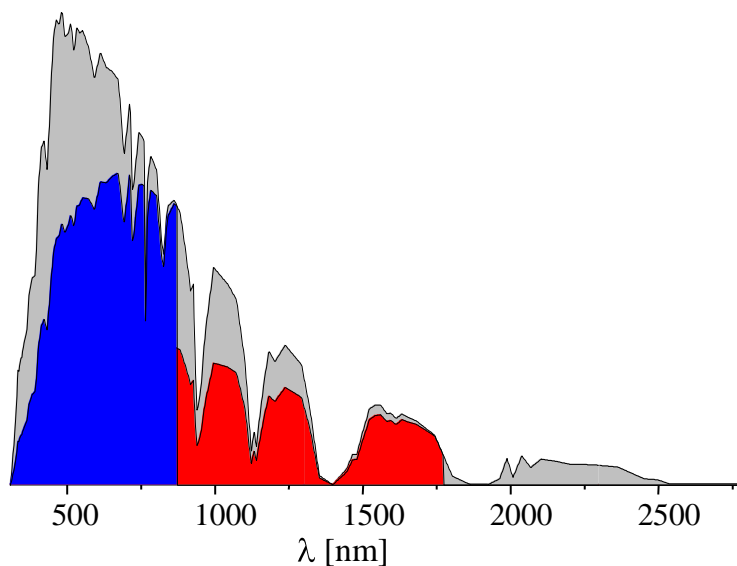


Figure 18 : Fraction d'utilisation du spectre solaire dans le tandem GaAs-Ga-Sb

3.2 Absorption du rayonnement dans le matériau

Dans le cas de la photopile idéale on fera l'hypothèse que 100 % du rayonnement pénètre dans le matériau, sachant qu'en réalité il faudra tenir compte de la réflexion sur la face avant et de l'absorption du verre protecteur, de la réflexion due au changement d'indice, et de la perte de surface active due à l'ombre portée par les grilles métalliques de collecte.

L'absorption optique provient du fait que l'énergie d'un photon incident, peut si elle est suffisante, déclencher le transfert d'un électron de la bande de valence vers la bande de conduction. La détermination expérimentale du seuil d'absorption optique constitue un moyen simple de mesurer avec précision la largeur E_g de la bande interdite.

Par définition, si $\alpha(\lambda)$ est le coefficient d'absorption optique d'un matériau, l'intensité transmise par un matériau absorbant s'écrit:

$$I(z) = I_0 \cdot \exp(-\alpha(\lambda) \cdot z)$$

le produit $\alpha(\lambda) \cdot z$ étant parfois dénommé densité optique.

Le détail de la structure de bande influera beaucoup sur $\alpha(\lambda)$ selon que les transitions seront de type direct ou indirect (Figure 19).

L'absorption diminue lorsque augmente la longueur d'onde. A la limite les photons d'énergie inférieure au gap n'étant pas absorbés, ils traversent le matériau comme s'il n'existait pas. Nous retiendrons pour l'instant que les faibles longueurs d'onde sont absorbées près de la surface du matériau générant donc des paires électrons-trous près de la surface libre; en raison des nombreux défauts d'un cristal à sa surface, les paires électrons-trous auront tendance à se recombiner, limitant par là même la réponse de la photopile pour la partie la plus bleue du spectre. Les photons rouges seront absorbés plus profond dans le matériau; le problème à résoudre sera alors de faire en sorte que les paires électron-trous générées en profondeur ne se recombinent pas avant d'être collectées.

λ (μm)	% ($2.7 \cdot 10^{17}$ photons $\text{cm}^2 \cdot \text{s}$)	/	$\alpha(\lambda)$ (cm^{-1})	x_0 (μm)
0.40		4	50 000	0.4
0.50		13	10 000	2
0.53		16	7 500	3
0.60		25	4 500	5
0.70		42	2 000	11
0.80		58	900	26
0.90		72	300	76
1.00		82	100	230
1.06		90	15	1535
1.15		96	0.4	57500

Tableau 6 : Coefficient d'absorption du silicium monocristallin en fonction de la longueur d'onde

Afin de se faire une idée qualitative assez juste de l'absorption dans le silicium (matériau à gap indirect et par conséquent peu absorbant dans le rouge), le Tableau 6 donne le pourcentage du nombre de photons disponibles pour la conversion photovoltaïque sous un éclairage AM 1 de $100 \text{ mW} / \text{cm}^2$ ainsi que le coefficient d'absorption $\alpha(\lambda)$ du silicium monocristallin en fonction de la longueur d'onde et la profondeur x_0 (c'est la profondeur pour laquelle l'intensité sortante vaut le dixième de l'intensité entrante).

Ainsi donc la réponse spectrale d'une photopile au Silicium est-elle limitée entre 0.4 et $1.15 \mu\text{m}$. On remarque que $5 \mu\text{m}$ de silicium permettent d'absorber 25% du spectre et que $76 \mu\text{m}$ de silicium permettent d'absorber 72% du spectre.

3.2.1 Transitions directes et indirectes

La Figure 21 montre qu'il existe deux types de transitions : les transitions directes, et les transitions assistées. Dans le cas (a) (AsGa par exemple), le maximum de la bande de valence (qui dans tous les cas se situe à $k = 0$), correspond au minimum-minimum de la bande de conduction. On dit que c'est un semi-conducteur à **gap direct**.

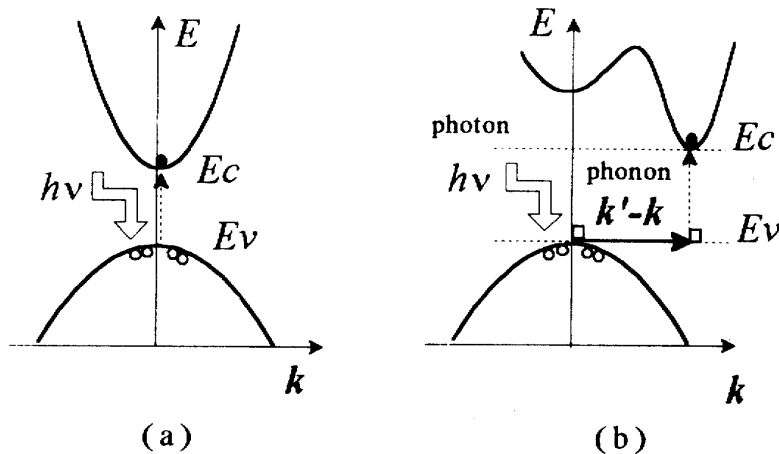


Figure 19 : Absorption d'un photon dans un matériau semiconducteur : a) structure de bande à gap direct ; b) structure de bande à gap indirect .

Dans le cas d'une transition directe (AsGa, CdS) la conservation du moment (de l'impulsion) est satisfaite, puisque $\mathbf{k} = \mathbf{k}' = \mathbf{0}$. Dans ce cas, le front d'absorption en fonction de l'énergie des photons est très raide; il varie typiquement en:

$$\alpha(h\nu) = (h\nu - E_g)^{\frac{1}{2}}$$

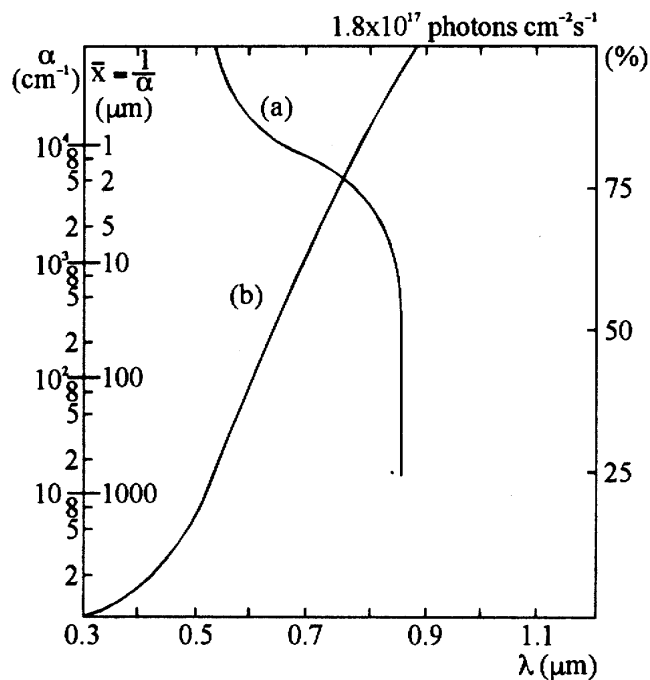


Figure 20 : Absorption optique de l'AsGa, matériau à gap direct : a) coef d'absorption ; b) répartition du nombre de photons disponibles pour la conversion photovoltaïque sous AMI (D'après E. Fabre, Acta Electronica, 20.1, 1977)

En revanche, dans le cas (b) de la Figure 19 les matériaux à gap indirect (Silicium, Germanium), pour satisfaire la relation de conservation de l'impulsion, il faut qu'une troisième particule intervienne; en effet, le vecteur k initial est différent du vecteur k' final et la différence de quantité de mouvement:

$$\hbar(\mathbf{k}' - \mathbf{k}) \gg \hbar \cdot \mathbf{k}_{ph}$$

car le moment associé à un photon est très petit pour ces longueurs d'ondes.

La troisième particule mise en jeu, doit avoir une énergie faible devant E_g et un vecteur d'onde: $\mathbf{K} = \mathbf{k}' - \mathbf{k}$. Dès que la température T est différent de $0^\circ K$, ces particules existent dans le réseau. Ce sont les **phonons**, particules associées aux modes de vibrations quantifiées du réseau qui assistent les transitions. Puisqu'il s'agit d'un problème à trois corps, on comprend que la probabilité d'absorption soit plus faible que dans les transitions directes.

Comme le montre les Figure 21 et Figure 20, où l'on compare les deux types de transitions dans le cas de matériaux purs à $0^\circ K$, le front d'absorption est cette fois beaucoup plus progressif; il varie typiquement en:

$$\alpha(h\nu) = (h\nu - E_g)^2$$

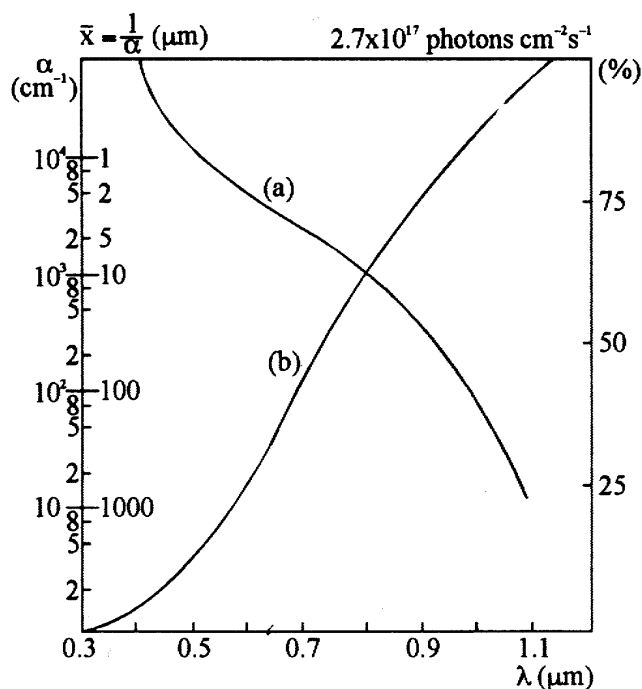


Figure 21 : Absorption optique du Silicium cristallin, matériau à gap indirect : a) coef d'absorption ; b) répartition du nombre de photons disponibles pour la conversion photovoltaïque sous AM1 (D'après E. Fabre, Acta Electronica, 20.1, 1977)

3.3 Calcul du courant

Dans le modèle idéal, un photon absorbé fournit un électron; on dit que le rendement quantique est égal à un. Pour obtenir le courant il suffit de considérer une tranche d'énergie pour laquelle le nombre de photons correspondant à cette énergie est donné par le tableau de Thekaekara (Annexe 1) et la formule:

$$N(\lambda) = M(\lambda) \cdot \lambda / hc \, d\lambda$$

et d'intégrer sur la totalité du spectre jusqu'à la longueur d'onde de coupure correspondant au gap du matériau.

On aura par exemple pour le Silicium cristallin:

$$E_g = 1.12 \text{ eV}, M(\lambda) = 560 \text{ W/m}^2 \cdot \mu\text{m}$$

soit un flux de $3.2 \cdot 10^{17}$ photons/cm²·μm.s, équivalent à un courant de court-circuit:

$$J_{sc} = 50 \text{ mA/cm}^2 \text{ par tranche de } 1 \mu\text{m}$$

Et l'intégrale:

$$\int M(\lambda) \cdot \frac{\lambda \cdot d\lambda}{hc} = 53 \text{ mA/cm}^2 \text{ pour le spectre AM0.}$$

Pour le spectre AM1.5, l'intégrale ne vaudra plus que:

$$\int M(\lambda) \cdot \frac{\lambda \cdot d\lambda}{hc} = 36 \text{ mA/cm}^2.$$

Pour un facteur de concentration de 300 en AM1.5, le courant serait d'environ 10A /cm².

3.4 Calcul de la tension

La tension de sortie d'une photopile élémentaire idéale est égale à E_g/q .

Elle est donc proportionnelle au gap. On définit un facteur de tension:

$$\eta_v = q V_{oc}/E_g$$

Pierre Baruch et Bernard Theys, du groupe de physique des solides de l'Université ParisVI, ont démontré par une approche classique purement thermodynamique, les limites théoriques du rendement d'une photopile, notamment à travers le facteur de tension de circuit ouvert qui dépend lui-même de la température de cellule, du coefficient de concentration du soleil, de la géométrie de la cellule, et des processus de recombinaisons.

Ils ont montré qu'on peut mettre le rendement de tension sous la forme:

$$\eta_v = \left(1 - \frac{T_c}{T_R}\right) - \left(k \cdot \frac{T_c}{E_g} \cdot \log \frac{\pi}{\Omega}\right) - \left(k \cdot \frac{T_c}{E_g} \cdot \log f\right) \quad [2.4]$$

où Ω est l'angle solide sous lequel la source lumineuse, corps noir à la température T_R , est vue depuis la cellule à la température T_c , supposée plane et active sur une seule face.

- le premier terme est le rendement de Carnot.

- le deuxième terme est représentatif de l'irréversibilité liée à l'angle solide fini. Il ne peut y avoir réversibilité que si la source est vue sous un angle 4π . Et que toutes les recombinaisons sont radiatives.

L'expression ici obtenue n'est valable que pour $\Omega \ll 4\pi$.

- le troisième terme représente les irréversibilités dues aux recombinaisons des paires électrons-trous.

Le meilleur des cas est obtenu si l'on a des recombinaisons radiatives de bande à bande. Mais même dans ce cas, il reste l'irréversibilité due au fait que la source de lumière est un corps noir au large spectre, alors que l'émission thermique est centrée autour de: $E_g \pm kT_c$. On peut réécrire l'équation [2.4] sous la forme d'un pur

rendement de Carnot où la température apparente de la source de viendrait T_R^* telle que:

$$\frac{1}{T_R^*} = \frac{1}{T_R} + \frac{k}{E_g} (\log \frac{\pi}{\Omega} + \log f)$$

Dans le cas d'une cellule au Silicium, $E_g = 1.12 \text{ eV}$, illuminée sous AM0, avec une densité de porteurs libres de 10^{16} cm^{-3} , une épaisseur de $100 \mu\text{m}$, et une température de cellule de $T_c = 300 \text{ }^\circ\text{K}$, avec $T_R = 6000 \text{ }^\circ\text{K}$, $\Omega = 7 \cdot 10^{-5}$, sans concentration, la température apparente de la source $T_R = 705 \text{ }^\circ\text{K}$,

$$\eta_v = q \frac{V_{co}}{E_g} = 0.57, \text{ et } V_{co} = 0.630 \text{ V.}$$

Avec une concentration 50, la température apparente de la source devient: $T_R = 900 \text{ }^\circ\text{K}$,

$$\eta_v = q \frac{V_{co}}{E_g} = 0.66, \text{ et } V_{co} = 0.730 \text{ V.}$$

3.5 Calcul du rendement

Sachant que le courant décroît quand le gap augmente et que la tension croît avec celui ci, la puissance que l'on peut extraire d'une photopile est le meilleur compromis obtenu par le produit :

$$\eta = \frac{J_{sc} \cdot E_g}{q \cdot E_t}$$

Le rendement théorique de la photopile élémentaire idéale en fonction du gap du matériau, est donné sur la Figure 22 pour un spectre AM0 et AM1.5. On voit qu'elle passe par un maximum pour $E_g = 1.1$ eV qui est précisément la valeur du gap du silicium cristallin. Le rendement photovoltaïque d'une telle photopile est voisin de 46 % dans l'intervalle 0.9 à 1.5 eV. Pour AM0 il est sensiblement inférieur, 43.5 %, mais cela correspond à une puissance de sortie supérieure puisque l'éclairement intégré du spectre AM0 est supérieur à celui du spectre AM1.5.

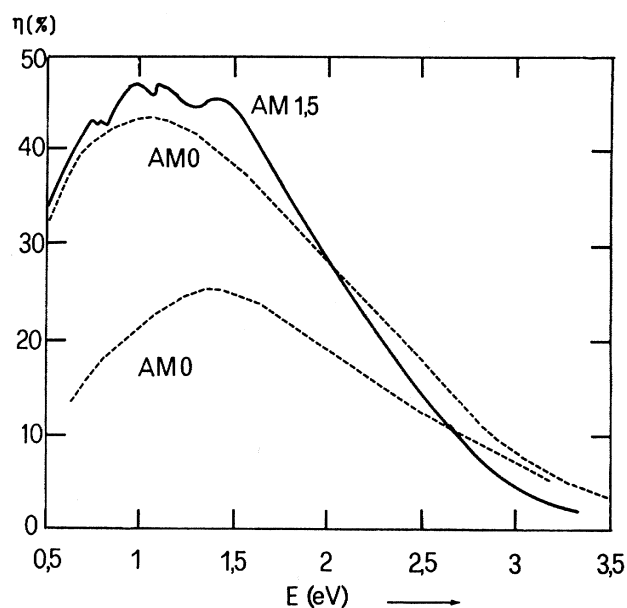


Figure 22 : Rendement théorique de la photopile élémentaire idéale sous AM0 et sous AM1.5. Pour comparaison, on a montré le rendement théorique calculé en tenant compte des pertes ($T = 300$ K).

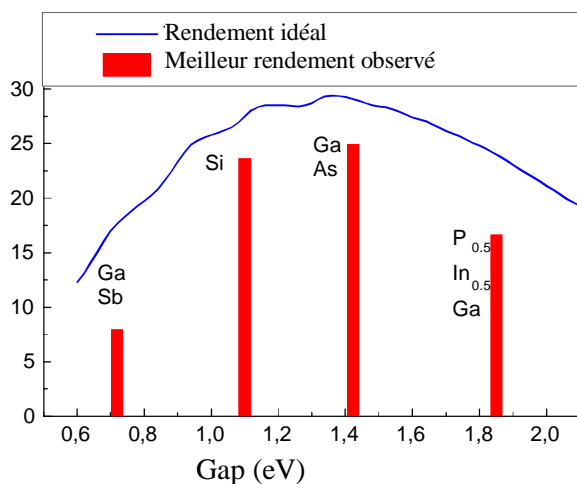


Figure 23 : Rendement idéal et meilleur rendement observé en fonction du Gap sous AM1.5.

4 La photodiode à semi-conducteur

4.1 Rôle des défauts et des impuretés

Toute modification à la périodicité du réseau est un défaut qui peut créer de ce fait des niveaux d'énergie supplémentaires. Deux cas typiques peuvent être distingués:

- les niveaux superficiels (niveaux dopants) aux voisinages des bords de bandes. Ils ont une influence directe sur la densité d'électrons et de trous. C'est grâce à eux que l'on peut réaliser les jonctions P-N des diodes.

- les niveaux profonds (niveaux recombinants) proches du milieu de bande interdite. Ils peuvent jouer un rôle de centres de recombinaison pour les porteurs mobiles, très néfaste dans le cas des photopiles.

4.1.1 Donneurs

Un **donneur** est une impureté en position de substitution dans le réseau, un élément atomique dont le nombre d'électrons de valence est supérieur à celui de l'atome du réseau qu'il remplace. L'exemple classique est un élément du groupe V du tableau périodique (P, As, Sb) en substitution dans le réseau du silicium.

Par exemple, sur les 5 électrons de valence d'un atome de phosphore implanté dans le réseau du silicium, 4 servent à établir les liaisons chimiques covalentes, le cinquième étant plus ou moins libre en fonction des forces en compétition qui s'exercent sur lui. A basse température cet électron est attiré par le champ coulombien associé à la différence de la charge du noyau de Phosphore par rapport à celles des atomes de Silicium. A haute température, l'agitation thermique brise très facilement la liaison et l'électron faiblement lié se libère dans la bande de conduction. L'atome donneur est alors ionisé positivement.

Si N_D est le nombre d'atomes donneurs, le nombre d'électrons dans la bande de conduction $n=N_D$ puisqu'à la température ambiante toutes les impuretés sont ionisées. Dans le silicium où le nombre d'atomes par cm^3 est de $5 \cdot 10^{22}$, une concentration d'impuretés de 1 ppm, représente $5 \cdot 10^{16} \text{ cm}^{-3}$ électrons de conduction, nombre très grand en comparaison du nombre de porteurs intrinsèque $n_i = 1.6 \cdot 10^{10}$. On dit que le matériau est dopé de type N ou simplement que le semi-conducteur ainsi dopé est de type N.

4.1.2 Accepteurs

Un **accepteur** est une impureté en position de substitution dans le réseau comportant un nombre d'électrons de valence inférieur à celui de l'atome qu'elle remplace. Tel est le cas des atomes du groupe III (B, Al, Ga) pour un réseau cristallin formé d'atomes du groupe IV.

La liaison manquante (défaut d'électron de valence) peut être décrite comme un trou positif. L'énergie du trou est comptée à partir du haut de la bande de valence E_V et croît dans le sens opposé à celui des énergies électroniques. A la température ambiante, l'accepteur s'ionise et le trou peut être comblé par un électron de la bande de valence qui laisse un trou derrière lui. Comme on l'a supposé pour les donneurs on admettra qu'à la température ambiante, tous les accepteurs sont ionisés, par conséquent: $p = N_A$.

La Figure 24 résume en 4 colonnes le schéma des bandes simplifié, la densité d'états, la distribution de Fermi et le nombre de porteurs mobiles pour les trois configurations de semi-conducteur intrinsèque, dopé N et dopé P.

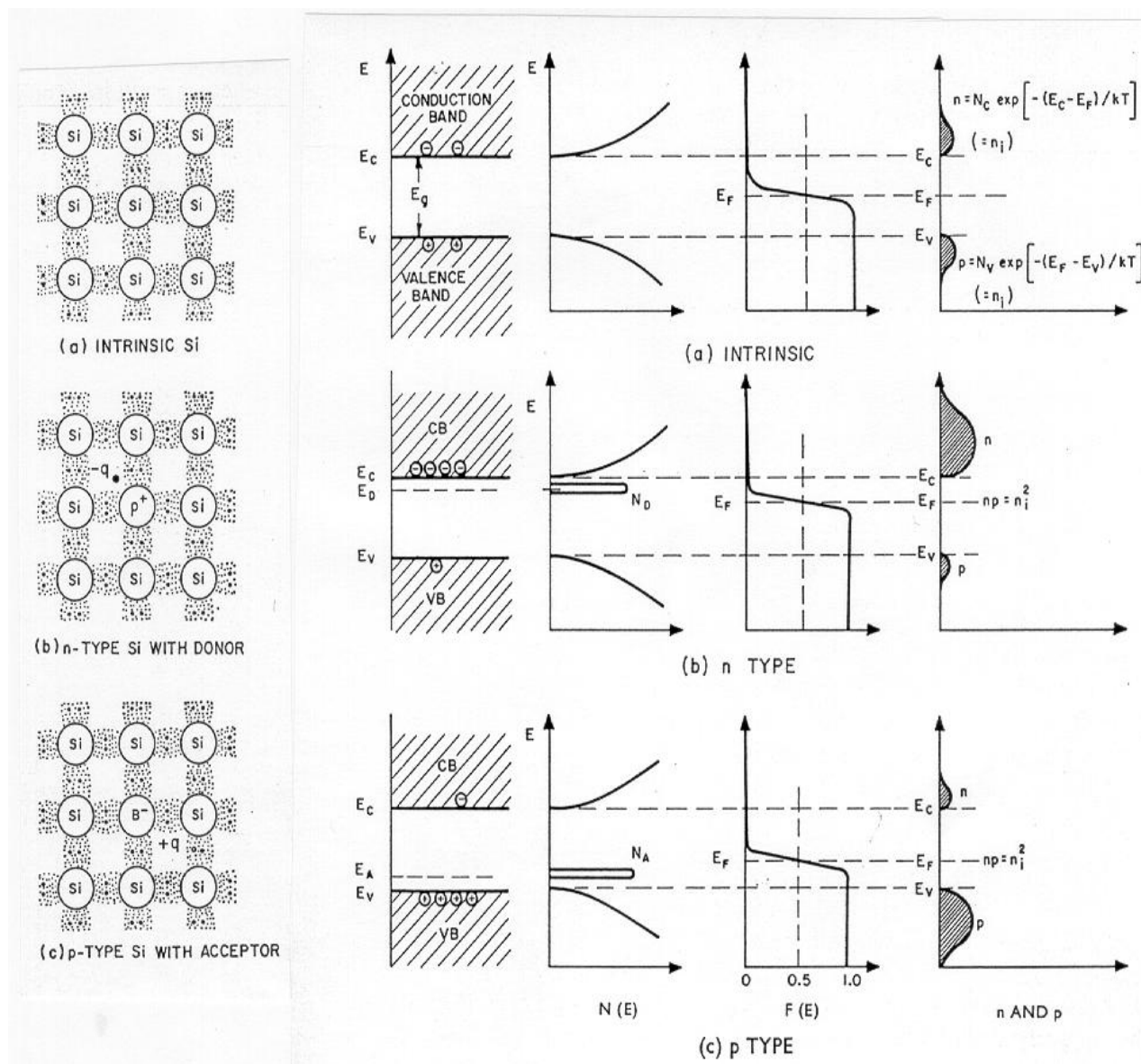


Figure 24 : Les trois configurations possibles d'un semi-conducteur : a) état intrinsèque ; b) dopé n ; c) dopé p. Schéma des bandes simplifié, allure de la densité d'états, distribution de Fermi et nombre de porteurs libres (d'après SM Sze, Physics of Semiconductor Devices, Wiley Interscience, N-Y, 1969)

4.2 Structure de collecte

Pour être utilisables les paires électrons-trous doivent être dissociées dans le volume du matériau. Pour ce faire on crée un champ électrique interne en instituant une barrière de potentielle permanente dans le matériau. On peut réaliser cette modification de différentes manières:

- par variation abrupte du dopage du semi-conducteur ce qui conduit à la jonction PN;
- par variation de la composition du matériau, ce qui conduit aux structures composées à bande interdite variable ;
- par variation des deux, ce qui conduit aux hétérojonctions.

4.2.1 Jonction PN

Sur la Figure 25 on a représenté deux semi-conducteurs de même bande interdite E_g et de types n et p. La différence d'énergie entre leurs niveaux de Fermi est égale à la différence entre leurs potentiels chimiques.

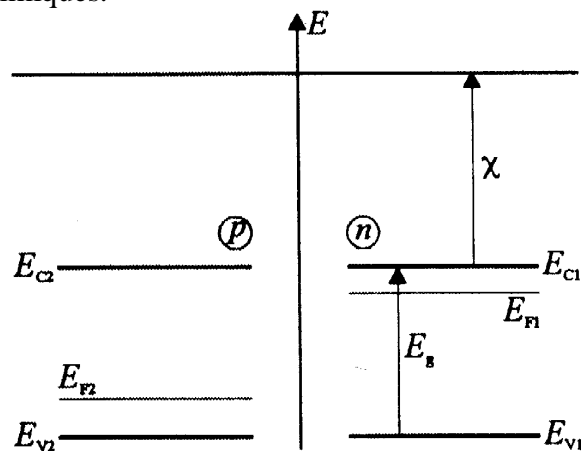


Figure 25 : De morceaux d'un même semiconducteur de type N et P

Si on les met en contact intime par un procédé ad-hoc, par définition, leurs potentiels chimiques doivent s'égaliser; on constate alors l'existence de trois zones (Figure 26).

D'abord à gauche, la zone p non perturbée qui se trouve encore en équilibre thermodynamique; de même à l'autre extrémité, la zone n; et entre les deux, une zone interfaciale chargée, vidée de ses porteurs mobiles majoritaires qui ont diffusé vers les zones de plus faible concentration, laissant derrière eux des atomes d'impuretés ionisés, donc des charges fixes.

On appelle cette région: zone de charge d'espace ou zone de déplétion. C'est le seul lieu du semi-conducteur qui soit hors d'équilibre et où il n'y a plus neutralité électrique en tout point.

Ces charges fixes sont à l'origine d'un champ électrique approximativement linéaire dont l'intensité culmine au point de jonction. Ce champ est à son tour à l'origine d'un courant de porteurs minoritaires dirigé en sens inverse du courant de porteurs majoritaires et tel que:

pour les trous: $I_{dp} + I_{ip} = 0$ et pour les électrons: $I_{dn} + I_{in} = 0$

A l'équilibre thermodynamique, le courant total traversant la jonction est nul; chaque courant de diffusion étant compensé par un courant de conduction de porteurs de même type mais en sens inverse.

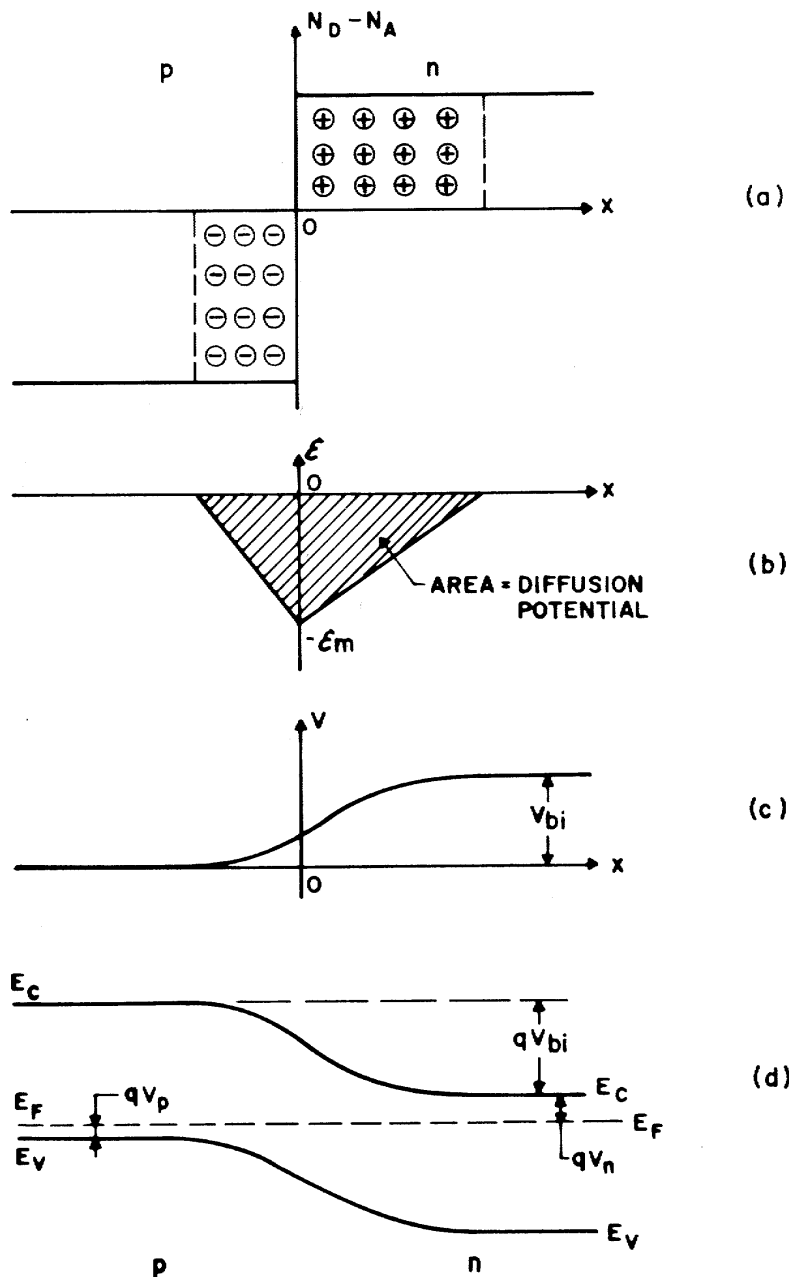


Figure 26 :Jonction PN à l'équilibre : a) distribution des impuretés ionisées ; b) distribution du champ électrique ; c) variation du potentiel ; d) diagramme des bandes d'énergie

4.2.2 Barrière de potentiel

Dans une jonction isotherme, en l'absence de tout champ extérieur, les trous, porteurs majoritaires de la région P tendent à diffuser vers la région N où ils sont peu nombreux, donnant naissance à un courant de diffusion I_{dp} de P vers N.

Il en est de même en sens inverse pour les électrons, ces deux courants additionnant leurs effets pour former le courant de diffusion des majoritaires dont l'intensité serait très grande si elle n'était compensée par le champ local, dirigé de N vers P qu'ils ont eux-mêmes créé en laissant derrière eux deux zones remplies de charges fixes de natures opposées. On dit qu'il apparaît à la jonction une barrière de potentiel qui s'oppose à la diffusion des porteurs majoritaires.

La hauteur de la barrière qui s'oppose au courant de majoritaires peut être déduite du schéma c de la Figure 26; on aura la relation:

$$V_b = \frac{E_g}{q} - \frac{E_{c_n} - E_F}{q} - \frac{E_F - E_{cp}}{q} = \frac{E_g}{q} - V_n - V_p$$

$$(1) \quad V_b = \frac{kT}{q} \text{Log}\left(\frac{N_c \cdot N_v}{n_i^2}\right) - \frac{kT}{q} \left(\text{Log} \frac{N_c}{n_{n0}} + \text{Log} \frac{N_v}{p_{p0}}\right)$$

Sachant par ailleurs que:

$$\text{du côté n:} \quad (2) \quad n_{n0} = N_D, p_{n0} = \frac{n_i^2}{N_D}$$

$$\text{et du côté p:} \quad (3) \quad p_{p0} = N_A, n_{p0} = \frac{n_i^2}{N_A}$$

$$\text{on en déduit:} \quad (4) \quad V_b = \frac{kT}{q} \text{Log} \frac{N_A \cdot N_D}{n_i^2}$$

A la température ambiante, pour des dopages égaux aux densités d'état, la hauteur maximum théorique de la barrière de potentiel dans le silicium vaudrait: 1.08 V. Ce cas n'est jamais rencontré en pratique à cause des faibles durées de vie associées aux dopages élevés.

En réalité, dans une photopile au silicium, la jonction est rendue très dissymétrique, le côté p étant épais et peu dopé ($5 \cdot 10^{15}$) est appelé base et le côté n, exposé à la lumière, très mince et fortement dopé ($5 \cdot 10^{18}$), appelé émetteur, ce qui donne pour la barrière de potentiel $V_b = 0.83$ V.

4.2.3 Application d'un potentiel externe

Dans la jonction non polarisée, la nullité du courant relatif à un type de porteur résulte de l'équilibre entre deux actions très fortes dues l'une à la diffusion, l'autre au champ électrique. Dans une jonction polarisée, la densité de courant due à un type de porteur va être provoquée par un déséquilibre relativement faible entre ces deux actions. Il apparaît alors en tout point du semi-conducteur un certain champ électrique supplémentaire. Dans les zones homogènes P et N il se produit une légère chute ohmique de tension ne représentant qu'une fraction faible de la tension extérieure appliquée V_a . Presque toute celle-ci se trouve appliquée aux limites de la zone diélectrique déplétée (encore dite zone de transition).

On aura pour les concentrations de porteurs aux limites de la zone de charge d'espace:

$$\frac{n_p(-x_p)}{n_n(+x_n)} = \frac{p_n(+x_n)}{p_p(-x_p)} = \exp.q\left(\frac{V_a - V_b}{kT}\right)$$

La relation entre largeur de zone de charge d'espace et barrière de potentiel reste valable pour un potentiel V_a appliqué de l'extérieur.

On aura dans ce cas:

$$(13) \quad V_b - V_a = \frac{qw^2}{2\epsilon\epsilon_0 \left(\frac{1}{N_A} + \frac{1}{N_D}\right)}$$

La variation de potentiel est la plus prononcée dans la zone déplétée du côté du matériau le moins dopé:

$$\left| \frac{\varphi(x_n)}{\varphi(-x_p)} \right| = \frac{N_A}{N_D}$$

Si la jonction est connectée à une source extérieure de tension, celle-ci impose une variation de potentiel chimique et décale les niveaux de Fermi (Théorie des quasi-niveaux de Fermi de Shockley). Dans la zone de charge d'espace, les niveaux de Fermi des électrons et des trous, confondus et horizontaux à l'équilibre, vont se dédoubler en deux quasi-niveaux de Fermi E_{Fn} et E_{Fp} s'appliquant respectivement aux électrons et aux trous. Bien que dédoublés, on admet qu'ils sont horizontaux dans la région de charge d'espace. Cela signifie que dans cette zone les électrons sont à l'équilibre entre eux et les trous sont à l'équilibre entre eux.

En polarisation directe, la barrière de potentiel est abaissée et la différence des quasi-niveaux de Fermi est égale à qV_a . Dans ce cas :

$$(17) \quad n_p \cdot p_p = n_i^2 \cdot \exp\left(\frac{qV_a}{kT}\right)$$

et on a en $x = -x_p$: (18) $n_p = n_{p0} \cdot \exp\left(\frac{qV_a}{kT}\right)$.

et en $x = +x_n$: (19) $p_n = p_{n0} \cdot \exp\left(\frac{qV_a}{kT}\right)$

On retiendra que l'application à une jonction d'une tension externe V_a provoque aux limites de la zone de transition une modification de la concentration des porteurs minoritaires dans le rapport $\exp\left(\frac{qV_a}{kT}\right)$.

En régime de faible injection (densité générée de paires électrons trous inférieure à 10^{14} cm^{-3}), l'accroissement relatif des porteurs majoritaires reste négligeable.

4.2.4 Collecte

Une telle jonction crée entre les deux zones un champ électrique élevé et permanent résultant du seul contact entre les deux matériaux. Tout porteur de charge mobile ayant pu diffuser (par l'effet du gradient de concentration) jusqu'à cette zone de champ, est vigoureusement drainé vers le côté N pour les électrons et le côté P pour les trous.

Dès que les porteurs de charge se trouvent dans une zone de leur type, ils ne risquent plus de se recombiner autrement que par les défauts du réseau ou de la surface. Ils sont alors collectés par une grille métallique où ils peuvent circuler sans contrainte.

En ce qui concerne les trous de la zone P, ils sont remplacés par des électrons injectés par la grille de collecte.

4.3 Génération du photo-courant

L'effet photovoltaïque tel qu'il se manifeste dans les photodiodes peut se définir de façon simple comme la variation de la barrière de potentiel de la jonction quand elle est soumise à un rayonnement lumineux.

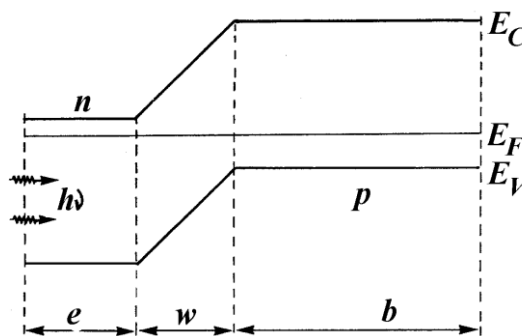


Figure 27 : Schéma de principe d'une photo-diode à jonction P-N

4.3.1 Description qualitative

Dans des conditions de faible injection (sous la constante solaire, on a un flux de l'ordre de 10^{17} photons/cm².s qui génère dans une épaisseur de 100 μm environ 10^{14} cm⁻³ paires électrons-trous, soit beaucoup moins que le nombre de porteurs majoritaires et infiniment plus que le nombre de porteurs minoritaires) on aura:

$$\begin{array}{l} \delta n = \delta p \cong p \\ n \cong n_0 \end{array} \text{ dans l'émetteur N} \quad \text{et} \quad \begin{array}{l} \delta n = \delta p = n \\ p \cong p_0 \end{array} \text{ dans la base P}$$

Les électrons en excès créés dans la base de type P et les trous en excès créés dans l'émetteur de type N diffusent vers la jonction où ils sont happés par le champ.

La caractéristique d'une jonction éclairée est donc identique à celle de la même jonction dans l'obscurité à ceci près qu'un photocourant vient s'ajouter au courant d'obscurité avec les caractéristiques suivantes:

- il circule en sens inverse du courant direct
- il est proportionnel à l'éclairement
- il est indépendant de la tension appliquée de l'extérieur.

La Figure 28 représente les profils de concentration de porteurs d'une jonction n+p illuminée par la face n dans les conditions de court-circuit et la Figure 29 dans les conditions de circuit ouvert. On notera que aussi bien en état de court circuit où la tension est nulle, qu'en état de circuit ouvert où le courant est nul, aucune puissance ne peut être extraite de la photopile.

4.3.1.1 Court-circuit :

En fait, si les deux électrodes sont en court-circuit à travers un ampèremètre, les électrons en excès dans la base de type P et les trous en excès dans l'émetteur de type N vont être drainés par le champ interne de la jonction et donner naissance à un courant inverse dit de court-circuit I_{CC} (qui correspond au photocourant I_{ph} généré par le rayonnement).

Pour une distribution spectrale donnée, ce photocourant est proportionnel à l'éclairement incident et à la surface active de captation. Il dépend très légèrement de la température.

Pour les cellules au Silicium monocristallin, il vaut 0.35 A / W, ce qui correspond à environ 2.8 A pour une cellule de 100 mm de côté éclairée par un spectre AM 1.5.

La Figure 28 représente les profils de concentration de porteurs d'une jonction n+p illuminée par la face n dans les conditions de court-circuit. Les paires électron-trous sont générées dans la base, dans la zone de charge d'espace et dans l'émetteur. Les porteurs de charge en excès diffusent sous l'effet des gradients de concentration.

Les paires électrons-trous créées dans la zone de charge d'espace, ainsi que tous les porteurs qui s'y trouvent injectés, sont exposés à un champ électrique intense de l'ordre de 10^4 V/cm. Soumis à un champ d'une telle intensité, les porteurs n'obéissent plus à la loi qui relie la vitesse au champ par la mobilité. Ils atteignent en fait une vitesse limite de l'ordre de 10^7 cm/s. Le temps de transit dans la zone de déplétion est de l'ordre de 10^{-13} s.

Ceci explique pourquoi le photo-courant est indépendant de la tension externe appliquée.

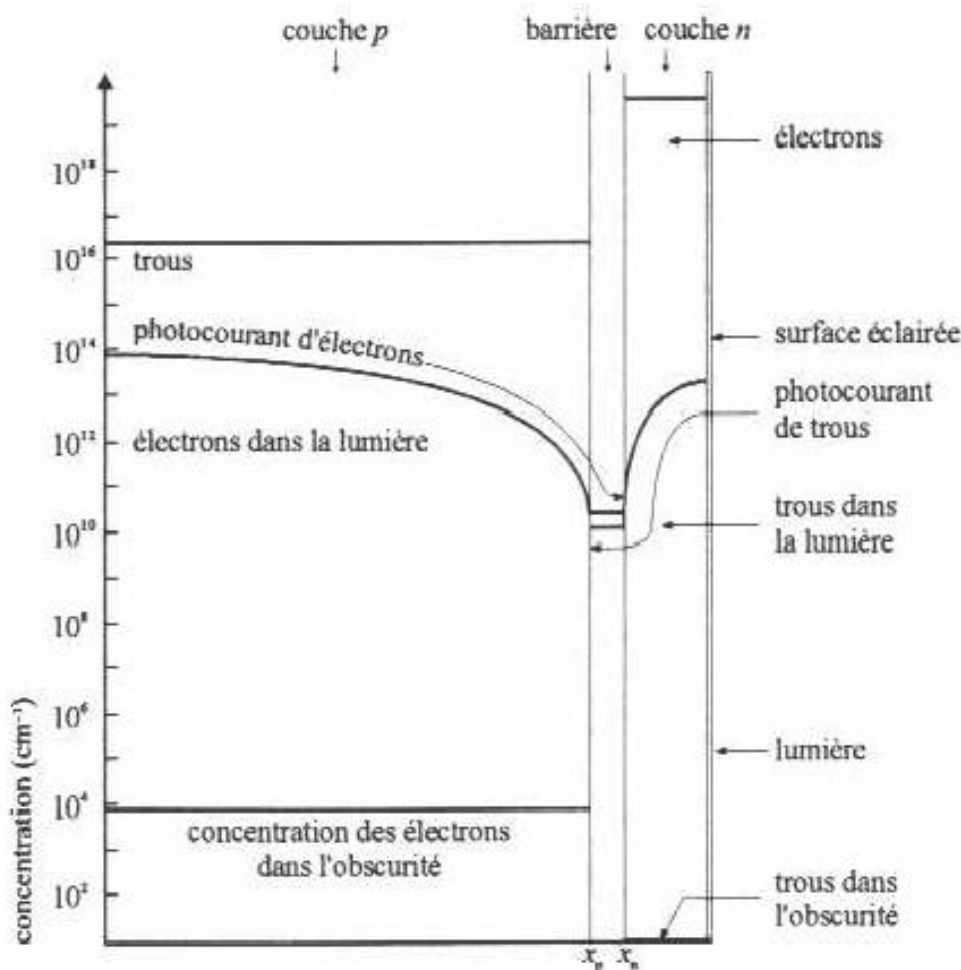


Figure 28: Profil de concentration des porteurs dans une photodiode au silicium éclairée par sa face N dans les conditions de court-circuit (d'après W. Palz, *Solar Electricity*, UNESCO, Butterworths, 1978) .

4.3.1.1 Circuit-ouvert :

Si la cellule est laissée en circuit ouvert, les porteurs générés par le rayonnement et séparés par le champ interne vont s'accumuler de part et d'autre de la jonction (électrons côté P et trous côté N), induisant une autopolarisation de la jonction dans le sens passant.

Cette autopolarisation induit un courant de diode (porteurs majoritaires) dans le sens direct égal et opposé au photocourant (porteurs minoritaires). La tension alors mesurée aux bornes des électrodes est appelée tension de circuit ouvert V_{OC} .

C'est en fait la tension qu'il faudrait appliquer à la diode dans le sens passant pour générer un courant égal au photocourant.

La Figure 29 représente les profils de concentration de porteurs d'une jonction n+p illuminée par la face n dans les conditions de circuit ouvert.

Sous l'effet de cette séparation des charges, la jonction se polarise dans le sens direct : ainsi, en circuit ouvert, la barrière de potentiel s'abaisse à $V_b - V_{co}$.

Elle ne pourrait s'annuler complètement que pour un éclairage infini.

Ceci explique pourquoi la tension de circuit ouvert n'atteint jamais la valeur théorique donnée par la valeur de la barrière à l'obscurité : V_b

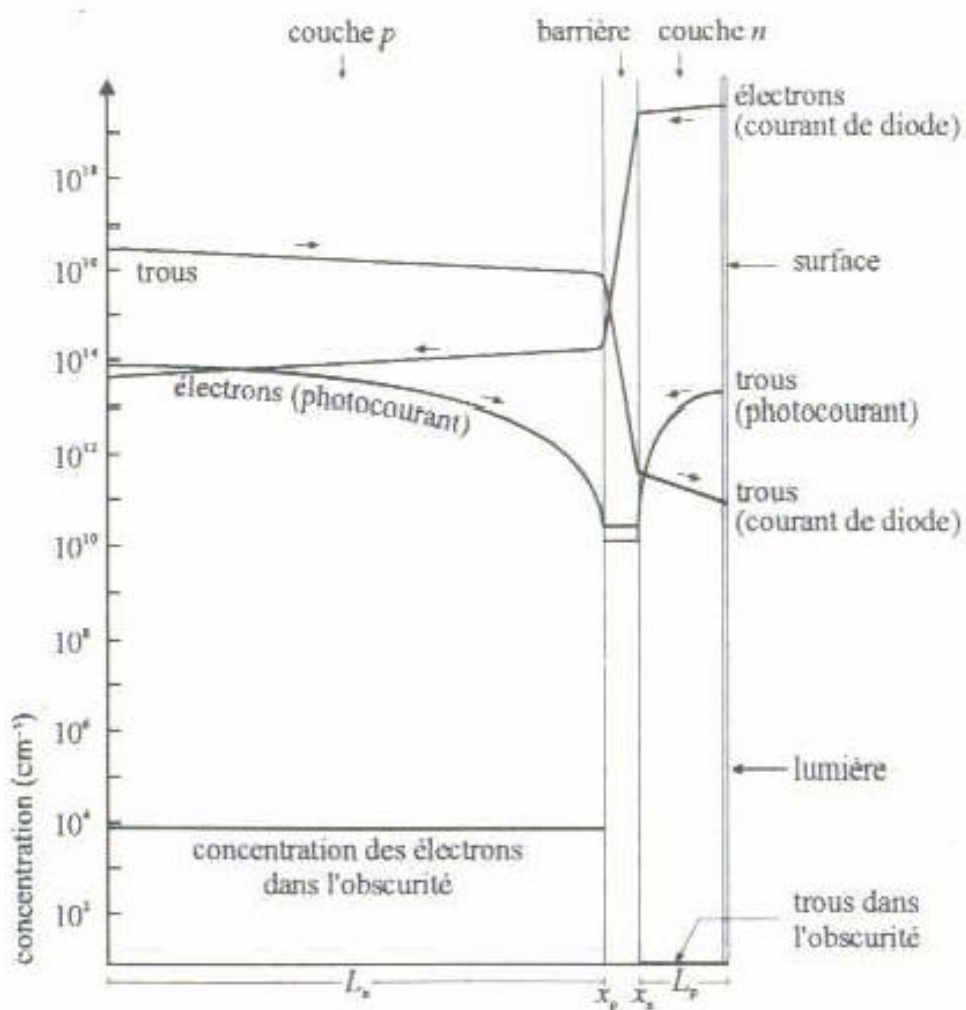


Figure 29: Profil de concentration des porteurs dans une photodiode au silicium éclairée par sa face N dans les conditions de circuit-ouvert. (d'après W. Palz, Solar Electricity, UNESCO, Butterworths, 1978)

4.4 Caractéristique $I = f(V)$

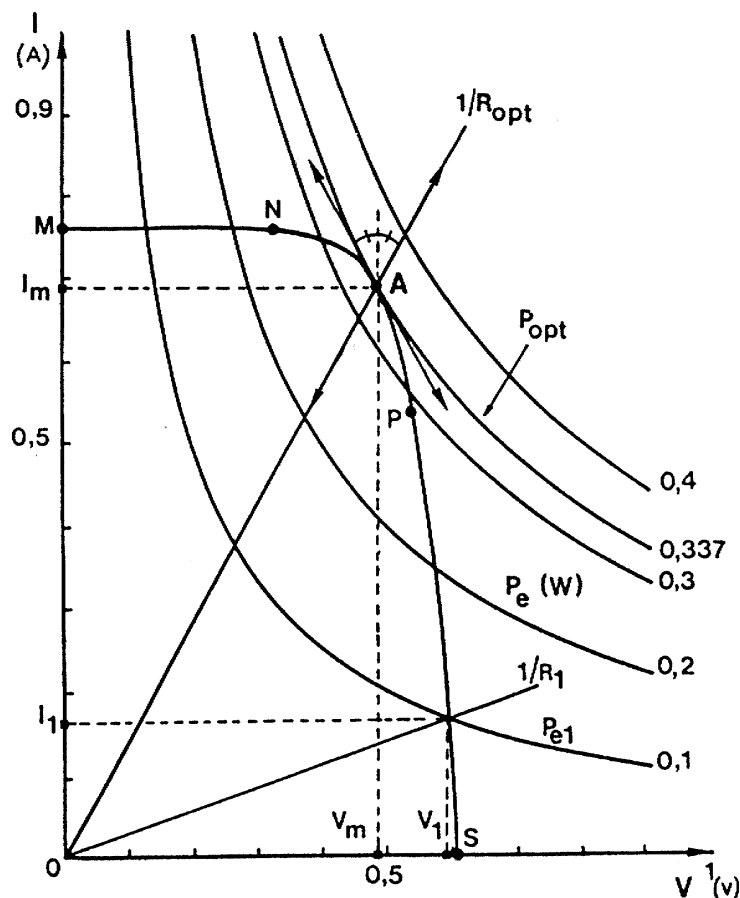


Figure 30 : Caractéristique $I(V)$ d'une photopile débitant sur une charge résistive

Si l'on place maintenant une charge non nulle et non infinie aux bornes de la photodiode, on se trouve dans un cas intermédiaire entre le court-circuit et le circuit ouvert. Le courant va se répartir entre la charge extérieure et la diode. Il en résultera une tension de travail inférieure à la tension de circuit ouvert.

Une caractéristique fondamentale des photodiodes est que pour une irradiance et une température donnée, elles n'imposent ni le courant ni la tension de fonctionnement. Seule la courbe $I(V)$ est fixée. C'est la valeur de la charge R qui va déterminer le point de fonctionnement. La Figure 30 montre en particulier que, fermée sur une charge de résistance R_1 , la cellule ne cédera qu'une puissance P_{R1} bien inférieure à la puissance optimale P_{op} qu'elle pourrait débiter. On verra plus loin les conséquences de ce comportement lorsque l'on veut adapter l'impédance d'un système quelles que soient les conditions d'éclairement.

La caractéristique courant-tension d'une photopile peut se mettre sous la forme mathématique:

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{nkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

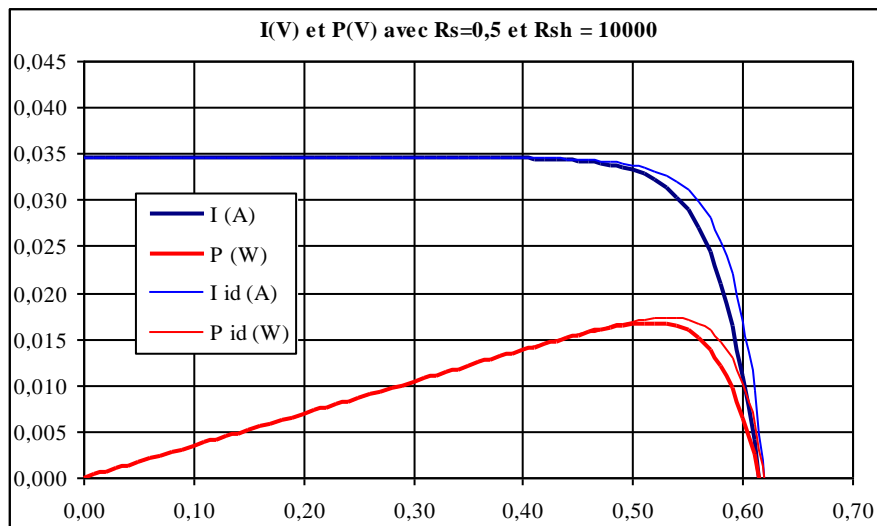


Figure 31 : Caractéristique I (V) et P(V)

Le deuxième terme de l'équation est l'expression qui donne le courant de diode ou courant d'obscurité; il peut être exprimé de façon plus détaillée sous la forme d'un courant de diffusion et d'un courant de génération-recombinaison.

$$I_d = I_{0d} \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{kT} - 1 \right) + I_{0g} \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{2kT} - 1 \right)$$

Nous verrons dans la suite pourquoi le courant de diode est en fait la superposition de deux mécanismes et la raison de la distinction entre courant de diffusion et courant de recombinaison.

4.5 Localisation des pertes

Les principaux facteurs de pertes sont les suivants:

- Rendement quantique < 1; absorption incomplète des photons
- Excès d'énergie par rapport au gap
- Reflexion par la surface: $R = \left(\frac{n_1 - n_2}{n_1 + n_2} \right)^2$ formule de Fresnel en incidence normale.
- Ombrage de la surface active par les grilles de collecte
- Rendement de collecte
- Facteur de tension de circuit ouvert
- Facteur de forme comprenant dans le cas d'une photodiode:
 - Résistance shunt
 - Facteur d'idéalité
 - Résistance série

La Figure 32 illustre l'exploitation du spectre solaire AM0 pour une photopile au Silicium cristallin.

La zone A correspond à l'énergie des photons non absorbés parce que pas assez énergétiques; la zone B correspond aux photons dont l'excès d'énergie par rapport au gap est thermalisé.

Typiquement, la perte en A est de 23.5 %, elle peut être plus élevée si le matériau n'a pas une épaisseur suffisante ou ce qui revient au même si son coefficient d'absorption est trop faible.

La zone B qui correspond à la thermalisation des électrons représente 33 % de pertes pour le Silicium.

La somme de ces deux pertes, 56.5 % appliquée au photocourant si la collecte était parfaite et si le facteur de tension était égal au gap, donne pour le rendement théorique du matériau Silicium:

$$\eta = \frac{J_{sc} \cdot E_g}{q \cdot E_t} = 43.5 \%$$

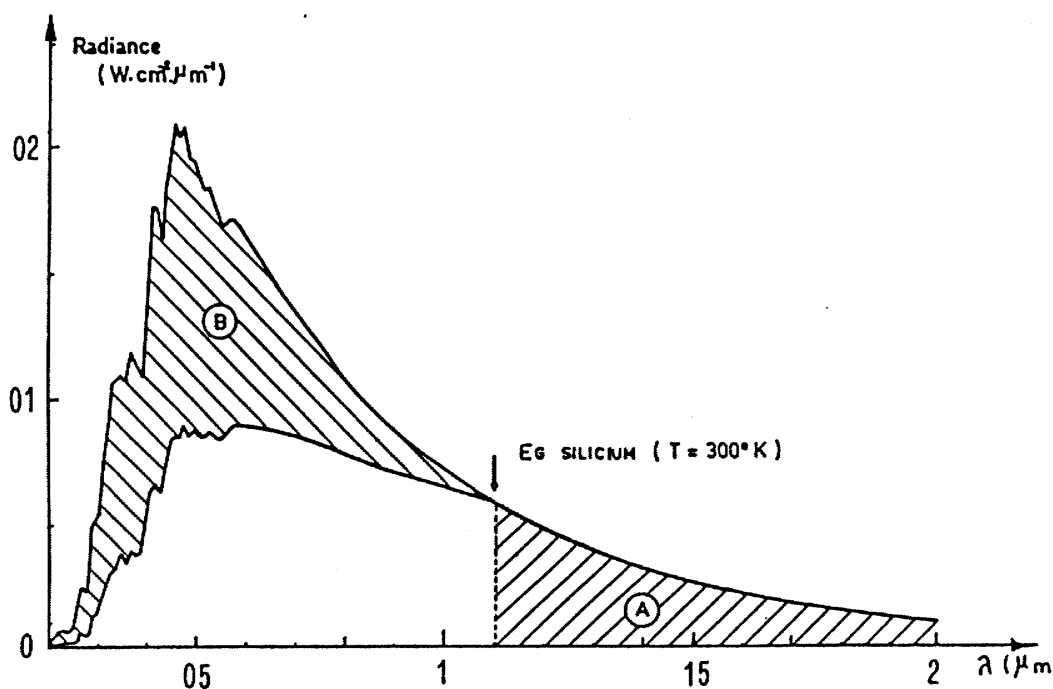


Figure 32 : Exploitation du spectre solaire AM 0 par une photopile Si. La zone A correspond à l'énergie perdue par les photons non absorbés. La zone B correspond à l'excès d'énergie, non utilisé, des photons d'énergie supérieure au gap.

Lorsque l'on parle du rendement théorique d'une photopile, il faut clairement distinguer le rendement théorique du matériau, du rendement théorique du dispositif.

S'il s'agit d'une photodiode de type jonction P-N par exemple, le modèle de Shockley implique une perte due au courant de saturation et aux recombinaisons des porteurs dans la zone de charge d'espace. Il s'ensuit que même une diode idéale aura un facteur de forme d'au plus 84 %.

Les pertes par réflexion peuvent être minimisées par des traitements de surface convenables (une texturisation, une couche antireflet ou les deux à la fois). Ainsi on peut ramener le coefficient de réflexion naturel du Silicium de 30 % à seulement 3 ou 4 %.

Les pertes de surface active par les grilles de collecte peuvent être réduites à 8 % et même moins si l'on utilise des matériaux hautement conducteurs.

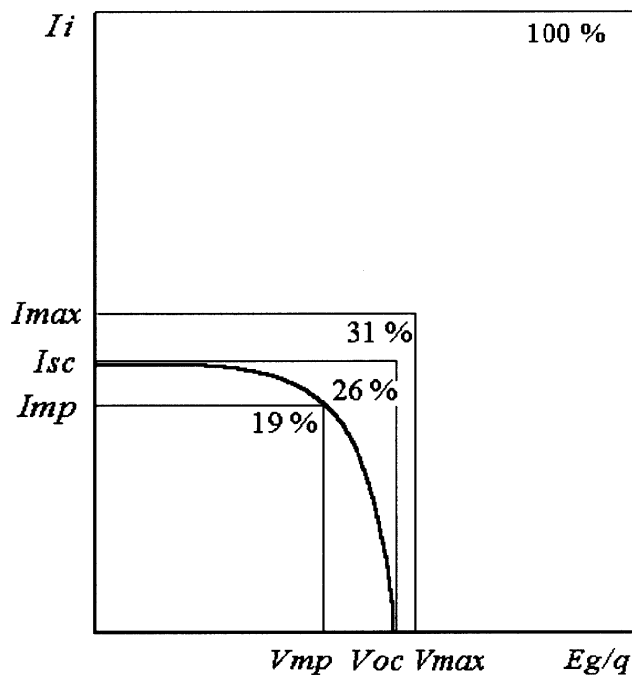


Figure 33 : Caractéristique $I(V)$ d'une photodiode

Une caractéristique idéale de photopile aurait une courbe $I = f(V)$ décrite par deux droites perpendiculaires, la photopile se comportant comme une source de courant idéale I_i jusqu'à une tension limite E_g/q ou comme une source de tension idéale E_g/q jusqu'à un courant I_i (Figure 33).

En fait, le facteur de tension $q Voc / E_g$ peut varier de 0.50 à 0.75 suivant les matériaux, le facteur de concentration et le soin avec lequel la photopile a été réalisée.

La résistance shunt ou la conductance parallèle, qui caractérise la résistance interne de la source de courant peut varier de 1000Ω à $10000 \Omega.cm^2$. La conductance est la pente de la caractéristique pour $V = 0$.

La résistance série qui caractérise essentiellement la résistance d'accès au coeur de la photopile, peut varier de 1 à $3 \Omega.cm^2$. Elle se compose de la résistance métallique des grilles, de la résistance de contact grille-silicium, et de la résistance de couche du silicium.

On peut finalement décrire un diagramme de pertes d'énergie de la façon suivante pour une photopile au Silicium extrêmement performante:

- Absorption incomplète: 23.5 %
 - Excès d'énergie par rapport au gap: 33 %
 - Réflexion par la surface: 3 %
 - Perte de surface active par les grilles: 7 %
 - Perte de collecte: 5 %
 - Perte de tension: 40 %
 - Perte de facteur de forme: 27 %
- comprenant
- Résistance shunt: 3 %
 - Résistance série: 6 %
 - Facteur d'idéalité de la diode: 16 %

Le rendement final d'une telle photopile serait de 19.20 %.

Le facteur de forme peut s'écrire sous une forme mathématique simple avec une très bonne approximation:

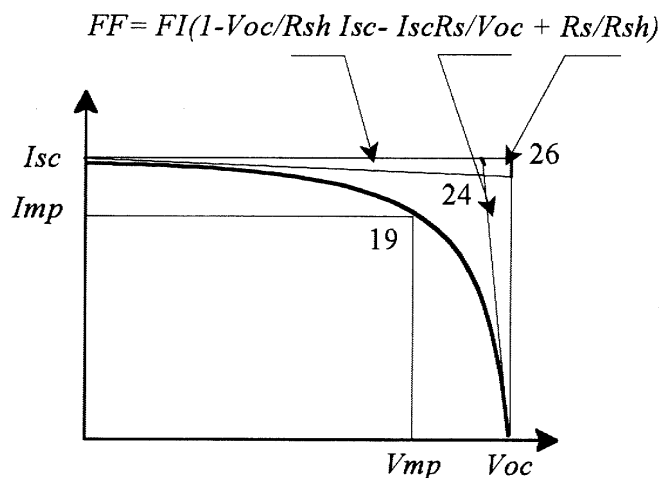


Figure 34 : Expression graphique du facteur de forme d'une photopile

4.5.1 Cellules à haut rendement

Dès 1980, il a été montré que le rendement théorique d'une photodiode au silicium cristallin pouvait atteindre 27%^[3]

4.5.1.1 Structure à quatre miroirs

Les principes des structures proposées reposaient sur les dispositions suivantes:

- diminution de la résistivité de la base, d'où une diminution du courant de saturation et une augmentation de V_{co} .
- pour compenser la diminution corrélative des longueurs de diffusion, réduction de l'épaisseur de la base et établissement d'une cavité optique à deux miroirs, pour augmenter le chemin optique des photons non absorbés.
- établissement d'un champ accélérateur des porteurs majoritaires au fond de la base et à la surface de l'émetteur.
- passivation des surfaces avant et arrière pour réduire les vitesses de recombinaison superficielle.

Une cellule à quatre miroirs devra être conçue avec le souci premier de passiver au maximum les surfaces avant et arrière. Les contacts ne se feront que de façon très ponctuelle à travers des zones surdopées. La partie très dopée des émetteurs sera minimisée en volume de façon à diminuer l'incidence de la recombinaison. Des pyramides inversées devront réduire les pertes par réflexion d'une part, et d'autre part agiront comme réflecteur de la lumière réfléchi par le miroir arrière.

^[3] « Ultra high efficiency thin silicon P-N junctions solar cells using reflecting surfaces », Loferski and al, 14th IEEE, San Diego, 1980.

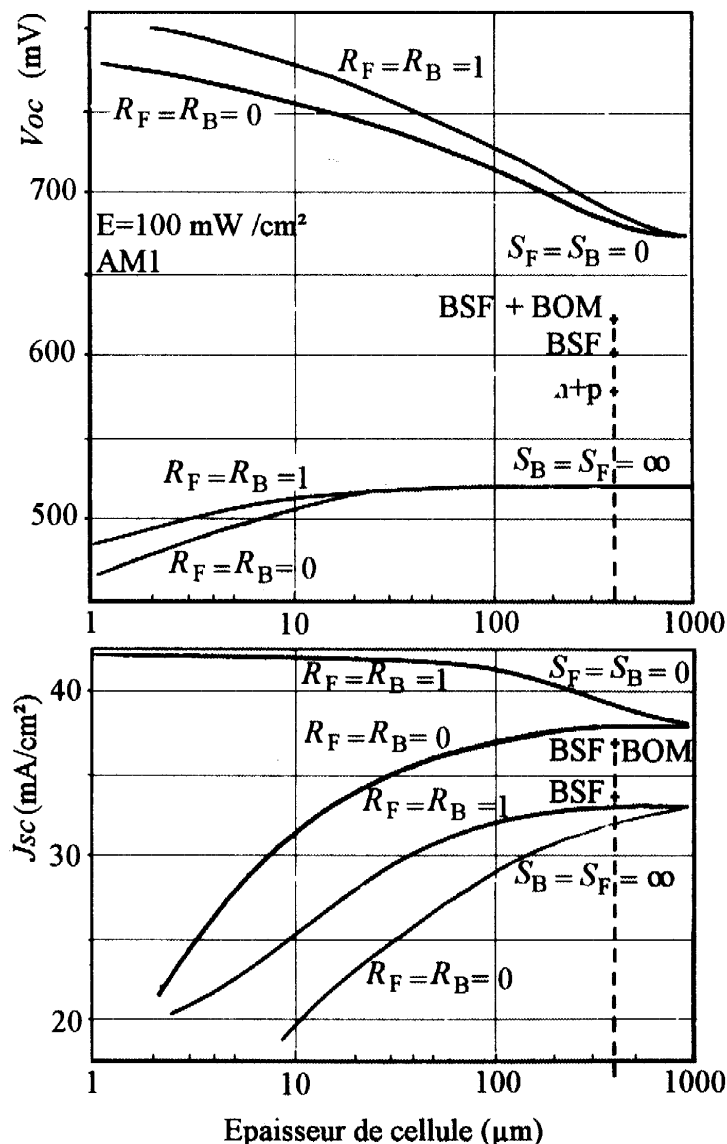


Figure 35 : Courant de court-circuit et tension de circuit ouvert dans la configuration d'une cellule optimisée à 4 miroirs (d'après Spitzer, Loferski et al, IEEE, 1980)

4.5.1.2 Cellule PERL de l'UNSW

Ce sont les groupes de Martin Green de l'Université de New South Wales (Australie) et de R. Swanson de Stanford University (USA), maintenant président de la société Sun Power (Sunnyvale, Ca), qui ont obtenu les meilleurs rendements avec le silicium monocristallin sans concentration.

La cellule PERL de l'UNSW est représentée schématiquement sur la Figure 38. Comme son nom l'indique, « Passivated emitter, rear locally diffused », cette cellule est conçue avec le souci premier de passiver au maximum les surfaces avant et arrière. Les contacts ne se font que de façon très ponctuelle à travers des zones surdopées. La partie très dopée de l'émetteur est minimisée en volume de façon à diminuer l'incidence de la recombinaison. Les pyramides inversées de la face frontale réduisent les pertes par réflexion d'une part et d'autre part agissent comme réflecteur de la lumière réfléchi par le contact arrière.

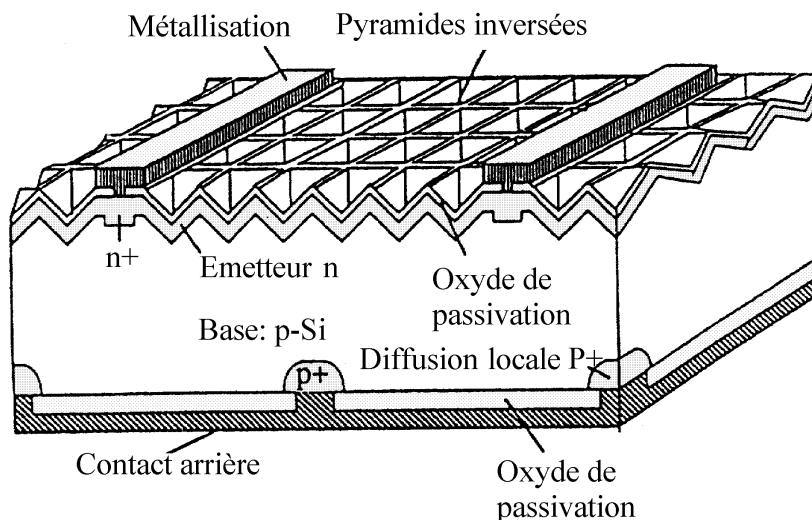


Figure 36 : Cellule de laboratoire de type PERL développée par l'UNSW.

Dès l'an 2000, un rendement de 24.2 % a été atteint avec $I_{CC} = 43 \text{ mA/cm}^2$, $V_{OC} = 696 \text{ mV}$ et $FF = 0.81$.

La Figure 37 montre le schéma d'une cellule utilisant les mêmes astuces mais avec des techniques de métallisations plus proches des possibilités industrielles, notamment la technique LGBC, « Laser Grooved Buried Contact » où le métal peut être du Nickel chimique comme décrit plus haut dans ce chapitre.

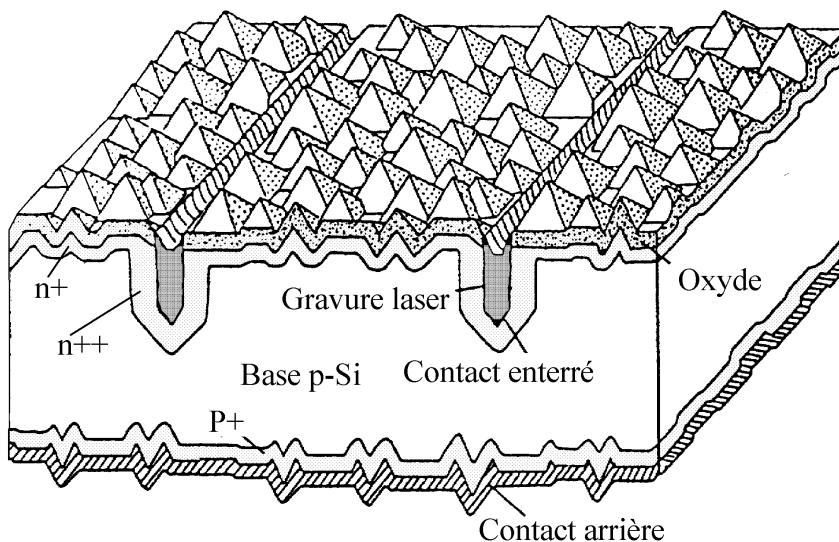


Figure 37 : Cellule industrielle à contacts enterrés type « Saturn » de BP Solar

4.6 Schéma équivalent

4.6.1 Générateur de courant

Une cellule solaire ne peut être assimilée à aucun générateur classique. On peut en effet la considérer comme un générateur à tension constante dans la partie verticale de sa caractéristique et comme une source de courant constant dans la partie horizontale de sa caractéristique (Figure 38).

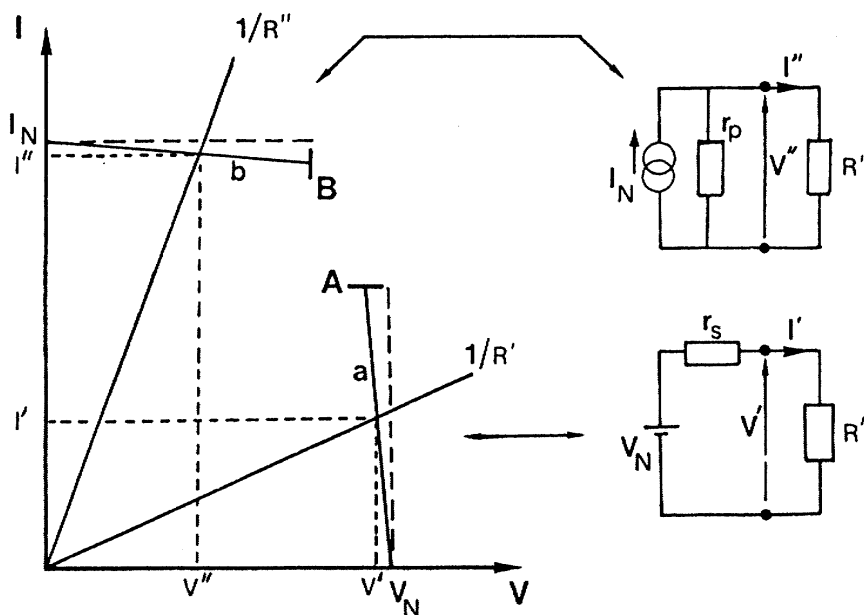


Figure 38 : Cellule solaire comme un générateur à tension constante dans la partie verticale de sa caractéristique et comme une source de courant constant dans la partie horizontale de sa caractéristique.

4.6.2 La photopile, générateur mixte

La Figure 40 représente le schéma électrique équivalent d'une photopile sous éclairage. Il correspond en fait à un générateur de courant imparfait monté en parallèle sur une diode imparfaite.

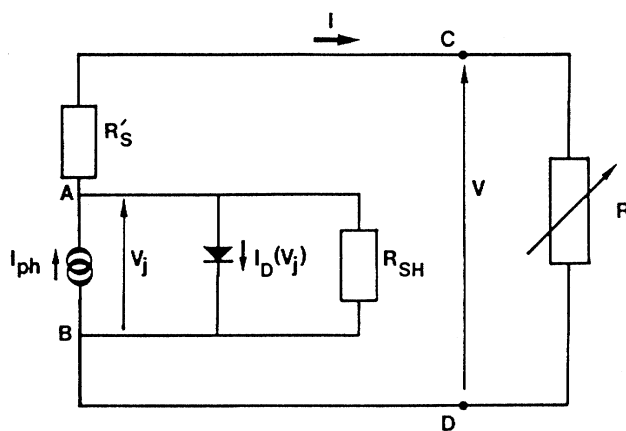


Figure 39 :Schéma électrique équivalent d'une photopile sous éclairage

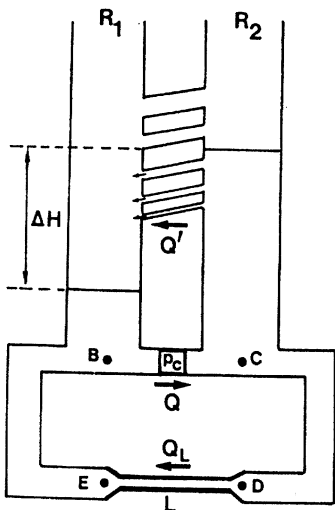


Figure 1.6 :

Simulation hydraulique :
condition de puissance maximale

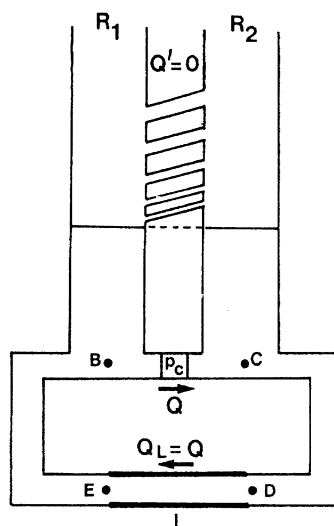


Figure 1.7 :

Simulation hydraulique :
condition de court-circuit

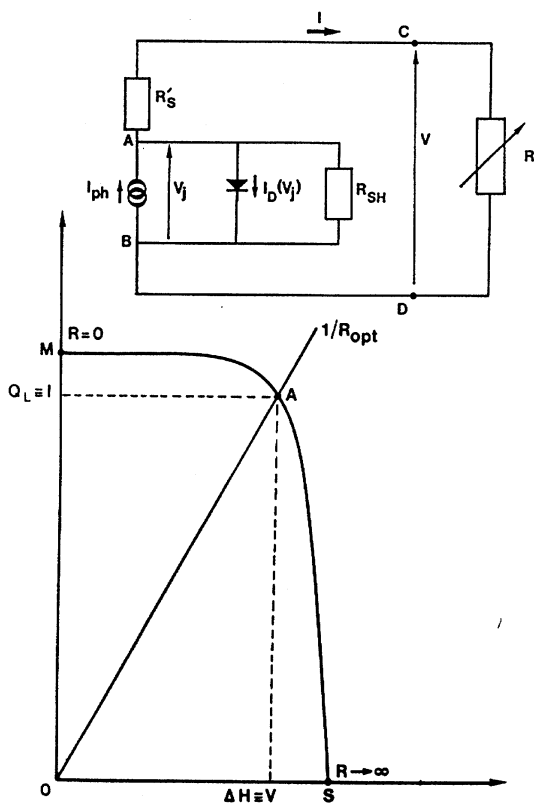


Figure 1.9 :

Caractéristique de la photopile

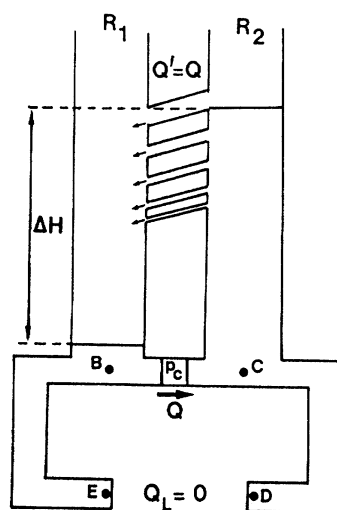


Figure 1.8 :

Simulation hydraulique :
condition de circuit ouvert

A : condition de puissance maximale
M : condition de court-circuit
S : condition de circuit ouvert

Figure 40 : Schéma hydraulique équivalent d'une photopile dans les trois conditions de fonctionnement (d'après A. Laugier et J.A Roger, « Les Photopiles solaires », Lavoisier, Technique et Documentation, Paris)

4.6.3 Influence de l'éclairement

Nous avons vu plus haut que le courant de court-circuit est pratiquement égal au photocourant, lui-même directement proportionnel à la surface éclairée et à l'irradiance pour un spectre donné. Mais qu'en est-il de la tension de circuit ouvert ?

L'équation caractéristique, s'écrit pour un courant d'utilisation nul:

$$I_{ph} = I_0 \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{nkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

Si l'on fait R_{sh} infini et R_s nulle, l'équation donnant la tension de circuit ouvert devient:

$$V_{oc} = n \left(\frac{kT}{q} \right) \text{Log} \left(\frac{I_{ph}}{I_0} \right)$$

On voit donc que **la tension de circuit ouvert est proportionnelle au Log de l'irradiance.**

Il s'ensuit qu'elle varie peu et d'autant moins que le facteur de diode n est voisin de 1. On aura typiquement pour $n=1$, $\Delta V_{oc} = 60$ mV par décade. Pour un éclairement de 100 lux (1/1000 de soleil) la tension sera encore de 400 mV. Cette propriété est utilisée pour les photopiles à usage intérieur, notamment celles qui équipent les calculettes.

Le réseau de courbes de la Figure 41 met en évidence le problème de l'adaptation d'impédance en fonction de l'éclairement. En particulier pour une charge résistive, il est clair que l'adaptation d'impédance ne peut se faire que pour une seule valeur de l'éclairement. On constate aussi que les points de puissance optimale se situent sur une courbe dont l'allure est assez proche d'une droite verticale; ainsi une batterie d'accumulateurs dont le point de fonctionnement est une tension fixée, est-elle parfaitement adaptée à la caractéristique d'une photodiode.

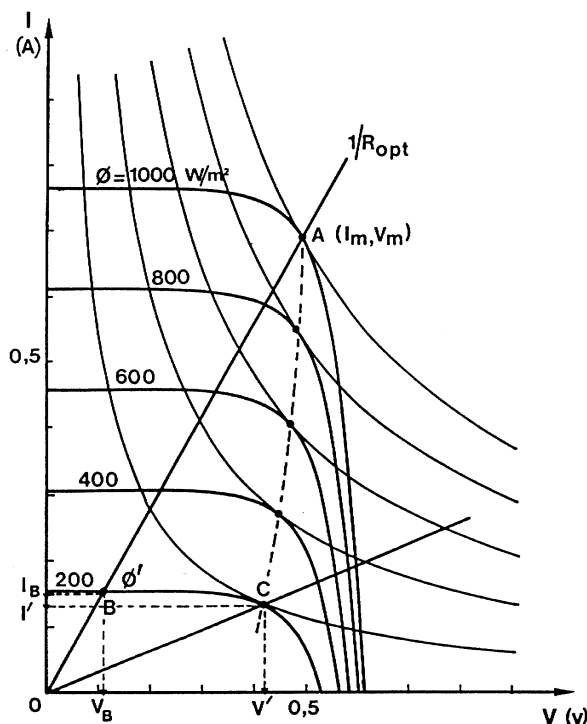


Figure 41 : Influence du flux lumineux sur la courbe de puissance d'une photopile

A y regarder de plus près, on constate même que le système constitué par le couple photodiode-batterie est autorégulé en ce sens que le courant de charge diminue naturellement quand la tension de batterie augmente légèrement en fin de charge.

4.6.4 Influence de la température

La température est un paramètre important dans le comportement des photopiles, ne serait-ce que parce qu'une cellule exposée à une irradiance de 1 kW/m^2 n'en transforme en électricité que 12 % au plus, le reste (soit 88 % !) étant dissipé en chaleur. Ainsi si la photopile n'est pas correctement ventilée, elle peut monter très haut en température et voir ses performances électriques se dégrader. La Figure 42 montre l'influence de la température sur la courbe de puissance d'une photopile au silicium cristallin.

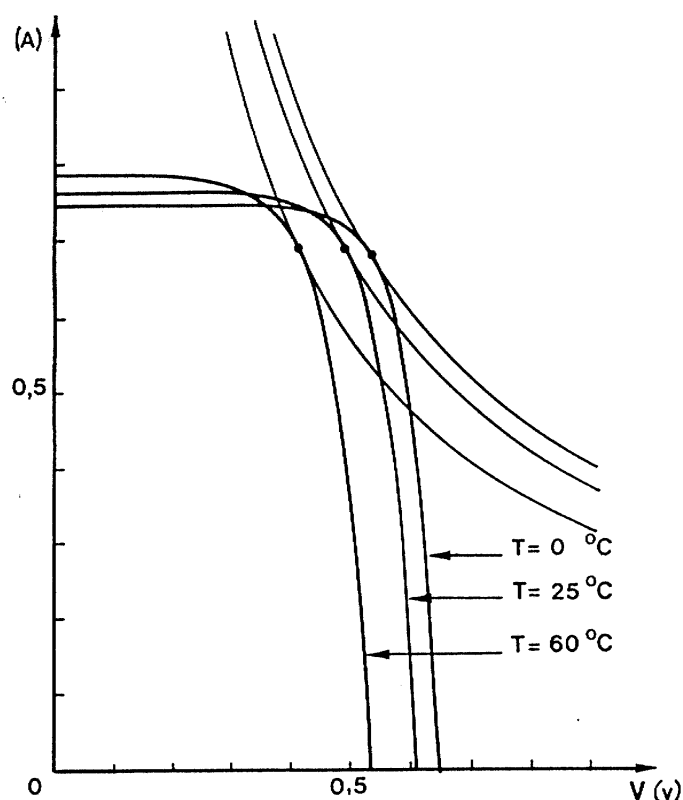


Figure 42 : Influence de la température sur la courbe de puissance d'une photopile

On observe une augmentation du photocourant, notamment à cause de la diminution de la largeur de bande interdite. Cette augmentation est de l'ordre de $25 \mu\text{A/cm}^2 \cdot \text{K}$, soit une variation de $+0.1 \text{ \% / } ^\circ\text{K}$.

En même temps, on assiste à une augmentation notable du courant direct de diode, entraînant une diminution nette de la tension de circuit ouvert (environ $-2.2 \text{ mV / } ^\circ\text{K}$, soit une variation relative de $-0.4 \text{ \% / } ^\circ\text{K}$).

L'augmentation de température se traduit au total par une baisse relative de la puissance disponible de $-0.35 \text{ \% / } ^\circ\text{K}$ et par une modification de la valeur de la charge permettant d'extraire cette puissance maximum.

4.6.5 Perte de puissance par résistance série

La résistance série est gouvernée par la résistivité du matériau, par les résistances de contact des électrodes et par la résistance de la grille collectrice.

La résistance série agit sur la pente de la caractéristique dans la zone où la photodiode se comporte comme un générateur de tension. Elle ne modifie pas la tension de circuit ouvert, mais lorsqu'elle est anormalement élevée, elle peut diminuer la valeur du courant de court-circuit.

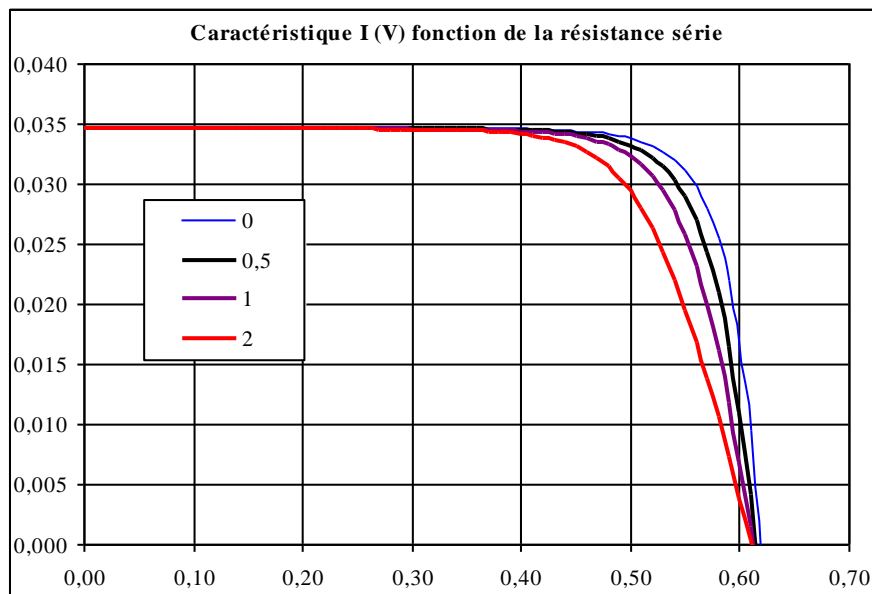


Figure 43 : Effet de la résistance série ($R_S = 1.5 \text{ ohm.cm}^2$) sur la pente de la caractéristique en circuit ouvert

Les caractéristiques $I(V)$ pour différents éclairagements s'obtiennent par simple translation de l'ordonnée lorsque la résistance série est nulle. En d'autres termes la forme de la courbe est invariante lorsqu'on change l'intensité lumineuse. Il n'en va pas de même si l'on tient compte d'une résistance série non nulle.

Reprenant l'équation de base: $I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(\exp \frac{q \cdot (V + R_s I)}{nkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$

et négligeant l'effet de la conductance shunt, on trouve que la tension de circuit ouvert:

$$V_{co} = \frac{nkT}{q} \cdot \text{Log} \frac{I_{cc}}{I_0}$$

reste inchangée quand R_S augmente et que le courant de court circuit, $I_{cc} = I_{ph} - I_0 \cdot \left(\exp \frac{q \cdot R_s I_{cc}}{nkT} - 1 \right)$

varie sensiblement dès que $R_s I_{cc} \gg n \frac{kT}{q}$

et pour le courant optimum: I_m devient $\frac{I_m V_m}{V_m + R_s I_m} \cong I_{m0} \cdot \left(1 - \frac{R_s}{Z_m} \right)$

et la puissance optimale devient :

$$P_m = \frac{I_m V_m}{1 + \frac{R_s I_m}{V_m}} = \frac{P_{m0}}{1 + \frac{R_s}{Z_m}} \cong P_{m0} \cdot \left(1 - \frac{R_s}{Z_m} \right)$$

Si le produit $R_s I$ n'est pas négligeable devant V , et que l'on veut déterminer la caractéristique $I(L_2)$ à partir de la caractéristique connue $I(L_1)$, il faut ajouter à la translation parallèle à l'ordonnée:

$$\Delta I_L = I_{L1} - I_{L2},$$

une translation parallèle à l'abscisse: $R_s \Delta I_L$, pour tenir compte de la chute de tension proportionnelle à la différence des courants et à la résistance série.

A l'inverse, si l'on dispose de deux courbes tracées pour des intensités lumineuses différentes, on peut en déduire d'une manière élégante la résistance série. La méthode a été suggérée par Swanson dès 1960, a été décrite par Martin Wolf et Hans Rauschenbach (Solar cells, IEEE, 1976) et est représentée par la figure ci-dessus.

$$\text{Si } I_2 = I_1 - \Delta I_L \quad \text{et } V_2 = V_1 - R_s \Delta I_L \quad \text{alors } R_s = \frac{V_2 - V_1}{\Delta I_L}.$$

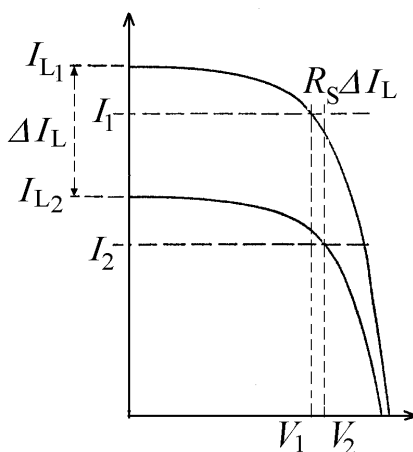


Figure 44 : Méthode expérimentale de mesure de la résistance série par variation de l'éclairement.

4.6.6 Influence de la conductance shunt

Il s'agit le plus souvent d'une conductance de fuite. C'est comme si l'on devait soustraire au photo-courant, outre le courant de diode, un courant supplémentaire proportionnel à la tension développée. La résistance shunt est en général très élevée.

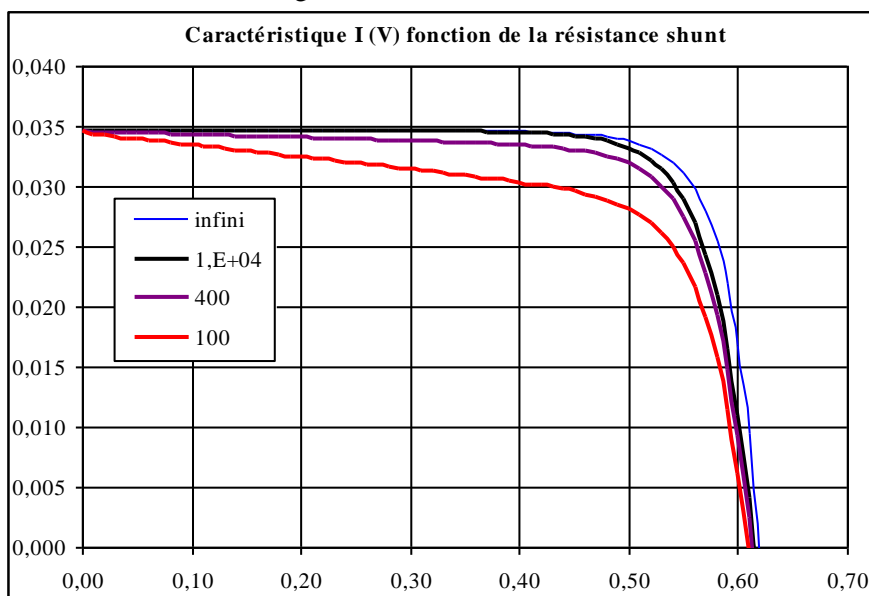


Figure 45 : Effet de la résistance shunt ($R_{SH} = 100 \text{ ohm.cm}^2$) sur la pente de la caractéristique en court-circuit

On peut percevoir une anomalie à la lecture de la caractéristique par la présence d'une légère pente au voisinage du point de courant de court-circuit. Une résistance shunt trop faible aura un impact sur la tension de circuit ouvert de la photopile; à cause de cela une photopile dont la résistance shunt est trop faible ne donnera plus de tension sous faible éclairement.

4.7 Modélisation et caractéristique dans l'obscurité

On peut toujours modéliser une photopile en utilisant l'équation implicite :

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left(\exp \frac{q \cdot (V + R_s I)}{nkT} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_{sh}}$$

4.7.1 Courant d'obscurité

Le deuxième terme de l'équation n'est rien d'autre que l'expression qui donne le courant de diode; le facteur n caractérisant la qualité de la diode : plus il est proche de 1 et plus la diode est idéale.

Il est d'usage de représenter ce courant de diode sous la forme de la superposition linéaire d'un courant de diffusion en provenance de l'ensemble du matériau et d'un courant de génération-recombinaison essentiellement issu de la région de charge d'espace.

$$I_d = I_{0d} \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{kT} - 1 \right) + I_{0g} \cdot \left(\exp \frac{q(V + R_s I)}{2kT} - 1 \right)$$

4.7.1.1 Courant de diffusion

Le courant de diffusion s'écrit :

$$\begin{aligned} J_d &= J_0 \cdot \left(\exp \frac{qV_a}{kT} - 1 \right) \\ J_0 &= q \cdot \left(\frac{p_{n0} \cdot D_p}{L_p} + \frac{n_{p0} \cdot D_n}{L_n} \right) \end{aligned}$$

où $J_0 = J_{0d}$ est le courant de diffusion de la jonction pour $V = 0$.

Dans le cas d'une jonction dissymétrique n^+p :

$$J_0 \cong q \frac{D_n \cdot n_{p0}}{L_n} = \frac{qD_n}{L_n} \cdot \frac{n_i^2}{N_A} = q \cdot \sqrt{\frac{D_n}{\tau_n}} \cdot \frac{n_i^2}{N_A}$$

La variation du courant de saturation avec la température est de la forme:

$$\begin{aligned} J_0 &\approx T^{3+\frac{\gamma}{2}} \cdot \exp \frac{-E_g}{kT} \\ \frac{D_n}{\tau_n} &\approx T^\gamma \end{aligned} \quad \text{avec } \gamma \cong 1$$

Le courant de saturation diminue quand augmente la hauteur du gap et il varie très largement avec la température. Entre -13°C et $+77^\circ\text{C}$, il varie d'un facteur 20 000 pour le silicium.

4.7.1.2 Courant de génération-recombinaison

Par ailleurs, comme toute recombinaison nette de porteurs de charges provoque un courant, dans une jonction polarisée dans le sens direct, les concentrations de porteurs dans la zone de charge d'espace deviennent assez élevées pour provoquer des recombinaisons par pièges dans cette zone. Pour des polarisations directes faibles (200 à 500 mV), la valeur du courant de recombinaison peut être supérieure à celle du courant de diffusion.

La densité de courant de recombinaison est donnée par l'intégrale du taux net de recombinaison par unité de volume u sur toute la zone de charge d'espace :

$$J_r = q \int_{-x_p}^{+x_n} u dx$$

$$\text{on trouve : } J_r = \frac{q\sigma W_{th} N_R \cdot n_i}{2} \cdot \left(\exp \frac{qV_a}{2kT} - 1\right)$$

On notera que la densité de courant de recombinaison est proportionnelle à n_i alors que la composante du courant de diffusion était proportionnelle au carré de n_i .

Ces deux composantes du courant direct n'ont donc pas le même comportement avec la largeur du gap et avec la température.

En l'absence de résistance série et de conductance shunt, l'expression de la densité du courant total d'une jonction n^+p à l'obscurité, s'écrira comme la somme des deux composantes que nous venons de calculer:

$$J = J_d + J_r = q\sqrt{\frac{D_n}{\tau_n}} \cdot \frac{n_i^2}{N_A} \cdot \left(\exp \frac{qV_a}{kT} - 1\right) + \frac{q\sigma W_{th} N_R n_i}{2} \left(\exp \frac{qV_a}{2kT} - 1\right)$$

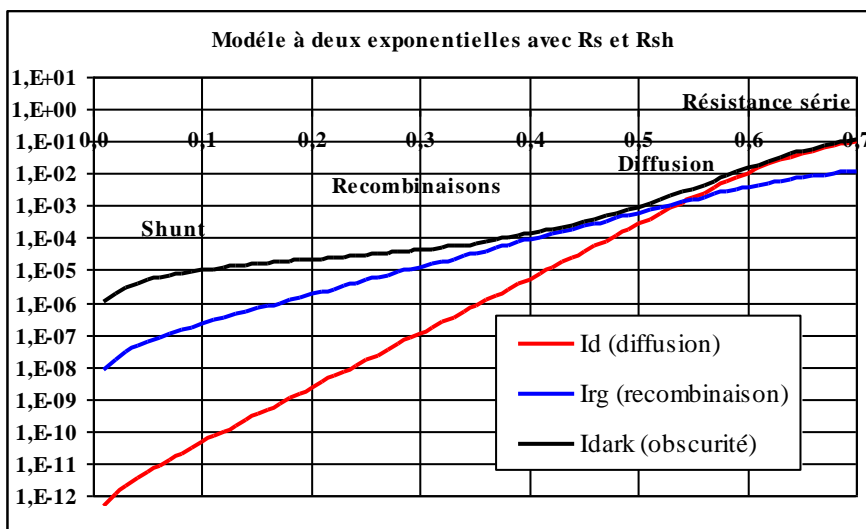


Figure 46 :Modèle à deux exponentielles (courant de diffusion + courant de recombinaison) avec les effets de R_s et R_{sh}

On aura comme valeurs typiques de densité de courant d'obscurité: pour la zone fortement dopée (émetteur): $J_{0E} = 4.10^{-15}$ A/cm² et pour la zone faiblement dopée (base): $J_{0B} = 4.10^{-12}$ A/cm².

A l'obscurité, le courant de diffusion est donc principalement dû à la base peu dopée.

La densité de courant de recombinaison dans la zone de charge d'espace peut être obtenue par un calcul plus détaillé; en extrapolant pour $V=0$, on en déduit une densité de courant d'obscurité:

$$J_{0rg} = \frac{qn_i \cdot w}{2\sqrt{\tau_n \cdot \tau_p}}$$

Un valeur typique pour une jonction n^+p au silicium est $J_{0rg} = 10^{-8}$ A/cm².

Comme on le voit sur la Figure 46, J_{rg} bien que très souvent 1000 à 10 000 fois plus grand que J_d pour $V=0$, augmente deux fois moins vite et ne représente qu'une portion négligeable du courant direct pour une polarisation de 0.6 V.

En général, au point de fonctionnement normal d'une homojonction N+P classique (0.45-0.55 V), J_{rg} et J_d ont à peu près la même valeur.

Cependant si la durée de vie dans l'émetteur devient très basse ou si la jonction est de mauvaise qualité, J_{rg} peut devenir supérieur à J_d ce qui réduit la performance de la photopile; le coude de la caractéristique $I(V)$ de la diode étant plus rond.

La Figure 46 représente donc sur une échelle semi-logarithmique en polarisation directe, le courant de diode d'une jonction N+P au silicium cristallin modélisée, de 1 cm² de surface. On note que pour des tensions inférieures à 0.2 V, c'est le paramètre shunt Rsh qui contrôle la forme de la courbe. Pour des tensions supérieures à 0.2 V et inférieures à 0.5 V, le courant augmente en $\exp(qV/2kT)$, ce qui traduit le fait qu'il est contrôlé par des phénomènes de génération-recombinaison (I_{rg}). Le comportement normal de diode où le courant direct croît en $\exp(qV/kT)$ ne se manifeste qu'en dessus de 0.5 V, là où le courant est contrôlé par les phénomènes de diffusion (I_d). Au-delà de 0.7 V, c'est la résistance série R_s qui contrôle la forme de la courbe.

4.7.1.3 Effets de la température

Pour accéder aux paramètres caractéristiques d'une photopile, et pour connaître leur dépendance en température, on a l'habitude d'étudier le comportement de la cellule sur une plaque chauffante, dans le noir, en polarisation directe et inverse.

La Figure 47 présente les caractéristiques sous obscurité, en polarisation directe et inverse, de cellules solaires de 25 cm² de surface pour deux températures différentes $T_1 > T_2$.

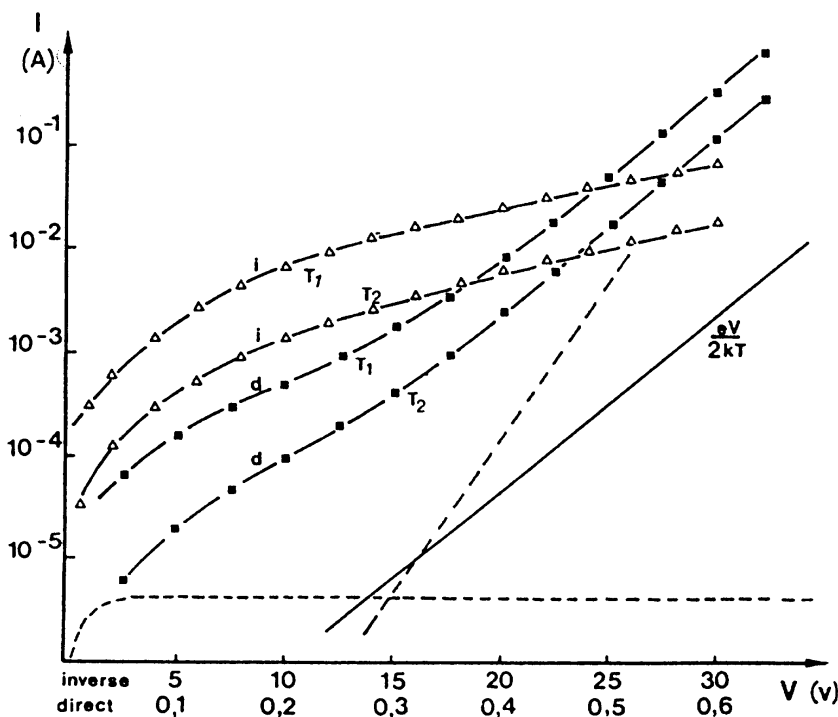


Figure 47 : Caractéristique sous obscurité d'une jonction de grandes surface

A nouveau, on voit qu'en polarisation directe, et pour des tensions comprises entre 0.2 et 0.5V, le courant augmente en $\exp(qV/2kT)$, ce qui traduit le fait qu'il est contrôlé par des phénomènes de génération-recombinaison de porteurs dans la région de charge d'espace. Le comportement normal de diode où le courant direct croît en $\exp(qV/kT)$ ne se manifeste qu'au dessus de 0.5 V, là où le courant est contrôlé par la diffusion.

En polarisation inverse (attention au changement d'échelle dans les tensions), les courants mesurés sont de plusieurs ordres de grandeur supérieurs à ce que prévoit la théorie de Shockley (courbe de référence en pointillé). On remarque en particulier que le courant d'obscurité n'est pas un vrai courant de saturation. En augmentant la polarisation inverse au-delà de -30 V on atteindrait le coude d'avalanche correspondant au claquage de la diode. C'est ainsi que l'on décèle les micro-shunts d'une jonction de grande surface; on peut parfois les éliminer par l'envoi d'impulsion de courant contrôlés en polarisation inverse.

4.7.2 Modélisation

JONCTION PLANAR N+P				
Paramètre	Unité	I(V) idéale	I(V) réelle	Influence
Permittivité électrique du vide	epsilon0	F/cm	8,85E-14	8,85E-14
Permittivité électrique relative du silicium	epsilonSi		11,8	11,8
Gap du Silicium	Eg	eV	1,119	1,102
Température	T	(°K)	293	323
1,38e-23 .T	kT		4,04E-21	4,46E-21
Charge de l'électron	q	Cb	1,60E-19	1,60E-19
Densité d'états intrinsèque	ni	cm-3	4,09E+09	4,29E+10
Densité apparente d'états dans la bande de conduction	Nc	cm-3	2,80E+19	3,24E+19
Densité apparente d'états dans la bande de valence	Nv	cm-3	1,00E+19	1,16E+19
Nombre de donneurs d'électron	Nd	cm-3	5,00E+19	1,25E+19 Vco
Mobilité des électrons	µn	cm ² /V.s	1500	1500
Durée de vie des électrons	Taun	s	1,00E-04	1,00E-04 Vco+ coude
Coefficient de diffusion des électrons	Dn	µm . kT/q	3,79E+01	4,18E+01
Longueur de diffusion des électrons	Ln	cm	6,16E-02	6,46E-02
Vitesse de recombinaison en face arrière des électrons	Sn	cm/s	1,00E+02	1,00E+02 Vco
Epaisseur éclairée de l'émetteur	Emetteur	cm	4,00E-05	4,00E-05
Nombre d'accepteur d'électron	Na	cm-3	1,00E+16	2,00E+15 Vco
Mobilité des trous	µp	cm ² /V.s	50	50
Durée de vie des trous	Taup	s	1,00E-08	1,00E-08 coude
Coefficient de diffusion des trous	Dp	µm . kT/q	1,26E+00	1,39E+00
Longueur de diffusion des trous	Lp	cm	1,12E-04	1,18E-04
Vitesse de recombinaison en face avant des trous	Sp	cm/s	1,00E+03	1,00E+03 Vco
Epaisseur éclairée de la base	Base	cm	2,40E-02	2,40E-02
Densité de courant émetteur	Joe	A/cm ²	2,51E-16	1,11E-13
Densité de courant base	Job	A/cm ²	8,30E-14	4,60E-11 Vco
Densité de courant de diffusion	Jod	A/cm ²	8,32E-14	4,61E-11
Densité de courant de recombinaison génération	J0rg	A/cm ²	1,16E-08	2,54E-07 coude
Facteur de concentration de la lumière	Conc		1	1 Vco
Longueur de la zone de charge d'espace en zone n	xn	cm	5,00E-07	9,38E-07
Longueur de la zone de charge d'espace en zone p	xp	cm	3,54E-05	7,42E-05
Epaisseur de la zone de charge d'espace	w	cm	3,54E-05	7,42E-05
Courant maximal générable par la source (dépendant de l'épaisseur de silicium)	Il	A/cm ²	0,043	0,036 Icc
Facteur de transmission de couche anti-reflet			1,000	0,960
Facteur d'idéalité	FI		0,822	0,779 coude
Résistance série	Rs	ohm.cm ²	0,05	0,5 pente à Vco
Résistance shunt	Rsh	ohm.cm ²	100000	10000 pente à Isc
Barrière de potentiel à la jonction	Vb	V	0,959	0,842
Tension de circuit ouvert (calculé par Macro...)	Vco idéal	V	0,678	
Tension de circuit ouvert (calculé par Macro...)	Vco réel	V		0,566
Calcul de la puissance maximum	Pmax	W	0,024	0,015
Facteur de forme	FF		0,819	0,753
Rendement	Eta	%	23,66%	15,35%
Courant d'émetteur	Jle	A/cm ²	0,000877	0,001737
Courant de la zone déplétée	Jlzd	A/cm ²	0,003118	0,003118
Courant de la base	Jlb	A/cm ²	0,033956	0,031158

Tableau 7 : Les paramètres caractéristiques d'une photopile au Silicium cristallin de type N+P

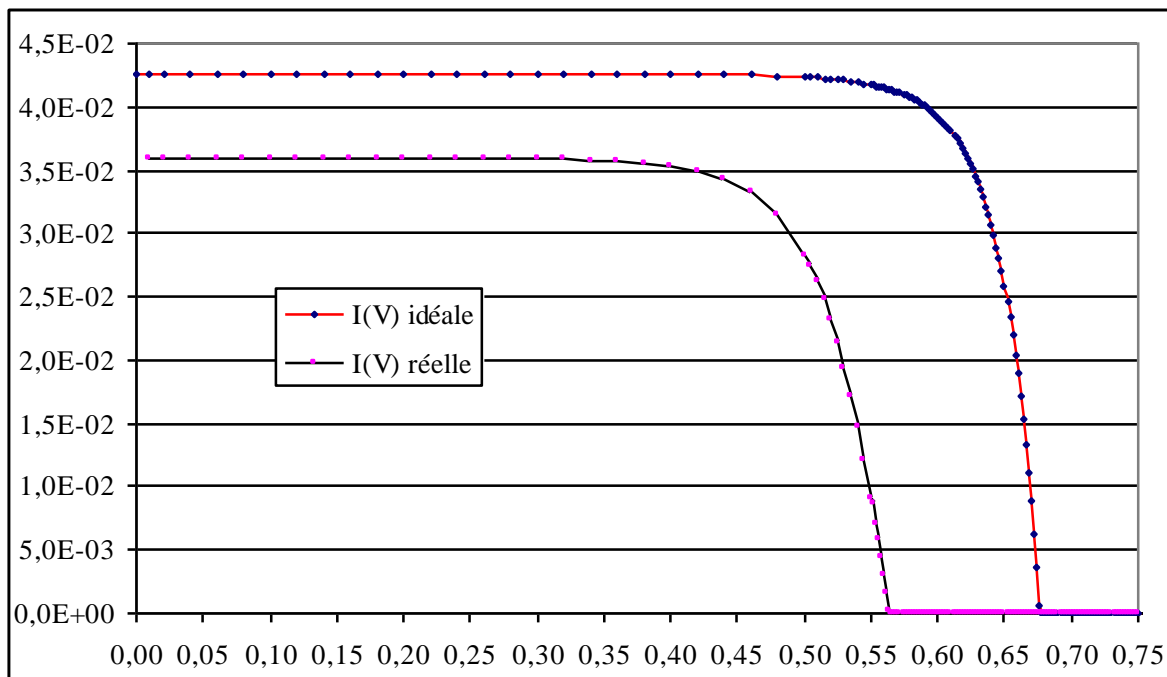


Figure 48 : Courbes I (V) idéale et réelle déduites des paramètres du Tableau 7

4.8 Technologies de cellules

4.8.1 Typologie



Figure 49 : Cellules au c-Si, à gauche monocristallin, à droite multi-cristallin.

Les cellules au silicium monocristallin, fabriquées à partir du tirage de lingots cylindriques (procédé Czochralski), ont en général les pans coupés (forme quasi-carrée), ont aujourd’hui des dimensions standard de 156 x156 mm, sont de couleur homogène bleu nuit ou noir (suivant le type de couche anti-reflet) et ont à présent un rendement commercial s’étendant de 16 à 20 %. Bien qu’elles coûtent plus cher à produire, pour une puissance donnée, leur meilleur rendement permet un gain significatif en surface d’occupation et donc en coût global.

Les cellules au silicium multicristallin, fabriquées à partir d’un procédé de refroidissement orienté dans des lingotières parallélépipédiques, sont vraiment carrées, de couleur bleu foncé

en face active, avec un aspect visuel présentant des effets de reflets plus ou moins prononcés dûs aux différentes orientations cristallines. Ces cellules ont un rendement commercial d'environ 14-16 %. Elles sont les plus répandues sur le marché. Elles sont légèrement moins coûteuses à produire que les cellules au silicium monocristallin.

Les modules au silicium amorphe de couleur noire ou lie de vin sombre offrent un excellent rendu visuel (couleur uniforme, peu de reflets). Ils ont un rendement largement inférieur à celui des cellules au silicium cristallin (6 – 8%), ce qui entraîne des ratios de puissance installée par unité de surface (Wc/m²) beaucoup plus faibles.

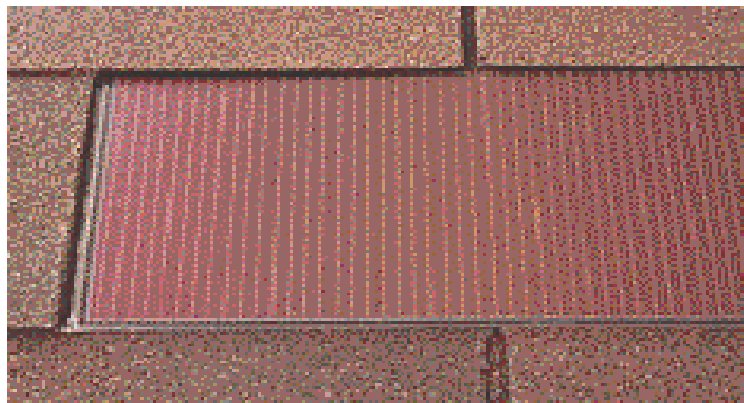


Figure 50 : Tuile en silicium amorphe a-Si:H (Solems 1991)

4.8.2 Procédé de fabrication des modules au silicium cristallin

La Figure ci-dessous résume les 40 étapes nécessaires à la fabrication d'un module au silicium cristallin. Le point de départ étant du sable ou du quartz de haute pureté, on obtient après la réduction carbothermique du SiO₂ du silicium « métallurgique ». Puis la distillation fractionnée du trichlorosilane SiHCl₃ conduit au silicium « électronique » ou « solaire », suivant le degré de pureté atteint. Les noisettes de silicium de pureté « solaire » sont le matériau de base du tirage Czockralski pour « tirer » du monocristal, ou du « casting UCP⁴ » pour « couler » des lingots multicristallins.

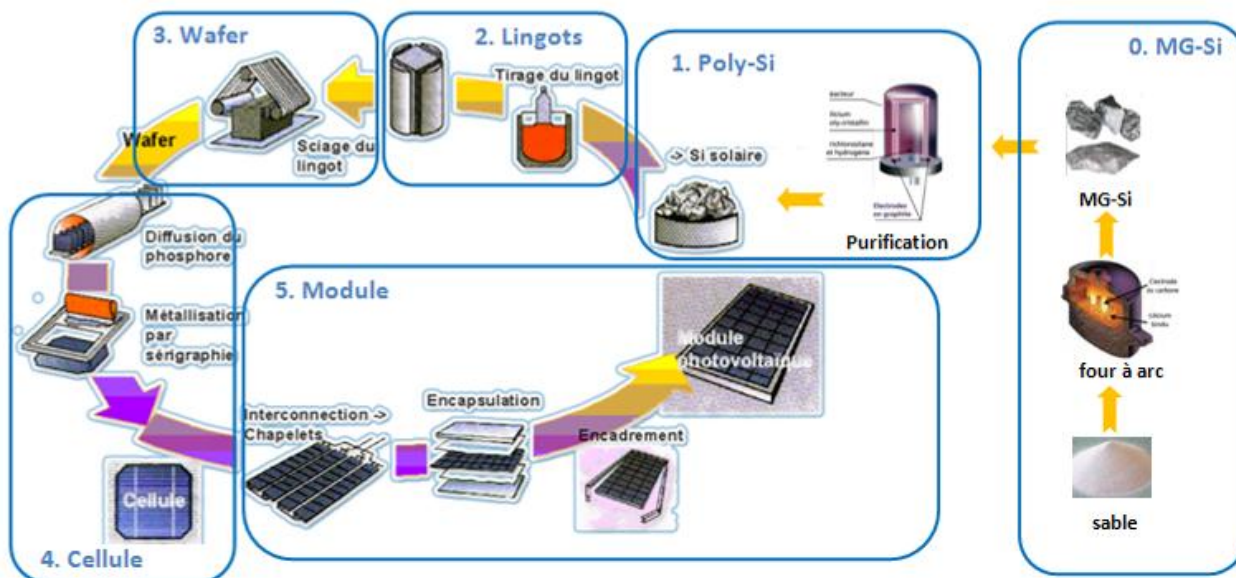


Figure 51 : Schéma récapitulatif des étapes du processus de fabrication d'un module au c-Si (40 étapes)

⁴ Ubiquitous Cistallization Process

Puis vient le sciage des lingots en briques et des briques en plaquettes (wafers) avec des scies à fil.

Ensuite la fabrication des cellules implique une demi-douzaine d'étapes décrites ci-dessous.

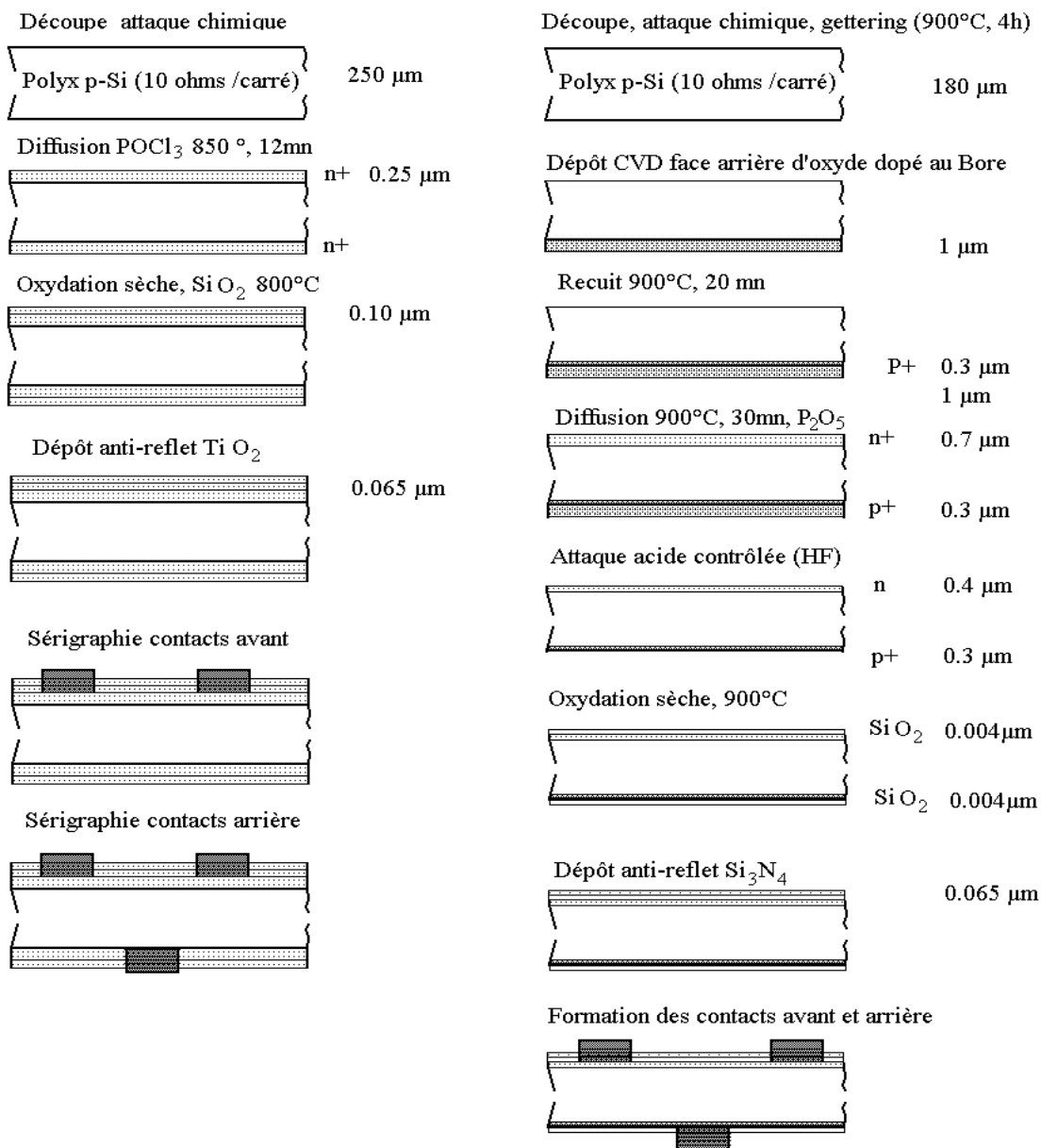


Figure 52 : Etapes de fabrication de la cellule au silicium cristallin (à gauche Photowatt, à droite Photovoltech)

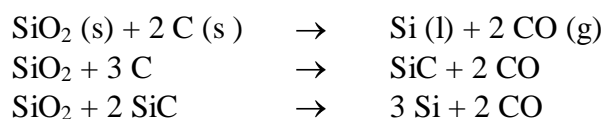
4.8.2.1 Le silicium de base (feedstock)

Le silicium est le deuxième élément de la croûte terrestre où il existe le plus souvent sous sa forme oxydée (sable, silice, quartz); les problèmes de son exploitation et de son approvisionnement ne se posent donc pas. Nous définirons la qualité du silicium par son degré de pureté. Par exemple, pour 10⁴ ppm d'impuretés on aura un silicium pur à 99 % (encore désigné par 2N) dit de qualité métallurgique.

Pour les applications électroniques le niveau d'impuretés requis est de 1 ppm au total (soit 99.9999 % ou 6N). Pour les applications solaires, il a été montré qu'un silicium 4N devrait suffire. Si l'on excepte la récupération des déchets de l'industrie électronique qui contiennent certainement plus d'impuretés que le cœur des lingots, ce matériau spécifiquement dédié au solaire n'a pas encore vu le jour au niveau d'une production industrielle de masse.

4.8.2.2 De la quartzite au silicium métallurgique (MG-Si)

Le silicium de qualité métallurgique est obtenu par réduction du sable ou de préférence de la quartzite par le carbone. Le matériau de départ coûte environ 0.1 à 0.3 \$/kg. L'opération se fait dans un four électrique à arc en présence de coke et les réactions chimiques sont les suivantes:



La pureté du silicium obtenu dépend de la qualité de la quartzite de départ et varie entre 98 % et 99.5 %. Certaines impuretés sont éliminées pendant la réaction. Le MG-Si contient en général beaucoup de carbone en provenance des électrodes, environ 0.5% de Fe, 0.4 % d'Al, 100 à 400 ppm de Ca, Cr, Mg, Mn, Ni, Ti, V pour chacun et 20 à 40 ppm de B, Cu, P et Zr. Cette pureté est suffisante pour l'industrie métallurgique (ferro-silicium, Alumino-silicium) mais tout à fait incompatible avec la pureté requise par l'industrie électronique.

La réduction carbo-thermique est relativement peu gourmande en énergie électrique (5 à 10 kWh / kg), mais on constate au passage que c'est une opération fortement génératrice de gaz à effet de serre.. Le coût moyen de l'opération est d'environ 1.5 \$/kg.

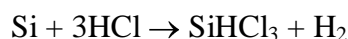
4.8.2.3 Du silicium métallurgique au silicium électronique (EG-Si)

Le silicium de base pour l'industrie électronique est produit communément suivant trois types de méthodes:

- la réduction du trichlorosilane par l'Hydrogène (procédé Siemens)
- la décomposition thermique du silane (procédé Union Carbide)
- la réduction par le zinc du tétrachlorure de silicium (procédé Batelle)

Le procédé Siemens est le standard actuel pour purifier le Silicium au niveau de la qualité électronique (« electronic grade silicon: EG-Si ») et aussi du Silicium « solaire ».

Un lit de fine poudre de MG-Si est fluidifié dans l'acide chlorhydrique en présence d'un catalyseur (le cuivre) pour démarrer la réaction suivante:



On obtient alors du trichlorosilane (SiHCl_3), liquide qui bout à 33 °C, au coût de 5 à 10 \$/kg.

Celui-ci doit alors subir une distillation fractionnée à 250 °C pour réduire le taux d'impuretés par un facteur 10^4 à 10^5 .

Le coût de cette opération est de 10 à 20 \$/kg environ et consomme environ 50 kWh /kg d'électricité. Le rendement de la réaction est de 70 % environ.

On procède ensuite à une décomposition pyrolytique du SiHCl_3 par CVD (méthode similaire à la méthode Van Arkel - De Boer pour obtenir le zirconium) en présence d'hydrogène:



la vapeur de SiHCl_3 purifié est décomposée et réduite par l'hydrogène à 1000 °C, donnant lieu au dépôt de silicium ultra-pur (99.9999%) sur la surface chaude d'un pont en U inversé constitué de 6 crayons de silicium polycristallin préchauffés par le passage d'un courant électrique. On produit ainsi simultanément 6 lingots de 1 m de long et de 12 cm de diamètre.

Ce dépôt se fait au prix d'une consommation énergétique très élevée (100 à 150 kWh d'électricité par kg), d'un processus discontinu, d'une faible productivité et d'un rendement relativement bas (37 %). Le coût cumulé des polycristaux ainsi obtenus est de 60 à 70 \$/kg environ.

Avantages	Inconvénients
2 nd élément de la croûte terrestre	Semi-conducteur à gap indirect (matériau massif > 200 μ)
Matériau le plus connu des ingénieurs	Du sable au modules, 40 étapes de process
Rendements satisfaisants > 14%	Limites sur le rendement < 24%
Processus industriels banalisés	Production expatriée
Retour d'expérience sur une durée de vie > 25 ans	L'asymptote actuelle de la baisse des coûts est de 1 €/Wc

Tableau 8 : Avantages et inconvénients du silicium massif

4.8.3 Procédé de fabrication de modules en couches minces

Les modules en couches minces peuvent être directement déposés par voie liquide ou gazeuse sur des supports souples ou rigide offrant une grande flexibilité de mise en oeuvre par exemple dans le bâtiment.

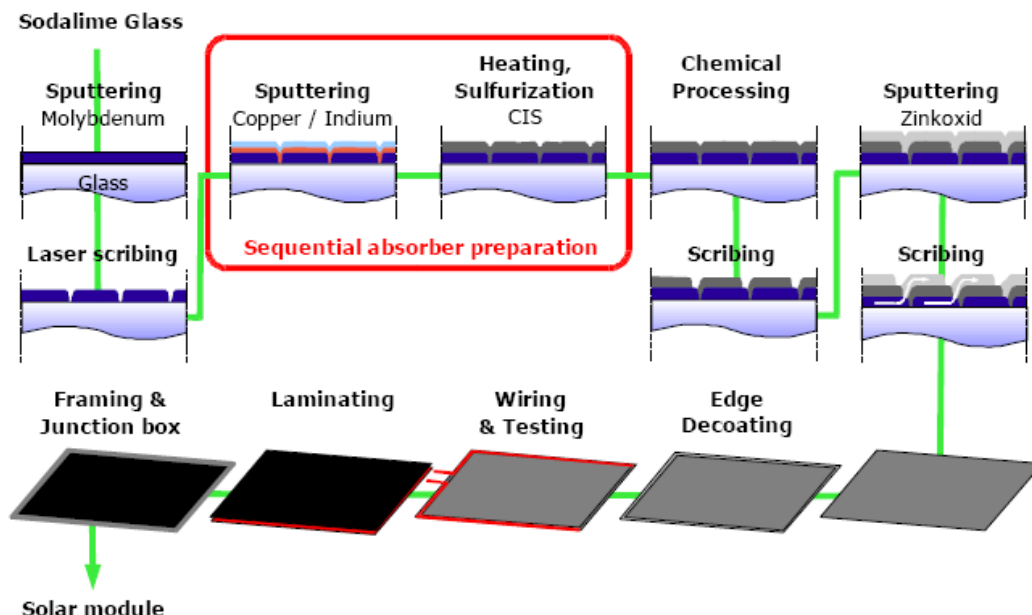


Figure 53 : Etapes de fabrication de modules au CIS par pulvérisation cathodique (13 étapes)

Avantages	Inconvénients
<p>Semi-conducteurs à gap direct : très faible quantité de matière impliquant un temps de retour énergétique de 18 mois au lieu de 5 ans. Faible bilan carbone.</p> <p>Esthétique (couleur noir profond, homogène et uniforme).</p> <p>Gamme variée de tensions et de courants (limites fixées par l'optimisation des largeurs de bandes).</p> <p>Seulement 13 étapes de process: l'asymptote actuelle de la baisse des coûts est de 0.25 €/Wc</p> <p>Capacité de faire des générateurs monolithiques de très grande taille (jusqu'à 5 m²).</p> <p>Possibilité de les intégrer sur toutes sortes de substrats (Verre, Alu, Acier inox, Kapton)</p> <p>Faible coeff de température (meilleure intégration au bâti)</p> <p>Possibilité de vrai semi-transparence.</p> <p>Possibilité de structures tandem (multispectrales)</p>	<p>Rendement encore limité en production (< 12%)</p> <p>Processus industriels pas encore bien maîtrisés</p> <p>Retour d'expérience insuffisant sur la durée de vie</p> <p>Ressources rares</p>

Tableau 9 : Avantages et inconvénients des modules en couches minces

4.8.3.1 Cellules en couches minces au CIS

Le diséléniure de cuivre et d'indium (CIS) est un matériau composé de type I-III-VI, de structure chalcopyrite de plus en plus prometteur pour la production de masse de modules en films minces.

4.8.3.2 L'hétérojonction CIS - CdS

Le schéma des bandes correspondant à la cellule au CIGS - CdS est représenté ci-dessous.

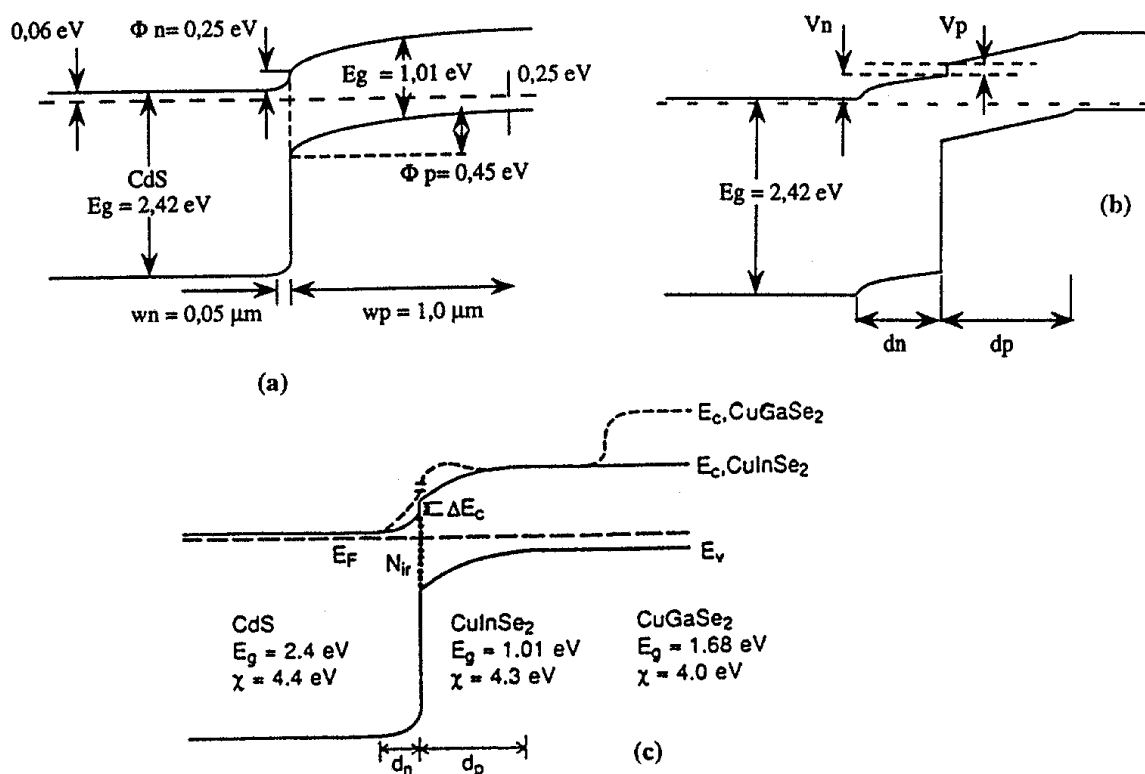


Figure 54: Structure de bande de la cellule CIS/CdS a) conventionnelle; b) structure P-I-N; c) cellule modifiée par addition de CuGaSe.

Le rendement théorique de l'hétérojonction (n) CdS-(p) CuInSe₂ se situe autour de 25 %. Le coefficient d'absorption a à peu près le même seuil que celui du c-Si ($E_G = 1.02 \text{ eV}$) mais il est 100 à 1000 fois plus fort dans la gamme 1.1 à 2.6 eV ce qui permet une épaisseur d'absorbeur de 1 à 2 μm . La conductivité électrique est contrôlée par les écarts à la stoechiométrie, en particulier par le rapport Cu/In. Des mobilités d'électrons de 1 000 cm^2/Vs et de trous de 20 cm^2/Vs ont été mesurées dans le monocristal. Les niveaux accepteurs dominant sont liés aux lacunes de Cu et les niveaux donneurs aux lacunes de Se. Des progrès considérables ont été accomplis dans le développement de cellules solaires chalcopyrites au cours des dernières années. Une cellule à base de composés chalcopyrites ternaires du type Cu(Ga,In)Se₂ a atteint un rendement de 19.8 % au NREL. Les principales améliorations sont venues de l'élargissement de la bande interdite du CuInSe₂ par l'utilisation d'alliages du type CuGaSe₂ et CuInSe₂. Il est en outre, tout à fait envisageable de faire des cellules tandem de type CIS/CGS dont les gap respectifs sont de 1 eV et de 1.6 eV.

La structure de base de la cellule CdS / Cu(In,Ga)Se₂ est donnée ci-dessous.

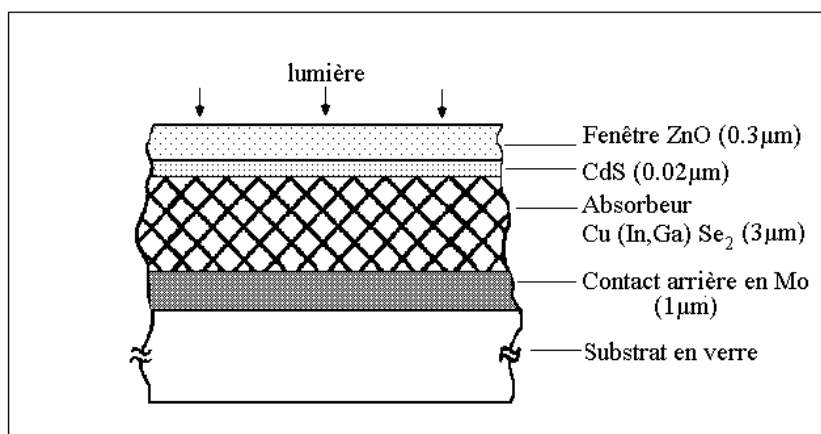


Figure 55: Coupe de la cellule au CIGS.

4.8.3.3 Méthodes de dépôt

Parmi les très nombreuses méthodes de dépôt du CIS essayées, on notera:

- la coévaporation des trois éléments
- la sélénisation de films d'In et de Cu déposés par pulvérisation cathodique
- l'électrochimie
- la sérigraphie.

La première méthode est celle qui a permis d'atteindre les plus hauts rendements. La technique de pulvérisation par spray est certainement très simple à mettre en œuvre mais son rendement matière est assez faible. La technique de sérigraphie (apparue en 2003) est probablement l'une des plus attrayantes du point de vue des coûts de fabrication, mais encore au stade du pilote.

4.9 Production mondiale

La production mondiale de cellule a connu en 2010 une augmentation stupéfiante, atteignant un volume de 27,2 GW, soit une croissance de 117% par rapport à l'année précédente ! Il y aura fallu près de 200 000 tonnes de Silicium, principalement produit par l'oligopole Wacker Chemie, Tokuyama, MEMC, ASIMI et Dow Corning.

Observant le cumul mondial, on constate que la production de l'année 2010 représente à elle seule près de la moitié de l'ensemble de la production cumulée jusqu'à aujourd'hui (60 000 MWc), montrant une fois encore la vivacité du secteur.

En puissance crête, les fabricants de cellules ont produit cette année l'équivalente de 22 tranches nucléaires de 1 200 MW ! Il y a cependant de fortes chances pour qu'une grande partie de ces ventes soient en cours d'acheminement, en stock dans des containers, non encore installées ou sur des centrales non raccordées. Nous constatons en effet depuis 5 ans un décalage d'un an environ entre les statistiques des ventes et les d'installations. Rien qu'en France, où le nombre de projets a explosé en 2010, une grande partie des installations de tailles importantes n'ont été raccordées qu'en 2011.

Le PV mondial aura produit 60 TWh en 2011, ce qui le placera au niveau actuel de la production de la grande hydraulique en France. Avec des taux de croissance raisonnables (30-40 % /an), le PV pourrait satisfaire une demande mondiale de 310 TWh en 2015, 557 TWh en 2017 – soit l'équivalent de la production totale d'électricité de la France d'aujourd'hui – et un peu plus de 1 000 TWh en 2020 pour un peu moins de 1 000 GWc cumulés.

Que pèseront alors les 5 GWc installés cumulés de la France prévus dans la PPI à ce moment là ? Seulement 0.5 % ...

En 2011, la production mondiale de cellule aura connu une augmentation de 34% - taux de croissance de crise dans notre secteur - par rapport à 2010, atteignant un volume de production de 37 200 MW, soit un cumul calculé sur 32 ans de 97 000 MWc !

Pour ne donner qu'un chiffre dans la comparaison au secteur de l'électronique, la consommation de silicium de base qui ne représentait en 1995 que 10% des 17 000 tonnes annuelles de l'industrie électronique (rebuts, casse, têtes et queues de lingots), est passée à 270 000 tonnes en 2011, reléguant cette dernière à un consommateur marginal de matière première !

Deux thèmes hantent les industriels : la surcapacité de production et une demande incertaine. Les fabricants avaient débuté 2011 en anticipant une nouvelle année record. Mais la bulle a explosé dès que tout le monde s'est rendu compte de la surcapacité par rapport à la demande, et la tendance ne sera pas meilleure en 2012. En 2011, l'industrie s'est appuyée sur une capacité de 60 GW pour un besoin effectif inférieur à 30 GW.

4.9.1 Par pays

Concernant la répartition de la production par région : 57 % vient de Chine qui gagne 8 points, 11% de Taïwan qui perd un point, 7 % d'Allemagne qui perd 3 points, 10 % reste du Monde qui gagne 1 point, 7 % du Japon qui perd 1 point, 3 % des USA qui perdent 2 points, et 2 % du reste de l'Europe qui perd 1 point.

Même si l'Allemagne tente de résister, il est trop tard : la Chine, Taïwan et la Corée du Sud sont vraiment devenues l'atelier du monde grâce notamment à la même Allemagne non plus tant par le marché qu'elle représente mais par les technologies qu'elle continue de leur livrer ... pour encore quelques années.

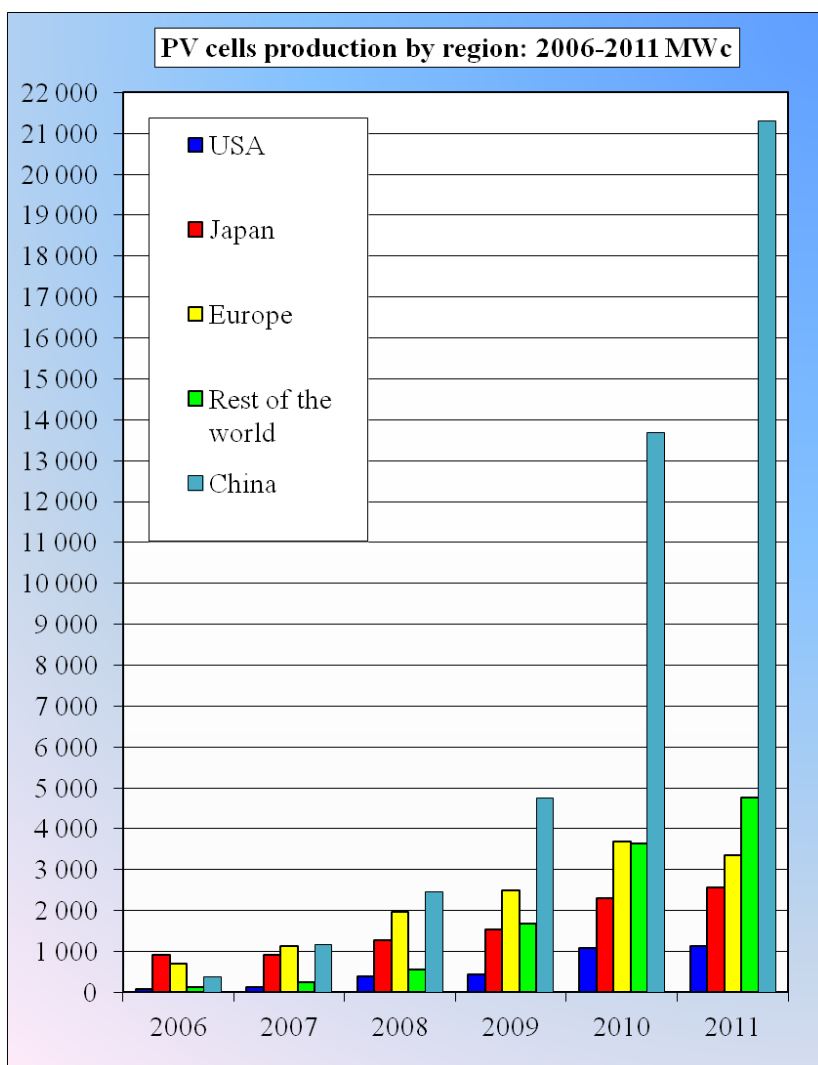
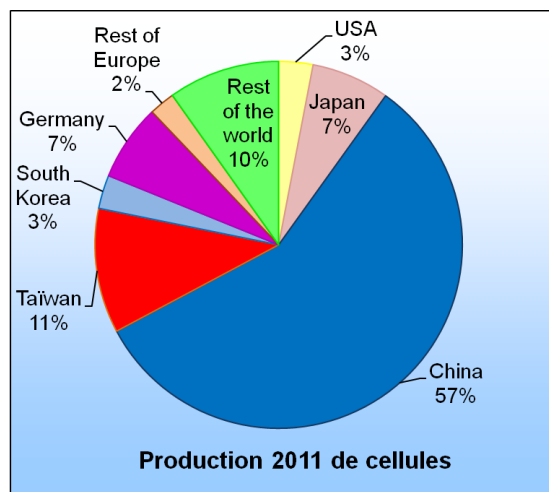


Figure 56: Production de cellules par région en 2011 (Source PI, Cythelia)

Avec une croissance de 100 % par rapport à 2010 et quelques entreprises phare (Suntech, JA Solar, Trina, Yingli Green Energy, Canadian Solar ...), la Chine s’arroge 57% du gâteau.

4.9.2 Par technologie

4.9.2.1 Productions Silicium cristallin

La répartition des ventes par technologie montre que le silicium cristallin domine encore largement en 2011 avec une part de marché qui est passée de 87 à 88 %.

Technology	2008	2009	2010	2011	Cumul
sc-Si	2 715	4 070	9 272	11 490	32 376
	36%	33%	33%	31%	33%
mc-Si	3 598	5 820	14 551	21 196	51 991
	48%	47%	52%	57%	54%
Ribbon	113	174	335	0	995
	2%	1%	1%	0%	1%
c-Si	6 426	10 064	24 158	32 686	85 362
	85%	81%	87%	88%	88%
a-Si:H	324	651	1 061	818	3 484
	4%	5%	4%	2%	4%
CdTe	483	1 117	1 480	2 045	5 543
	6%	9%	5%	6%	6%
CIS	75	211	447	892	1 699
	1%	2%	2%	2%	2%
µcSi	60	112	335	446	1 010
	1%	1%	1%	1%	1%
Thin Films	943	2 091	3 324	4 202	11 736
	13%	17%	12%	11%	12%
others (DSSc, GaAs,...)	176	235	225	297	1 508
	2%	2%	1%	1%	2%
Total	7 545	12 390	27 707	37 185	97 047
	Growth	85%	64%	124%	34%

Sources: PV News 1990-2001 / PI Mars 2002 - 2011 / calculs Cythelia

Tableau 1: Production mondiale de cellules par technologie en MWc (2008-2011) et cumulées (1978-2011).

Le monocristallin est passé de 33 à 31% – dont 4% seulement pour les cellules à très haut rendement (VHE sc-Si) - contre 52 à 57% pour le multi cristallin, un ratio qui croît relativement peu par rapport à 2010. Avec le dépôt de bilan d'Evergreen, le ruban de silicium a disparu des écrans radar. Quant au µc-Si, il ne décolle pas, restant à 1% de part de marché. La part des couches minces passe de 12 à 11% à cause principalement de la pause de *First Solar* et le non démarrage de la nouvelle usine de *Solar Frontier*. La part de la catégorie « autres » croît au même rythme que la somme des catégories, mais reste faible (1%). A l'avenir, la part des cellules à hautes performances pourrait prendre de l'importance avec la multiplication des centrales à concentration. Cependant, celles-ci ne représenteront pas une part importante en volume au niveau mondial, sauf peut-être en chiffre d'affaire.

4.9.2.2 Etat de l'art des installations au Si mono et multi cristallin

- volume produit en 2011 : 32 000 MWc
- cumul installé en 2011 : 85 000 MWc
- 13 -18% de rendement d'ouverture (au niveau du module, intérieur du cadre)
- Prix de vente en gros des modules : 0,7 à 1,3 €/Wc (90- 230 €/m²),
- 2 à 10 ans de garantie produit
- 20- 25 ans de garantie des performances électriques.
- Coût typique système installé connecté réseau < 36 kVA : 1,5 – 3,0 €/Wc
- 0.12 - 0.16 € / kWh réseaux distribués (# 1 000 h /an)
- 0.10 - 0.14 € / kWh centrales solaires (> 1 500 h /an)

4.9.2.3 Productions couches minces (a-Si:H, CdTe, CIGS)

Il y a encore 70 compagnies impliquées dans les couches minces, la plupart d'entre elles trop petites et sous capitalisées pour survivre dans la tempête actuelle. La Figure 57 montre bien l'ascension du CdTe de *First-Solar* de 2005 à 2009, son tassement en 2010-11, la dégringolade du a-Si:H dans la période 2000-05, liée à la désillusion des faibles rendements et des promesses de bas coûts pas au rendez-vous, puis le regain d'intérêt pour le a-Si:H de 2006 à 2009 et sa promesse de tandem (a-Si:H/ μ c-Si) propagée par *Applied Material et Oerlikon* et l'écroulement de cette technologie dont on peut penser qu'il est maintenant définitif ...

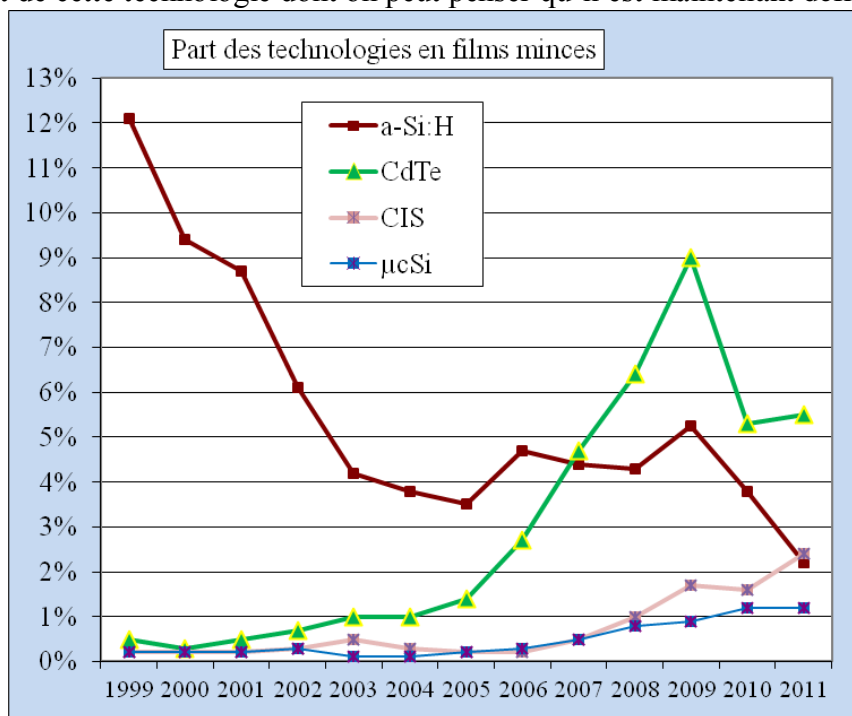


Figure 57 : Part de marché des différentes technologies de couches minces (1999-2011) Source Cythelia

Quant au CIGS, toujours au stade d'unités de production de taille moyenne (< 100 MWc), il confirme son attraction pour les investisseurs avec l'arrivée de très nombreux acteurs (nous avons dénombré 60 start-ups dont une demi-douzaine en Chine). Il y a une quinzaine de compagnies en production en Europe et aux USA avec des taux de croissance moyens de 58%. On notera la croissance spectaculaire de Miasole (passant de 20 à 60 MWc). La société Solibro/ Q-Cells, issue de l'Angström Solar Center d'Uppsala, se distingue pour les meilleurs rendements commerciaux (12-13%), mais hélas va probablement suivre le triste sort de sa maison mère. La mise en production d'une usine de capacité 1 000 MWc en CIGS du japonais *Solar Frontier* laisse augurer pour 2012-13 la même révolution que celle de First Solar en 2008-09, mais avec un matériau plus prometteur en termes de rendements et garanti sans cadmium.

4.9.2.4 Etat de l'art des installations en couches minces

- volume produit en 2011 : 4 200 MWc
- cumul installé en 2011 : 13 000 MWc
- 6-12% rendement d'ouverture
- Prix de vente en gros: 0,6 à 1,2 €/Wc (36 - 144 €/m²), compétitif avec le remplacement des tuiles
- 2 à 5 ans de garantie produit
- 15-25 ans de garantie des performances électriques
- Coût typique système installé connecté réseau < 36 kVA : 2,0 – 3,5 €/Wc

- 0.14 - 0.18 € / kWh réseaux distribués (# 1 000 h /an)
- 0.12 - 0.16 € / kWh centrales solaires (> 1 500 h /an)

Ainsi, et contrairement à une idée répandue, l'industrie photovoltaïque aura atteint des coûts de systèmes permettant la « parité réseau » en France dès 2011 si les marges des intermédiaires n'étaient pas tirées vers le haut par des tarifs d'achat que nous jugeons encore beaucoup trop élevés.

4.9.2.5 Evolution comparée des rendements

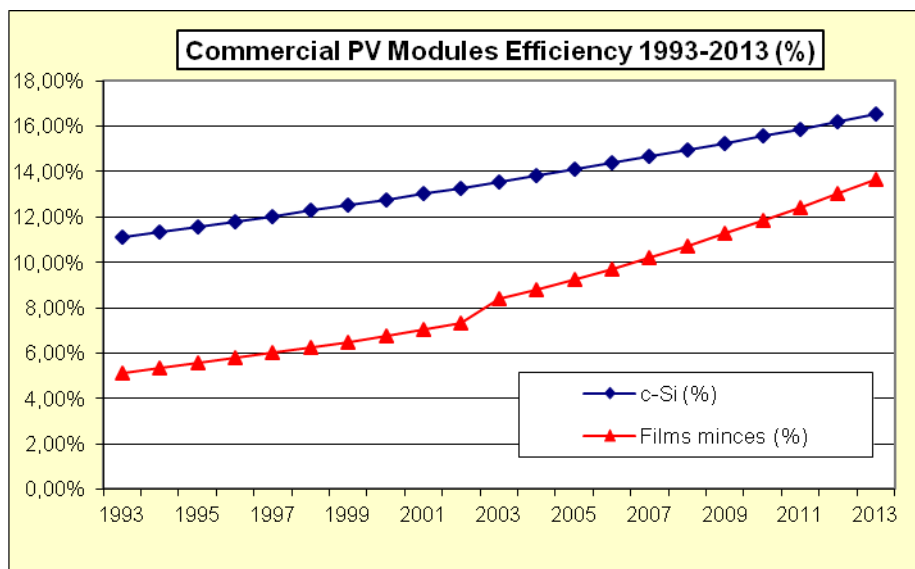


Figure 58: Evolution des rendements photovoltaïques des modules PV au silicium cristallin et en couches minces 1993-2013 (Source Cythelia)

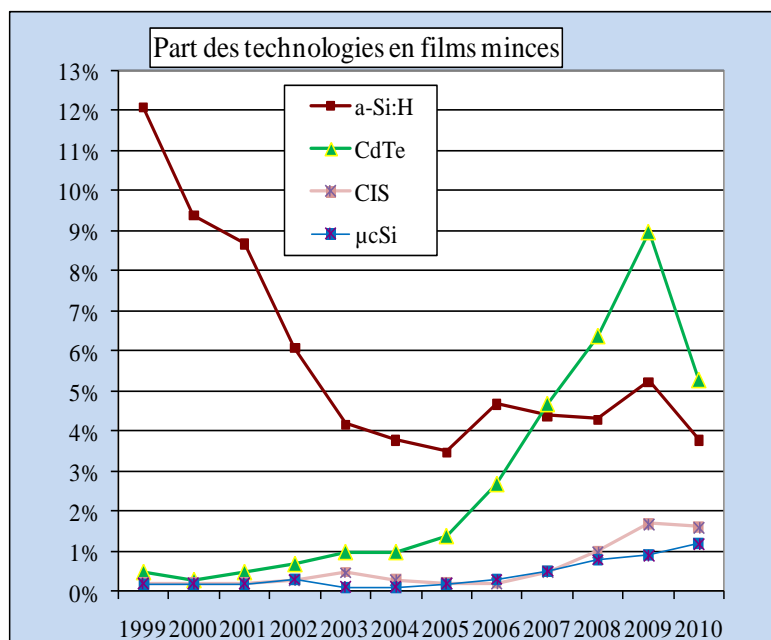


Figure 59: Tableau de la part de marché des couches minces (1999-2010) Source Cythelia

La part de la catégorie « autres » prend de l'importance. Son volume en MW rejoint celui des membranes souples et du silicium micromorphe. A l'avenir, la part des cellules à hautes performances prendra de l'importance avec la multiplication des centrales à concentration. Cependant, au vu des volumes des autres technologies, en particulier les cellules au c-Si, celles-ci ne représenteront pas une part importante en volume au niveau mondial, sauf peut-être en chiffre d'affaire.

5 Le module photovoltaïque

5.1 Le groupement de cellules en série

Typiquement la tension d'extraction de la puissance maximum d'une cellule au Silicium cristallin vaut 475 mV dans les conditions STC. Pour obtenir la tension compatible avec la charge d'une batterie d'accumulateurs au plomb, on doit assembler au moins 34 cellules en série. En effet, la tension de fin de charge d'un élément de batterie au plomb est de 2.42 V, ce qui impose une tension maximum au niveau de la batterie de 14.5V. A cela il faut ajouter les pertes dans les câbles, la tension de déchet de la diode anti-retour et l'effet de la température. Sachant que les modules fonctionnent en général à une température de l'ordre de 45 °C (TUC), la chute de tension par cellule est de 44 mV.

Pour une batterie d'accumulateurs au plomb de P éléments, le nombre optimal N de cellules sera donné par la formule:

$$N = \frac{(P \times 2.42) + 0.6}{0.475 - 0.044}$$

La caractéristique courant-tension d'un groupement quelconque de photopiles sera homothétique de la courbe I(V) d'une cellule de base. Il en sera de même pour tout le réseau de caractéristiques. En conséquence, tout ce qui a été dit pour une cellule reste valable pour un groupement de cellules.

Le courant généré par N_s générateurs en série étant le même dans toute la branche, on prendra soin de ne connecter en série que des cellules identiques ayant même densité de courant. D'où la nécessité en production de tester toutes les cellules et de les classer en fonction de leur rendement.

La Figure 60 présente la courbe de puissance du groupement ainsi réalisé. La caractéristique résultante est obtenue en multipliant point par point et pour un même courant la tension individuelle par N_s. En particulier, l'impédance optimale du groupement sera N_s fois plus grande que celle de la cellule de base.

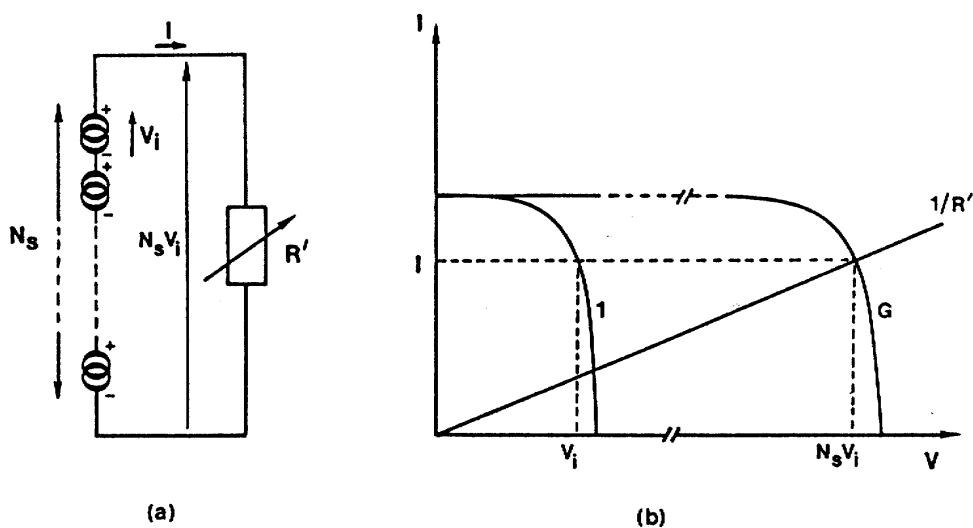


Figure 60 : Groupement de cellules en série

Les résistances séries s'ajoutent et les résistances parallèles s'ajoutent également. Comme l'augmentation de la résistance série est synonyme de perte de puissance, on se souciera donc

en priorité de la résistance d'interconnexion des cellules dans un assemblage série. Le facteur de forme d'un module ne peut en général pas être meilleur que celui de ses éléments constitutifs. En fait il se rapprochera de celui de la plus mauvaise des cellules. On peut en déduire une méthode de détection des défaillances d'une cellule dans un module.

5.2 Le groupement de cellules en parallèle

La Figure 61 présente la courbe de puissance d'un groupement de N_p cellules ou de N_p modules en parallèle. Cette fois-ci, c'est la tension de chacun des éléments qui doit être identique, les courants s'ajoutant, la nouvelle courbe est obtenue en multipliant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant de la cellule élémentaire par N_p . L'impédance optimale du groupement sera N_p fois plus faible que celle de l'élément de base. Ce sont les inverses des résistances série qui s'ajoutent ainsi que les conductances shunt.

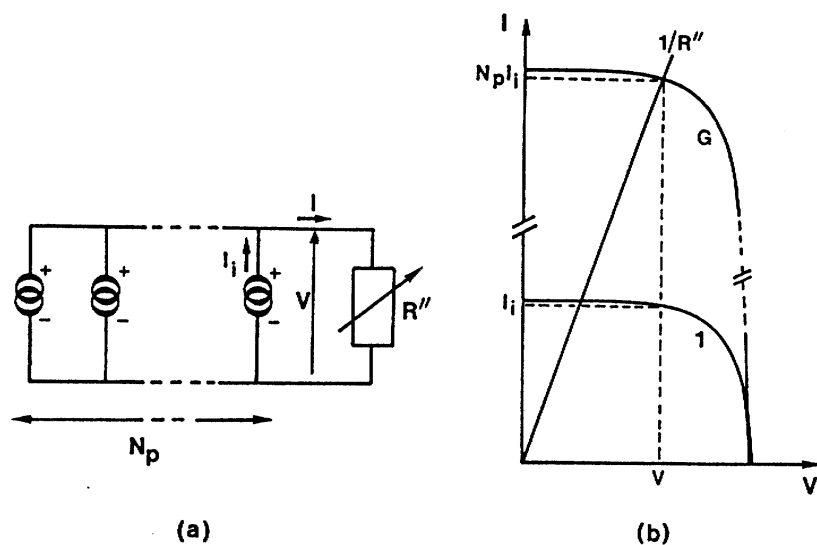


Figure 61 : Groupement de cellules en parallèle

5.3 L'encapsulation des cellules

5.3.1 Modules au silicium cristallin

L'industrie photovoltaïque terrestre étant la fille en ligne directe des programmes spatiaux des années 70 de la NASA, on ne sera pas surpris d'apprendre que la fiabilité a toujours été une préoccupation majeure des ingénieurs de conception. Par définition, la fiabilité d'un module photovoltaïque est la probabilité qu'il produise un certain courant à une certaine tension dans des conditions bien définies et ceci pour une durée déterminée.

Certains modules encapsulés dans de la résine silicone, fonctionnent dans des conditions extrêmes depuis plus de 30 ans sans aucun problème.

Les modules au silicium cristallin sont construits avec comme superstrat, un verre trempé à haute transmission, un encapsulant à base d'éthylène-vinyl-acétate recouvert à l'arrière d'une feuille de Tedlar-Aluminium-Tedlar ou plus rarement de polyéthylène. La face avant doit pouvoir résister à la grêle, aux UV dans le temps (sur 25 ans), et à toutes les intempéries. Il faut bien sûr aussi protéger la face arrière, la sortie des connexions ainsi que les bords du panneau contre toutes les agressions atmosphériques, vapeur d'eau, ambiances salines, et de nature chimique: vapeurs acides, etc...

Pour échapper aux risques de fuites dans les installations à haute tension, une distance suffisante est recommandée entre le cadre métallique et les cellules (problématique du PID : « potentiel induced degradation »).

En outre, il est recommandé de placer une diode parallèle toutes les 18 cellules pour éviter les problèmes de points chauds lors d'occultations partielles d'une cellule (problématique du « hot spot »).

Autant d'exemples simples de règles de l'art qu'il suffit de respecter pour ne pas s'exposer à des défaillances⁵.

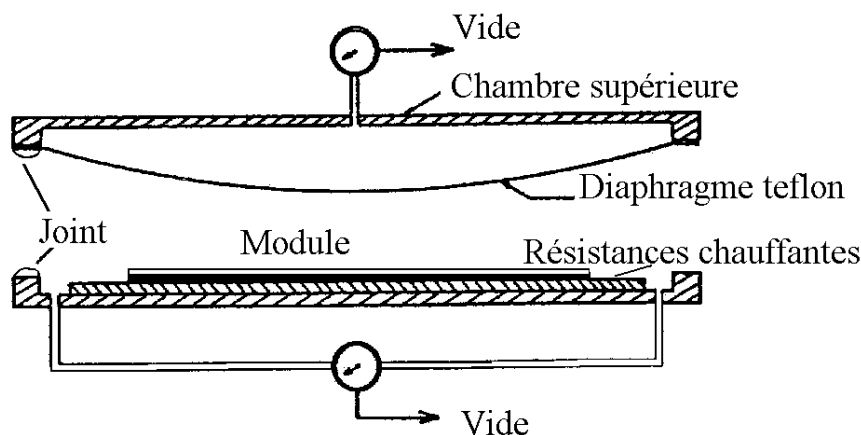


Figure 62 : Principe d'encapsulation des modules par « laminage » à chaud

Il y a de très nombreux autres types d'encapsulants, spécialement pour les films minces qui ne requièrent pas la fonction d'enrobage indispensable aux cellules épaisses. En outre, quand le verre n'est pas absolument nécessaire, et en particulier pour les applications mobiles, plusieurs type de polymères fluorés ont été développés pour servir en face avant de protection transparente et flexible. Ce type de superstrat n'est cependant pas garanti pour les expositions de longue durée en environnement extérieur.

En matière d'encapsulation, deux philosophies s'affrontent depuis que l'industrie des photopiles existe. Il y a d'un côté les partisans de l'étanchéité totale (encapsulation bi-verre allant jusqu'à la nécessité de scellement de la tranche) et de l'autre, ceux qui, reconnaissant humblement que l'étanchéité à la vapeur d'eau n'existe pas (ne serait-ce que par les connexions de sortie du module), préfèrent recommander une couverture en face arrière qui "respire", en d'autres termes qui puisse restituer le jour le peu de vapeur d'eau qui a réussi à pénétrer la nuit.

Les boîtiers de connexion électrique sont en général fixés sous les modules en partie basse. Ils représentent un point critique du module car un endroit favorable à l'accumulation d'eau de condensation, de poussières et d'insectes. L'expérience montre qu'une étanchéité totale des boîtes à bornes n'est pas souhaitable, et qu'un orifice de respiration et d'évacuation de l'eau de condensation doit être ménagé au bas de la boîte.

5.3.2 Modules en couches minces

Les fabricants de modules en couches minces se sont tous inspiré de ce qu'avaient développés leurs collègues de la filière silicium cristallin, à savoir, développé par le Jet

⁵ Celles qui ont été rapportées en 1994 dans le champ des modules ARCO à Carrissa Plain en Californie provenaient d'une extrapolation hardie des conditions de fonctionnement normal garanties. Le jaunissement prématuré des modules, qui en même temps perdaient une partie de leur puissance, n'avait d'autre cause que la concentration des miroirs plans (ils doubleraient la valeur de l'éclairement et élevaient la température de fonctionnement à des niveaux qui n'étaient pas admissibles pour ce type d'encapsulation).

Propulsion Laboratory, le sandwich qui s'est généralisé : Verre trempé /Ethylène-Vinyl-Acétate (EVA) / Tedlar, ce dernier étant parfois remplacé par une feuille Tedlar/Alu /Tedlar et le verre avant étant parfois remplacé par du Tefzel, pour certaines applications, sans vraiment se poser la question du cahier des charges spécifique dans la protection des films minces.

Il faut en fait particulièrement soigner la protection des bords où apparaissent souvent jusqu'à dix ou douze interfaces entre les différentes couches, mais aussi la sortie des contacts qui ne doit pas se faire par la tranche. En outre les modules en films minces ne nécessitent pas d'encapsulant polymère épais comme l'EVA, puisqu'il n'y a pas de nécessité de les enrober.

Plusieurs tentatives ont été faites de combiner l'injection d'un cadre en plastique et l'encapsulation (Technique de « Reaction Injected Polymer »), mais le produit obtenu proposé ayant un prix de revient assez élevé, ne se justifie que si un cadre est absolument indispensable. Il existe désormais des produits sans cadre de très grande dimension de type bi-verre, la fixation étant réalisée par deux profilés transversaux en Alu collés sur le verre arrière.

Quant au verre avant qui doit être en principe hautement transparent (extra-blanc), résistant à la grêle (trempé thermiquement), texturé (transmission accrue en incidence rasante), et arrondi sur les bords (modules sans cadre), il a toujours posé un problème aux fabricants de films minces à base a-Si :H ou de CdTe. En effet, pour ces deux technologies les matériaux actifs (couche fenêtre + absorbeur) sont déposés sur le verre recevant la lumière, donc disposés en superstrat. Mais les procédés de dépôt se font à des températures qui détrempe la trempe thermique du verre ; ainsi les modules au a-Si :H et les modules au CdTe ont-ils besoin d'un verre arrière particulièrement solide afin que le sandwich verre avant-encapsulant plastique-verre arrière agisse comme un amortisseur anti-choc.

Le problème ne se pose pas pour la filière CIS qui dépose les matériaux actifs sur le verre arrière recouvert de Molybdène (agissant en substrat); à l'avant il est possible de « laminer » un verre trempé haute résistance qui passe sans problème le test de la bille d'acier. C'est un avantage compétitif important de la filière CIS.

5.4 Notion de puissance crête et de température d'utilisation

5.4.1 Puissance STC

La puissance crête (STC) d'un module photovoltaïque s'exprime en Watt-crête: c'est la puissance qu'il peut fournir s'il est fermé sur sa charge optimale et soumis à une irradiance de 1 000 W/m² (spectre AM 1.5) alors que la température des cellules est de 25 °C.

5.4.2 TUC

La température d'utilisation de cellule (TUC en français et NOCT⁶ en anglais), est la température qu'atteint une cellule encapsulée dans un module soumis à un éclairage de 800 W/m², à une température ambiante de 20 °C, une inclinaison de 45 ° et avec un vent de 1 m/s dans les conditions de circuit ouvert.

La TUC des modules varie entre 49 et 52 °C suivant la technologie d'encapsulation

⁶ « Nominal Operating Cell Temperature »

5.4.3 Puissance NOCT

La puissance NOCT (TUC) d'un module photovoltaïque s'exprime en Watt: c'est la puissance qu'il peut fournir s'il est fermé sur sa charge optimale et soumis à un éclairage de 800 W/m² (spectre AM 1.5) alors que la température ambiante est de 20 °C, son inclinaison de 45 °, ses deux faces libres, un vent de face de 1 m/s dans les conditions de circuit ouvert.

5.4.4 Température de fonctionnement

En première approximation, la température d'une photopile encapsulée est directement proportionnelle à l'éclairage et peut être obtenue par la formule empirique :

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} (T_{UC} - 20)$$

où E_m est l'irradiance exprimée en W/m².

Il existe une méthode simple pour mesurer la température d'utilisation de cellule grâce à l'extrême sensibilité de la tension de circuit ouvert aux variations de température.

5.4.5 Modules intégrés au bâti

Les nouvelles règles françaises d'éligibilité à la prime d'intégration au bâti définies dans l'arrêté du 12 janvier 2010 fixent les conditions d'achat de l'électricité produite par une installation photovoltaïque installée sur la toiture d'un bâtiment clos. Pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti, les modules photovoltaïques doivent être installés dans le plan de la toiture et constituer l'élément principal d'étanchéité. Autrement dit, les modules photovoltaïques doivent remplacer la couverture de la toiture et ne pas dépasser de manière trop prononcée le plan de la toiture. L'intégration totale reste fortement favorisée en France pour des raisons esthétiques et pratiques (les modules viennent en remplacement des matériaux de couverture pour les constructions neuves).

Le rendement et la durée de vie des modules photovoltaïques (PV) sont affectés de manière importante par les surchauffes dues à l'intégration au bâti (c.à.d. le manque d'aération par l'arrière des modules). Il a été démontré que la température nominale de fonctionnement de modules photovoltaïques peu ou pas ventilés par l'arrière dépasse de 20° la température de modules librement ventilés par l'avant et l'arrière. Ceci a pour conséquence de diminuer en moyenne leur productible annuel de 8% et de faire passer leur taux de dégradation de 0.8% /an à 1.6% /an. Donc de réduire d'un facteur deux leur durée de vie.

A partir de ce constat, il devient important de ventiler les modules en face arrière pour en diminuer la température de fonctionnement et augmenter la durée de vie et plus largement de trouver toute solution permettant l'intégration au bâti qui n'affecterait ni le rendement des modules PV ni l'accélération de leur vieillissement.

5.5 Le test des modules

Chez la plupart des fabricants, tous les modules sont testés en usine à l'aide d'un simulateur à flash dont la durée de quelques ms permet d'obtenir un éclairage de 1kW /m² sans pour autant réchauffer le module. Les tests sont donc effectués suivant les conditions standards (STC). Certains fabricants apposent sur chacun des modules une étiquette individuelle indiquant les paramètres principaux effectivement mesurés dans les conditions STC et le comportement du module en utilisation réelle (FOC), et donnent en sus une garantie de puissance minimum pour une durée de 10 ans.

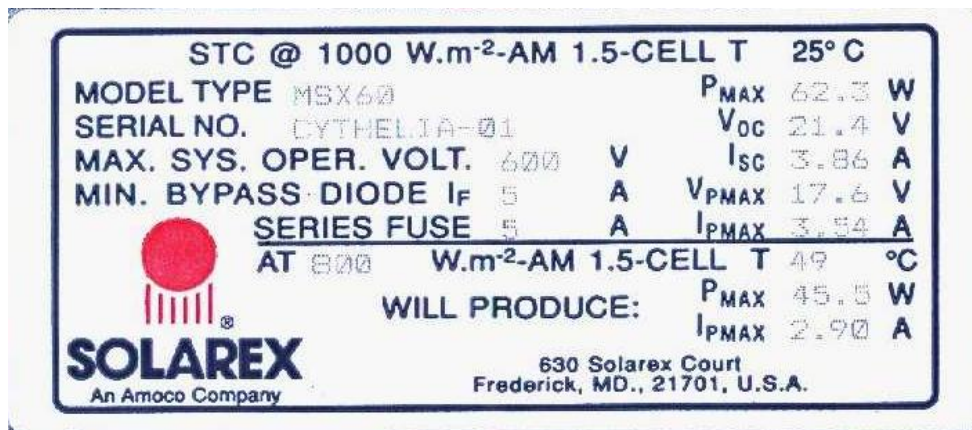


Figure 63 : Etiquette d'un module « Solarex »

5.6 Mesures sur le terrain

A partir des mesures de terrain, il est possible de remonter aux valeurs standards :
STC: $E_s=1000 \text{ W/m}^2$, $T_s=25^\circ\text{C}$.

Les formules de correction à utiliser sont les suivantes:

$$I_s = I_m + I_{ccm} \left(\frac{1000}{E_m} - 1 \right) + \alpha \cdot S \cdot (T_s - T_m)$$

$$V_s = V_m + N \cdot \frac{n \cdot k T}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_s}{I_m} \right) - \frac{N}{S} R_s \cdot (T_s - T_m) - K \cdot I_s \cdot (T_s - T_m) + \beta \cdot N \cdot (T_s - T_m)$$

où I_s , V_s sont le courant et la tension corrigés à leur valeur standard.

T_m = température de cellule mesurée,

E_m = irradiance mesurée,

I_m = courant de charge mesuré,

V_m = tension de charge mesurée,

T_s = température standard (25°C)

α = coeff de température du courant ($+ 22 \mu\text{A/cm}^2 \cdot ^\circ\text{K}$)

β = coeff de température de la tension ($-2.2 \text{ mV}/^\circ\text{K}$ et par cellule)

N = nombre de cellules en série

S = surface d'une cellule

R_s = résistance série (typiquement $2 \Omega \cdot \text{cm}^2$)

K = coefficient de courbure ($2 \text{ m}\Omega / ^\circ\text{K}$)

Ce dernier coefficient permet de tenir compte d'une perte de tension supplémentaire au voisinage du coude de la caractéristique. Il ne faut bien sûr pas en tenir compte en circuit ouvert.

Les normes actuellement en usage pour les procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques $I(V)$ mesurées des modules photovoltaïques au silicium: NF EN 60891: 1995-02.

6 Standards, certifications

6.1 Standards

Plusieurs documents officiels ont successivement servi de référence à la communauté internationale de l'industrie photovoltaïque; on mentionnera par ordre chronologique de publication:

- "Jet Propulsion Laboratory, Block V"-USA (1980).
- "Norme française NFC 57-101,102, 103, relative aux modules photovoltaïques au silicium cristallin pour applications terrestres" (1982).
- "Qualification test procedures for crystalline silicon photovoltaic modules", specification n° 503 CEC-JRC- Ispra (1991).
- "IEC 1215". Le groupe 2 du Comité technique de la CEI (Commission Internationale Electrotechnique) après une dizaine d'années d'efforts conjoints de la part des USA, Canada, France, Allemagne et Japon, a publié un document, assez proche en fait de la Spec 503 CEC-JRC d'Ispra.

Les normes actuellement en usage pour les modules photovoltaïques au silicium cristallin à usage terrestre sont: NF EN 61215: 1995-09 et NF EN 61215: 2005-08. Les qualifications de la conception et l'homologation sont régies par la CEI 61215 (1993, modifiée en août 2005) et conduites par les laboratoires JRC de l'UE à ISPRA (Italie).

Les modules au silicium amorphe ont causé bien du tracas aux membres des comités de normalisation à cause de leur fâcheuse tendance à se dégrader sous éclairage et de se stabiliser avec des bonheurs divers suivant les techniques de dépôt. Au début des années 90, des groupes de chercheurs se sont constitués à travers le monde entier pour stimuler les expériences et coordonner leurs interprétations (SMART aux USA, EMMA en France, SESAME en Allemagne).

Un travail considérable a été entrepris par la CEI, par le JRC d'Ispra et par les pays déjà cités pour élaborer les recommandations concernant le comportement spécifique des modules au a-Si:H en particulier et des films minces en général.

Les normes actuellement en usage pour les modules photovoltaïques en couches minces pour application terrestre sont: NF EN 61646: 2005-01. Les qualifications de la conception et l'homologation sont régies par la CEI 61646 (1996) et conduites par les laboratoires JRC de l'UE à ISPRA (Italie).

6.2 Vieillesse accélérée

Dans le but d'estimer la durée de vie des modules et de donner aux clients les garanties auxquelles ils ont droit, des tests d'accélération des contraintes d'environnement ont été systématiquement étudiés dans les laboratoires, discutés en commissions, approuvés dans des comités nationaux et internationaux depuis près de vingt ans.

Les principes admis généralement consistent à accélérer les dégradations connues des modules à travers un stockage haute température, un test de chaleur humide, des cycles chaud-froid, des cycles gel-dégel, une exposition prolongée aux ultraviolets, des tests d'occultation partielle, etc...

Dans tous les cas, comme les énergies d'activation des processus sont mal connues, il est recommandé que les tests d'accélération des contraintes se fassent dans les conditions les plus proches des conditions réelles, afin de ne pas provoquer de défaillances non pertinentes .

D'autres tests s'y ajoutent: inspection visuelle, performances électriques aux conditions standard, isolation électrique, charge mécanique, torsion, robustesse des connexions, mesure de la température de fonctionnement des cellules, etc...

6.3 La certification des modules

La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) est une organisation mondiale de normalisation composée de l'ensemble des comités électrotechniques nationaux. Elle a publié plusieurs normes internationales dans le domaine du photovoltaïque qui permettent d'évaluer la qualité de fabrication et prédire une durée espérée de fonctionnement des modules, durée corroborée par le retour d'expérience puisque certains modules au Si cristallin pour applications terrestres sont en bon fonctionnement depuis plus de 30 ans.

La norme IEC 61215 présente les exigences sur la qualification de la conception et l'homologation des modules photovoltaïques au silicium cristallin pour application terrestre et pour une utilisation de longue durée dans les climats généraux d'air libre.

Les procédures d'essai contiennent les séquences suivantes:

- examen visuel
- détermination de la puissance maximale (P_{max} en Wc)
- mesure des coefficients de température
- mesure de la température nominale d'utilisation des cellules (NOCT / TUC)
- performance à STC⁷ et NOCT⁸
- performance sous faible éclairage
- essai d'exposition en site naturel
- essai de tenue à l'échauffement localisé
- essai de préconditionnement pour les UV
- essai de cycle thermique
- essai humidité-gel
- essai continu de chaleur humide
- essai de robustesse des sorties
- essai diélectrique d'isolation
- essai de courant de fuite en milieu humide
- essai de charge mécanique
- essai à la grêle
- essai thermique des diodes antiparallèles de protection (diode de bypass)

Exemple : le test grêle est le suivant : une bille d'acier de 25 mm de diamètre est lâchée à une distance de 1m (vitesse de 23 m/s au moment de l'impact) et doit frapper le module suivant au moins 5 points d'impact (un au centre et quatre aux coins) sans que le verre ne se brise ou ne se fissure.

6.3.1 Listes des laboratoires européens habilités à réaliser les tests de certifications IEC

Pour obtenir la certification, les modules doivent être testés et certifiés uniquement dans certains laboratoires agréés, ceux –ci sont listés ci-dessous. La procédure dure environ six mois et les résultats ne sont pas généralisables à un autre type de module, même si les cellules ont la même origine et le process d'encapsulation le même.

⁷ STC : « Standard Test Conditions », voir plus haut.

⁸ NOCT : « Normal Operating Cell Temperature », c'est la température atteinte par les cellules dans les conditions suivantes de fonctionnement : inclinaison : 45°, vent de 1m/s, face arrière aérée, éclairage de 800W/m², spectre AM1,5, température ambiante de 20°C, conditions de circuit-ouvert,.

[GTAC Cologne](#) - Global Technology Assessment Center, [ESTI](#) - European Solar Test Installation,
[OPFZ Arsenal](#), [TZPV - Fraunhofer ISE-Testzentrum Photovoltaik](#), [LEMF - Laboratorio de Ensayos de Modulos Fotovoltaicos](#), [Eurotest Laboratori](#), [AT4 Wireless](#), [Photovoltaik Institut](#)

6.4 Garanties

La plupart des modules PV bénéficient d'une garantie « produit » entre 2, 5 et 10 ans suivant les fabricants.

Ces derniers offrent en outre une garantie des performances électriques à plus de 80% de la valeur indiquée sur l'étiquette au bout de 20 ans, parfois assortie d'une garantie de 90% sur 10 ans. Depuis peu, certains fabricants offrent une garantie de dégradation de performance de x%/an.

Il faut bien distinguer la garantie « produit » de la garantie de performance !... et toujours lire les petits caractères dans les contrats.

7 Le champ de modules photovoltaïques

Afin d'obtenir des puissances de quelques kW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en panneaux et de monter les panneaux en rangées de panneaux série et parallèle pour former ce que l'on appelle parfois une sous-station. Une association série-parallèle de panneaux aura une caractéristique $I(V)$ théorique en tous points homothétique à celle des modules de base pourvu qu'ils soient identiques. Comme ils ne le sont jamais parfaitement, des règles d'association existent pour coupler de façon optimale les modules issus d'une même ligne de production.

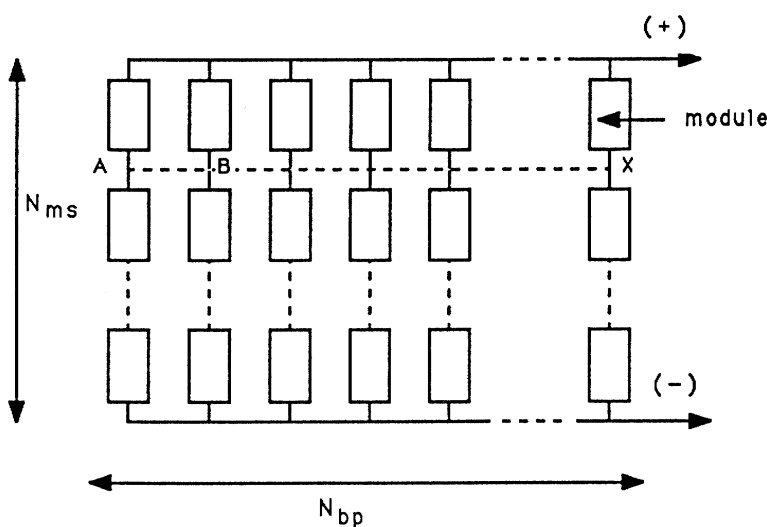


Figure 64 : Sous station formée d'un groupement de N_{ms} modules séries et de N_{bp} branches parallèles

La Figure 64 présente un tel groupement de N_{ms} modules en série dans une branche et de N_{bp} branches en parallèle. Si P_m , V_m , I_m et R_m sont les caractéristiques du module de base, les caractéristiques correspondantes de la sous-station seront $N_{ms}.N_{bp}.P_m$ pour la puissance, $N_{ms}.V_m$ pour la tension et $N_{bp}.I_m$ pour le courant. La résistance de charge optimale sera égale à $R_m.N_{ms}/N_{bp}$.

7.1 Les déséquilibres dans les groupements de modules

Nous avons vu plus haut que tout ce qui avait été dit pour une cellule élémentaire peut se transposer au cas d'un groupement de cellules en modules et de modules en panneaux.

Dans la réalité, malgré un tri soigneux des cellules et des modules, il arrive, d'une part que l'on trouve quelques disparités intrinsèques dans les caractéristiques électriques des modules, d'autre part que les conditions de fonctionnement induisent ces disparités.

Par exemple l'occultation partielle d'une cellule par une feuille morte la transforme immédiatement en un récepteur, une charge électrique, qui au lieu de générer de l'énergie va en recevoir de la part des autres cellules bien éclairées. Elle devra dissiper une énergie thermique qui peut dépasser largement l'énergie qu'elle est habilitée à dissiper de par sa structure et son encapsulation. On peut donc s'attendre à des dégradations redoutables qui peuvent aller jusqu'à l'incendie si des précautions ne sont pas prises au niveau des installations.

7.1.1 La photopile fonctionnant en récepteur

La Figure 65 montre la caractéristique complète (dans les trois quadrants) d'une photopile sous illumination. Le quadrant 1 correspond au fonctionnement en générateur avec $I > 0$ et $V > 0$.

Si la tension aux bornes de la cellule est en raison du circuit extérieur, amenée à dépasser V_{oc} (quadrant 2), la cellule travaille alors en récepteur de très faible impédance, comme une diode polarisée en direct. Si c'est le courant qui traverse la cellule qui, en raison du circuit extérieur, est amené à dépasser la valeur du courant de court-circuit, la cellule va à nouveau travailler en récepteur, mais cette fois de très forte impédance, comme une diode polarisée en inverse. On notera dans ce cas, qu'en raison de la résistance série R_s , la jonction n'est polarisée en inverse qu'à partir du point A pour lequel $V = -R_s I$.

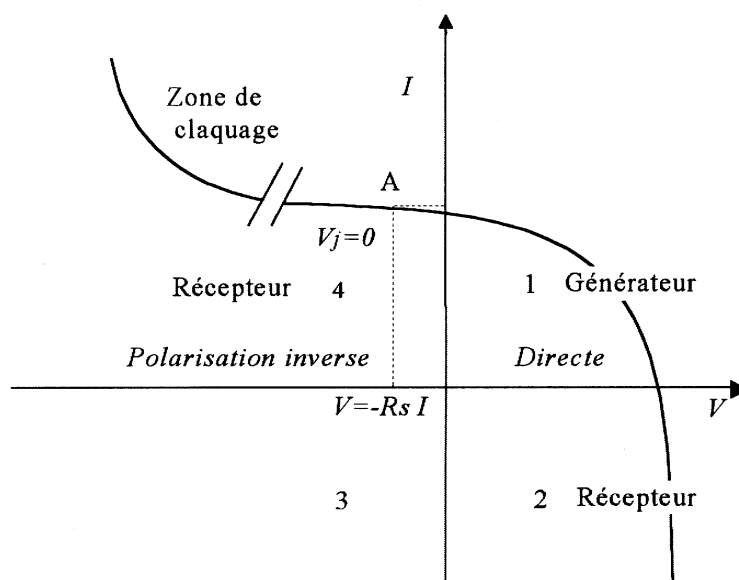


Figure 65 : Caractéristique courant-tension d'une photopile éclairée et polarisée par une source extérieure

7.1.2 Déséquilibre dans un groupement série

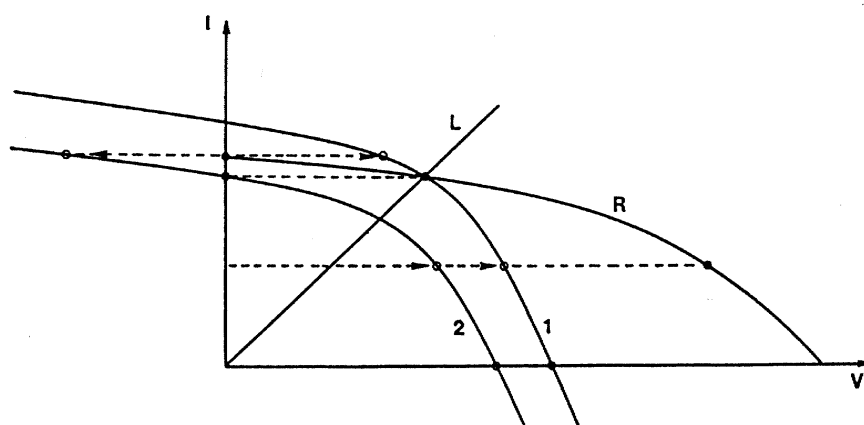


Figure 66 : Groupement en série de deux cellules non identiques

La Figure 66 donne la caractéristique résultante (l'addition point par point) de deux photopiles montées en série dont l'une est moins performante que l'autre. Pour une charge dont l'impédance correspond à la droite L, la cellule 2 voit sa tension s'annuler: elle ne fonctionne alors ni en générateur ni en récepteur. Pour une charge dont l'impédance est plus

faible, la cellule 2 devient réceptrice polarisée en inverse, et pour une charge nulle (court-circuit), les tensions aux bornes des cellules sont identiques mais de polarité opposées. La cellule 1 fournit alors de la puissance à la cellule 2.

Si l'on extrapole le raisonnement à un nombre N_s de cellules en série (Figure 67), dont l'une seulement est partiellement occultée, pour une charge nulle (courant de court-circuit), cette dernière supportera une tension en polarité inverse égale à $(N_s-1) \cdot V$ où V est la polarisation directe des cellules non occultées. Dans ces conditions, on notera que le courant de court-circuit de l'ensemble est inférieur au courant de court-circuit des cellules non occultées.

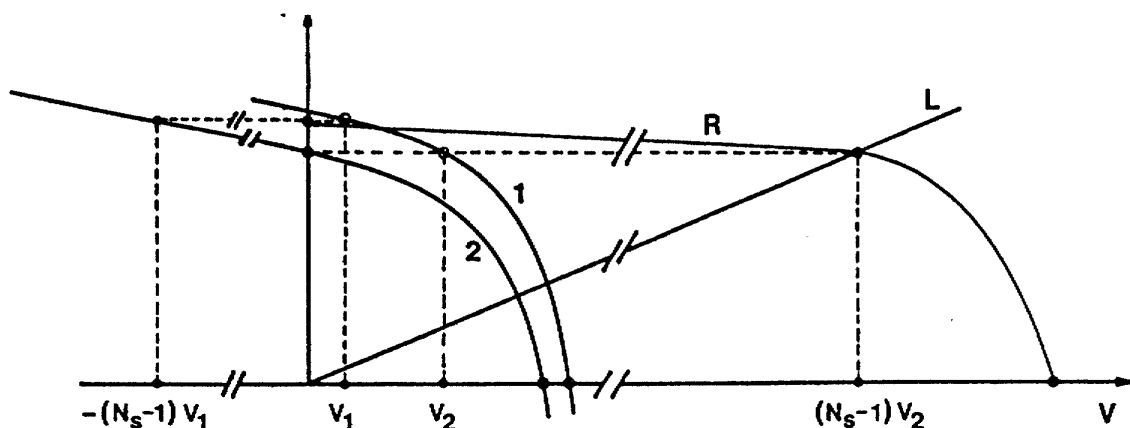


Figure 67 : Groupement en série de N_s-1 cellules identiques (1) et une cellule de performances inférieures (2)

On remarque que plus la résistance shunt des cellules est faible et plus faible sera la tension de polarisation inverse de la cellule occultée. Inversement, des cellules idéales dont la résistance shunt serait infinie seront très sensibles au problème d'occultation partielle. En effet, si la pente de la caractéristique est très plate dans cette zone, il suffit que le courant forcé dans la photopile occultée soit légèrement au-dessus de son courant d'illumination pour envoyer le point de fonctionnement dans des zones de tension très fortement négative. Quand on sait par ailleurs que la tension de claquage d'une diode au silicium tourne autour de 30 V, il devient clair que ce type de déséquilibre peut rapidement détériorer par claquage la cellule occultée avec une puissance électrique relativement modeste.

7.1.2.1 Protection par diode

Il peut arriver qu'une photopile occultée ait à supporter la tension directe de plusieurs modules en série, donc une polarisation inverse dépassant 30V, soit la tension de claquage. Une photopile standard ne peut supporter que des tensions inverses de l'ordre de la dizaine de volts.

Si l'on monte une diode au silicium en parallèle tête-bêche (Figure 68), sur une branche de 18 photopiles en série (la moitié d'un module), la cellule occultée ne peut alors être polarisée que par 17 cellules au maximum. En cas de déséquilibre, il faut bien sûr que la diode puisse laisser passer le courant des modules qui se trouvent dans la branche et en fonctionnement normal la diode de protection doit pouvoir être polarisée avec une tension inverse égale à la tension de travail du module. Moyennant ces précautions dans le choix de la diode de "bypass", on peut être assuré que les modules ainsi protégés ne subiront pas de "hot-spot" (point chaud) à cause d'un déséquilibre d'éclairement ou de réseau.

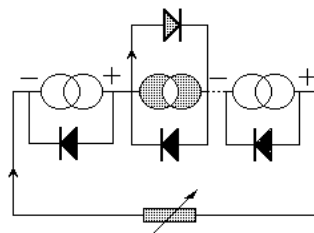


Figure 68 : Protection par diode anti-parallèle d'un groupement de photopiles en série

7.1.3 Déséquilibre dans un groupement parallèle

La Figure 69 montre la caractéristique résultante de deux photopiles montées en parallèle. C'est maintenant la tension qui est commune aux deux diodes; il faut donc additionner les courants. Pour une charge correspondant à la pente de la droite L, la cellule 2 ne produit aucun courant. Pour une charge d'impédance plus élevée, la cellule 2 passe dans le quadrant 2 fonctionnant en récepteur en polarisation directe.

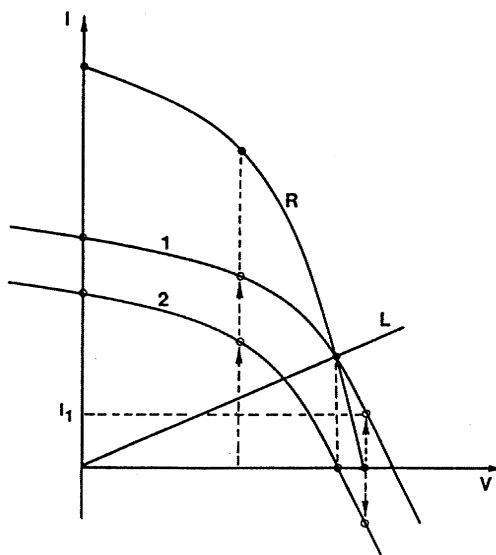


Figure 69 : Groupement en parallèle de deux cellules non identiques

Comme précédemment on peut extrapoler au cas de N_p photodiodes en parallèle (Figure 70). Au delà d'une certaine valeur de l'impédance de charge, la cellule occultée passe en récepteur. En conditions de circuit ouvert, l'élément occulté doit pouvoir débiter un courant $(N_p-1)I$ à la tension V_{oc} . On notera que la tension de circuit-ouvert de l'ensemble est inférieure à la tension de circuit ouvert individuelle des photopiles non occultées.

On remarquera que plus la résistance série est forte et plus faible sera le courant inverse de la cellule occultée. A l'inverse, une photopile idéale dont la résistance série serait très faible verra son point de fonctionnement basculer vers de fortes valeurs de courant négatif pour maintenir sa tension égale à celle des autres. Le déséquilibre sera d'autant plus critique que l'impédance de charge est élevée. Là encore, une cellule peut avoir à dissiper une puissance électrique telle que l'encapsulation subisse de sévères dégradations.

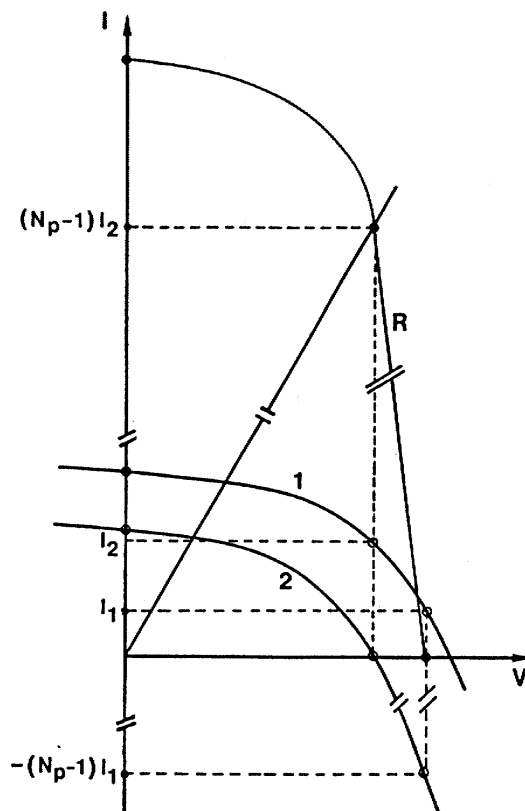


Figure 70 : Groupement en parallèle de $N_p - 1$ cellules identiques (1) et une cellule de performances inférieures (2)

7.1.3.1 Généralisation des protections par diodes

Pour éviter qu'une branche de cellules connectées en série ne reçoive de l'énergie d'autres branches connectées en parallèle, il faut installer dans chacune des branches des diodes série comme indiqué dans la Figure 72.

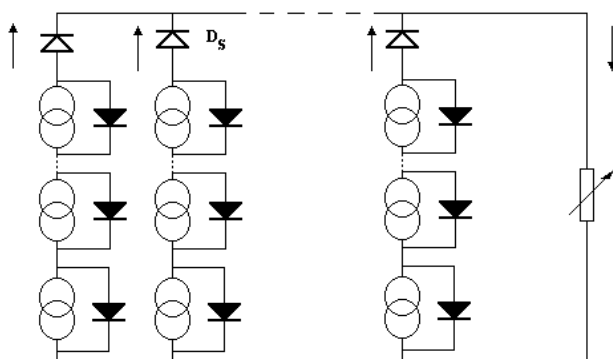


Figure 71 : Protection par diodes série d'un groupement parallèle

En fonctionnement normal, ces diodes séries devront supporter le courant débité par la branche et induiront une chute de tension de 0.6 V dans la branche. Il n'est pas nécessaire de monter une diode par panneau. Mais une par branche est recommandée. Dans certaines installations, plusieurs branches sont regroupées pour une seule diode série (Figure 72). La plupart des installateurs remplacent ces diodes anti-retour par un fusible laissant passer deux fois le courant nominal de la branche.

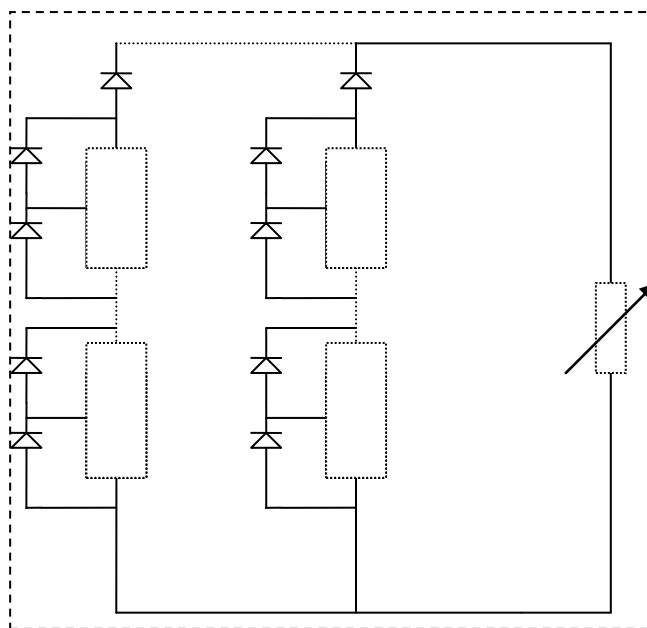


Figure 72 : Protection recommandée par diodes anti-parallèle et par diodes série d'un groupement série-parallèle de modules

Les normes françaises actuellement en usage pour la qualification de sécurité des modules photovoltaïques, notamment les exigences relatives à la construction (encore en projet) : PR NF EN 61730-1: 2004-07, et les exigences relatives aux essais : PR NF EN 61730-2: 2004-07.

7.2 Règles d'installations des champs de panneaux

Un certain nombre de règles dans les installations de champs de panneaux photovoltaïques se dégagent de 25 années d'expérience de terrain:

- apparier les modules en usine pour en tirer la puissance maximale une fois interconnectés en panneaux.
- l'inclinaison optimale pour un usage annuel avec des besoins permanent est en général donnée par la règle simple: $i = \text{lat}^\circ + 10^\circ$.
- les modules doivent être installés à une hauteur suffisante pour ne pas être atteints par les animaux, tout en restant accessibles pour un nettoyage annuel (surtout dans les zones équatoriales où leur inclinaison est faible et l'auto nettoyage par le ruissellement des pluies, peu efficace).
- la structure porteuse si elle est métallique, ne doit pas présenter de couple électrochimique avec les cadres des modules.
- les cadres et structures en aluminium anodisé ou en acier galvanisé ne doivent pas être percés ou retravaillés sur le site, car l'endommagement des couches protectrices est une voie ouverte à la corrosion.
- tenir compte des dilatations différentielles induites par les grandes variations de température (typiquement -20° à $+80^\circ$).
- éviter les occultations parasites et partielles du champ de modules (arbres, immeubles)
- protéger chaque sous station contre la foudre à l'aide de para-surtenseurs.
- soigner les mises à la terre de l'ensemble des structures métalliques en évitant les « boucles ».