

HOOFDSTUK 3: VAN ZONNECEL TOT FOTOVOLTAÏSCH VELD

| | |
|--|-----------|
| 3.1. FYSICA VAN DE ZONNECEL..... | 34 |
| 3.1.1. Inwendige werking van een zonnecel | 34 |
| 3.1.1.1. Absorptie | 34 |
| 3.1.1.2. Scheiding van de gegenereerde ladingsdragers | 36 |
| 3.1.1.3. Berekening van de fotogegenereerde stroom..... | 38 |
| 3.1.2. Rendements-reducerende factoren | 42 |
| 3.1.2.1. Verliezen gerelateerd met de breedte van de verboden energiezone | 42 |
| 3.1.2.2. Optische verliezen | 42 |
| 3.1.2.3. Elektrische verliezen of het collectierendement | 44 |
| 3.2. TECHNOLOGIE VAN DE ZONNECEL | 46 |
| 3.2.1. Technologie van de kristallijn silicium zonnecel | 46 |
| 3.2.1.1. Basismateriaal | 46 |
| 3.2.1.2. Zonnecelfabricage | 54 |
| 3.2.1.4. Energie-terugverdientijd van kristallijn silicium zonnecelmodules | 65 |
| 3.2.2.1. amorf silicium | 66 |
| 3.2.2.2. CuInSe ₂ en CdTe | 68 |
| 3.2.3. Concentrator zonnecellen..... | 69 |
| 3.2.4. Organische cellen..... | 72 |
| 3.3. ASPECTEN VAN DE WERKING VAN FOTOVOLTAÏSCHE MODULES ONDER REËLE OMSTANDIGHEDEN..... | 75 |
| 3.3.1. Karakteristiek van een fotovoltaïsche module | 75 |
| 3.3.3. Instralingsafhankelijkheid..... | 77 |
| 3.3.4. Temperatuursafhankelijkheid..... | 77 |
| 3.3.5. Hoekafhankelijkheid | 78 |
| 3.3.6. Serie- en parallelschakeling | 79 |
| 3.3.7. Bekabeling van een fotovoltaïsch veld..... | 84 |

HOOFDSTUK 3: VAN ZONNECEL TOT FOTOVOLTAÏSCH VELD

3.1. FYSICA VAN DE ZONNECEL

Fotovoltaïsche cellen realiseren een directe omzetting van licht naar elektriciteit. Aan de basis hiervan ligt de absorptie van licht in een halfgeleidermateriaal en de scheiding van de aldus gegenereerde ladingsdragers door middel van een inwendig elektrisch veld.

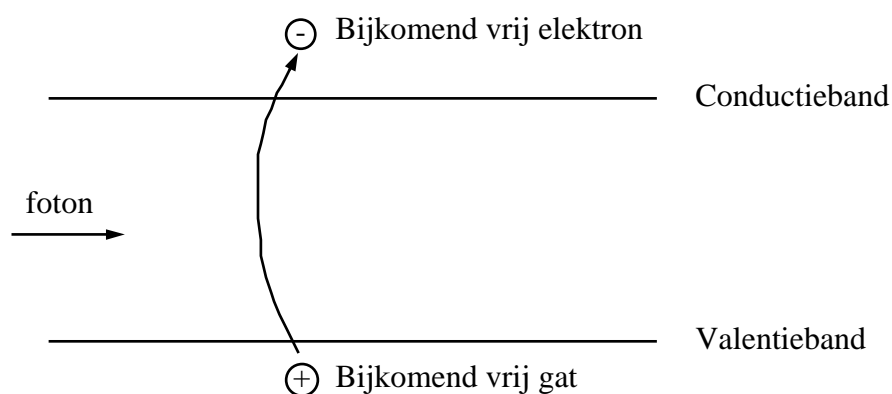
In deze inleiding zal daarom dieper ingegaan worden op de I-V-karakteristiek van een halfgeleiderjunctie onder belichting. Dit zal verder leiden tot de invoering van een aantal kernbegrippen, zoals deze gehanteerd worden bij de karakterisatie van zonnecellen. Tot slot volgt dan een bespreking van de verschillende verliezen die optreden in de zonnecel en mede het rendement van de fotovoltaïsche omzetting bepalen.

3.1.1. Inwendige werking van een zonnecel

Zoals eerder vermeld, verloopt de fotovoltaïsche omzetting via absorptie van licht, gevolgd door ladingsscheiding van de aldus gegenereerde ladingsdragers. Laten we beide deelprocessen eens van dichterbij bekijken.

3.1.1.1. Absorptie

Absorptie van licht in een halfgeleider kan op verscheidene manieren plaatsgrijpen. Het eerste mechanisme is gebaseerd op de excitatie door een foton van een elektron van de valentieband naar de conductieband (zie figuur 3.1).



Figuur 3.1 Fundamentele absorptie in een halfgeleider.

Dit proces wordt ook vaak fundamentele absorptie genoemd, beschreven door α_f . Vanuit figuur 3.1 is duidelijk dat de energie van het invallende foton minimaal ongeveer gelijk moet zijn aan de breedte van de verboden energiezone. Deze transitie waarbij een aantal bijkomende ladingsdragers -bijkomend ten opzichte van de evenwichtssituatie- gegenereerd worden, is de belangrijkste in het kader van fotovoltaïsche energieomzetting. Naast bovenvermeld mechanisme kan licht ook

geabsorbeerd worden door een reeds bestaande ladingsdrager, die hierbij dus z'n energie verhoogt (zogenaamde vrije-ladingsdrager-absorptie α_{vl}) of door transitie tussen een onzuiverheidsniveau en de energiebanden (extrinsieke absorptie α_e). Deze vorm van absorptie is vooral belangrijk in het infrarode gedeelte van het spectrum en wordt daarom aangewend voor infra-rood detectoren, maar is van verwaarloosbaar belang voor zonnecellen. De totale absorptiecoëfficiënt α is de resultante van al die absorptieprocessen.

$$\alpha = \alpha_f + \alpha_{vl} + \alpha_e \quad [1]$$

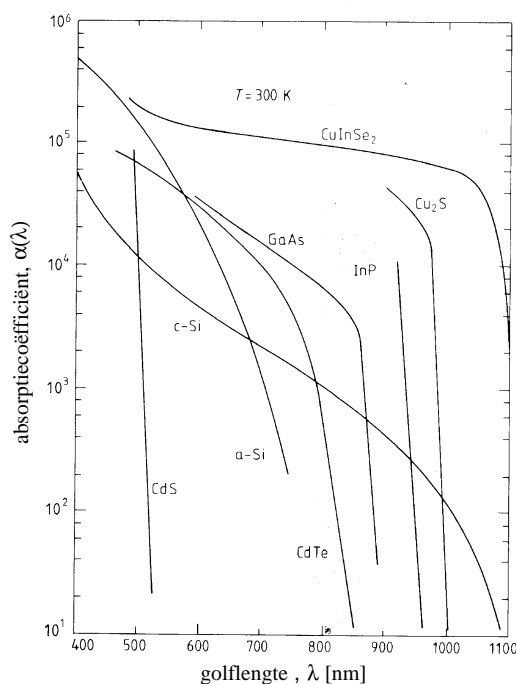
De interactie tussen invallend licht en de halfgeleider wordt beschreven via deze absorptiecoëfficiënt α , die een functie is van de golflengte. De flux van fotonen $N(\lambda)d\lambda$ in een golflengte-interval $d\lambda$ neemt immers af met de diepte in het substraat x volgens een exponentieel verval (uitdrukking 2).

$$N(x,\lambda) d\lambda = N(0,\lambda) \exp[-\alpha(\lambda) x] d\lambda \quad [2]$$

In het golflengtegebied waar de absorptie vooral bepaald wordt door de fundamentele absorptie (α_f) bekomt men het aantal elektron-gatparen per tijdseenheid en per volume-eenheid ($g_0(x,\lambda)$) eenvoudig door de afgeleide te nemen van uitdrukking 2 met α ongeveer gelijk aan α_f .

$$g_0(x,\lambda) d\lambda = \alpha_f(\lambda) N(x,\lambda) d\lambda \quad [3]$$

In figuur 3.2 kan men zien dat de absorptie voor verschillende materialen erg verschillend kan zijn. Dit heeft natuurlijk belangrijke gevolgen voor de dikte die men nodig heeft om zoveel mogelijk zonlicht te absorberen. Waar bij a-Si één micron al volstaat, zal een zonnecel bestaande uit kristallijn Si al een factor 100 dikker moeten zijn om het zonnespectrum zoveel mogelijk te absorberen.

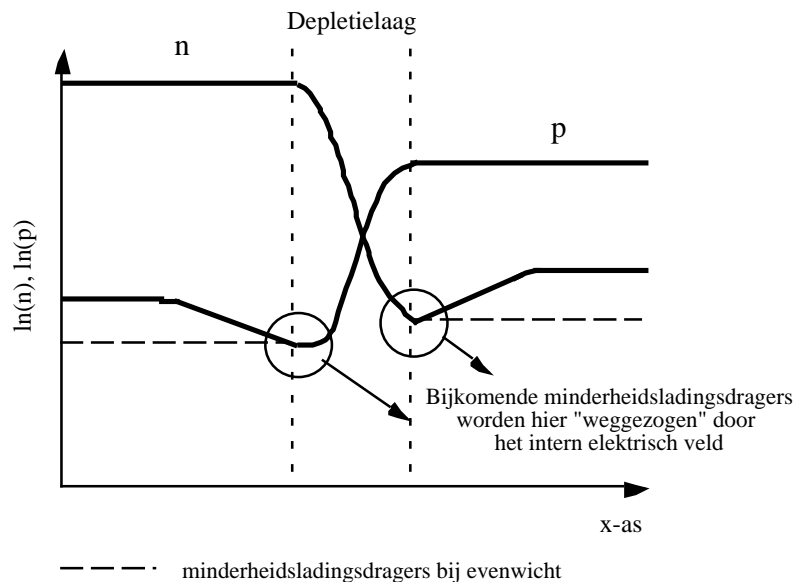


Figuur 3.2 Spectrale afhankelijkheid van de absorptiecoëfficiënt bij kamertemperatuur voor een aantal halfgeleiders, die gebruikt worden in fotovoltaïsche toepassingen. (Bron: [2])

3.1.1.2. Scheiding van de gegenereerde ladingsdragers

Om nu gebruik te maken van deze bijkomende ladingsdragers, ontstaan ten gevolge van de lichtabsorptie, moet men ze van mekaar scheiden en omzetten in een uitwendige stroom en spanning. Anders zouden deze ladingsdragers recombineren in de bulk van het materiaal en aan de oppervlakken met als enige resultaat dat men licht in warmte heeft omgezet. De scheiding van de ladingsdragers gebeurt door middel van een inwendig elektrisch veld. De oorzaak van dit elektrisch veld kan velerlei zijn. Het kan bijvoorbeeld samenhangen met een p-n homo-junctie ; dit is meestal het geval in kristallijne zonnecellen. Maar ook hetero-juncties kunnen zorgen voor dit inwendig veld (CdS/Cu₂S-cellen, organische cellen) evenals Schottky barrières tussen een metaal en een halfgeleider.

In het geval van kristallijne homo-junctie-zonnecellen kan men de situatie kwalitatief als volgt voorstellen (zie figuur 3.3).

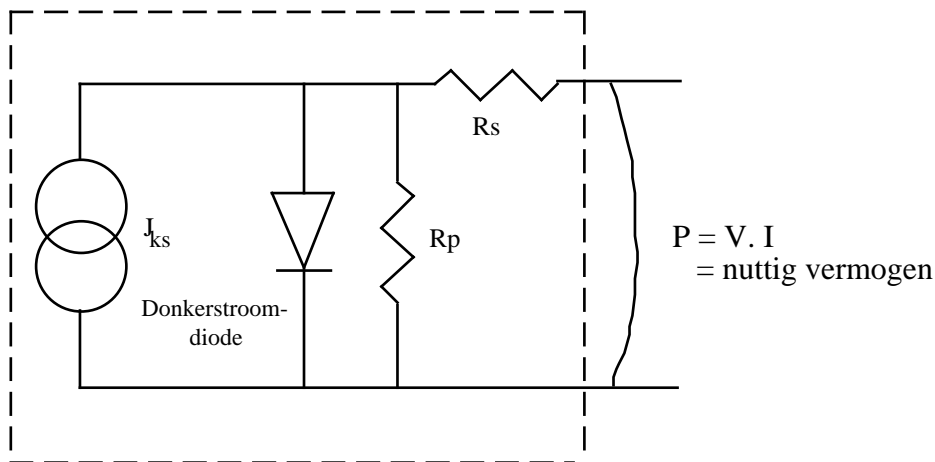


Figuur 3.3 Schets van de ladingsdragersconcentraties bij uniforme generatie. De y-as heeft een logaritmische schaal.

Het elektrische veld "zuigt" de bijkomende minderheidsladingsdragers in de omgeving van de depletielaag weg in de richting van het gebied waar ze de meerderheidsladingsdragers vormen. Daardoor ontstaat een concentratiegradiënt van de minderheidsladingsdragers in de richting van de depletielaag m.a.w. in de quasi-neutrale gebieden zal zich een diffusiestroom ontwikkelen van minderheidsladingsdragers gericht naar het gebied waar ze meerderheidsladingsdrager zijn. In kristallijne homo-junctie-zonnecellen zal de fotogegenereerde stroom J_{ks} trouwens eenvoudig berekend kunnen worden op basis van die diffusiestroom (zie ook paragraaf 3.1.1.3).

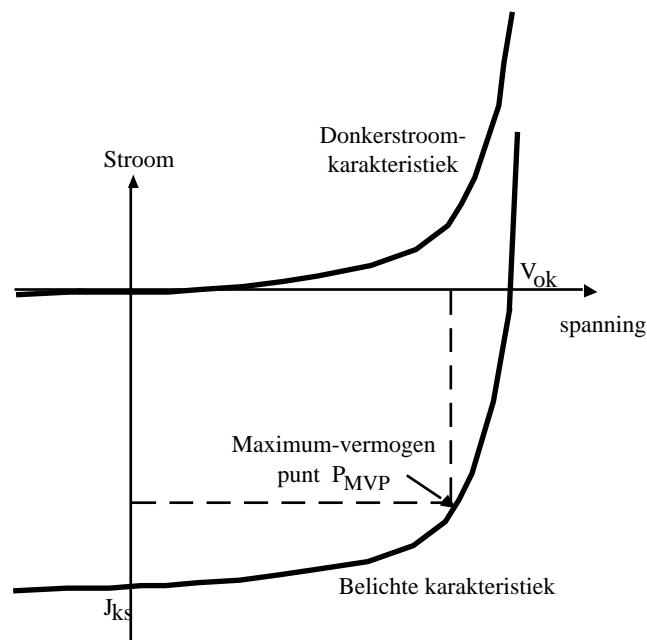
Het bovenstaande geeft een goed beeld van de fenomenen die zich afspelen zolang er geen spanning staat over de junctie m.a.w. onder kortsluitcondities. In figuur 5 wordt de fotogegenereerde stroom J_{ks} voorgesteld door een stroombron in het equivalente elektrische schema. Nochtans is dit niet het punt waar men de zonnecel liefst zal gebruiken ; er wordt namelijk geen uitwendig vermogen geleverd ($P = V \cdot I$ - zie ook figuur 3.4). Indien men nu een effectieve belasting aanlegt, zal de fotogegenereerde stroom aanleiding geven tot een spanning over de junctie. Zulks heeft echter een

belangrijk gevolg. Deze spanning vermindert het elektrisch veld dat zorgt voor de collectie en injecteert minderheidsladingsdragers in een richting die net omgekeerd is aan de richting van de fotogegenereerde stroom (voorgesteld door de donkerstroomdiode in het equivalent schema). Het valt dan ook niet moeilijk in te zien dat bij een bepaalde voorwaartse spanning deze injectiestroom exact gelijk en tegengesteld is aan de fotogegenereerde stroom m.a.w. op dit moment is de totale stroom gelijk aan 0. Deze spanning noemt men dan ook de open-keten spanning V_{ok} , aangezien dit de uitwendige spanning is die de cel zou leveren indien men de klemmen open zou laten. In het equivalent schema van figuur 3.4 loopt al de fotogegenereerde stroom dan via de voorwaarts gepolariseerde diode. Ook dit punt is niet interessant vanuit het standpunt van vermogenopwekking. Immers, er is nu wel spanning maar geen stroom. In een niet-ideale situatie komt daar nog een parallel- en serieweerstand bij (zie ook figuur 3.8)



Figuur 3.4 Equivalent schema (in omkadering) van een ideale zonnecel.

Het optimaal werkpunt zal dan ook ergens tussen kortsluitconditie en openketenconditie liggen - zie ook figuur 3.5, die de uitwendige stroom-spanning-karakteristiek toont.



Figuur 3.5 I-V-karakteristiek van een zonnecel bij belichting.

Dit maximaal vermogen P_{MVP} definieert meteen het rendement η van de zonnecel :

$$\eta = \frac{P_{MVP}}{G_I} \quad [4]$$

waarbij G_I het totaal invallend lichtvermogen is.

Vaak wordt het maximaal vermogen uitgedrukt met behulp van de vulfactor VF.

$$VF = \frac{P_{MVP}}{J_{ks} \cdot x V_{ok}} \quad [5]$$

Deze vulfactor geeft aan hoeveel de eigenlijke belichte I-V-karakteristiek afwijkt van een ideale rechthoekige karakteristiek. Bij kristallijn Si-zonnecellen ligt de vulfactor meestal tussen 0,7 en 0,8.

3.1.1.3 . Berekening van de fotogegeneerde stroom

Om de bovenstaande begrippen te verduidelijken is het illustratief de berekening van de karakteristieken van een homojunctie-cel eens te doorlopen. De transportvergelijkingen die van belang zijn worden gegeven in 6.1, 6.2 en 6.3. Hierbij staat n (p) voor de elektronen(gaten)dichtheid, $J_{n(p)}$ de elektronen(gaten)stroom, $D_{n(p)}$ voor de diffusieconstante van de elektronen (gaten) en $\mu_{n(p)}$ voor de respectievelijke mobiliteiten. J_t staat voor de totale stroomdichtheid. Volgende vergelijkingen zijn geldig op elk punt x . E is de elektrische veldsterkte.

$$J_n = q D_n \frac{dn}{dx} + q \mu_n n E \quad [6.1]$$

$$J_p = -q D_p \frac{dp}{dx} + q \mu_p p E \quad [6.2]$$

$$J_t = J_n + J_p \quad [6.3]$$

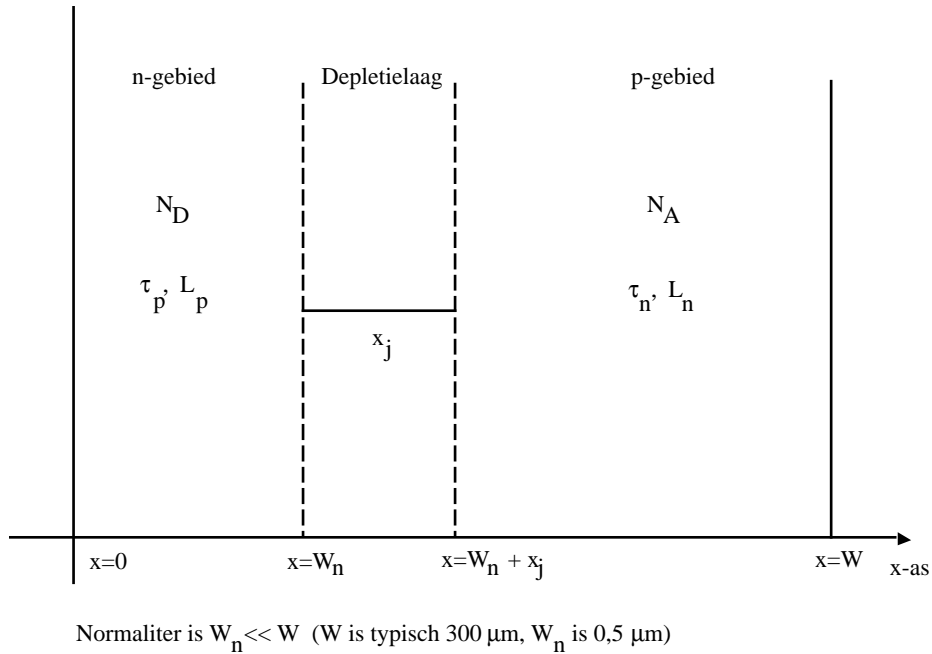
n en p zijn op hun beurt de oplossing van de respectievelijke continuïteitsvergelijkingen voor de elektronen en gaten. In deze vergelijking is $g(x)$ de generatiefunctie (zie ook paragraaf 2.1) en R de recombinatiesnelheid.

$$D_n \frac{d^2n}{dx^2} + g(x) - R + \mu_n E \frac{dn}{dx} + \mu_n n \frac{dE}{dx} = 0 \quad [7.1]$$

$$D_p \frac{d^2p}{dx^2} + g(x) - R - \mu_p E \frac{dp}{dx} - \mu_p p \frac{dE}{dx} = 0 \quad [7.2]$$

De oplossing van dit systeem wordt uitgevoerd voor 2 afzonderlijke gevallen. In het eerste geval wordt $g(x) = 0$ verondersteld en berekent men dus de donkerkarakteristiek van de cel. In het tweede geval wordt de fotogegeneerde stroom berekend in het geval men een zekere $g(x)$ heeft, maar wordt de spanning op 0 gehouden. Om nu de totale karakteristiek af te leiden worden deze twee oplossingen gesuperponeerd. Dit superpositiebeginsel mag toegepast worden als de stromen volledig gedomineerd worden door de neutrale gebieden en deze neutrale gebieden in

een toestand van lage injectie blijven m.a.w. het aantal bijkomende ladingsdragers blijft veel lager dan de evenwichtsconcentraties. In het speciale geval van uniforme doperingsprofielen aan beide zijden van de junctie, kunnen de vergelijkingen substantieel vereenvoudigd worden. Figuur 3.6 verduidelijkt de betekenis van de gebruikte coördinaten.



Figuur 3.6 Schematische doorsnede van de beschreven structuur.

Aan de n-zijde kunnen deze vergelijkingen vereenvoudigd worden tot:

$$J_p = -q D_p \frac{dp}{dx} \quad [8.1]$$

$$D_p \frac{d^2p}{dx^2} + g(x) - \frac{p}{\tau_p} = 0 \quad [8.2]$$

hier stelt τ_p de levensduur van de gaten in het n-type gebied voor.

De randvoorwaarden waarmee deze vergelijkingen moeten opgelost worden, kunnen als volgt worden geschreven :

$$p(x=W_n) = \frac{n_i^2}{N_D} \exp\left(\frac{V}{V_t} - 1\right) \quad [8.3]$$

$$D_p \frac{dp}{dx} = s_p p(x=0) \quad [8.4]$$

Hierbij is n_i de intrinsieke concentratie in de halfgeleider (bv. $n_i(\text{Si}) \cdot 10^{10} \text{ cm}^{-3}$). N_D is de donorconcentratie, $V_t = kT/q$ en s_p is de oppervlakterecombinatiesnelheid voor gaten.

Deze vereenvoudiging kan ook doorgevoerd worden voor het p-type gebied.

$$J_n = q D_n \frac{dn}{dx} \quad [9.1]$$

$$D_n \frac{d^2n}{dx^2} + g(x) - \frac{n}{\tau_n} = 0 \quad [9.2]$$

$$n(x=W_n + x_j) = \frac{n_i^2}{N_A} \exp\left(\frac{V}{V_t} - 1\right) \quad [9.3]$$

$$-D_n \frac{dn}{dx} = s_n n(x=W) \quad [9.4]$$

N_A is de acceptorconcentratie en s_n is de oppervlakterecombinatiesnelheid voor elektronen.

Dit systeem van lineaire differentieële vergelijkingen kan dan opgelost worden voor de belichte (L) en donkerkarakteristieken (D) afzonderlijk te beschouwen. De karakteristiek van de belichte zonnecel onder een bepaalde voorwaartse spanning V wordt eenvoudig bekomen door de superpositie van deze beide gevallen.

$$J(V) = J_L + J_D(V) \quad [10]$$

waarbij men voor ogen moet houden dat J_L en J_D een tegengesteld teken bezitten (zie ook paragraaf 3.1.1.2).

Voor deze vereenvoudigde situatie kan men nu een aantal expliciete uitdrukkingen voor fotogegenererde stroom (bij inval van monochromatisch licht) en de donkerstroom afleiden.

$$J_{nL}(\lambda) = \frac{q F(\lambda) \alpha L_n d\lambda}{\alpha^2 L_n^2 - 1} \exp(-\alpha(x_j + W_n)) \cdot \alpha L_n \cdot \frac{s_n L_n / D_n [\cosh W_b / L_n - \exp(-\alpha W_b)] + \sinh W_b / L_n + \alpha L_n \exp(-\alpha W_b)}{(s_n L_n / D_n) \sinh W_b / L_n + \cosh W_b / L_n} \quad [11]$$

J_{nL} is de fotogegenererde elektronenstroom vanuit het p-gebied. $W_b = W - (x_j + W_n)$ en L_n is de diffusielengte van de elektronen in het p-type gebied ($= \sqrt{D_n \tau_n}$).

Voor de gatenstroom vanuit het n-type gebied kan men een gelijkaardige uitdrukking afleiden. In uitdrukking [11] kan men zien dat een hogere L_n of een lagere s_n aanleiding geeft tot een hogere stroom. Dit is eenvoudig te begrijpen, aangezien dit betekent dat minder ladingsdragers verloren gaan door recombinatie in de bulk van het materiaal of aan het oppervlak. Om de totale stroom te bekomen die men heeft onder bv. AM1,5 belichting moet men uitdrukking [11] integreren over het totale spectrum.

Voor de donkerstroom (elektronen geïnjecteerd in het p-type gebied bij voorwaartse spanning) kan eveneens een relatief eenvoudige uitdrukking afgeleid worden :

$$J_{nd}(V) = \frac{-q D_n n_i^2}{N_A L_n} \frac{1 + D_n/s_n L_n \tanh(W_b/L_n)}{\tanh(W_b/L_n) + D_n s_n/L_n} \exp\left(\frac{V}{V_t} - 1\right) \quad [12.1]$$

Voor de geïnjecteerde donkergatenstroom geldt een gelijkaardige uitdrukking

$$J_{pd}(V) = \frac{-q D_p n_i^2}{N_D L_p} \frac{1 + D_p/s_p L_p \tanh(W_n/L_p)}{\tanh(W_n/L_p) + D_p s_p/L_p} \exp\left(\frac{V}{V_t} - 1\right) \quad [12.2]$$

Bij deze uitdrukkingen kan men nagaan dat de donkerstroom lager wordt bij hoge $L_{n(p)}$ en lage $s_{n(p)}$. Men kan eveneens opmerken dat 12.1 en 12.2 gecombineerd kunnen worden tot :

$$J_D(V) = J_o \exp\left(\frac{V}{V_t} - 1\right) \quad [12.3]$$

Hieruit kan men dan het verband afleiden tussen J_L , J_o en V_{ok} . Dat wordt gegeven in uitdrukking 13.

$$V_{ok} = \frac{kT}{q} \ln\left(1 + \frac{J_L}{J_o}\right) \quad [13]$$

In deze uitdrukking kan men zien dat een lage donkerstroom een gunstig effect heeft op de openketenspanning. Lage oppervlakterecombinatiesnelheden en grote diffusielengtes (= hoge minderheidsladingsdragerslevensduren) vormen dus cruciale elementen bij het optimaliseren van het rendement van zonnecellen.

3.1.2. Rendements-reducerende factoren

In uitdrukking [4] hebben we het rendement van de fofovoltaïsche omzetting gedefinieerd. In het geval van Si-zonnecellen bedraagt het beste rendement ongeveer 24%. Hieruit blijkt dat de energie blijkbaar slechts zeer gedeeltelijk in elektrische energie is omgezet. Het loont dan ook de moeite eens van naderbij te bekijken welke de oorzaken zijn van de verschillende verliesfactoren.

3.1.2.1. Verliezen gerelateerd met de breedte van de verboden energiezone

- Zo is er vooreerst het verlies doordat fotonen met energie kleiner dan de verboden energiezone helemaal niet bijdragen tot de fundamentele absorptie. De hoeveelheid energie opgeslagen in deze fotonen kan niet omgezet worden in bijkomende elektron-gat-paren. Deze verliesfactor kan mathematisch geschreven worden als :

$$V_1 = \frac{\int_0^{\lambda_g} P(l)dl}{\int_0^{\infty} P(l)dl} \quad [14]$$

Hierbij is λ_g de golflengte van de fotonen met een energie gelijk aan de breedte van de verboden energiezone.

- Bij fotonen met een energie groter dan de breedte van de verboden energiezone, gaat het gedeelte van de energie groter dan nodig voor de excitatie verloren in warmte. Het elektron wordt vanuit de valentieband hoog boven de bodem van de conductieband geëxciteerd, maar verliest deze excès-energie door het uitzenden van fotonen. Deze verliesfactor kan als volgt worden uitgedrukt :

$$V_2 = E_g \frac{\int_0^{\lambda_g} N(\lambda)d\lambda}{\int_0^{\infty} P(\lambda)d\lambda} \quad [15]$$

Op basis van deze verliezen wordt het maximale rendement van een Si-zonnecel al gereduceerd tot ongeveer 50%.

3.1.2.2. Optische verliezen

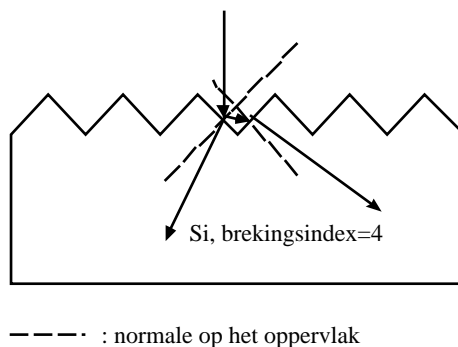
- Omdat de cel ook uitwendig gecontacteerd moet kunnen worden, zal een bepaald gedeelte van het oppervlak dat overeenkomt met het metallisatiepatroon niet transparant zijn voor het invallende licht. Deze bedekkingsfactor is gewoon de verhouding van het gedeelte van de voorzijde die niet bedekt is (A_v) tot de totale oppervlakte van de voorzijde (A_t)

$$V_3 = \frac{A_v}{A_t} \quad [16]$$

V_3 zou best zo dicht mogelijk bij 1 liggen. De werkelijke waarde wordt vooral bepaald door het compromis dat moet gesloten worden tussen bedekking en serieweerstand. Wanneer deze laatste te hoog wordt, zal de vulfactor ongunstig beïnvloed worden.

- Ook het niet-gemetalliseerde gedeelte van de voorzijde zal aanleiding geven tot verliezen. Omdat de brekingsindex van lucht en deze van Si (3,5 ... 4) zo sterk verschillen wordt een gedeelte van het invallende licht gereflecteerd. Dit verlies kan wel gereduceerd worden door het gebruik van anti-reflectieve laagjes en texturisatie van het oppervlak (figuur 3.7), maar de reflectie zal toch nog steeds minimaal een paar procent bedragen. Deze verliezen kunnen als volgt uitgedrukt worden :

$$V_4 = \frac{\int_0^{\lambda_g} (1 - r(l)) N(l) dl}{\int_0^{\lambda_g} P(l) dl} \quad [17]$$



Figuur 3.7 Invloed van texturisatie op het traject van de invallende lichtstraal.

- Naarmate de fundamentele absorptiecoëfficiënt kleiner wordt bij toenemende golflengte zal een steeds belangrijker gedeelte van de fotonflux bij zulke golflengte niet geabsorbeerd worden binnen het substraat dat noodzakelijkerwijs niet oneindig dik kan zijn. Zo hebben de Si-substraten die vandaag typisch in productie gebruikt worden een dikte W van 300 tot 350 μm . Dit verlies wordt gegeven door :

$$V_5 = \frac{\int_0^W g(x) dx}{\int_0^{\infty} g(x) dx} \quad [18]$$

Dit verlies kan beperkt worden via schuine inkoppeling van het licht (bv. door texturisatie : zie figuur 3.7) en het gebruik van achterzijdereflectoren (bv. Al-spiegels). Optische opsluiting van het licht om V_5 zo dicht mogelijk bij 1 te brengen speelt in het huidige onderzoek naar dunne-film Si-zonnecellen een cruciale rol. Deze cellen hebben immers maar een dikte W tussen 20 en 50 μm .

3.1.2.3. Elektrische verliezen of het collectierendement

Niet alle elektron-gat-paren die gegenereerd worden zullen ook gecollecteerd worden. Een deel gaat verloren door recombinatie aan oppervlakken en in de bulk. Zoals aangegeven in paragraaf 2.3 (vergelijking 12.1 en 12.2) heeft men er belang bij de diffusielengtes zo hoog mogelijk en de oppervlakterecombinatiesnelheid zo laag mogelijk te maken. In de praktijk moet men echter een compromis sluiten omdat de materialen en technieken om deze ideale situatie te bereiken erg duur zijn, wat haaks staat op reductie van de prijs voor fotovoltaïsche energieomzetting.

Dit verlies wordt gekarakteriseerd door het zogenaamde collectierendement V_6 .

$$V_6 = \frac{\text{stroom met gegeven } s \text{ en } L}{\text{stroom indien } L \rightarrow \infty \text{ en } s=0} \quad [19]$$

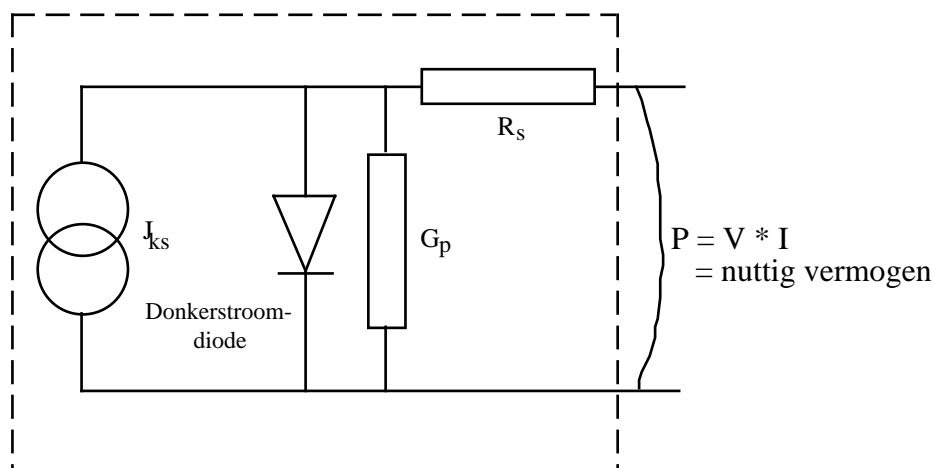
Met behulp van de uitdrukkingen afgeleid in paragraaf 2.3 kan deze verhouding berekend worden in eenvoudige gevallen.

- Omdat de openketenspanning steeds lager is dan de breedte van de verboden energiezone moet men ook de zogenaamde spanningsfactor inbrengen. Deze wordt gegeven door V_7 :

$$V_7 = \frac{q V_{ok}}{E_g} \quad [20]$$

Zoals aangetoond in paragraaf 3.1.1.3 kan de openketenspanning berekend worden op basis van de kortsluitstroom en de donkerstroom. In het geval van Si heeft deze spanningsfactor typisch waarden van 0,55 tot 0,65.

- Tot slot is er nog de vulfactor. Deze wordt bepaald door de vorm van de curve van de donkerstroom, de serieweerstand R_s en, bij slechte cellen, ook door de parallelconductantie G_p (zie figuur 3.8).



Figuur 3.8 Volledig equivalent schema van de zonnecel met inbegrip van resistieve verliezen en verliezen tengevolge van lek.

Indien het effect van parallel- en serieweerstand verwaarloosbaar is, kan men volgende empirische relatie tussen V_{ok} en de vulfactor VF gebruiken :

$$VF = \frac{(V_{ok} / mV_t) - \ln(V_{ok} / mV_t + 0,72)}{1 + V_{ok} / mV_t} \quad [21]$$

Bij Si is $m=1$, waardoor de vulfactor theoretische waarden kan bereiken tussen 0,8 en 0,83 indien de serieweerstand en parallelconductantie nul zijn.

Om de totale verliezen te berekenen, moet men al de voorgaande verliesfactoren vermenigvuldigen.

$$\eta = V_1 \cdot V_2 \cdot V_3 \cdot V_4 \cdot V_5 \cdot V_6 \cdot V_7 \cdot VF \quad [22]$$

Op basis van de typische waarden gegeven voor de verschillende verliesfactoren kan de lezer zelf gemakkelijk nagaan dat het rendement voor Si-zonnecellen inderdaad zeer moeilijk boven 25% te brengen zal zijn.

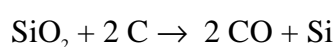
3.2. TECHNOLOGIE VAN DE ZONNECEL

3.1.2. Technologie van de kristallijn silicium zonnecel

3.2.1.1. Basismateriaal

stap 1 : van zand tot metallurgisch zuiver silicium

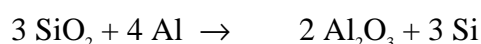
Siliciumdioxide (SiO_2) is de basisgrondstof. Deze is meer dan overvloedig aanwezig op aarde onder de vorm van kwarts-steen en kwarts-zand (witzand). Metallurgisch zuiver silicium (Si) wordt gewonnen uit dit SiO_2 door reductie met koolstof (C) (carbothermische reductie) volgens de reactie :



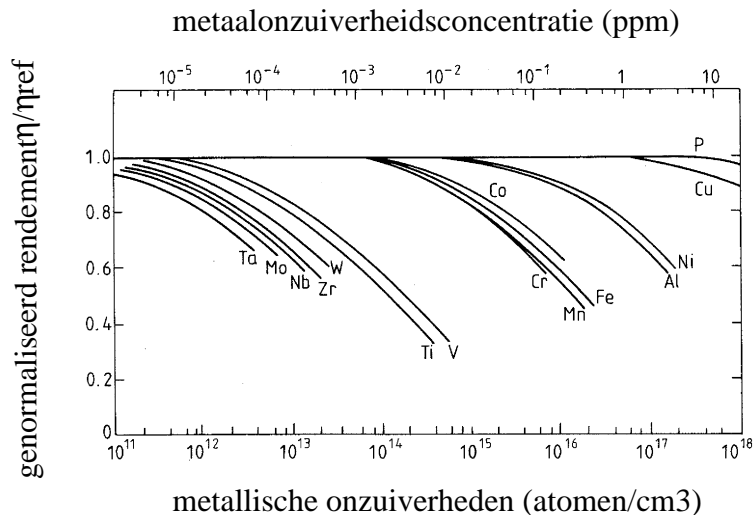
Het is een sterk endotherme reactie die meestal opgaat bij temperaturen tussen 1.700 en 2.100 °C in een elektrische boogoven.

Het resulterend metallurgisch Si is voor 98 % zuiver, m.a.w. het bevat nog 2 % onzuiverheden. Meestal ondergaat dit metallurgisch silicium onmiddellijk daarna nog een aantal reinigingsstappen door gasinblaas en bijv. het gebruik van CaO, dat een aantal onzuiverheden kan wegnemen en zelf daarna chemisch kan weggewassen worden. Het gros van de wereldproductie van metallurgisch silicium wordt o.a. gebruikt voor de aluminiumindustrie en voor constructiematerialen (siliconen). Slechts een klein gedeelte (orde van grootte minder dan 10 %) wordt gebruikt voor de halfgeleiderindustrie in de brede zin van het woord (micro-elektronica, sensoren, zonnecellen enz.). Daartoe moet het echter nog verder worden gezuiverd (zie verder).

Een alternatief reductieproces is de aluminothermische reductie volgens de chemische reactie:



Daarnaast zijn er nog andere processen ontwikkeld waarin tevens werd gepoogd om onmiddellijk zuiverder silicium te bekomen dan het conventionele metallurgische silicium. Dit materiaal zou dan specifiek voor de toepassing zonnecellen ("solar grade") de volgende stap (van metallurgisch naar elektronisch zuiver silicium) kunnen overslaan. Voor micro-elektronica blijft verdere zuivering uiteraard noodzakelijk. In elk geval moet men de onzuiverheden en vooral dan diegene die hun weerslag hebben op het uiteindelijk rendement van de zonnecellen, uitzuiveren tot toelaatbare concentraties. Figuur 3.9 toont de relatieve invloed van bepaalde types onzuiverheden op het rendement van de zonnecellen. Het is duidelijk dat bepaalde onzuiverheden veel schadelijker zijn dan andere, maar bovendien is het ook zo dat de moeilijkheidsgraad om ze uit te zuiveren sterk verschilt van element tot element. Dit heeft o.a. te maken met de segregatiecoëfficiënt of nog het verschil in oplosbaarheidsgraad van een bepaald element in de vloeibare Si-fase t.o.v. de vaste Si-fase.



Figuur 3.9 Invloed van onzuiverheden op het rendement van silicium-zonnecellen (p-type silicium). (Bron: [2])

Deze nieuwere zuiveringsprocessen zijn echter in ontwikkelingsfase blijven steken en hebben de stap naar productie nog niet gezet. Redenen hiervoor zijn de grote investeringen die hiermee gepaard gaan en het feit dat tot nu toe er genoeg silicium voorhanden was voor zonnecellen, komende van de "grote broer" micro-elektronica: buiten-specificatie materiaal alsook koppen en staarten van Czochralski getrokken monokristallijne cilinders (zie verder) voor de micro-elektronica waren meer dan voldoende als grondstof voor fotovoltaïsche zonnecellen. Hierin is nu en zal in de toekomst misschien verandering komen, indien de fotovoltaïsche markt sneller groeit dan de micro-elektronica en dus niet meer beroep zal kunnen blijven doen op hun grote broer.

stap 2 : van metallurgisch zuiver tot elektronisch zuiver silicium

Het standaard proces om silicium verder te zuiveren is het zogenaamde "Siemens-proces" waarbij metallurgisch Si wordt gechlorineerd met HCl tot 90 % SiHCl₃ (trichlorosilaan) en 10 % SiCl₄ (silicium tetrachloride) in een zogenaamde "fluidized bed reactor" volgens de formule:



Vervolgens wordt in de gasfase zelf met meerdere fractionele distillaties een zeer grondige zuivering uitgevoerd zodanig dat onzuiverheden worden verminderd van percentages tot ppb ("parts per billion) en ppm (parts per million) niveau. Daarna wordt het in de gasfase gezuiverd silicium terug neergeslagen bij 1.100 °C tot fijn polykristallijn silicium materiaal volgens de omgekeerde reactie als hierboven. Het materiaal is nu 99,99999 % zuiver en bruikbaar voor micro-elektronische toepassingen. Een gedeelte is eventueel iets minder zuiver en wordt gebruikt voor de fotovoltaïsche industrie.

Er zijn nog tal van andere technieken ontwikkeld om Si te zuiveren in de gasfase. Zo spreekt men meer en meer over het "Union Carbide proces" omdat dit minder energie verbruikt op basis van levenscyclusberekeningen.

- *Multikristallijn silicium vormingstechnieken*

De meest gebruikte vormingstechnieken voor multikristallijn silicium zijn ontegensprekelijk de zogenaamde "directionele solidificatie-methode" of nog "de warmte-uitwisselingsmethode" en de daaraan gerelateerde variant, de Bridgeman techniek (bij de ene techniek wordt de temperatuur gevarieerd en bij de andere wordt de positie van de kroes t.o.v. het verwarmingselement gewijzigd).

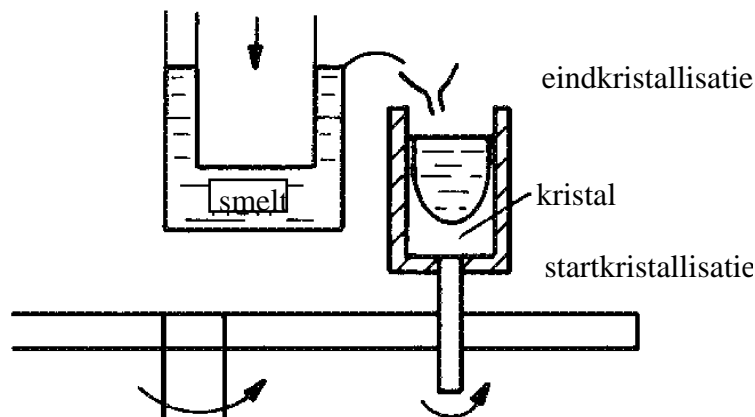
Figuur 3.11 toont een prinsipeschema van deze techniek.

Een meestal kubusvormige kroes wordt gevuld met silicium en het silicium smelt door toedoen van een hoogtemperatuurs verwarmingselement onder of aan de zijkant van de kroes. Eens het silicium volledig is gesmolten, wordt de kroes langzaam uit de hete zone van de oven verwijderd en/of wordt de temperatuur verlaagd. Gevolg is gerichte stolling van de vloeibare siliciumfase, resulterend in een kubusvormig blok met grote columnaire korrels. Dit laatste is belangrijk om achteraf de substraten voor de zonnecellen loodrecht op de korrels te kunnen uitsnijden (dan wordt achteraf in de zonnecellen de stroom niet gehinderd door de korrelgrenzen). De kroes zelf is meestal niet herbruikbaar aangezien ze tijdens de stolling barst.

Ook hier weer wordt door de aard van de techniek zelf een auto-zuivering uitgevoerd aangezien onzuiverheden achterblijven in de vloeibare fase. Het laatst gestolde gedeelte bevat dan wel al deze onzuiverheden en is niet bruikbaar voor zonnecellen.

Een andere verwante techniek voor de fabricage van multikristallijn silicium blokken is de zogenaamde "giettechniek".

Onderstaande figuur toont een prinsipeschema.



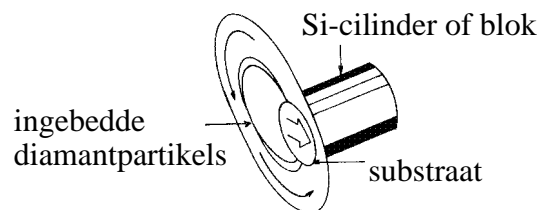
Figuur 3.11 Schema van opstelling en giettechniek voor de fabricage van multikristallijn siliciumblokken. (Bron: [2])

Gesmolten silicium wordt gegoten in herbruikbare grafiet containers en is daarom zeer goedkoop. Er zijn wel wat problemen met de columnariteit van de korrels.

stap 4 : van kristallijn silicium tot substraat

Van de getrokken Cz-monokristallijn Si cilinders of uit de gestolde multikristallijn Si blokken moeten substraten worden gesneden van 200-500 micrometer dik als uitgangsmateriaal voor de eigenlijke zonnecelfabricage. Van de Cz-cilinders worden meestal direct substraten afgesneden. Men bekomt aldus ronde substraten, maar deze worden verder gesneden tot een quasi-vierkante vorm (vierkant met afgeronde hoeken) om aldus de zonnecelmodule zo goed mogelijk te kunnen opvullen met cellen, zonder al te veel open plaatsen te laten (zie verder). De multikristallijne blokken moeten eerst met een speciale zaag worden versneden tot kleinere blokken en van die kleinere blokken worden dan de in dit geval perfect vierkante substraten afgesneden. De planaire afmetingen van de substraten bedragen meestal 10cm bij 10cm tot 15 cm bij 15 cm (quasi-vierkant is natuurlijk iets kleiner).

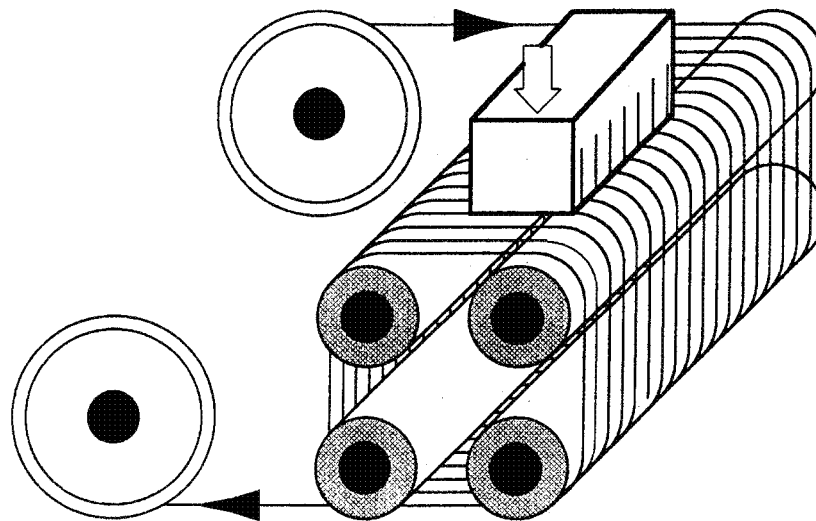
De gebruikte verzagingstechniek was traditioneel door het gebruik van zogenaamde door diamantkorrels bedekte "interne diameter" zagen, waarvan een afbeelding hieronder. Tegenwoordig is dit type vrijwel volledig verdrongen door de "meervoudige draadzaag" waarvan ook hieronder een afbeelding. De techniek maakt gebruik van een staaldraad van ongeveer 180 micrometer diameter en 150 km lengte met een afwind- en opwindsnelheid van 10 cm/sec. Er worden tot 400 substraten tegelijkertijd gesneden. Het snijden zelf gebeurt door dat de cilinders of de blokken loodrecht op de draad bewegen en tegelijkertijd besproeid worden met een abrasieve mengeling van smeerolie en 10-20 micrometer harde SiC-korrels.



Binnendiameterzaag

Figuur 3.12 Principeschets van een binnendiameter- of interne diameter zaag voor het zagen van silicium substraten. (Bron: [2])

Meervoudige-draad-zaag

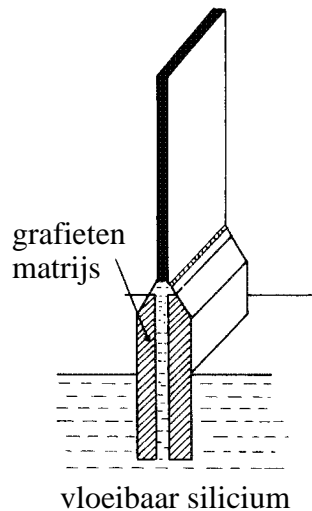


*Figuur 3.13 Principeschets van een meervoudige of multipelte draadzaag voor het zagen van silicium substraten
(Bron : K.W. Böer (ed.); Advances in Solar Energy; An Annual Review of Research and Development, American Solar Energy Society, Boulder, 1997; Vol. 11)*

Het voordeel van de huidige draadzagen is dat er vrij veel Si kan gesneden worden (400 substraten per uur) en dat het kerfverlies herleid is tot ongeveer 200 micrometer. Toch betekent dit nog altijd een vrij groot verlies van moeizaam verkregen hoogwaardig silicium. Geen wonder dat op modulenniveau de kost van de substraten (nog voor er een zonnecel wordt op gemaakt) nog steeds 40 tot 50 % van de fabricagekost uitmaken. Vandaar dat er ook door heel wat groepen, actief op zonnecellen, technieken worden ontwikkeld om het zagen en dus ook het kerfverlies te vermijden en/of minder Si-materiaal te gebruiken per zonnecel. Dit heeft geleid tot ontwikkelingen op het gebied van linten en gedeponeerde lagen.

alternatief voor stappen 3 en 4 : Si-linten

In de loop der jaren en nog steeds werden heel wat verschillende technieken ontwikkeld om silicium-linten rechtstreeks te trekken op de juiste dimensies uit de vloeibaar silicium fase. Voordeel is dat de zaagstap en dus het kerfverlies wordt vermeden. Nadelen van deze technieken zijn meestal het minder goed vermijden van onzuiverheden, de slechtere kristallijne kwaliteit en de moeilijkheid om voldoende dunne uniforme substraten te bekommen. Vandaar dat op enkele uitzonderingen na de linten nog niet sterk zijn doorgebroken als substraatmateriaal, temeer daar hun oppervlak meestal ruwer is wat ook bijkomende moeilijkheden geeft bij de zonnecelfabricage zelf. Toch in het kort enkele technieken vermelden (meestal Engelse benamingen waarvoor men uiteraard een geforceerde Nederlandse vertaling kan verzinnen): ribbon-to-ribbon proces, edge-defined film-fed ribbon growth (EFG), dendritic web growth (WEB), silicon-on-ceramic (SOC) proces, ribbon-against-drop proces (RAD), spin casting enz. een van de meest belovende technieken is in elk geval de EFG-techniek, waarvan het principe hieronder wordt getoond.

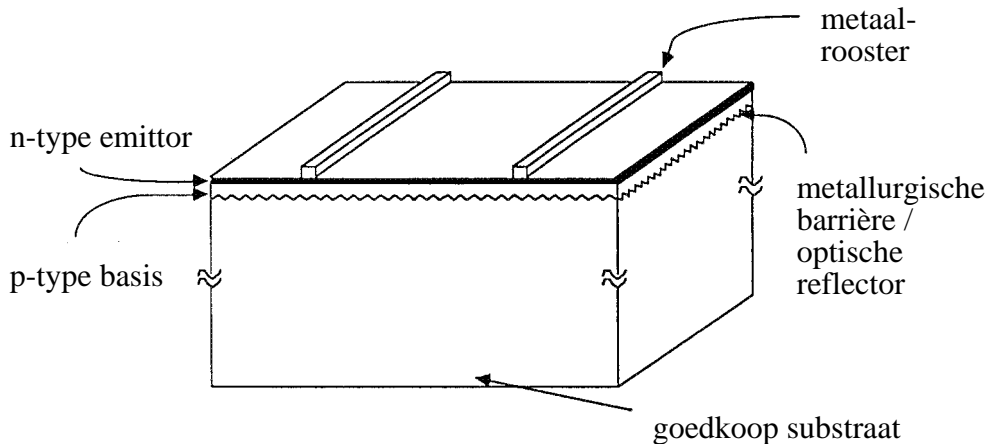


Figuur 3.14 Randgedefinieerde lintgroei-techniek voor silicium linten. (Bron: [2])

Er wordt gebruik gemaakt van een capillaire grafieten mal, waartussen het vloeibare silicium naar boven stijgt door oppervlaktespanning (capillaire werking). Met een entkristal wordt aan de bovenkant het stollende silicium lint uitgetrokken met een zeer goed gecontroleerde snelheid en onder een zeer nauwkeurige temperatuurscontrole. EFG-materiaal is op dit ogenblik ongeveer het enige lintmateriaal dat daadwerkelijk industrieel wordt gebruikt.

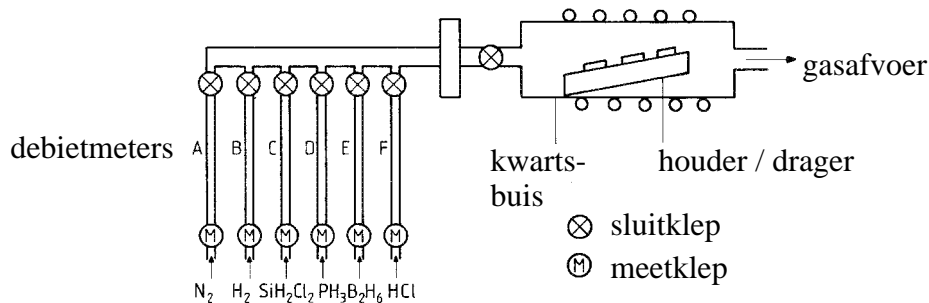
alternatief voor stappen 2, 3 en 4 : depositie

De depositie van silicium lagen op goedkopere drager-substraten wordt natuurlijk ruimschoots toegepast in het geval van amorf silicium (1 micrometer dikke filmen) met glas als drager (zie verder). Maar men is dit principe ook gaan ontwikkelen in het geval van poly- of multikristallijn siliciumlagen waarbij de depositietemperatuur in dit geval natuurlijk veel hoger ligt ($> 800\text{ }^{\circ}\text{C}$) dan bij amorf silicium ($250\text{ }^{\circ}\text{C}$). Daarom komt gewoon glas hier niet in aanmerking en wordt er gekozen voor goedkope keramieken, goedkopere silicium substraten en siliciumlegeringen,... Tevens moet de multikristallijne siliciumlaag dikker zijn (20 micrometer minimum) omdat de lichtabsorptiecoëfficiënt van kristallijn Si lager is dan die van amorf Si. Een principeschema wordt hieronder getoond.



Figuur 3.15 Silicium Film™ zonnecel. couple (Bron. MRS Bulletin, Vol. XVIII, 10).

De filosofie is echter dezelfde: het weglaten van een aantal stappen in de ganse procescyclus. Immers kan er nu onmiddellijk vanuit de gezuiverde gasfase, na fractionele distillatie (zie 1.2), de siliciumlaag op de juiste dikte en grootte neergeslagen worden op een drager. De zonnecel wordt dan onmiddellijk vervaardigd in de dunne laag. Zo vermijdt men het na de fractionele distillaties terug neerslaan van het silicium in vaste vorm, het terug smelten en kristalliseren en het zagen. Een op papier fantastisch scenario dat de dag van vandaag veel aandacht krijgt in onderzoek en ontwikkeling, maar nog kampt met heel wat te overwinnen moeilijkheden zoals de slechtere kwaliteit van het aldus bekomen kleinkorreliger Si, de diffusie van onzuiverheden vanuit het goedkopere substraat in de gedeponeerde Si-laag enzomeer. Wat meer uitleg nu over deze meest gebruikte depositietechniek, namelijk de depositie vanuit de gasfase of "chemical vapour deposition (CVD)": vanuit de gassen SiH_4 (silaan) of SiH_2Cl_2 (dichlorosilaan) of SiHCl_3 (trichlorosilaan) wordt bij temperaturen boven 800-1100 °C (voor dezelfde depositiesnelheid moet de temperatuur hoger zijn naarmate het gas stabiel is, dus toenemend van silaan naar trichlorosilaan) het silicium neergeslagen op het dragend substraat in een zogenaamde epitaxiale CVD-reactor (zie schema hieronder).



Figuur 3.16 Schema voor het apparaat voor of "chemical vapour" depositie, of kortweg CVD, van silicium op goedkope substraten. (Bron: [2])

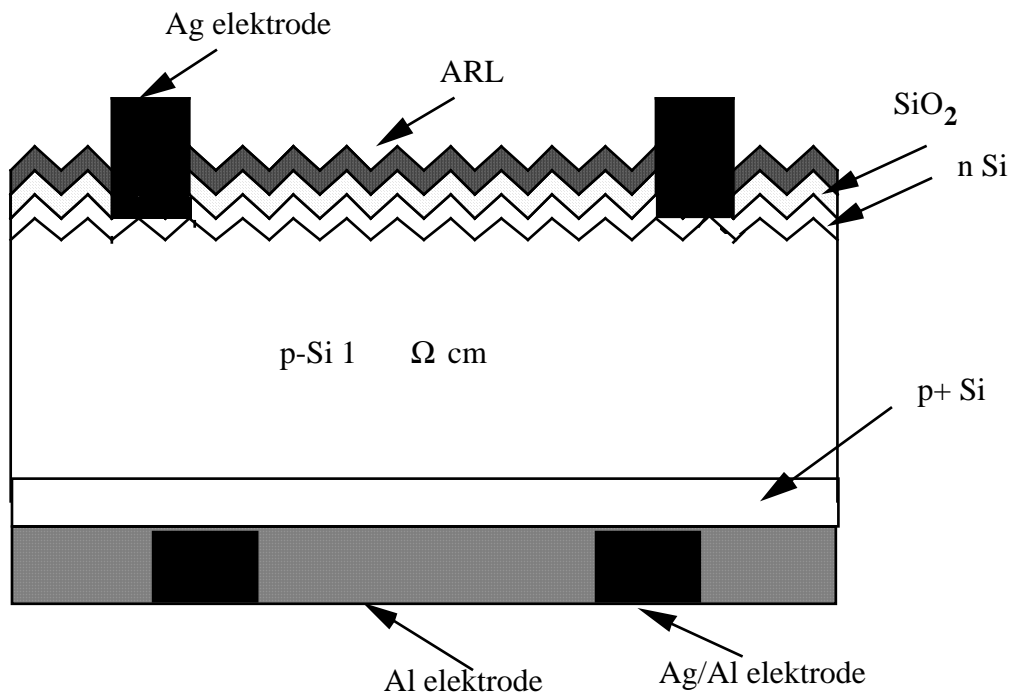
In-situ dopering van de neergeslagen silicium-laag kan gebeuren door toevoeging in de gasfase van PH_3 (fosfine) voor n-type dopering of van B_2H_6 (diboraan) voor p-type dopering. De kristallijne kwaliteit van de bekomen laag hangt af van depositietemperatuur en het dragend substraat zelf. De zuiverheid hangt af van de zuiverheid van de depositiegassen, reactor en substraat. Een laag van 20-30 micrometer polykristallijn silicium is meestal voldoende om meer dan 80 % van het zonlicht te absorberen. Men bouwt echter ook interne lichtreflectoren in aan het grensvlak tussen de neergeslagen laag en het substraat zodat nog meer licht benut kan worden.

Een alternatieve depositietechniek is de zogenaamde "liquid phase epitaxy (LPE)" techniek. Hierbij wordt niet gedeponerd vanuit een gas, maar vanuit een vloeibare metaal-Si legering (voorbeeld Cu-Si of Cu/Al-Si) op een dragend substraat. De vloeibare fase is overgesatureerd met silicium, dat cfr. het fasediagram dan bij verandering van temperatuur neerslaat op het substraat.

3.2.1.2. Zonnecelfabricage

Een opeenvolging van deposities en chemische en thermische behandelingen zorgt ervoor dat het silicium substraat een werkende zonnecel wordt. Dit zonnecelfabricageproces vertegenwoordigt 15 tot 20 % van de uiteindelijke moduleproductiekost. De hierna beschreven processtappen worden typisch gebruikt in kosteffectieve productie van zonnecellen. Daarnaast zijn er nog specifieke marktsegmenten, waar alleen performantie telt, zoals racewagens, concentratiecellen en cellen voor gebruik in de ruimte, waar de kost van het celproces minder belangrijk is en hoogrendementsconcepten toegepast worden. Ook het fundamentele onderzoek op zonnecellen spitst zich toe op het verhogen van de omzettingsrendementen. Dit heeft zijn belang voor industriële cellen. Een verhoogd celrendement heeft immers zijn weerslag op alle fazen van het totale productieproces omdat de kost van elke fase en dus ook de uiteindelijke totale kost uitgedrukt wordt per vermogeenheid.

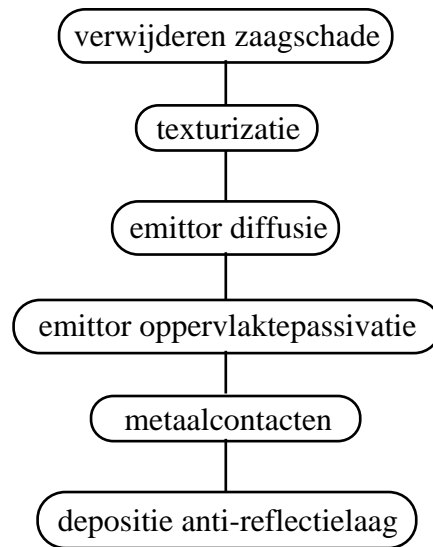
Figuur 3.17 toont een doorsnede van een klassieke zonnecelstructuur en figuur 3.17 geeft een beschrijving van de stappen in een typisch zonnecelproces.



Figuur 3.17 Dwarsdoorsnede van een klassieke zonnecelstructuur.

Zoals eerder beschreven, zijn 2 elementen onmisbaar om te komen tot een werkende zonnecel. Enerzijds een collecterende junctie om de door lichtinval gecreëerde elektron-gat paren te scheiden en anderzijds metaalcontacten om de gecollecteerde ladingsdragers in een uitwendig circuit aan te wenden. Elk zonnecelproces zal daarom stappen omvatten gericht op het aanbrengen van de junctie en de metaalcontacten. Daarnaast zijn meestal nog een aantal stappen aanwezig met 2 rendementsverhogende doelen: het verminderen van de hoeveelheid gereflecteerd licht en het passiveren van oppervlakken en bulk om recombinatie van ladingsdragers te beperken.

In wat volgt worden de verschillende basisstappen kort beschreven in de context van een industrieel productieproces.



Figuur 3.18 Overzicht van de verschillende stappen in een typisch zonnecelfabricageproces.

stap 1 : etsen van de zaagschade

Het oppervlak van het commercieel gebruikt relatief dik kristallijn silicium substraat is zwaar beschadigd door het zagen van de kristallijne cilinders of blokken in schijven. Om die zaagschade te verwijderen wordt in het begin van het celproces een chemische etsing uitgevoerd die aan weerszijden van het substraat enkele tientallen micrometer verwijdert. De etsing gebeurt in een oplossing van 20-30 % NaOH of KOH in water bij een temperatuur die typisch rond 90°C ligt.

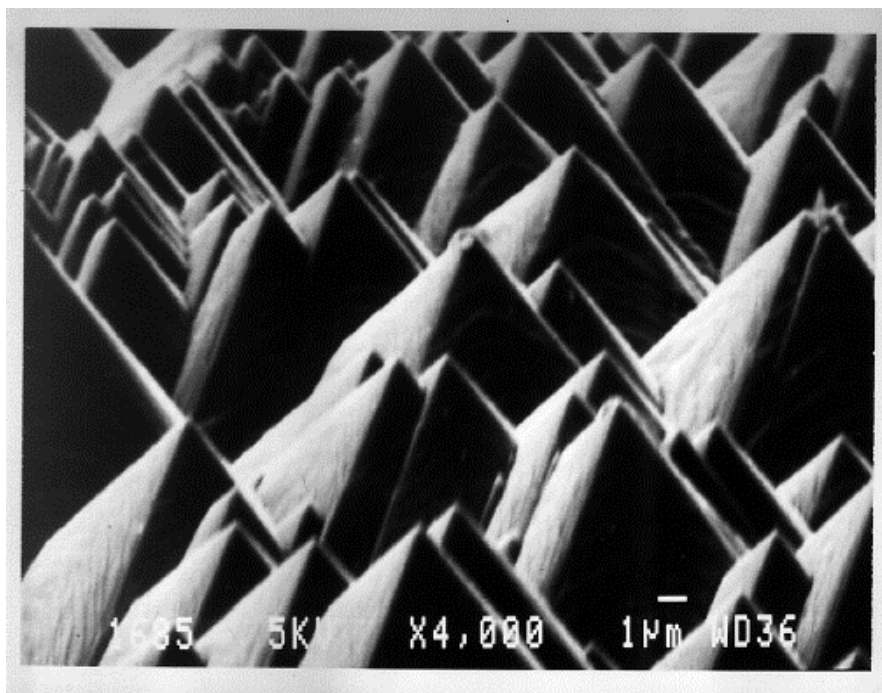
stap 2 : textureren van het oppervlak

Na etsen van de zaagschade wordt meer dan 35% van het invallend zonlicht weerkaatst. Om deze reflectie te beperken wordt een gecontroleerde verruwing van het oppervlak uitgevoerd.

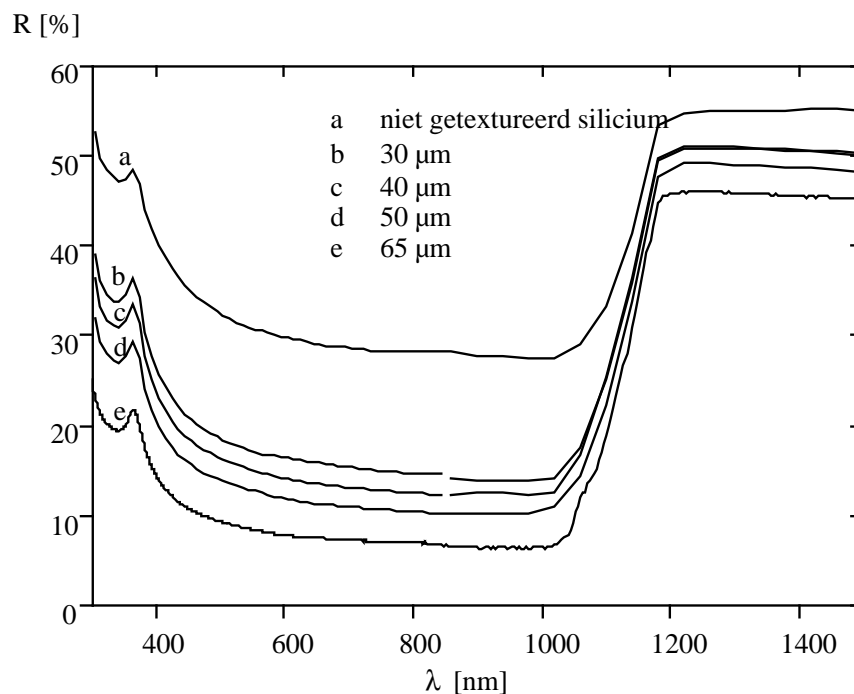
Op monokristallijn silicium met oppervlaktekristaloriëntatie $\langle 100 \rangle$ resulteert een anisotrope (richtingafhankelijke) etsing in een oplossing van 2% NaOH of KOH in H₂O op een temperatuur van 70-80°C in een vermindering van de reflectiviteit tot minder dan 10%. De etsing vormt een piramidestructuur willekeurig verspreid over het oppervlak. Het gedeelte van een invallende straal dat weerkaatst wordt, krijgt nu een tweede en derde kans om in het silicium door te dringen.

De anisotrope etsing is minder effectief op multikristallijn silicium door de verschillende oriëntatie van de korrels. Het beste alternatief vanuit optisch standpunt bestaat uit het vormen van V-groeven. Deze groeven worden mechanisch aangebracht

door gebruik van een conventionele zaag met afgeschuind blad. Figuur 3.20 toont de reflectie in functie van de diepte van de groeven.



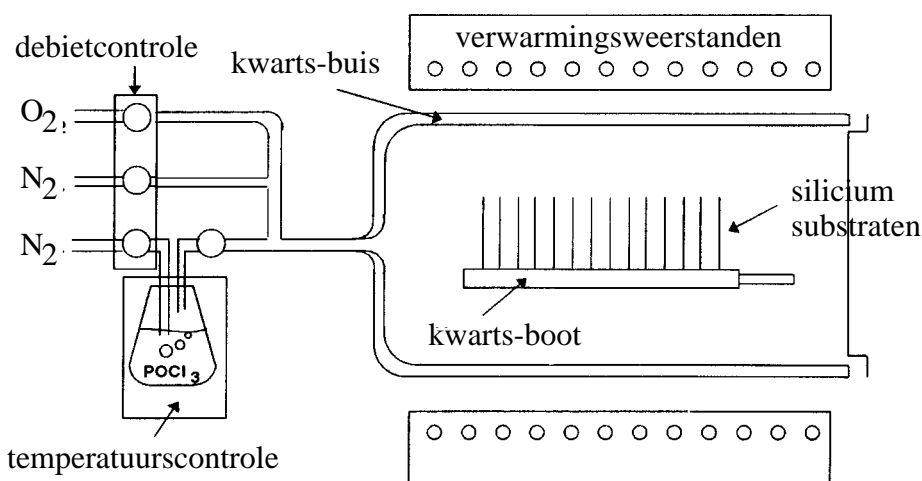
Figuur 3.19 Elektronenmicroscop-opname van de piramidestructuren op een Si-substraat na een anisotrope etsing.



Figuur 3.20 Reflectie van multikristallijn Si-substraatooppervlak na mechanisch aanbrengen van V-groeven ; de reflectie is aangegeven voor verschillende dieptes van de groeven.

stap 3 : vormen van de emitter

Het startmateriaal is normaliter p-type (silicium gedopeerd met Boor). De p-n junctie wordt dan gevormd door thermische indiffusie van een n-type onzuiverheid, meestal fosfor. Fosforatomen diffunderen in silicium op temperaturen van 900°C en hoger. Figuur 3.21. toont een quartz diffusieoven.



Figuur 3.21 Schets van een quartz diffusie oven. (Bron : Solar Electricity, T. Markvart UNESCO, uitg. Wiley & Sons), 1994)

De doperingsbron kan een gas zijn (P_2H_2), een vloeistof ($POCl_3$) of een vaste stof (P_2O_5). Alternatieven omvatten de depositie van een fosforrijk oxide op de substraten vooraleer ze op hoge temperatuur te brengen. De depositie kan gebeuren via zeefdruk, besproeiing, opspinnen of chemische depositie vanuit de gasfase (CVD). De uiteindelijke emitter (n-laag) is enkele tienden micrometer diep. Wanneer gezeefdrukte metaalcontacten gebruikt worden, moet ervoor gezorgd worden dat de concentratie aan fosfor aan het oppervlak hoog genoeg is om aanvaardbare contactweerstandsen te bekomen en moet de emitter diep genoeg zijn om indringing van het metaal tot in de ruimteladingslaag te vermijden. Dergelijke emitter leidt tot laag collectie-rendement voor licht met kleine golflengte. Een elegante oplossing kan dan gevonden worden in een zogenaamde selectieve emitter structuur waar het emitterprofiel onder de metaalcontacten (diep, hoge oppervlakteconcentratie) verschilt van dat tussen de metaalvingers (ondiep, relatief lage oppervlakteconcentratie).

stap 4 : oppervlaktepassivatie voorzijde en anti-reflectielaag

Er bestaan verschillende technieken om de oppervlakterecombinatie te beperken. Industrieel wordt meestal het groeien van thermische oxide gebruikt. Het oxide is 6 tot 15 nm dik. Dit is dun genoeg om het optisch systeem niet te verstoren en dik genoeg om een goede oppervlaktepassivatie te bekomen.

Een anti-reflectielaag maakt voor licht de overgang van lucht naar silicium optisch geleidelijker zodat minder licht weerkaatst wordt. De brekingsindex van de anti-reflectielaag is dan ook ideaal het meetkundig gemiddelde tussen die van lucht en silicium.

Op industriële zonnecellen wordt meestal een TiO_x anti-reflectielaag aangebracht via APCVD (CVD op atmosfeerdruk) in een transportbandoven, via spray-on of spin-on technieken. Recent onderzoek toonde aan dat een combinatie van een droog oxide en een PECVD (plasma geïnduceerd CVD) SiN_x anti-reflectielaag een zeer goede passivatie voor zowel mono- als multikristallijne cellen vormt. Thermische behandeling van de nitridelaag tijdens het sinteren van de contacten wanneer die door het nitride gesinterd worden, maakt waterstof los in de nitridelaag die oppervlak en bulk van de cel passivert. Dit effect is vooral uitgesproken op multikristallijn materiaal.

stap 5 : elektrisch veld aan de achterzijde

Doordat er een trend is naar dunnere substraten en doordat de diffusielengtes in het substraat toenemen, neemt het belang van de oppervlakterecombinatie aan de achterzijde van de cel toe. Om de effectieve oppervlakterecombinatiesnelheid te beperken kan een p-p+ overgang gecreëerd worden. Het daarmee geassocieerde elektrisch veld duwt de ladingsdragers weg van de achterzijde en bemoeilijkt daardoor hun recombinitie. De meest industriële manier om dit te verwezenlijken is het zeefdrukken van een aluminium pasta gevolgd door een legering. Alternatief is een indiffusie van boor.

stap 6 : aanbrengen van de metaalcontacten

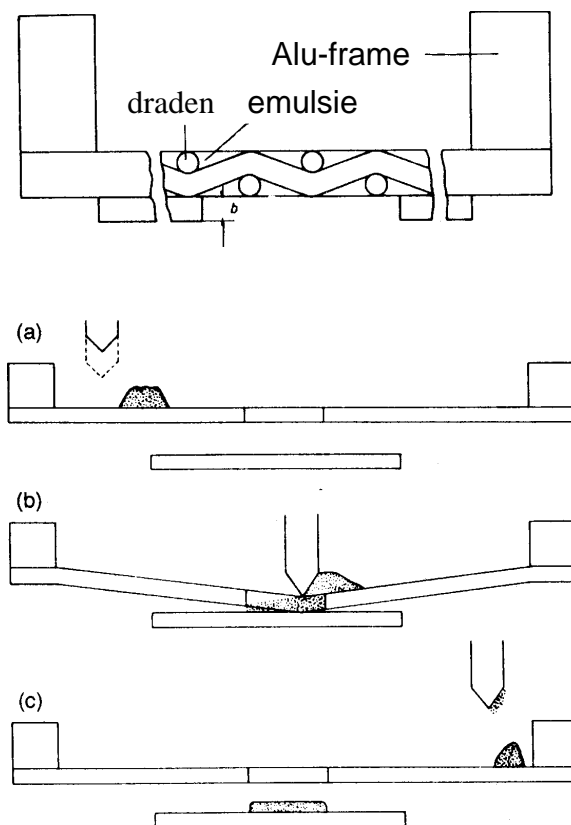
Het aanbrengen van de metaalcontacten is zonder twijfel één van de meest kritische stappen in het proces. De gebruikte metallizatietechniek legt de verliezen door metaalbedekking en serieweerstand vast, beïnvloedt de keuze van het emitterprofiel en oppervlakteconcentratie en bepaalt de keuze van de oppervlaktepassivatietechniek. Industriële productie van zonnecellen gebruikt voornamelijk twee technieken: 'laser grooved buried contact' metallizatie en gezeefdrukte contacten. In de eerste methode worden de contacten aangebracht in via laser gevormde groeven. De metallizatie gebeurt via plating van nikkel, koper en een dun laagje zilver. Voordeel van dit concept is de grote hoogte tot breedte verhouding van de contacten en de fijne lijnbreedtes van 20-25 µm die mogelijk zijn. Grootste nadelen zijn de impact op het leefmilieu door het produceren van grote hoeveelheden afvalwater die nikkel en koper bevatten en de dure lasergraving.

De zeefdruktechniek is goedkoop, eenvoudig en gemakkelijk te automatiseren en dus ook de meest gebruikte methode in de industrie. De zeef bestaat uit een geweven structuur van roestvrij staal of polyester draden waarop een emulsie is aangebracht. De openingen in de emulsie die het voorzijde contactpatroon bepalen worden op fotolithografische wijze gedefinieerd. Tijdens het zeefdrukken wordt een zilverpasta met een rakel doorheen de openingen in de emulsie door de zeef op het substraat gedrukt.

De eerste generatie van cellen gemaakt met de zeefdruktechnologie vertoonde een aantal rendementsbeperkende tekortkomingen:

- de gezeefdrukte contacten waren typisch 150 tot 200 μm breed, wat aanleiding gaf tot grote schaduwverliezen;
- vulfactoren van de cellen waren aan de lage kant (onder 75%) door een hoge contactweerstand en een lagere geleidbaarheid van de gezeefdrukte contacten;
- zoals eerder vermeld was het moeilijk een goede blauwe responsie te bekomen door de noodzaak een diepe emitter met hoge oppervlakteconcentratie te gebruiken.

Sindsdien evolueerde de zeefdruktechniek zo dat het nu mogelijk is lijnbreedtes van 50 tot 100 μm gecombineerd met goede lijnhoogtes te bekomen. Door zilverpasta en sinteromstandigheden te optimaliseren worden nu vulfactoren bereikt tot 78% en meer. Door gebruik te maken van een selectieve emitterstructuur kan een goede blauwresponsie bekomen worden.



Figuur 3.22 Dwarsdoorsnede van de zeef (boven) voor zeefdrukken van de metaalcontacten en schematische opdeling van de beweging van de rakel tijdens het zeefdrukken. (Bron: [2])

Van de beschreven processtappen worden vooral de texturizatie en het aluminium back surface field in commerciële productie aangewend. Dit leidt tot commerciële omzettingsrendementen op 100 cm^2 kristallijn silicium cellen van 13 tot 15%. De verbeteringen aan het zeefdrukproces laten nu ook toe door een anti-reflectielaag heen te sinteren en vergemakkelijken het gebruik (en de allignering van de contacten) van een selectieve emitter. Op pilootlijnschaal leidde dit tot onafhankelijk bevestigde rendementen van 15,9 % op multikristallijn en 17,3 % op monokristallijn 100 cm^2 cellen. Een combinatie van V-groeven en zeefdruk gaf rendementen boven 17 % op een 100 cm^2 multikristallijn siliciumsubstraat.

3.2.1.3. Modulefabricage

In de praktijk worden afgewerkte zonnecellen onderling verbonden en dan samengebracht in een zogenaamde fofovoltaïsche module. De bedoeling van de assemblage tot een module ligt op drie verschillende vlakken nl. het bekomen van een praktisch bruikbare spanning, bescherming van de cellen en metaalcontacten tegen atmosferische omstandigheden, vooral luchtvochtigheid, en het verzekeren van een mechanische stevigheid voor de broze zonnecel.

- Door de relatief lage spanning (grootte-orde 0,5 V) van een afzonderlijke cel moeten verschillende cellen in serie geschakeld worden om tot een praktisch bruikbare spanning te komen. De meeste fofovoltaïsche toepassingen hebben batterijen als intermediaire energiedrager en dit is de reden waarom momenteel nog het merendeel van de modules opgebouwd worden met een voldoende aantal cellen om een 12 V batterij onder normale werkingsomstandigheden op te laden. Voor de meeste gebieden op aarde worden de modules vanuit dit oogpunt samengesteld uit 36 in serie geschakelde cellen.
- De inkapseling van de 36 cellen geeft een bescherming tegen de wisselende atmosferische omstandigheden. Indringing van vocht kan resulteren in een degradatie van de contacten. De beschermende inkapsulatiematerialen moeten naast hun functie van vochtafscherming ook bestand zijn tegen hoge temperaturen, temperatuurschommelingen en veroudering te wijten aan UV-straling.
- De inkapsulatie met minstens één geharde glasplaat geeft een mechanische stevigheid tegen windbelasting en hagelinslag. De afwerking met een geanodiseerde aluminiumkader weerstaat aan weinig uitwendige krachten en laat toe de module gemakkelijk op een structuur te bevestigen.

Het module productieproces is voorgesteld in het volgende diagramma :



Figuur 3.23 Een schema van de modulefabricage.

stap 1 : solderen verbindingstrip

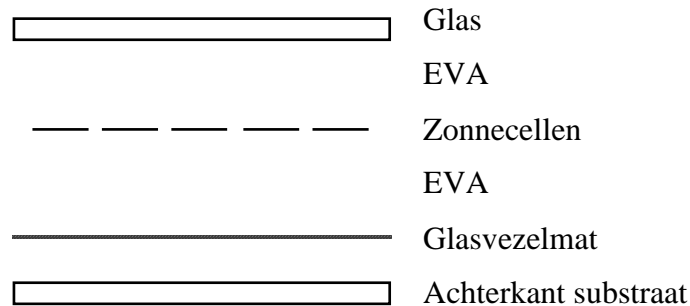
Op elke collectorbaan van de voorkant van een zonnecel wordt een voorvertinde koperstrip gesoldeerd met een voldoende lengte om de verbinding met een volgende zonnecel te verwezenlijken. De vertinde koperstrip heeft een voldoende doorsnede om de serieweerstand van de module laag te houden.

stap 2 : serieschakeling van de zonnecellen

Alle zonnecellen worden in serie verbonden door de vertinde koperstrip op de voorkant gesoldeerd te verbinden met de achterkant van een volgende zonnecel. Meestal worden 36 zonnecellen in serie verbonden in een fotovoltaïsche module met een nominale gelijkspanning van 12 V_{DC}. De meest voor de hand liggende configuratie zijn 4 rijen van elk 9 in serie geschakelde zonnecellen, waarna deze rijen op hun beurt in serie geschakeld worden. De positieve en negatieve draad van de serieschakeling worden meestal samen met een middenaftakking naar buiten gebracht.

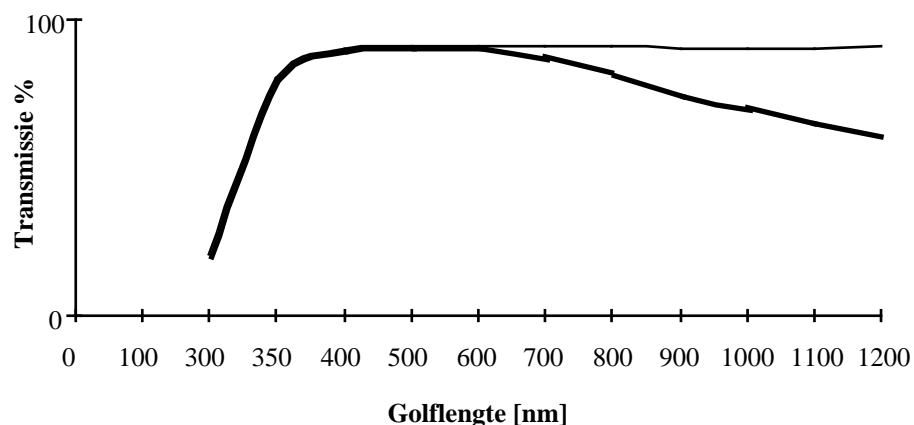
stap 3 : samenstelling van de sandwich met de verschillende materialen

De voorbereiding voor de laminatie van de module bestaat in het samenbrengen van de verschillende lagen in sandwichvorm zoals voorgesteld in onderstaande figuur.



Figuur 3.24 De samenstelling van een fotovoltaïsche module wordt schematisch gegeven.

- **voorkant substraat** : De voorkant van het substraat in industriële fotovoltaïsche modules bestaat altijd uit een glasplaat. De glasplaat is thermisch gehard en heeft een laag ijzergehalte voor goede transmissie bij hogere golflengten (zie figuur 3.25). Op deze manier worden heel wat positieve eigenschappen samen verwezenlijkt nl. hoge lichttransmissie, geen vochtinfiltratie, goede krasbestendigheid, goede zelfreinigende werking door regen en hagelbestendigheid. Vanuit optisch oogpunt zijn de verschillende lagen goed op elkaar afgesteld omdat wordt overgegaan van brekingsindex 1 voor lucht naar 1,5 voor glas en EVA (Ethylvinylacetaat, zie verder) en 2 of 4 voor de zonnecel naargelang er een antireflectie laag op ligt of niet.



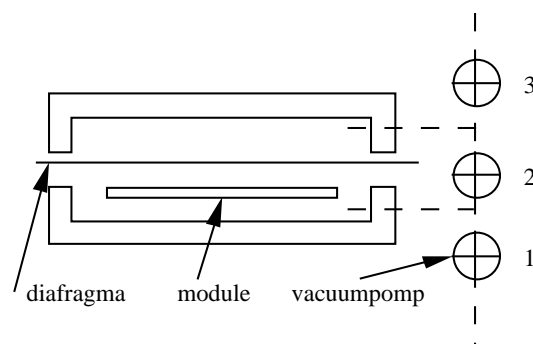
Figuur 3.25 De spectrale transmissie wordt gegeven voor een standaard glasplaat (dikke lijn) en een thermisch geharde glasplaat met laag ijzergehalte (dunne lijn).

- **achterkant substraat** : De belangrijkste eis voor de achterkant van het substraat is de vorming van een goede vochtbarrière. Uiteraard komt glas dan opnieuw in aanmerking maar toch wordt veelal gekozen voor een speciale folie omwille van het grote gewicht van glas. Deze folie is meestal een PVF film (Tedlar) of een gecombineerde laminaat folie zoals Tedlar/Polyester/Tedlar of Tedlar/Aluminium/Tedlar. In de Tedlar/Aluminium/Tedlar folie zal aluminium de perfecte vochtbarrière vormen terwijl de Tedlar zorgt voor de afscherming van de aluminium van de zonnecellen en de weersbestendigheid.
Door een Tedlar folie met witte kleur te kiezen verkrijgen we een iets betere stroomopbrengst omdat een gedeelte van het licht dat tussen de zonnecellen invalt, weerkaatst tot tegen de voorkant van het glas en daar op zijn beurt weerkaatst en op de zonnecel terecht komt. Afhankelijk van de afstand tussen de zonnecellen kan dit een winst opleveren van 3-5 %. Een folie met een dikte van 100 μm of een laminaat van 37/50/37 μm volstaan meestal ruimschoots.
- **EVA (Ethylvinylacetaat)** : EVA is het inkapsulatiemateriaal en bevindt zich rondom de zonnecel. EVA heeft goede UV- en temperatuurbestendigheid terwijl het laminatieproces (zie ook stap 4) ervan relatief eenvoudig is.
- **glasvezelmat** : De functie van de glasvezelmat is het vergemakkelijken van het afvoeren van ingesloten lucht tijdens de laminatie cyclus. Het voorkomt ook in grote mate het onderlinge schuiven van de zonnecellen tijdens de drukfase van de laminatiecyclus.

stap 4 : laminatie

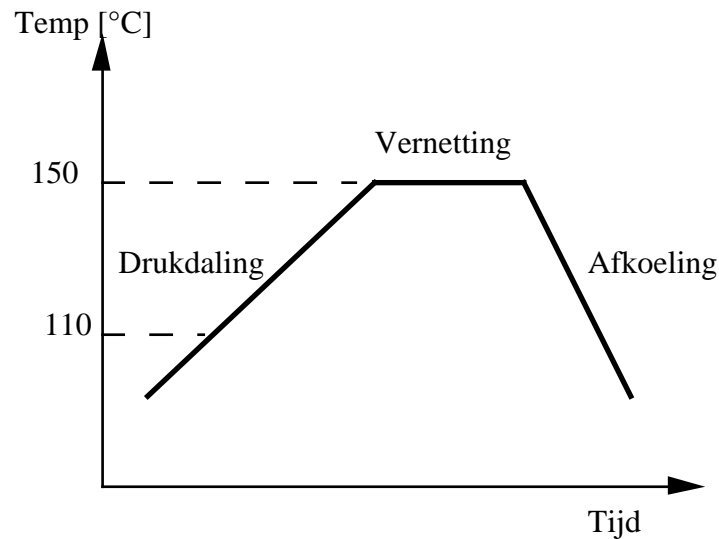
De samengestelde sandwich wordt nu onderworpen aan een laminatiecyclus teneinde alle lucht uit de module te verwijderen en de EVA te vernetten. De vernetting van de EVA is nodig om tot de gewenste UV en temperatuurstabiliteit te komen. De laminatiecyclus bestaat uit 3 delen en is voorgesteld in figuur 3.27 en wordt uitgevoerd in een laminator (figuur 3.26)

In het laminatiegedeelte wordt alle lucht uit de module gehaald terwijl door de stijgende temperatuur de EVA langzaam vloeibaar wordt. De kamers 1 en 2 van de laminator worden vacuüm gezogen. Kraan 1 en 2 zijn open, kraan 3 is dicht.



Figuur 3.26 Principeschema van een laminator voor de productie van fotovoltaïsche modules.

Wanneer de temperatuur 110° C bereikt heeft wordt een druk uitgeoefend op het laminaat door het diafragma. Dit gebeurt door kamer 1 verder vacuüm te zuigen terwijl kamer 2 belucht wordt zodat praktisch 1 atmosfeer druk komt op de sandwich. Hierdoor worden alle holten gevuld met EVA zodat er geen lucht meer in de module is. Kraan 2 wordt gesloten en kraan 3 wordt geopend.



Figuur 3.27 Laminatiecyclus voor de aanmaak van fotonvoltaïsche modules.

Wanneer de temperatuur van 150 ° C is bereikt, zal de vernetting van de EVA starten. Na een tiental minuten wordt een voldoende vernettingsgraad van 80% bereikt. Na deze fase wordt het laminaat afgekoeld, beide kamers belucht en het laminaat uit de laminator gehaald. Kraan 1 wordt gesloten en kraan 2 opnieuw geopend.

stap 5 : plaatsen van kader en connectiedoos

De afwerking van de module bestaat meestal uit het plaatsen van een geanodiseerd aluminium kader rond het laminaat voor een verhoging van de stevigheid en een gemakkelijker montage op een draagstructuur.

Een waterdichte connectiedoos wordt gemonteerd op de achterkant van de module om verdere verbindingen naar andere elementen van het systeem te maken. Ook de 2 “bypass diodes” (zie verder) worden in de connectiedoos geplaatst .

3.2.1.4. Energie-terugverdientijd van kristallijn silicium zonnecelmodules

Indien nauwkeurig alle energie-inputs (kWh) worden opgeteld in de fabricageketen van basisgrondstof tot fotovoltaïsche module dan merkt men dat 70-80 % van de energieinput reeds vervat zit in het Si-substraat voorafgaand aan de vervaardiging van de eigenlijke zonnecel. In totaal per ingekapselde cel (op moduleniveau dus) komt men uit op 6,5 tot 10 kWh per cel van 12,5 cm x 12,5 cm.

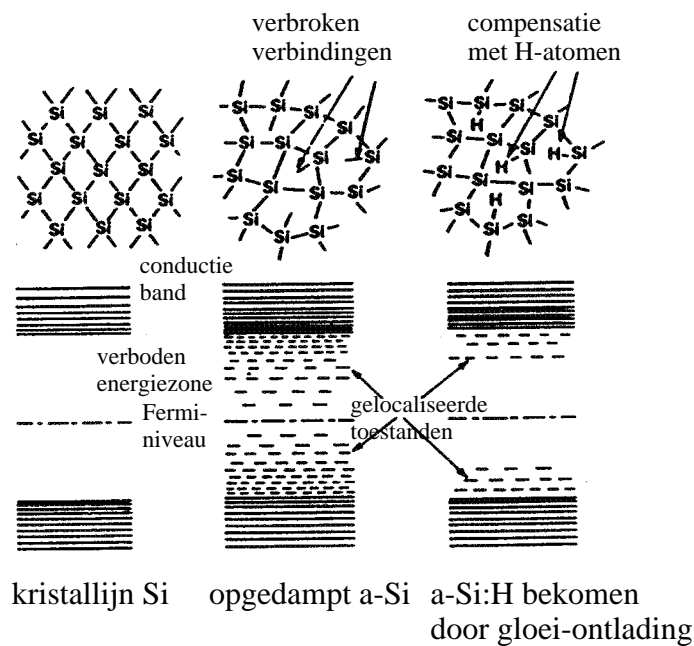
Rekening houdend met deze totale energieinhoud en met de opbrengst van de verschillende soorten kristallijn silicium modules kan men uitrekenen dat de energie-terugverdientijd op dit ogenblik rond 2,5 jaar bedraagt in de zonrijkste gebieden op aarde en 5 jaar in ons klimaat. Op middellange termijn, gelet op de te verwachten vooruitgang van de technologie, kan dit dalen tot 1, respectievelijk 2 jaar.

Gelet op de huidige verwachte levensduur van fotovoltaïsche modules van 25 jaar, kan men dus gerust stellen dat meerdere malen de energie die in zonnecellen wordt gestopt, wordt terugverdiend over de levensduur van zonnecelmodules.

3.2.2. Dunne Film zonnecellen

3.2.2.1. amorf silicium

Een alternatief voor kristallijn silicium is het gebruik van amorf silicium. Amorf silicium (a-Si) bestaat in tegenstelling tot kristallijn silicium uit een netwerk van Si-atomen zonder de orde en de perfecte periodiciteit van het kristalrooster zoals in kristallijn Si. Gevolg daarvan is o.a. dat het materiaal elektronisch niet echt beschikt over een "verboden energiezone". Door de intrinsieke wanorde in het kristalrooster zijn er heel wat Si-atomen die niet hun 4 verbindingen hebben met andere Si-atomen. Door deze "verbroken verbindingen" zijn er veel Si-atomen met een ongepaard elektron op de buitenste schil. Dit veroorzaakt lokaal toegelaten energieniveaus in wat de verboden energiezone zou moeten zijn, die ten gevolge hiervan dan ook niet bestaat. Bijgevolg is het materiaal elektronisch quasi onbruikbaar als dusdanig, temeer daar men door de grote hoeveelheid aan deze gelocaliseerde toestanden niet effectief kan doperen, bijv. om p-n juncties te maken. Pas in 1972 ontstond een doorbraak hierin. D.m.v. een plasma-gloeiontladingstechniek vanuit SiH_4 (silaan) bij 250 °C kon men amorf silicium neerslaan met een aanzienlijke inhoud aan waterstof. Deze waterstof was gebonden met de Si-atomen die ongepaarde elektronen bezitten en zorgde effectief voor een passivatie van de structuur.

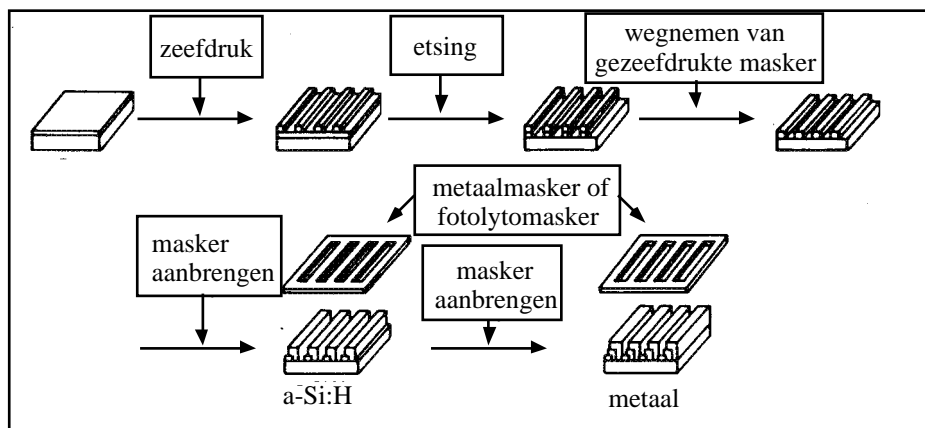


Figuur 3.28 Atomaire verbindingen en bandendiagramma van kristallijn en amorf silicium

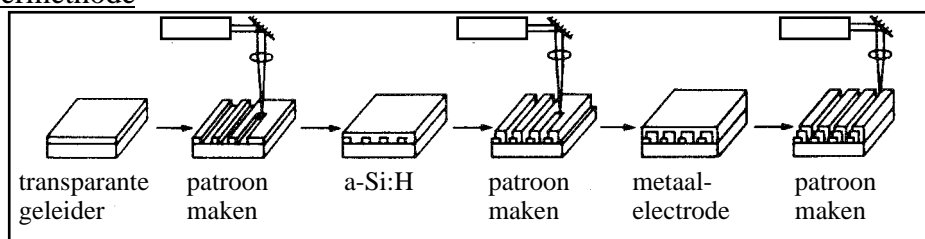
Dit gehydrogeneerd amorf silicium (a-Si:H) bezat veel minder energetische niveaus in een bepaalde energiezone en daardoor kon er terecht worden gesproken over een pseudo-verboden energiezone naar analogie met kristallijn Si. De pseudo-verboden energiezone van a-Si:H bedraagt 1,7 eV, deze van kristallijn Si (c-Si) 1,1 eV. De spectrale gevoeligheid t.o.v. de verschillende lichtgolflengten is dus wel anders. A-

Si:H bezit redelijke elektronische eigenschappen en kan ook n- en p-type gedopeerd worden in-situ door in het gloeiiontladingsproces respectievelijk PH_3 of B_2H_6 aan het SiH_4 -gas toe te voegen. De absorptiecoëfficiënt van a-Si:H is ook 1 tot 2 grootteordes hoger dan deze van c-Si. Daardoor kan er evenveel licht worden geabsorbeerd in 1 micrometer amorf silicium dan in pakweg 30 micrometer c-Si. Voordelen zijn dus: materiaalwinst, vermijden van heel wat tussenstappen door rechtstreeks vanuit de gasfase de actieve film neer te slaan, niet-beperktheid in oppervlakte, lage procestemperatuur (250 °C) en daarom laag energieverbruik bij aanmaak en de mogelijkheid van gebruik van zeer goedkope substraten zoals glas. Er werd ook een continue en eenvoudige procescyclus opgesteld waarbij 3 lagen: een p-type, een niet-gedopeerde(i) en een n-type a-Si:H laag na elkaar in afzonderlijke plasma-gloeiontladingskamers worden neergeslagen op glas, voorzien van een transparante geleidende laag, meestal SnO_x (tinoxide). Het zonlicht wordt binnengelaten langs de glaskant. Er wordt meerdere malen gebruik gemaakt van een laser, zodat op eenzelfde substraat verschillende strips (afzonderlijke cellen) met mekaar in serie kunnen worden geplaatst. Een vereenvoudigd schema van het productieproces is getoond in onderstaande figuur.

metaalmasker of fotolytografiemethode



lasermethode



Figuur 3.29 Fabricageproces van geïntegreerde a-Si:H zonnecellen. (Bron : Y. Hamakawa, ed.; Amorphous semiconductor technologies and devices; in : Japan Annual Reviews in Electronics, Computer & Telecommunications, North-Holland, Amsterdam-New York-Tokyo-Oxford, 1987; vol 22)

Een groot nadeel van amorf silicium is dat door invloed van het licht zelf de elektronische kwaliteit van het materiaal degradeert waardoor het rendement van de amorf-silicium zonnecel niet stabiel is in de tijd. Dit noemt men het zogenaamde Staebler-Wronski effect. Bovendien vertrekt men reeds van een kleiner rendement (bijv. maximaal behaalde rendement op a-Si:H is 13,2 % t.o.v. 24 % voor c-Si) dan in het geval van kristallijn silicium. Bovendien daalt het rendement van dunne filmen sneller als men naar grotere oppervlakken gaat dan in het geval van c-Si. Men kan het Staebler-Wronski-effect wat omzeilen door i.p.v. 1 junctie (p-i-n) meerdere juncties boven mekaar te maken (multiële junctie) of zelfs combinaties van een multikristallijn Si zonnecel met erbovenop een amorf silicium zonnecel. De afzonderlijke juncties zijn dan elk dunner, zodat het Staebler-Wronski-effect minder invloed zal hebben op de collectie van de gegenereerde ladingsdragers. Het fabricageproces wordt wel heel wat complexer. Alles bij mekaar heeft dit ervoor gezorgd dat, ondanks de optimistische voorspellingen rond kostprijs van amorf silicium zonnecellen, het marktaandeel beperkt is gebleven tot zeer laag- en laag-vermogen-toepassingen (polshorloges, rekenmachinetjes, looplampen, kleinere installaties) zijnde in 1996 slechts 13 % van de wereldmarkt (1,7 % is CdTe ; 85,3 % is c-Si).

3.2.2.2. CuInSe_2 en CdTe

Een ander materiaal dat recentelijk wordt onderzocht als kanshebber voor zonnecellen is CuInSe_2 of $\text{Cu}(\text{In,Ga})(\text{S,Se})_2$ of $\text{CdS}/\text{CuInSe}_2$ heterojuncties. Het wordt in dunne film gevormd door coëvaporatie, zeefdruk, electrodepositie of nog andere technieken op glas, reeds voorzien van een metaalcontactlaag. Bovenop de dunne film wordt een ZnO vensterlaag aangebracht, langswaar het zonnelicht wordt binnengelaten. De verboden energiezone ligt rond 1 eV en de absorptiecoëfficiënt van licht in dit materiaal is zeer groot. Het materiaal zou een stabiel zonnecelrendement van rond 17 % geven bij zeer kleine oppervlakken ($0,4 \text{ cm}^2$), maar dit zakt zeer snel naarmate men naar grotere oppervlakken en modules gaat. Het materiaal is zeker belovend qua kostpotentieel maar nog in ontwikkelingsfase. Problemen zijn de beschikbaarheid van bepaalde basisgrondstoffen. Ook zouden niet alle inkapsulatietechnieken op moduleniveau stabiliteit van de metaalcontacten en dus het rendement garanderen.

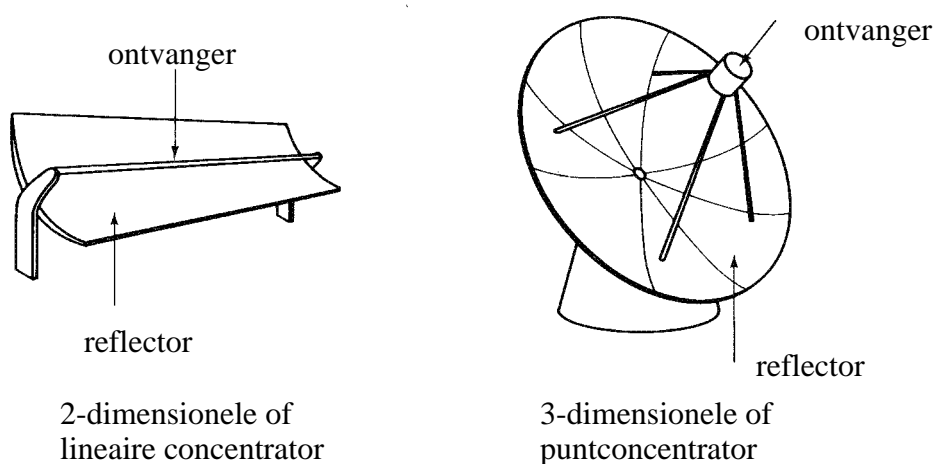
CdTe is ook een kanshebber materiaal, maar zit zowel als CuInSe_2 nog sterk in ontwikkelingsfase. De verboden energiezone bedraagt 1,45 eV. Op een glas substraat wordt een transparante geleidende laag aangebracht (bijv. IndiumTinOxide), daarbovenop wordt een CdS laag gedeponerd. Vervolgens wordt d.m.v. laser ablatie of chemische depositie vanuit de gasfase of zeefdruk of electrodepositie of een sproeitechniek de CdTe-laag gevormd. Het zonnelicht wordt binnengelaten langs de glaszijde. Rendementen tot 16 % werden behaald op 1 cm^2 celoppervlak, maar dit zakt weer zeer sterk terug bij grotere oppervlakken. Voordelen en nadelen van dit materiaal zijn vergelijkbaar met CuInSe_2 , maar een bijkomende moeilijkheid kan de toxiciteit van Cd zijn, bijv. bij ongeval met of afbraak van de modules. Toch worden CdTe zonnecellen reeds aangewend in zakrekenmachinetjes, goed voor 1,7 % van de wereldmarkt van zonnecellen.

3.2.3. Concentrator zonnecellen

Een door sommigen geprezen benadering om de kost van fotovoltaïsche energieopwekking te verlagen is om de zonneceloppervlakte te verkleinen door het zonnelicht te concentreren. Op deze manier wordt de kost van de cellen verplaatst naar de kost van het concentrerend materiaal (spiegels en lenzen) en in bepaalde gevallen de kost van een zonnevolgsysteem. In het algemeen is het immers zo dat hoe hoger de concentratiefactor is, hoe kleiner de acceptatiehoek is van het systeem voor het zonnelicht. Vanaf een bepaalde concentratiefactor (lichtvangend oppervlak, gedeeld door de oppervlakte aan zonnecellen) moet bijgevolg de zon gevolgd worden, eerst 1-dimensionaal (seizoensinstelling), maar bij nog grotere concentratiefactoren zeker ook 2-dimensionaal (dagbeweging). Het is bijgevolg ook duidelijk dat slechts directe zonne-instraling kan geconcentreerd worden en niet het verstrooide zonnelicht bij bewolkte hemel (diffuus licht).

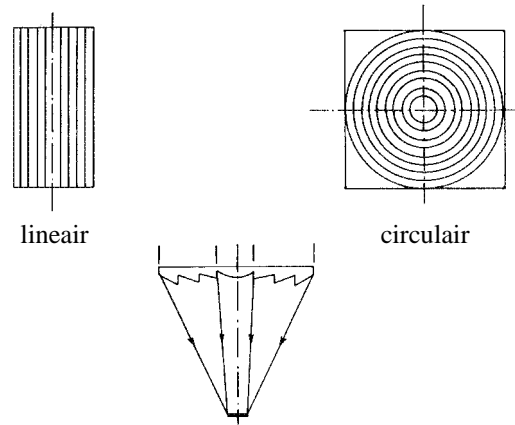
Aangezien bij concentratie de zonnelichtintensiteit ter hoogte van de zonnecel zeer hoog kan zijn, moet men in bepaalde gevallen passief (koelvin) of zelfs actief (waterkoeling) gaan koelen om te vermijden dat het rendement van de zonnecellen te zeer zou verminderen.

Naast concentratoren met lage concentratiefactor, bijvoorbeeld recente ontwikkelingen in Australië waarbij glazen leien en pannen worden ontwikkeld die het zonnelicht concentreren op een klein oppervlak aan cellen (concentratiefactor < 5), kan men bij de systemen met hoge concentratiefactor voornamelijk 2 types onderscheiden, namelijk de 1-assige of lineaire concentrator en anderzijds de 2-assige of puntconcentrator. Van beide types wordt hieronder een afbeelding getoond.



Figuur 3.30 lineaire en punt-concentratoropstellingen (Bron : [6]).

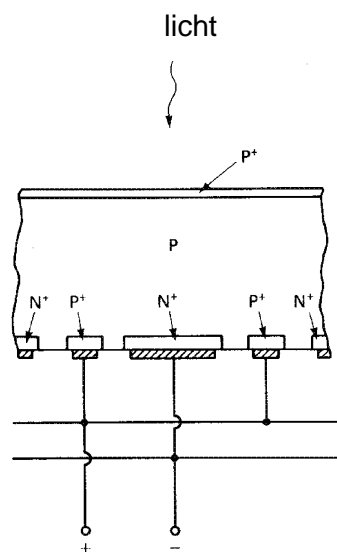
Zowel 1-assige als 2-assige concentratoren kunnen ook i.p.v. met spiegels (reflectie), gerealiseerd worden met lenzen (diffractie), de zogenaamde Fresnel lens concentratoren, waarvan hieronder een afbeelding.



Figuur 3.31 Fresnellens-concentrator. (Bron: [2])

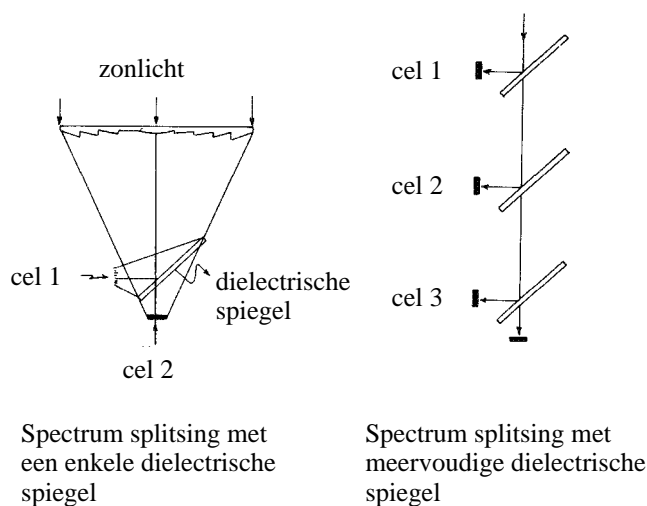
De zonnecellen die gebruikt worden in deze concentratoren mogen van het duurdere type zijn, omdat in de totale kost per m^2 systeem de zonnecelkost gedeeld wordt door de concentratiefactor. Meestal gebruikt men hoogrendements silicium zonnecellen die wel een grotere metaalcontactbedekking hebben dan 1-zon zonnecellen om het compromis te optimaliseren tussen serieweerstandsverlies en beschaduwingsverlies. Dit is logisch aangezien de zonnecellen grotere stromen moeten voeren (evenredig met de concentratiefactor). Ook kunnen bijvoorbeeld zogenaamde "point-contact" monokristallijn silicium zonnecellen worden gebruikt. Dit zijn zonnecellen uit zeer hoogwaardig Si, waarbij beide metaalcontacten (p en n) aan dezelfde kant liggen en het zonnelicht dus kan invallen zonder beschaduwing door metaalvingers. Het betreft hier echter een dure technologie op dure Si-substraten.

Ook zeer dure GaAs-zonnecellen zouden gebruikt kunnen worden, omdat deze een hoger rendement hebben en een lagere temperatuursgevoeligheid. De verboden energiezone van GaAs bedraagt ongeveer 1,42 eV en heeft dus ook een andere spectrale gevoeligheid dan Si.



Figuur 3.32 Principeschets van een puntcontact-zonnecel. (Bron: [6])

Men zou dan nog een stapje verder kunnen gaan en een GaAs zonnecel tesamen met een Si-zonnecel gaan gebruiken in tandem configuratie of "gesplitst spectrum" configuratie, zoals in figuur 3.33 getoond. Bij tandem configuratie is het idee om het meer energetisch gedeelte van het zonlicht (kortere golflengten en dus hoogenergetische fotonen) te absorberen in GaAs, wat half doorlatend is voor de langere golflengtes die dan in de silicium-zonnecel kunnen omgezet worden. Bij "gesplitst spectrum" werkt men met halfdoorlatende spiegels die het juiste spectrumgedeelte dirigeren naar de zonnecel met de beste gevoeligheid voor die spectrumband.



Figuur 3.33 Schema van de opstellingen voor het splitsen van het zonlicht-spectrum met behulp van halfdoorlatende spiegel. (Bron: [2])

Nadelen van concentratiesystemen zijn:

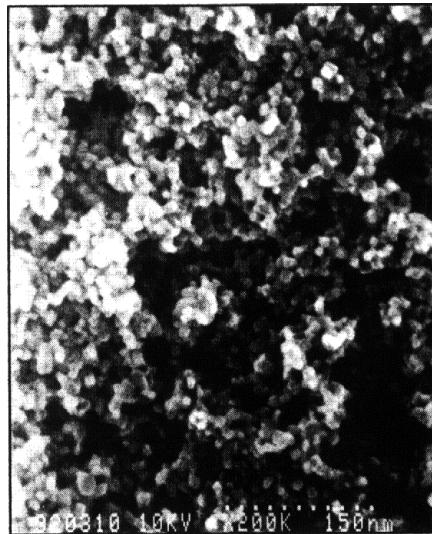
- alleen direct licht kan geconcentreerd worden en bijgevolg is een dergelijk systeem slechts zinvol in klimaten met een grote proportie aan direct zonlicht
- het systeem verliest zijn eenvoud (koeling), zeker bij zonnevolgsystemen en vandaar dat het zeker niet onderhoudsvrij is. Getraind personeel is noodzakelijk, wat soms een moeilijkheid vormt in ontwikkelingslanden.
- concentratie is enkel interessant op korte termijn. Immers, naarmate de kostprijs van de zonnecellen verder zal dalen, zal de winst die men maakt door zonneceloppervlak te vervangen door spiegels en lenzen niet meer opwegen tegen de bijkomende optische verliezen van reflectie, absorptie en hogere werkingstemperatuur in een concentratiesysteem.

Geen wonder dus dat in 1996 concentratiesystemen minder dan 1% van de fotovoltaïsche wereldmarkt uitmaakten.

3.2.4. Organische cellen

De zonnecellen, tot nu toe besproken zijn steeds vervaardigd met behulp van anorganische componenten (Si, GaAs, Koper-Indium Selenide, ...). Om de kostprijs van fotovoltaïsche energie verder te reduceren zouden ook organische stoffen kunnen gebruikt worden ("plastieken zonnecellen"). Een veelheid van fotogevoelige organische stoffen komt hier in principe voor in aanmerking. Omdat de beweeglijkheid van de ladingsdragers in zulke materialen echter veel kleiner is dan in de frequent gebruikte anorganische materialen, worden deze cellen vaak gekenmerkt door een lage kortsluitstroom en een hoge serieweerstand, wat de vulfactor dan weer ongunstig beïnvloedt. Men heeft er dan ook alle belang bij de exces-ladingsdragers zo dicht mogelijk bij de collecterende junctie te genereren. Dat betekent echter dat de laagdikten zeer klein zijn, wat dan weer zou leiden tot verlies door licht dat helemaal niet geabsorbeerd wordt.

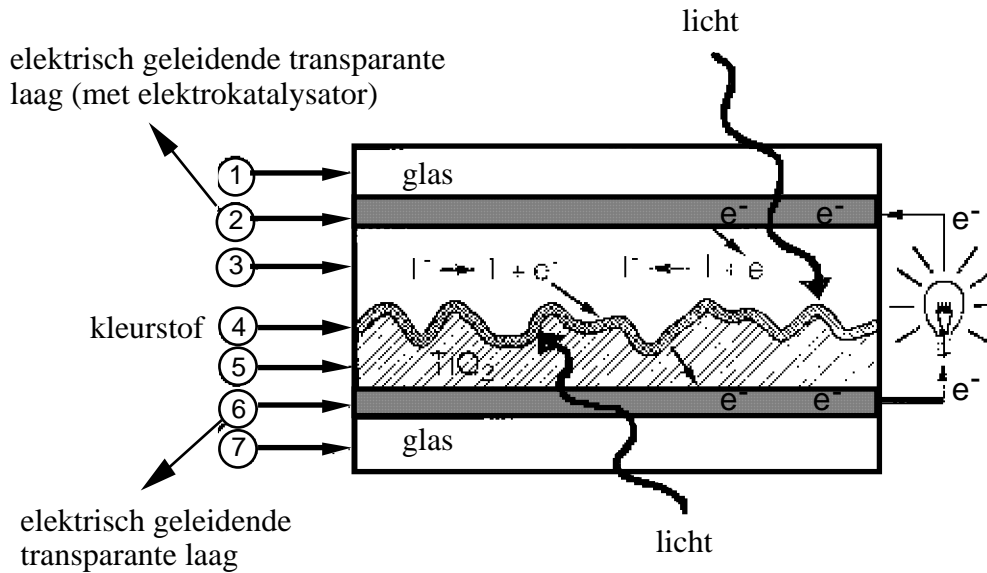
Om uit dit moeilijk compromis te geraken werd er recent door Professor Grätzel een cel ontwikkeld, waarbij de fotogevoelige laag (een Ruthenium dicarboxy-bipyridyl complex) slechts één moleculaire laag dik is. Om ervoor te zorgen dat de lichtabsorptie toch voldoende hoog is, wordt deze laag echter aangebracht op een poreus laagje TiO_2 . De porositeit van dit laagje zorgt ervoor dat het effectief oppervlak met een factor 10^5 vergroot wordt ! (zie figuur 3.34).



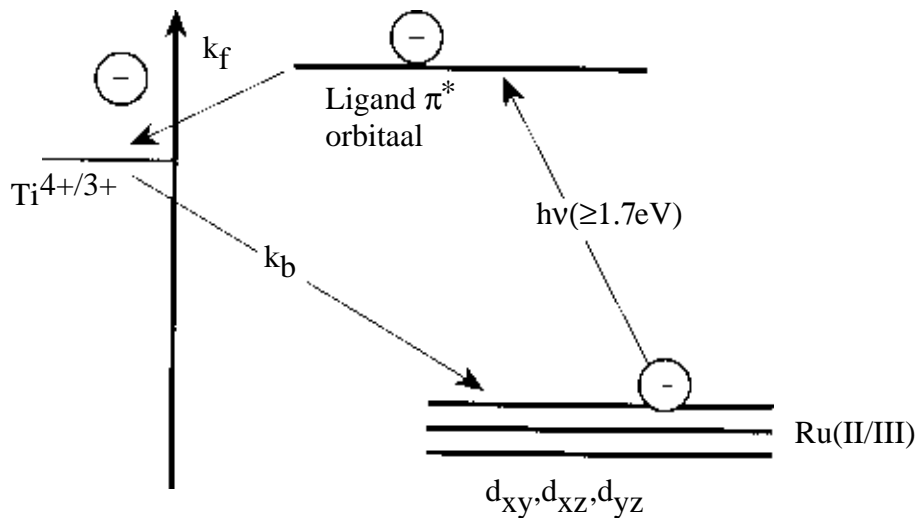
Figuur 3.34 Electronenmicroscop-opname van nano-kristallijn TiO_2 . De gemiddelde afmeting van een deeltje is 15 nm (Bron. MRS Bulletin, Vol. XVIII, 10).

Schematisch kan de cel en het proces worden voorgesteld zoals in figuur 3.35 en 3.36. Het proces om zulke cel te realiseren is zeer eenvoudig en vereist geen hogetemperatuurstappen of dure vacuümapparatuur. Op elektronisch niveau kan het omzettingsproces vrij eenvoudig begrepen worden. Een elektron van het Ru-atoom in het organische complex wordt geëxciteerd door een geabsorbeerd foton. Dit elektron wordt dan in de conductieband van het TiO_2 geïnjecteerd en kan naar een uitwendige belasting gevoerd worden. Om de kring te sluiten moet echter het geëxciteerde elektron dat van de organische stof in het TiO_2 geïnjecteerd werd, terug aangevoerd

worden. Omwille van het poreuze karakter is het echter niet mogelijk dit te doen via een klassiek metaal contact. In de Grätzel-cel gebeurt dit via een elektrolytische oplossing die waterstofiodide bevat.



Figuur 3.35 Schematische doorsnede van de Grätzel-cel : 1-7 : Glasplaat, 2-6 : Transparante geleidende lagen, 5 : Colloïdaal TiO_2 -membraan, 3 : Elektrolyet met het I/I^- -redox couple (Bron. MRS Bulletin, Vol. XVIII, 10).



Figuur 3.36 Voorstelling van de ladingsscheiding aan het TiO_2 -oppervlak. Het optisch geëxciteerde elektron wordt via de organisch groep in het poreus TiO_2 geïnjecteerd. (Bron. MRS Bulletin, Vol. XVIII, 10).

Op deze manier werden cellen vervaardigd die een omzettingsrendement van 8-10% bezitten. Nochtans blijven er nog heel wat vragen open ; vragen die opgelost moeten worden alvorens dit type cel een industriële doorbraak kan kennen. Zo is er vooreerst de stabiliteit van de fotogevoelige laag, die degradeert door de aanwezigheid van het elektrolyet. Bovendien stelt de aanwezigheid van het elektrolyet nogal wat praktische problemen. Vooreerst kan de vloeistof weglekken, wat de werking van de cel zou blokkeren. Bovendien vermindert de beweeglijkheid van de ionen bij lagere temperatuur, hetgeen de serieweerstand doet toenemen. Aangezien de cel bij alle weersomstandigheden zou moeten blijven functioneren, is het bevriezen van het elektrolyet bij lage temperatuur en vooral het koken bij hoge temperatuur ($T > 70\text{ }^{\circ}\text{C}$) zijn goed mogelijk in de module tijdens een zonnige zomerdag) uiteraard ongewenst.

3.3. ASPECTEN VAN DE WERKING VAN FOTOVOLTAÏSCHE MODULES ONDER REËLE OMSTANDIGHEDEN

3.3.1. Karakteristiek van een fotovoltaïsche module

Een standaard fotovoltaïsche module bestaat typisch uit 36 cellen in serie. Dit om een eenvoudige koppeling met loodzuurbatterijen mogelijk te maken (zie hoofdstuk 4). Met de opkomst van het gebruik van netgekoppelde fotovoltaïsche systemen geldt deze regel echter niet langer en worden vaker grotere modules gebruikt (72 of meer cellen in serie) waardoor productie- en installatiekosten verminderd kunnen worden.

Figuur 3.37 toont de technische specificaties van een commercieel beschikbaar standaard fotovoltaïsche module.

Een fotovoltaïsch veld bestaat uit een serie- en parallelschakeling van zonnecellen. Het equivalent circuit van een fotovoltaïsch veld kan daarom worden voorgesteld als een netwerk van equivalente circuits van zonnecellen (zie het 2-diode model in paragraaf 3.1).

Voor een eerste orde berekening op een homogeen fotovoltaïsch veld dat tevens homogeen belicht wordt, kan men echter gebruik maken van een eenvoudig 1-diode model waarvan de parameters afgeleid zijn van het 1-diode model op celniveau:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(q \cdot (V + I \cdot R_s) / (N_{cs} \cdot \gamma \cdot k \cdot T_c) \right) - 1 \right] - (V + I \cdot R_s) / R_p$$

met hierin :

- I = de stroom geleverd door de module [A]
- V = de spanning aan de klemmen van de module [V]
- I_L = de fotostroom [A], afhankelijk van T_c en zonne-instraling
- I_0 = de donkerstroom [A], afhankelijk van T_c
- R_s = de schijnbare serieweerstand van het moduleveld [Ω]
- R_p = de schijnbare parallelweerstand van het moduleveld [Ω]
- q = de lading van een electron = $1.602 \cdot 10^{-19}$ C
- k = de constante van Boltzmann = $1.381 \cdot 10^{-23}$ J/K
- γ = de kwaliteitsfactor van de diode, begrepen tussen 0 en 1
- N_{cs} = het aantal cellen in serie
- T_c = de effectieve celtemperatuur [K]

De fotostroom is afhankelijk van de zonne-instraling en de celtemperatuur en kan bepaald worden op basis van de gegeven waarde onder referentieomstandigheden:

$$I_L = (G / G_{ref}) \cdot [I_{L_{ref}} + \mu_{Isc} \cdot (T_c - T_{c_{ref}})]$$

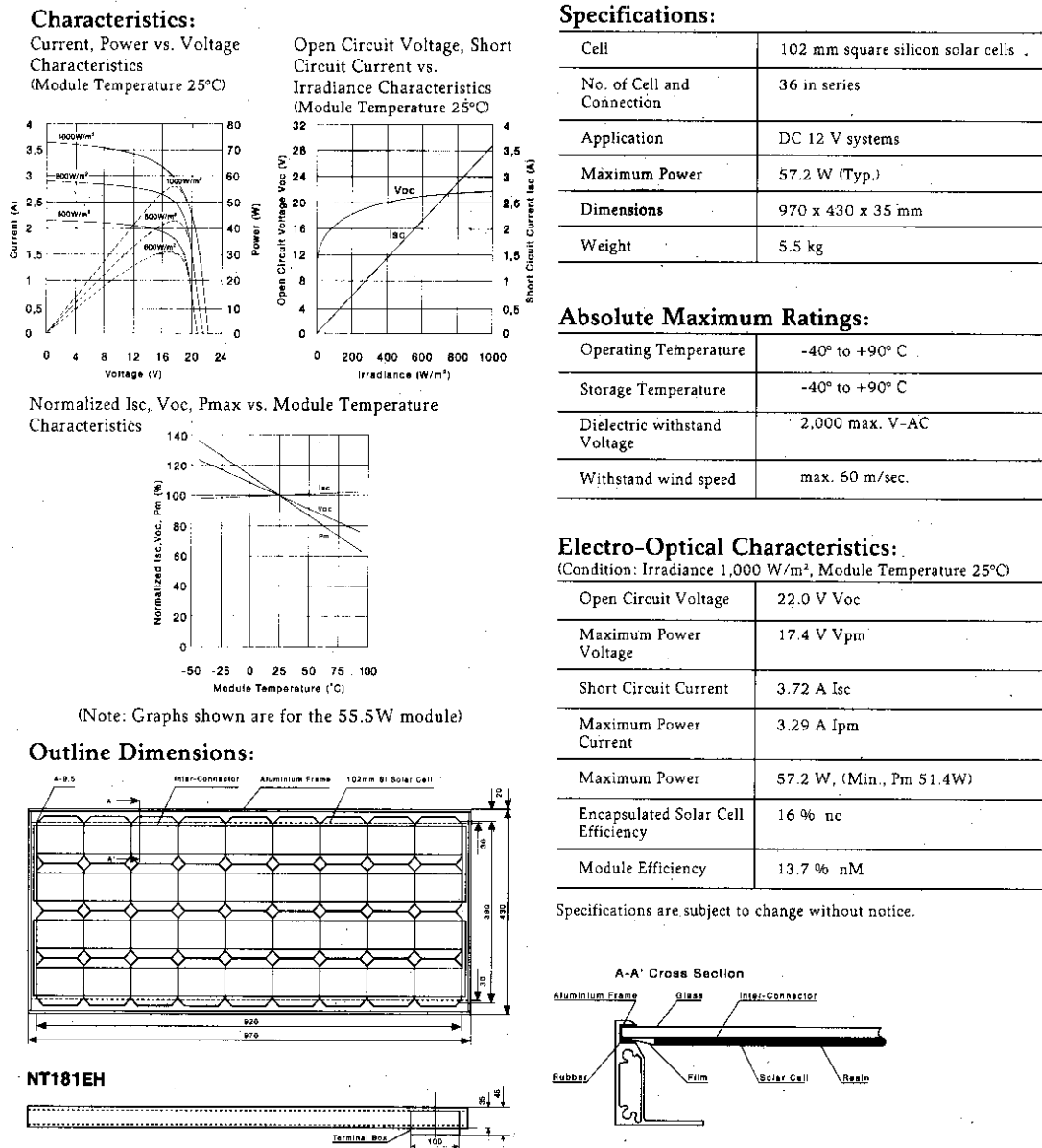
- met : G en G_{ref} = de effectieve en de referentie instraling [W/m^2]
- T_c en $T_{c_{ref}}$ = de effectieve en de referentie temperatuur van de cellen [K]
- μ_{Isc} = de temperatuurscoëfficiënt van de fotostroom [A/K]

De donkerstroom wordt verondersteld te wijzigen met de temperatuur volgens:

$$I_0 = I_{0ref} (T_c / T_{c,ref})^3 \cdot \exp [(q \cdot E_g / \gamma \cdot k) \cdot (1 / T_{c,ref} - 1 / T_c)]$$

met : E_g = de verboden energiezone (1,12 eV voor kristallijn silicium)

De verschillende parameters van dit model kunnen bepaald worden aan de hand van metingen zodat dit model in een tweede fase kan gebruikt worden voor simulaties naar opbrengstberekeningen toe.



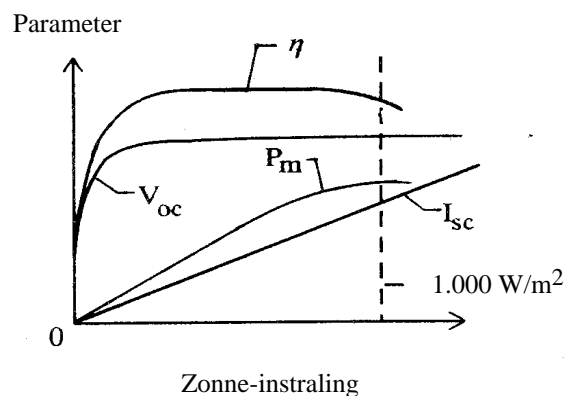
Figuur 3.37 Technische specificaties van een standaard fofovoltaïsche module (Bron: productbrochure Sharp)

3.3.2. Piekvermogen of Wattpiek

Het nominaal vermogen van een zonnecel of een fotonvoltaïsche module wordt opgemeten onder internationaal gespecificeerde testcondities (STC, Standard Test Conditions). Deze condities omvatten : 1000 W/m^2 instralend vermogen bij AM1,5 lichtspectrum (zie ook hoofdstuk 2) en $25 \text{ }^\circ\text{C}$ celtemperatuur. Dit nominaal vermogen van de zonnecel of de module(s) wordt algemeen uitgedrukt in Wattpiek, afgekort W_p , of piekvermogen. Een 55 W_p module levert dus bij de gespecificeerde STC-condities een uitgangsvermogen van 55 Watt (in het maximum vermogen punt van de karakteristiek). Het woord “piek” in de termen Wattpiek of piekvermogen is ietwat verwarrend omwille van het feit dat bij lagere celtemperaturen of hoger instralingsvermogen (dan de STC-situatie), het uitgangsvermogen van de zonnecel of module(s) het in W_p aangegeven nominaal vermogen kan overschrijden. De verklaring hiervoor is te vinden in de hieropvolgende paragrafen.

3.3.3. Instralingsafhankelijkheid

Gebaseerd op het mathematisch model kan men afleiden dat de stroom lineair toeneemt met de zonne-instraling. Het maximaal vermogen vertoont hetzelfde gedrag, doch zal bij fotonvoltaïsche modules met een hoge interne weerstand minder stijgen bij hoge instralingsniveaus. De openketen spanning is logaritmisch afhankelijk van de instraling. Figuur 3.38 toont deze afhankelijkheden.



Figuur 3.38 De afhankelijkheid van de moduleparameters van de zonne-instraling is gegeven voor een bepaalde temperatuur. (Bron: [5])

3.3.4. Temperatuursafhankelijkheid

Uit de formules van paragraaf 3.1 kan afgeleid worden dat de openketen spanning van een zonnecel daalt met $2,3 \text{ mV}$ per graad Celsius. Dit komt overeen met een relatieve temperatuurscoëfficiënt van ongeveer $-0,5\%$ per graad Celsius. De kortsluitstroom stijgt lichtjes bij toenemende celtemperatuur, een relatieve temperatuurscoëfficiënt van $0,05\%$ per graad celsius, ten gevolge van een kleinere verboden energiezone en bijgevolg een hogere absorptie.

De invloed van de celtemperatuur op de modulekarakteristiek is weergegeven in figuur 3.39.

De celtemperatuur zelf kan experimenteel bepaald worden en is afhankelijk van de zonne-instraling, de omgevingstemperatuur, de windsnelheid en de wijze waarop de module is opgesteld. Een eenvoudig thermisch model kan worden opgesteld waarin k [$W/(m^2.K)$] de thermische verliesfactor voorstelt:

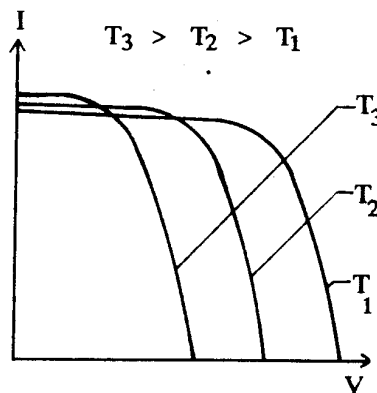
$$k = F_c + F_v \cdot v_w$$

$$\Delta T = G_1 / k$$

met

- F_c = een constante factor [$W/(m^2.K)$]
- F_v = een factor afhankelijk van de windsnelheid [$W/(m^2.K.m/s)$]
- v_w = de windsnelheid [m/s]
- G_1 = de zonne-instraling [W/m^2]
- ΔT = de opwarming van de cellen t.o.v. de omgevingstemperatuur t.g.v. de zonne-instraling [K]

Voor een fotovoltaïsch veld dat vrij is opgesteld, zijn typische k waarden van $29 W/(m^2.K)$ vastgesteld. Voor een gebouwgeïntegreerde opstelling is deze waarde echter sterk afhankelijk van de ventilatiewijze, de isolatie enz. Een typische k -waarde voor een gevelgeïntegreerd systeem is $13 W/(m^2.K)$.



Figuur 3.39 De I-V karakteristiek is getekend voor 3 verschillende temperaturen. (Bron: [5])

3.3.5. Hoekafhankelijkheid

In principe kan de hoeveelheid ingestraald vermogen op een vlak in functie van de invalshoek eenvoudig bepaald worden met behulp van een cosinusregel. In werkelijkheid wordt de hoeveelheid invallend lichtvermogen op de fotovoltaïsche cellen echter nog verzwakt ten gevolge van reflectieverliezen aan het glas- en zonneceloppervlak. De reflectieverliezen zijn zelf ook functie van de invalshoek.

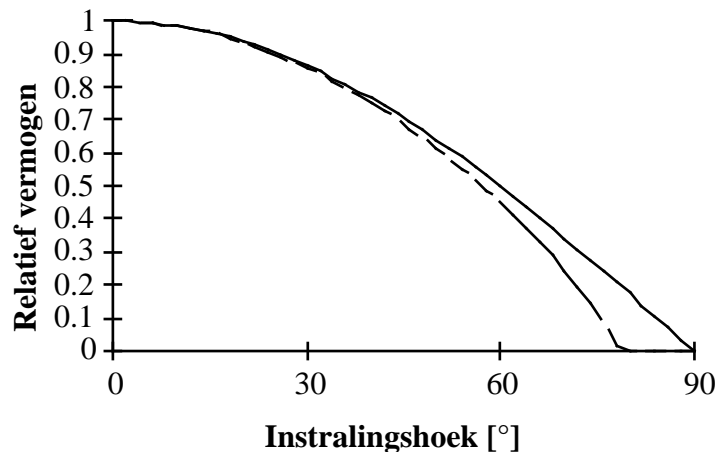
In theorie kunnen deze verliezen bepaald worden met behulp van de wetten van Fresnel. In de praktijk worden ze vaak gekarakteriseerd door de IAM parameter ("Incidence Angle Modifier") die afhankelijk is van slechts één parameter b_0 :

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \cdot (1/\cos i - 1)$$

met

$i =$ de instralingshoek ten opzichte van de loodrechte op het vlak van de modules

Voor thermische berekeningen wordt de factor b_0 vaak een waarde van 0,1 gegeven, voor een fotovoltaïsch module waar de binnenzijde van het glas in contact is met de zonnecel, is deze parameter ongeveer 0,05. Figuur 3.40 toont de relatieve verzwakking van het vermogen van een fotovoltaïsche module ten gevolge van de hoek van instraling aan de hand van de cosinusregel en tevens gecorrigeerd naar de reflectieverliezen.



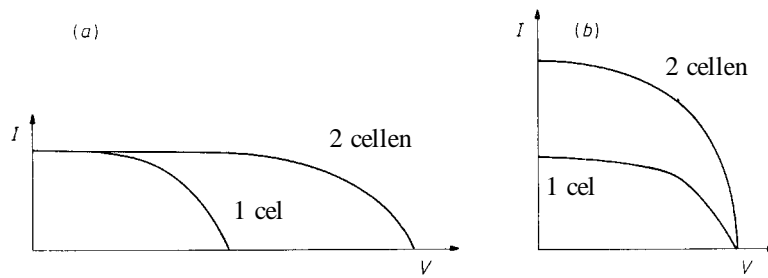
Figuur 3.40 De invloed van de hoek van instraling op het vermogen van een fotovoltaïsche module wordt gegeven. De streeplijn toont de correctie voor reflectieverliezen (IAM).

3.3.6. Serie- en parallelschakeling

Serie- en parallelschakeling van 2 cellen

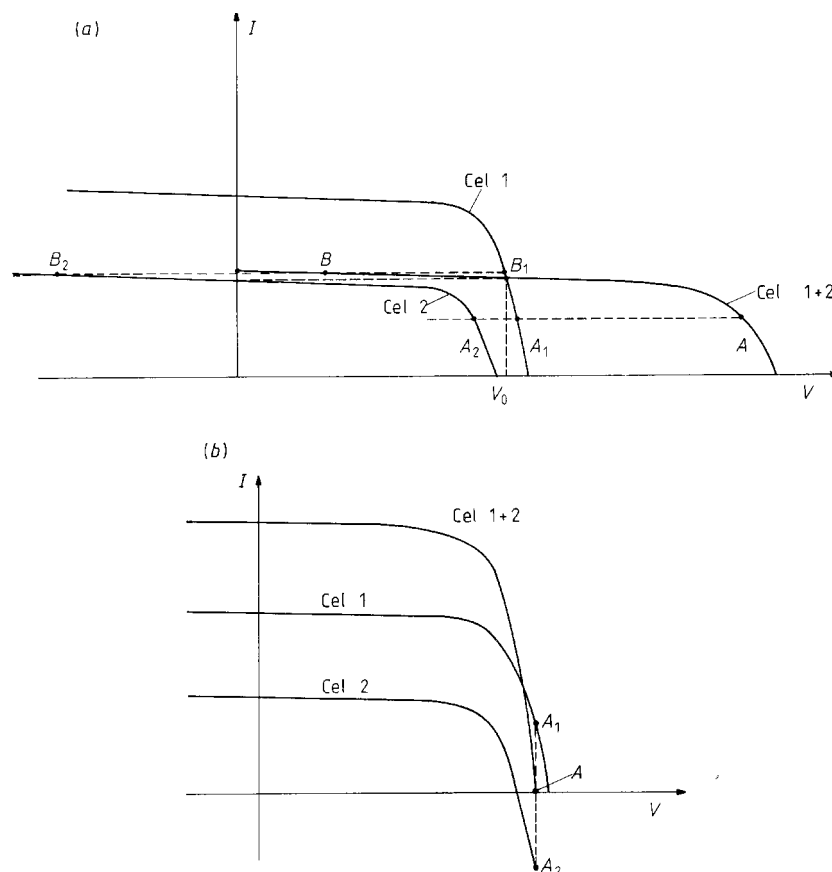
De I-V curve van de serieschakeling van cellen wordt bekomen door de spanningen van elk van de cellen op te tellen, voor elke stroomwaarde. Omgekeerd levert de optelling van de verschillende stromen bij elke spanning de globale I-V curve van een parallelschakeling van zonnecellen.

In het geval van twee identieke cellen wordt de serie- en parallelschakeling weergegeven in figuur 3.41; het maximale vermogen gegenereerd door de 2 cellen is de som van het vermogen van elk van de cellen. Voor de serie- en parallelschakeling zijn de optimale spanning en stroom de som van respectievelijk de optimale spanningen en stromen.



Figuur 3.41 Serie- (a) en parallelschakeling (b) van identieke zonnecellen. (Bron: [2])

Voor zonnecellen met een verschillende kortsluitstroom is de situatie meer complex. Een verschil in kortsluitstroom kan zijn oorzaak vinden in een productieverschil maar kan ook veroorzaakt zijn door beschaduwing van één van de cellen. De serie- en parallelschakeling van twee niet-identieke cellen wordt getoond in figuur 3.42 door middel van de I-V curve. Voor de serieschakeling (Figuur 3.42 (a)) worden twee werkingpunten op de globale curve getoond, samen met de overeenkomstige curves op de individuele celkarakteristieken. Het blijkt duidelijk dat voor spanningen $V < V_0$, de cel met de laagste kortsluitstroom een belasting vormt voor de andere cel.



Figuur 3.42 Serie- (a) en parallelschakeling (b) van niet-identieke zonnecellen. (Bron: [2])

De spanning over de zwakste cel wordt negatief en er ontstaat een groot koppelverlies. De totale stroom wordt bepaald door de zwakste cel terwijl de spanning ongeveer overeenkomt met de spanning van serieschakeling van twee evenwaardige cellen. Het totaal gegenereerde vermogen van de twee gekoppelde verschillende cellen is dus veel lager dan het gegenereerde vermogen van elk van de cellen afzonderlijk. Dergelijke koppelverliezen dienen vermeden te worden. Daarom moet er aandacht aan besteed worden dat de kortsluitstromen van seriegeschakelde zonnecellen en modules weinig verschillen.

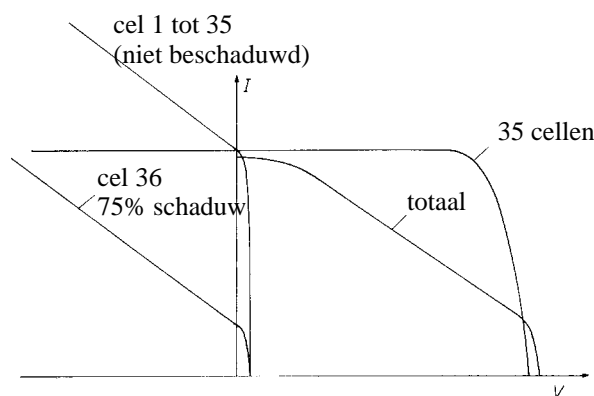
De parallelschakeling van niet-identieke cellen levert echter geen probleem zoals aangegeven in figuur 3.42 (b). Het totale gegenereerde vermogen is bijna gelijk aan de som van de individuele vermogens omdat de spanning veel minder afhankelijk is van de belichtingsintensiteit dan de stroom.

Moduleverliezen in het geval van 1 beschaduwde cel

Zoals reeds vermeld is de grootste oorzaak van koppelverliezen de partiële beschaduwing van fotovoltaïsche modules in werkelijke omstandigheden. Gunstig ten opzichte van de situatie getoond in de vorige paragraaf, is echter dat zonnecellen in realiteit een grotere lekstroom hebben dan is aangegeven in figuren 3.41 en 3.42.

De lekstroom, in het equivalent schema van de zonnecel vertegenwoordigd door de parallelweerstand, vermindert het individuele celrendement doch maakt de fotovoltaïsch module minder gevoelig voor verschillen tussen de individuele cellen en beschaduwing.

Dit wordt getoond in figuur 3.43 door de I-V curve van een module dat 35 identieke niet-beschaduwde cellen en één cel die voor 75% beschaduwd is, bevat. De totale I-V curve wordt bekomen door eerst de 35 identieke individuele celkarakteristieken op te tellen wat resulteert in de "35 cellen" curve (voor elke stroomwaarde worden de individuele spanningen opgeteld). Vervolgens wordt hierbij de I-V curve van de beschaduwde cel geteld, de kortsluitstroom hiervan is 25% van de kortsluitstroom van de niet-beschaduwde cellen, wat resulteert in de totale I-V curve.



Figuur 3.43 De I-V curve van een module met typische lekstroom waarvan 1 cel beschaduwd is. (Bron: [2])

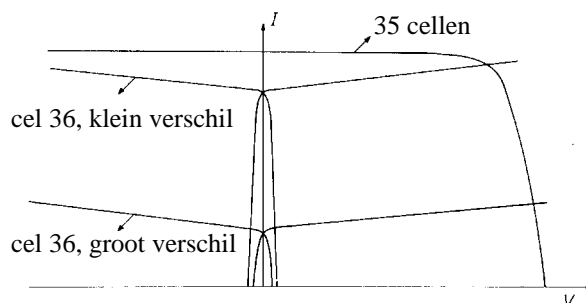
In figuur 3.43 wordt een typische lekstroom van industrieel vervaardigde zonnecellen verondersteld. De lekstroom veroorzaakt een grote helling bij $V=0$ voor elke individuele cel; wanneer de cellen in serie geschakeld worden, wordt deze helling echter gedeeld door het aantal cellen in serie. Figuur 3.43 toont duidelijk dat door de lekarakteristiek, de kortsluitstroom van de module niet langer bepaald wordt door de kortsluitstroom van de beschaduwde cel, zoals het geval is wanneer geen lekstroom aanwezig is. Wanneer er geen lekstroom was zou in het hier beschreven geval het modulevermogen gedaald zijn tot ongeveer 25%, terwijl dit verlies nu veel kleiner is. Om deze reden wordt in industriële zonnecellen steeds een zekere lekstroom geduld

"Hot spot" vorming of "lokale opwarming in de fotovoltaïsche module"

Koppelverschillen kunnen niet enkel grote vermogenverliezen veroorzaken, ze kunnen er ook voor zorgen dat een module ernstig beschaduwd wordt. Zoals beschreven in de vorige paragraaf zal een beschaduwde zonnecel zich gedragen als een belasting voor de overige cellen in de serieschakeling. Het vermogen gegenereerd in de niet-beschaduwde cellen zal dan gedissipeerd worden in de zwakste cel. Dit kan leiden tot een aanzienlijke temperatuursverhoging die zeer lokaal kan zijn. Dit wordt dan een "hot spot" of "lokale opwarming" genoemd. In een dergelijke situatie kan de temperatuur zo hoog oplopen dat de module-inkapseling ernstig en irreversibele beschadigd kan worden.

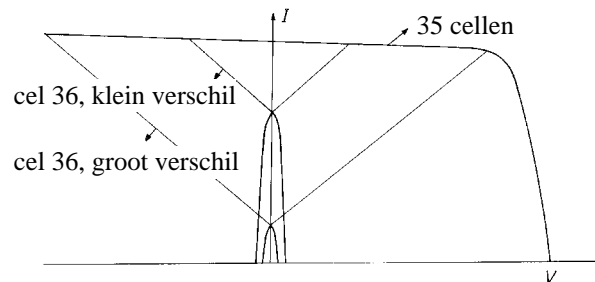
De meest kritieke situatie treedt op voor een kortgesloten module omdat in dat geval het volledige gegenereerde vermogen intern moet gedissipeerd worden. We veronderstellen een module die bestaat uit 35 identieke en één zwakkere cel in serie. De hoeveelheid gedissipeerd vermogen wordt bepaald door de koppelverschillen en door de lekstroom van de cellen.

Figuur 3.44 geeft het geval weer van cellen met een kleine lekstroom. De karakteristiek van de beschaduwde cel is getekend voor het geval van een groot en een klein koppelverschil. Daar de module kortgesloten is ($V_{\text{module}} = 0$) kan het gedissipeerde vermogen in de zwakke cel gevonden worden door de I-V curve van die cel te spiegelen over de I-as en de intersectie hiervan met de curve van de 35 in serie geschakelde identieke cellen te bepalen. Het gedissipeerde vermogen is het product van stroom en spanning op die plaats.



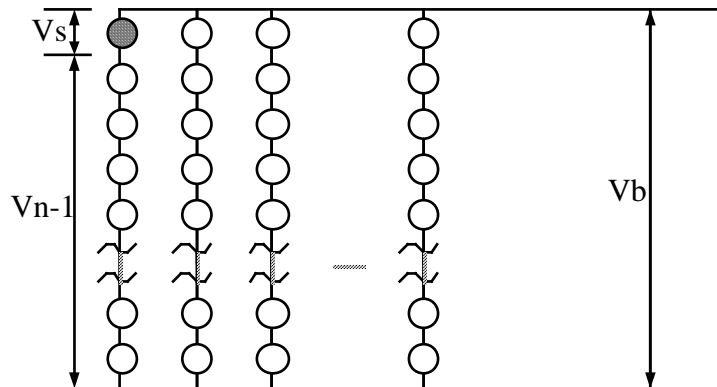
Figuur 3.44 Interne I-V curve en vermogendissipatie voor een kort gesloten module met cellen met een kleine lekstroom. (Bron: [2])

Figuur 3.44 toont dat het gedissipeerde vermogen groter is voor kleine koppelverschillen dan voor grote in het geval van kleine lekstromen. Daartegenover toont figuur 3.45 dat voor cellen met een grote lekstroom, het meeste vermogen zal gedissipeerd worden in het geval van een sterk beschaduwde cel. Omdat grote koppelverschillen minder waarschijnlijk zijn dan kleine, zal het probleem van de lokale opwarming in de module daarom minder accuut zijn voor cellen met een grote lekstroom.



Figuur 3.45 Interne I-V curve en vermogendissipatie voor een kort gesloten module met cellen met een grote lekstroom. (Bron: [2])

In figuur 3.46 is een typische serie- en parallelschakeling van zonnecellen weergegeven. Wanneer één van de cellen in een serie beschaduwd wordt, kunnen hoge spanningen over deze cel komen te staan, afhankelijk van de spanning van de DC-bus en de lekweerstand van de cellen.



Figuur 3.46 Een typische "lokale opwarming" of "hot spot" situatie wordt getoond. (Bron: [3])

In tabel 3.1 worden typische waarden hiervan gegeven voor een systeem met batterij en fotovoltaïsch veld voor twee verschillende batterijspanningen.

| 24 V _{DC} systeem, N = 80 | | | 240 V _{DC} systeem, N = 640 | | |
|------------------------------------|------------------|----------------|--------------------------------------|------------------|----------------|
| V _b | V _{n-1} | V _s | V _b | V _{n-1} | V _s |
| 24 | 40 | -16 | 240 | 320 | -80 |
| 30 | 40 | -10 | 300 | 320 | -20 |

Tabel 3.1 Typische waarden voor spanningen over een cel in "hot-spot" omstandigheden, voor een hoog- en een laagspanningssysteem en voor telkens twee spanningen aan de DC-bus. V_{n-1} is hierbij de spanning over alle niet-beschaduwde cellen van de serieschakeling, V_s is de spanning over de beschaduwde cel, V_b is de spanning aan de DC-bus en N is het aantal zonnecellen in serie.

Om het 'hot-spot'-verschijnsel te minimaliseren worden vaak parallelldiodes of zogenaamde 'by-pass diodes' geplaatst over een aantal cellen in serie; typisch 18 of 36 cellen. In een normale werking zullen deze diodes geen rol spelen omdat ze een omgekeerde polariteit hebben. In lokale opwarmingscondities zullen zij er voor zorgen dat de maximale spanning over een beschaduwde cel beperkt wordt door het aantal cellen dat over deze parallelldiode staat.

3.3.7. Bekabeling van een fotovoltaïsch veld

Ohmse verliezen treden op in de bekabeling van het fotovoltaïsche veld. Deze verliezen kunnen eenvoudig uitgerekend worden uitgaande van de resistiviteit van koper. Hoe hoger de gebruikte DC spanning van het fotovoltaïsch veld, hoe minder groot deze verliezen zullen zijn.

Er kan een maximaal toelaatbare spanningsval over de bekabeling gedefinieerd worden als het spanningsverschil tussen de minimale voedingsspanning en de minimale spanning die de gebruiker eist. Voor een typisch klein systeem van fotovoltaïsche module, batterij en fluorescentie lamp bedraagt deze maximaal toelaatbare spanningsval 1,5 V (11,5 V min 10,0 V).

Op basis van de maximaal toelaatbare spanningsval die bepaald is, kan men de minimale doorsnede van de te gebruiken kabels berekenen met de hieronder vermelde formule:

$$S_{\min} = I_{\max} \cdot 2 \cdot L \cdot R_{\text{Cu}} / \Delta V_{\max}$$

met S_{\min} = minimale kabel doorsnede [mm²]
 I_{\max} = maximale stroom door de kabel [A]
 L = kabellengte [m]
 R_{Cu} = lengteresistiviteit van de koperen kabel, typisch $22 \cdot 10^{-3}$ [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]
 ΔV_{\max} = maximaal toelaatbare spanningsval [V]

In de formule wordt de factor 2 toegevoegd daar het stroompad het dubbele van de kabellengte volgt en hierop de weerstand dient berekend te worden.