TNO Bouw TNO Bouw TNO Bouw

> Duurzame Energie en Gebouwen Schoemakerstraat 97 Postbus 49 2600 AA Delft

www.tno.nl T 015 269 69 00

F 015 269 52 99

TNO-rapport

2002-DEG-R012 Optimale positionering van PV arrays

Datum 1 februari 2002 drs. S.C.H.M. Jongen Auteur(s) ir. R. Versluis ir. D.J. Naron Aantal pagina's 50 Aantal bijlagen 3 Opdrachtgever Novem B.V. Mw. K. Keizer Optimale positionering PV arrays Projectnaam Projectleider drs. S.C.H.M. Jongen Projectnummer 006.06647/01.01 Novemnummer 146.230-145.1

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, foto-kopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor onderzoeksopdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belang-hebbenden is toegestaan.

© 2002 TNO

Samenvatting

Aangezien het toepassen van PV vrij duur is, is het van belang te zoeken naar een PV systeem configuratie, die een optimaal rendement heeft. In dit rapport wordt de optimale positionering van een PV array op een plat dak geëvalueerd. De positionering wordt optimaal genoemd, als de opbrengst (in kWh) per m² dakoppervlak maximaal is. Merk op dat dit een andere positionering oplevert dan die waarbij de kWh prijs geminimaliseerd wordt.

In principe is het aantal mogelijkheden op PV arrays op een horizontaal vlak te plaatsen oneindig. In dit project hebben we gekeken naar de meest gebruikte positionering, namelijk in rijen achter elkaar geplaatste PV arrays. Bij de berekening van de opbrengst werd een model gebruikt, dat eerst de instraling op elke PV cel bepaald. Aan de hand daarvan en uit de elektrische schakeling van het systeem werd vervolgens de elektrische opbrengst berekend.

Voor de bepaling van de instraling van elke PV cel werd gebruik gemaakt van het Perez en Tregenza [2] model, voor de bepaling van de elektrische opbrengst het Duffie en Beckman [4] model. Met het laatste model kan het systeem geparametriseerd worden aan de hand van de elektrische specificaties van de PV cel en de elektrische schakeling van het systeem. Gegeven de instraling op elke PV cel, kan meteen de elektrische opbrengst worden berekend.

Aangezien de implementatie van het hele model nogal gecompliceerd is, zijn berekende opbrengsten eerst gevalideerd met meetdata. Vervolgens zijn berekeningen gedaan waarin opbrengsten, berekend met het bestaande instralingsmodel [3], zijn vergeleken met die van het huidige (nauwkeurigere) model. Resultaten laten zien dat het verantwoord is om het nieuwe model te gebruiken voor de evaluatie van de plaatsing van de nieuwe modules. Vervolgens is voor verschillende hoeken en afstanden geëvalueerd wat de optimale positionering is, om een maximale opbrengst (in kWh) per m² dakoppervlak te verkrijgen. Resultaten laten zien dat in Nederland een optimale opbrengst wordt behaald bij plaatsing onder een hoek van 0° (d.w.z. plat op de grond) en tegen elkaar geplaatste modules.

Inhoudsopgave

1 Inleiding 4

- 2 Hemelkoepel radiantie7
- 2.1 Perez model 7
- 2.2 Tregenza model8

3 Instralingsmodel 10

- 3.1 Zichtfactor 10
- 3.2 Beschaduwingsmodel 10
- 3.3 Reflektiemodel 12
- 3.4 Bestaand model13

4 PV cel model 15

- 4.1 Inleiding 15
- 4.2 Elektrisch model 15
- 4.3 Parameterisering PV array 19
- 4.4 Bepaling opbrengst PV array 27

5 Optimale positionering PV arrays 29

- 5.1 Validatie 30
- 5.2 Resultaten 31
- 5.3 Richtlijn 33

6 Referenties 35

Appendix A: Visual Basic procedures en functies36

Appendix B: Bepaling oppervlakte benuttingsgraad 38

Appendix C: Publicaties 39

1 Inleiding

In dit project hebben we gekeken naar de optimale positionering van PV arrays op een plat dak voor de meest gebruikte positionering, namelijk in rijen achter elkaar geplaatste PV arrays. De positionering wordt optimaal genoemd, als de opbrengst (in kWh) per m² dakoppervlak maximaal is. Merk op dat dit een andere positionering oplevert dan die, waarbij de kWh prijs geminimaliseerd wordt.

De factoren die van invloed zijn op de totale energieopbrengst zijn (Fig.1.1):

- 1) de verhouding tussen de onderlinge afstand tussen (d) en de hoogte van de arrays (h)
- 2) de hoek waaronder ze zijn geplaatst (α) en
- 3) de reflectiefactor (r) van de achterkant van de arrays



Figuur 1.1 Schets van de opstelling van de PV array

met

- *d* de onderlinge afstand tussen de arrays
- α de hoek waaronder de arrays zijn opgesteld
- *h* de hoogte van het array
- *l* de lengte van het PV paneel

Om de energieopbrengst te kunnen berekenen, moet eerst de netto instraling (hoofdstuk 2) op elke PV cel worden bepaald. Daartoe wordt de radiantie van de hemelkoepel berekend met het Perez model en de verdeling van de radiantie met het Tregenza model. De irradiantie op PV cellen op het voorste array wordt berekend uit de radiantie (verdeling) van de hemelkoepel en de zichtfactoren tussen hemelkoepel en array. Bij de bepaling van de netto instraling op achterliggende arrays zijn de gevolgen van beschaduwing, vermindering van diffuse instraling ten gevolge van ervoor geplaatste modules en reflecties meegenomen (hoofdstuk 3).

Voor de bepaling van de elektrische opbrengst van de PV cel/array is gebruik gemaakt van het elektrisch model (equivalent diode model) zoals afgeleid in Duffie en Beckman, 1991. Daarmee kan uit de door de fabrikant geleverde systeem parameters, de IV curve van elke PV cel worden berekend bij een bepaalde belichting en temperatuur.

Het model beschrijft de IV curve van een PV cel/ PV module of PV array aan de hand van de volgende 4 parameters:

- *a* curve fitting parameter
- I_L light induced current
- I_0 diode reverse saturation current
- R_S series resistant

Daarnaast kan bovengenoemd model niet alleen gebruikt worden voor de parameterisering van de IV-curve van een PV cel, maar ook voor die van een array. Hoe dit gebeurt, zal worden uitgelegd in hoofdstuk 4. Uit de IV curve van het array kan dan weer meteen de opbrengst in het Maximum Power Point (MPP) worden bepaald. Aan de hand van de resultaten van het in dit project ontwikkelde model, zullen richtlijnen worden opgesteld voor de optimale positionering van de PV arrays. (hoofdstuk 5).

Het project PV Array levert op twee vlakken interessante informatie. Ten eerste levert het een maximale opbrengst per grondoppervlak PV array. Ten tweede is het van belang een goede inschatting te maken van de opbrengst van een gegeven PV array. Hieronder zal een en ander verder uitgewerkt worden.

Maximale opbrengst per vierkante meter

Bij het plaatsen van PV-panelen in een array, beschaduwen de rijen PV panelen elkaar onderling. Deze beschaduwing van het PV-paneel vermindert de opbrengst in sterke mate. In het verleden zijn er vuistregels opgesteld voor het berekenen van de onderlinge afstand van deze rijen PV-panelen. Met name in de bebouwde omgeving is het van groot belang om te streven naar een maximaal vermogen per oppervlak en wel om de volgende redenen:

- minimalisering Balance of System (BOS) kosten
- minimalisering onderhoudskosten dakbedekking
- minimalisering bouwstromen
- maximalisering opbrengst op de beschikbare ruimte

Door de toename van het oppervlak nemen de kosten van bekabeling (kabels, goten) toe. Afhankelijk van de gekozen ondersteuningsconstructie van het PV paneel nemen dan ook de kosten van de ondersteuningsconstructie toe. Dit vertaalt zich in hogere BOS kosten en daardoor in een hogere systeemprijs. Een PV installatie op een plat dak doet de onderhoudskosten en de vervangingskosten van de dakbedekking toenemen. Een vergelijkbaar voorbeeld zijn de GSM zendmasten die op platte daken worden geplaatst. De onderhoudskosten van deze daken stijgen fors. Grote PV projecten in de gebouwde omgeving worden meestal geïnitieerd door lokale overheden of energiebedrijven. Er worden afspraken gemaakt om een bepaalde hoeveelheid PV te realiseren op wijkniveau. Het is zaak dit in zo min mogelijk bouwstromen te realiseren. Hierdoor is het van belang een maximale opbrengst per vierkante meter te realiseren.

Nauwkeurige voorspelling opbrengst PV systemen

In Nederland ligt nu bij de karakterisering van PV systemen de nadruk op vermogen in Wattpiek. Deze eenheid kan worden gemeten worden volgens een norm (voor kristallijnen panelen IEC 60904). Het belangrijkste subsidie instrument de Energie Premie Regeling (EPR) is gerelateerd aan dit vermogen in Wattpiek. Voor de bepaling van de opbrengst van PV systemen is op dit moment nog geen norm. Toch worden ook in Nederland door opdrachtgevers garanties gevraagd aan PVleveranciers met betrekking tot de opbrengst. Bijvoorbeeld bij grotere projecten in de woningbouw. In Duitsland bijvoorbeeld is het belangrijkste subsidie instrument gebaseerd op de levering van zonnestroom en dus direct gerelateerd aan de opbrengst. Hierbij is het belang van opbrengst groot. Er worden daarom garanties gevraagd en er worden zelfs verzekeringsproducten aangeboden die de levering van stroom financieel te waarborgen. Het wordt daarom steeds belangrijker om als PV-leverancier een goede voorspelling te kunnen doen van de opbrengst van PV-systemen. Projectleiders van PVleveranciers worden vaak nog tijdens de contractvorming geconfronteerd met wijzigingen in het PV systeem. Hierdoor dient er op korte termijn een goede voorspelling te worden gegeven.

2 Hemelkoepel radiantie

De radiantie van de hemelkoepel is de intensiteit in een bepaalde richting van een oppervlakte-element gedeeld door de oppervlakte van de loodrechte projectie van het element loodrecht op de gegeven richting.

De definitie van radiantie geeft aan dat deze afhangt van de richting waaronder het vlakje wordt bekeken. Om de radiantie van de hemelkoepel te berekenen kan de definitie enigszins vereenvoudigd worden, omdat we de (fictieve) elementjes waarin we de hemelkoepel onderverdelen alleen vanuit een loodrechte richting (kunnen) bekijken. De definitie van radiantie van een hemelkoepel-element wordt dan:

De radiantie van een hemelkoepel-element is de intensiteit van het element gedeeld door de oppervlakte van het element, eenheid $[W m^{-2} sr^{-1}]$.

De hemelkoepel vormt een halve bol en heeft dus een ruimtehoek van 2π [sr]. De radiantie van de hemelkoepel wordt bepaald in 2 stappen:

Berekening van de stralingsintensiteit (beam, isotroop diffuus, near horizon & groundreflected) met behulp van het Perez model

Berekening van de verdeling van de radiantie over de hemelkoepel volgens het Tregenza model

2.1 Perez model

Met het Perez model [2] wordt aan de hand van onderstaande input

- Dag van het jaar 1... 365
- Uur van de dag 1 ... 24
- Beam stralingsintensiteit van de $zon^1 G_{beam}$ [W m⁻²]
- Diffuse irradiantie op een horizontaal vlak $G_{diffuse,hor}$ [W m⁻²]
- Globale irradiantie op een horizontaal vlak $G_{global,hor}$ [W m⁻²]

de volgende componenten van de stralingsintensiteit bepaald:

- Isotrope stralingsintensiteit van de hemelkoepel $I_{isotroop}$ [W m⁻²]
- Beam stralingsintensiteit van de zon I_{beam} [W m²]
- Near-horizon stralingsintensiteit $I_{horizon}$ [W m⁻²]
- Grond gereflecteerde stralingsintensiteit I_{ground} [W m⁻²]

De circumsolaire stralingsintensiteit (straling die uit de richting van de zon komt, maar die verdeeld is over een kleine disk rond de zon) wordt toegekend aan de beam stralingsintensiteit. Uit bovenstaande 4 componenten kan de uurlijkse hemelkoepelradiantie (de verdeling van de stralingsintensiteit over de hemelkoepel, onafhankelijk van de golflengte) worden bepaald. Daartoe wordt met het Tregenza model de hemelkoepel onderverdeeld in 145 vlakjes, waarover als volgt de stralingsintensiteit wordt verdeeld.

¹ zonder circumsolaire straling

de diffuse stralingscomponent is gelijkelijk verdeeld over de gehele hemelkoepel de beam stralingscomponent komt uit de richting van de zon de diffuse stralingscomponent van de horizon is afkomstig van de onderste 12° van de hemelkoepel

2.2 Tregenza model

Zoals reeds vermeld, wordt met de Tregenza verdeling de hemelkoepel verdeeld in 145 vlakjes (Fig.2.1 en 2.2). De verdeling is zodanig gekozen dat elk vlakje een <u>vrijwel²</u> even grote ruimtehoek heeft $\Delta \Omega = 0.043$ sr. De maximale afwijking in ruimtehoek tussen 2 vlakjes bedraagt 8%. De 145 vlakjes zijn als volgt opgebouwd: Het eerste vlakje zit in de top van de koepel en heeft dus azimuth = 0° en altitude = 90°. De volgende 6 vlakjes eromheen hebben een altitude die 12° minder bedraagt, dus altitude = 78°. De volgende cirkel hieromheen heeft opnieuw een altitude van 12° minder, etc. De buitenste cirkel, die de horizon voorstelt, zit dus op altitude van 6° boven de feitelijke waarnemingshorizon. De Tregenza vlakjes zijn genummerd van 1 tot en met 145. De vlakjes aan de horizon hebben nummer 116 t/m 145. De azimuth is 0° voor het zuiden, +90° voor het oosten en -90° voor het westen. Bij de verdeling over de 145 vlakjes kan er een probleem optreden bij de beamstraling. De beam straling is afkomstig van een smalle disk vanuit de richting van de zon. Deze disk heeft een zichtbare diameter van circa 12° (in hemelkoepelcoördinaten) en kan dus precies samenvallen met één Tregenza vlakje of gedeeltelijk over een aantal vlakjes vallen.



Figuur 2.1 Tregenza verdeling van de hemelkoepel bovenaanzicht (in hemelkoepelcoördinaten: azimuth en altitude).

² De vlakjes hebben niet een precies even grote ruimtehoek. De exacte dimensies liggen vast in het Tregenza model.



Figuur 2.2 Idem als vorige figuur, maar in perspectief-bovenaanzicht.

Voor de toewijzing van de beam straling aan de Tregenza vlakjes hanteren we de volgende regel: De beam straling wordt toegewezen aan het dichtstbijzijnde Tregenza vlakje. Onderstaande figuur (Fig.2.3) geeft een voorbeeld van de berekening van de hemelradiantie (dagnummer = 173, uurnummer = 12). Bij deze figuren horen een aantal opmerkingen geplaatst te worden:

- 1. De near horizon component is op dit uur zo klein, dat deze in de figuur niet tot uitdrukking komt
- 2. De Tregenza verdeling bestaat uit 145 vlakjes. In deze figuur zijn 1296 vlakjes getoond waarvan de waarden door middel van een interpolatieroutine zijn bepaald.



Figuur 2.3 Berekende hemelkoepelradiantie voor een zomerse dag (dag 173) rond het middaguur (uur 12).

3 Instralingsmodel

In dit hoofdstuk zal worden behandeld, hoe uit de hemelkoepelstraling de instraling op de PV cellen wordt bepaald. Voor PV cellen op de voorste (onbeschaduwde) array wordt die berekend uit de zichtfactoren tussen hemelkoepel en array. Op erachter liggende arrays, zijn de gevolgen van beschaduwing, vermindering van directe en diffuse instraling ten gevolge van ervoor liggende arrays en reflecties meegenomen. Hieronder zal dieper worden ingegaan op de modellering van bovengenoemde factoren. Berekeningen met bovengenoemd model zullen in hoofdstuk 5 vergeleken worden het bestaande model. Dit wordt behandeld in paragraaf 3.4.

3.1 Zichtfactor

De view- of zichtfactor tussen het hemelkoepel element en de PV array, wordt bepaald uit het inproduct tussen de loodvector van het hemelkoepelelement en die van het oppervlak van het PV array.

3.2 Beschaduwingsmodel

Met dit model kan van een drie-dimensionaal punt bepaald worden, of het al dan niet beschaduwd wordt. Daartoe zijn gegevens over de opstelling van de vlakken, de positie van de zon en de coördinaten van het punt dat wordt geëvalueerd noodzakelijk. Hieronder volgt een gedetailleerdere beschrijving van de procedure.

Definitie vlakken

De verzameling van beschaduwende vlakken wordt gedefinieerd door hun 4 hoekpunten met coördinaten x, y en z. De hoekpunten moeten tegen de wijzers van de klok in worden opgegeven, zie Fig.3.1. Een vlak heeft slechts één zichtbare kant, namelijk de kant waarvoor bovengenoemde definitie geldt. De reden hiervan is dat objecten worden gedefinieerd door vlakken die hun begrenzing vormen. Deze vlakken zijn alleen van buitenaf zichtbaar. Door deze definitie kan voor elk vlak waaruit het object is opgebouwd worden bepaald of het al dan niet in de kijkrichting is georiënteerd.

Een vlak met 2 zichtbare kanten kan worden gedefinieerd door de punten zowel metals tegen de wijzers van de klok in te definiëren.



Figuur 3.1 Definitie van een beschaduwend vlak.

Definitie zonspositie

De positie van de zon wordt gedefinieerd door ϕ en θ in radialen (zie Fig.3.2 a en b). Voor $\phi=0$ staat de zon loodrecht boven aan de hemel, voor $\phi=\pi/2$ staat de zon aan de horizon. $\theta=0$ betekent pal zuid, en θ neemt toe tegen de wijzers van de klok in, dus richting oost is $\theta = \pi/2$. De afstand van de gekozen lichtbron is ∞ , m.a.w. de invallende lichtbundel wordt parallel verondersteld.



Figuur 3.2 a,b: Definitie van ϕ en θ .

Definitie punt

Het punt (de PV cel), waarvan geevalueerd wordt of het al dan niet beschaduwd wordt, wordt beschreven met de coördinaten x, y en z.

Beschaduwende vlakken en zonpositie

Als uitgangspunt zijn de vlakken, die eventueel schaduw geven, driedimensionaal in carthesische coördinaten gedefinieerd. Na ingeven van een zonpositie wordt een transformatie uitgevoerd, waarna de zon in de richting van de positieve z-as staat. Omdat de afstand tot de zon oneindig groot wordt verondersteld, is de instraling in het x-y vlak loodrecht. Door de z-coördinaat buiten beschouwing te laten, is deze transformatie te zien als een 2D projectie van alle vlakken, met als kijkpunt de positie van de zon. De z-coördinaat geeft daarbij aan hoe ver een punt verwijderd is; hoe kleiner z hoe verder het punt verwijderd staat.

Beschaduwing eindig element

Om van een eindig element, gedefinieerd als een driedimensionaal punt, te bepalen of het beschaduwd wordt, moet dezelfde transformatie als van de vlakken worden uitgevoerd. Het resultaat is een punt dat, gezien vanuit de zon, wordt beschaduwd als voor één van de beschaduwende vlakken geldt dat:

- het punt vanuit de zon gezien binnen het vlak valt (zie Fig.3.3a)
- het punt achter het beschaduwende vlak ligt, m.a.w. een kleinere z-coördinaat heeft (zie Fig.3.3b)



Figuur 3.3 a en b Punt P en beschaduwende driehoek t.o.v. de z.

Voor de bepaling van de reflektie moet eerst bepaald worden wat de zichtfactor is van de achterkant van de tweede array voor het eerste array. (Fig.3.4)



Figuur 3.4 Reflectie model.

Bovengenoemde zichtfactor kan berekend worden met [1]:

$$F_t = \sum F_i \quad \text{met i van 1-4} \tag{3.1}$$

$$F_{dA2 \to A1} = \frac{1}{2\pi} \left(\frac{X}{\sqrt{1 + X^2}} \tan^{-1} \frac{Y}{\sqrt{1 + X^2}} \right) + \frac{Y}{\sqrt{1 + Y^2}} \tan^{-1} \frac{X}{\sqrt{1 + Y^2}}$$
(3.2)

met

$$X = \frac{L1}{D}, Y = \frac{L2}{D}$$
(3.3)

$$F_{A1 \to dA2} = \frac{dA2}{A1} F_{dA2 \to A1}$$
(3.4)

De reflektie wordt dan berekend uit

$$R = V_r * r * G_v * V_k * S \tag{3.5}$$

met

- V_r viewfactor van paneel voor achterkant van ervoor liggende paneel= $F_{dA1 \rightarrow} F_{dA2}$
- R reflectiefactor
- G_{ν} hoeveelheid invallende straling
- V_k viewfactor van vlak voor hemelkoepel
- *S* schaduw(1) of geen schaduw(0)

3.4 Bestaand model

In deze paragraaf wordt het model, dat reeds gebruikt werd [3], nader toegelicht. Als twee arrays achter elkaar staan, zal het ene array de hoeveelheid instraling voor de andere belemmeren. (Fig.3.5)



Figuur 3.5 Instralingsverliesmodel.

met

- *d* de onderlinge afstand tussen de arrays
- α de hoek waaronder de arrays zijn opgesteld
- *h* de hoogte van het array
- *l* de lengte van het PV paneel

Hoe groot dit instralingsverlies is, kan met de volgende formule worden berekend:

$$\Delta s = \frac{\beta * 60\%}{180 - \alpha} \tag{3.6}$$

waarbij

- Δs het instralingsverlies
- β belemmeringshoek, gemeten van de onderkant van het PV systeem tot de bovenkant van het belemmerende object
- α de hellingshoek van de PV installatie

Gegeven de hoek van de module, kan β berekend worden uit

$$\tan \beta = \frac{l \sin \alpha}{d + l \cos \alpha} \tag{3.7}$$

en het stralingsverlies uit

stralingsverlies=
$$\Delta s = \frac{\beta * 60}{180 - \alpha}$$
 in procent. (3.8)

4 PV cel model

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt beschreven hoe voor een module, bestaande uit PV cellen die ongelijk belicht worden en/of een ongelijke temperatuur hebben, het maximale vermogen en bijbehorende stroom en spanning kunnen worden berekend. Hiervoor wordt het elektrisch model van [4] gebruikt, waarmee uit de door de fabrikant geleverde systeem parameters, de IV curve van elke PV cel kan worden berekend. De IV curve van de hele module wordt dan bepaald door de IV curves van de PV cellen 'spanningsgewijs' (serie schakeling) en 'stroomsgewijs' (parallel schakeling) bij elkaar op te tellen. Daarbij wordt gebruik gemaakt van Kirchhof's wetten om alle stromen en spanningen in het netwerk te relateren.



Figuur 4.1 Voorbeeld van een module.

In een schakeling als Fig.4.1 betekent dit dat de stroom in de serieschakeling gelijk moet zijn aan de kleinste stroom en de totale spanning van de module aan de kleinste spanning van de module. Uit de IV curve van de hele module kunnen dan meteen het maximale power point (P_{MPP}) en bijbehorende stroom I_{MPP} en spanning V_{MPP} bepaald worden. Tenslotte wordt ook de totale IV curve geparametriseerd met de parameters uit het elektrisch model.

4.2 Elektrisch model

Het elektrische model (equivalent diode model) afgeleid in [4] beschrijft de IV-curve van een PV cel, PV module of PV array met behulp van vier parameters³:

- *a* curve fitting parameter (--)
- I_L light induced current (Ampere)
- I_0 diode reverse saturation current (Ampere)
- R_S series resistance (Ohm)

Dit gebeurt aan de hand van de vergelijking:

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V + I \cdot R_s}{a}\right) - 1 \right]$$
(4.1)

³ Een model met 5 parameters is ook mogelijk. Deze vijfde parameter (de shunt weerstand) laten we buiten beschouwing, omdat de invloed van deze parameter meestal te verwaarlozen is. Alleen wanneer de gemeten Iv-curve een sterke helling vertoont bij lage voltages is de vijfde parameter noodzakelijk.

die herschreven kan worden als

$$V = a \cdot \ln\left[\frac{\left(I_{L} - I + I_{0}\right)}{I_{0}}\right] - IR_{s}$$

$$(4.2)$$

Bovengenoemde model parameters kunnen bepaald worden aan de hand van een aantal, onder referentiecondities gemeten systeem parameters $I_{sc,r} V_{oc,r} I_{MPP,r}, V_{MPP,r} \alpha, \beta$. De referentie condities kunnen STC zijn, maar het mogen ook andere condities zijn. De model parameters worden bepaald met behulp van de volgende vergelijkingen (4.3)

t/m (4.6) [3]

$$I_{L,r} = I_{sc,r} \tag{4.3}$$

$$a_r = \frac{\beta T_{c,r} - V_{oc,r} + \varepsilon_g N_s}{\frac{\alpha T_{c,r}}{I_{sc,r}} - 3}$$
(4.4)

$$I_{0,r} = I_{sc,r} \exp(\frac{-V_{oc,r}}{a_r})$$
(4.5)

$$R_{s,r} = \frac{a_r \ln(1 - \frac{I_{MPP,r}}{I_{sc,r}}) - V_{MPP,r} + V_{oc,r}}{I_{MPP,r}}$$
(4.6)

met

$V_{oc,r}$	Open voltage	(V)
$I_{sc,r}$	Short cut current	(A)
$V_{MPP,r}$	Voltage in maximum power point	(V)
$I_{MPP,r}$	Stroom in maximum power point	(A)
α_r	Temperatuursafhankelijkheid van I_{sc}	(A/K)
β_r	Temperatuursafhankelijkheid van $V_{\rm oc}$	(V/K)
T_r	Temperatuur	(K !!)
G_r	Irradiantie normaal op vlak	(W/m ²)

Het subscript 'r' staat voor referentiecondities. Meestal zijn dit STC referentiecondities, maar het kunnen ook andere referentiecondities zijn (bijv. NOCT).

Model evaluatie

Omdat we natuurlijk geïnteresseerd zijn met welke nauwkeurigheid het maximale vermogen (P_{MPP}) en bijbehorende spanning (V_{MPP}) en stroom (I_{MPP}) van de hele module kan worden bepaald, gaan we eerst na hoe nauwkeurig het elektrisch model deze grootheden voor 1 PV cel kan voorspellen. Daarna zullen we zien hoe groot de extra fout is die we introduceren door de hele module te parametriseren. Daarmee kan de totale fout bepaald worden en er kan worden geconcludeerd of de fout geïntroduceerd door de parametrisatie van het geheel groter is dan de model fout. Om de nauwkeurigheid te evalueren worden P_{MPP} , $I_{MPP,r}$ en $V_{MPP,r}$, zoals berekend uit het model, vergeleken met de door de fabrikant geleverde waarden. Omdat de meeste PV cellen gemaakt zijn van silicium, is de evaluatie uitgevoerd voor een silicium PV cel (V_{OC} =0.55 V en I_{SC}=2.9 A). Voor een PV cel met een redelijke efficiency, varieert de fill factor

$$FF = \frac{V_{MPP}I_{MPP}}{V_{oc}I_{sc}}$$
(4.7)

tussen de 0.7 en 0.85. In de evaluatie van het model nemen V_{MPP} en I_{MPP} daarom zodanige Daarnaast kan in het door ons gebruikte elektrisch model, waarin R_{sh} gelijk is aan nul, I_{MPP} slechts variëren tussen 0.9 en 0.99 I_{sc} .

Fig.4.2-4.4 laten voor de verschillende V_{MPP} en I_{MPP} systeem specificaties de door het model geïntroduceerde fouten zien. Op die manier kan aan de hand van systeem specificaties snel een indruk worden verkregen van de performance van het model.



Figuur 4.2 Relatieve fout in P_{MPP} modellering.



Figuur 4.3 Relatieve fout in I_{MPP} modellering.



Figuur 4.4 Relatieve fout in V_{MPP} modellering.

Fig.4.2-4.4 laten zien dat in de modellering van P_{MPP} en I_{MPP} fouten tot 6 % worden gemaakt en in de modellering van V_{MPP} tot 15 %. Bovendien wordt P_{MPP} consequent overschat.

Modellering temperatuur en instralingsgevoeligheid

Volgens Townsend kunnen uit de voor referentie omstandigheden bepaalde parameters ook waarden bij andere temperaturen (T_c) en/of onder andere stralingscondities (G_T) worden bepaald.

 T_c Temperatuur (K !!)

 G_T Irradiantie normaal op vlak (W/m²)

$$a = a_r \frac{T_c}{T_{c,r}} \tag{4.8}$$

$$I_{L} = \frac{G_{T}}{G_{T,r}} \Big[I_{L,r} + \alpha (T_{c} - T_{c,r}) \Big]$$
(4.9)

$$I_{0} = I_{0r} \left(\frac{T_{c}}{T_{c,r}}\right)^{3} \exp\left[\frac{\varepsilon_{g} N_{s}}{a_{r}} \left(1 - \frac{T_{c,r}}{T_{c}}\right)\right]$$
(4.10)

$$R_{s} = R_{s,r} \tag{4.11}$$

In dit model wordt aangenomen dat R_s niet als functie van de instraling of temperatuur varieert en dat α en β constant zijn. Uit bovengenoemde a, I_L , I_0 en R_s en formule 2.2 kan meteen de IV karakteristiek van elke PV cel worden berekend bij gegeven G_T en T_c . Hieronder gaan we kijken hoe je voor een schakeling van PV cellen de totale IV karakteristiek kan bepalen en hoe bijbehorende parameters worden berekend. Uit de totale IV kromme kan dan meteen het P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} van het systeem worden bepaald.

4.3 Parameterisering PV array

Parameterisering serie geschakelde PV cellen

Als eerste beschouwen we twee in serie geschakelde PV cellen die ongelijk worden belicht (Fig.4.5).



Figuur 4.5 Twee serie geschakelde PV cellen.

Volgens de wetten van Kirchoff loopt door twee of meer serie geschakelde cellen dezelfde stroom, ook al is de instraling en of temperatuur van de cellen verschillend. De grootte van die stroom wordt bepaald door de PV cel die de kleinste stroom genereert. De spanning is gelijk aan de som van de spanning van de afzonderlijke PV cellen .

$$V_t = \sum V_i \tag{4.12}$$

Fig.4.6 laat de totale IV karakteristiek zien van een dergelijke schakeling, zoals berekend met het elektrisch model.



Figuur 4.6 Totale IV karakteristiek van twee ongelijk belichte PV cellen in serie geschakeld en de IV karakteristiek van de afzonderlijke cellen.

Vervolgens bepalen we de parameters van de totale IV curve. I_{sc} is de maximale waarde van de totale stroom en V_{oc} de maximale waarde van de totale spanning. In formule

$$V_{oc,t} = \sum V_{oc,i} \tag{4.13}$$

en

$$I_{L,t} = \min(I_{sc}) \tag{4.14}$$

Rest ons de parameters R_{st} , *a* en I_0 af te leiden. Zoals we al gezien hadden is de weerstand R_{srt} (van twee in serie geschakelde PV cellen) onafhankelijk is van instraling en/of temperatuur. Als we a_t oplossen uit formule (4.6) vinden we

$$a_{t} = \frac{I_{MPP,t}R_{Sr,t} + V_{MPP,t} - V_{oc,t}}{\ln\left(1 - \frac{I_{MPP,t}}{I_{L,t}}\right)}$$
(4.15)

en I_0 uit

$$I_{0,t} = I_{L,t} \exp\left(\frac{V_{oc,t}}{a_t}\right)$$
(4.16)

waarbij het subscript t aangeeft dat het hier gaat om de totale IV karakteristiek. Fig.4.7 toont de IV karakteristiek van de afzonderlijk cellen en die van het totaal. Het vermogen van de totale schakeling is bepaald uit de spanning en stroom van de totale IV karakteristiek dus

$$P_t = V_t I_t \tag{4.17}$$

In Fig.4.7 wordt de bewuste curve 'som' genoemd. Om te kijken hoe nauwkeurig de parametrisering van de totale curve is, is de IV curve daar ook nog eens direct uit berekend (zie ook formule (4.13-4.14). In Fig.4.7 wordt die curve 'geschatte som' genoemd.



Figuur 4.7 Totale PV karakteristiek van twee ongelijk belichte PV cellen in serie geschakeld en die van de afzonderlijke cellen.

Als we het P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} van de 'geschatte som' vergelijken met die van de 'som' vinden we verschillen van respectievelijk 0.0151 % voor P_{MPP} , 0.4423 % voor V_{MPP} en -0.4254 % voor I_{MPP} .

Vergeleken met de fout geïntroduceerd door het gebruik van het elektrisch model (Fig.4.2-4.4), kunnen deze fouten verwaarloosd worden. Er kan worden geconcludeerd dat de parameterisering van twee serie geschakelde PV cellen op de hierboven beschreven manier nauwkeurig genoeg is en dat de fout in de bepaling van P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} wordt bepaald door de modelleringsfout van het elektrisch model.

Parameterisering parallel geschakelde PV cellen

Vervolgens kijken we hoe de totale IV karakteristiek van twee parallel geschakelde ongelijk belichte PV cellen wordt bepaald (Fig.4.8).



Figuur 4.8 Twee parallel geschakelde PV cellen.

Als twee parallel geschakelde PV cellen ongelijk worden belicht en/of een verschillende temperatuur hebben, is de V_{oc} van het geheel gelijk aan de kleinste V_{oc} en I_{sc} aan de som van de afzonderlijke I_{sc} 's. De IV karakteristiek hiervan wordt bepaald uit de som van de I's van de afzonderlijke cellen en de V van de PV cel met de kleinste spanning. Merk op dat in geval van parallel schakeling het vermogen maar met 25 % daalt in geval van halve beschaduwing van 1 PV cel. Dit in tegenstelling tot de 50 % bij serieschakeling. Vermogensverliezen zijn dus kleiner in geval van parallel schakeling.

Fig.4.9 toont de totale IV curve van twee parallel geschakelde PV cellen.



Figuur 4.9 IV karakteristiek van twee parallel geschakelde PV cellen met ongelijke belichting.

De nieuwe parameterisering van de totale schakeling geschiedt op dezelfde manier als bij de serieschakeling, met uitzondering van $R_{s,r,t}$, die nu berekend wordt met

$$R_{S,r,t} = \frac{R_{S,r,1}R_{S,r,2}}{R_{S,r,1} + R_{S,r,2}}$$
(4.18)

omdat de PV cellen parallel geschakeld zijn. De PV karakteristiek van de twee parallel geschakelde PV cellen ziet er als volgt uit (Fig.4.10).



Figuur 4.10 PV karakteristiek van twee ongelijk belichte parallel geschakelde PV cellen.

Ook nu zien we een goede overeenkomst tussen de 'som' en 'geschatte som' curve. In cijfers uitgedrukt: P_{MPP} verschilt 0.0181%, V_{MPP} -0.4473 % en voor I_{MPP} 0.4675 %. Daaruit kunnen we concluderen dat ook parametrisering van de totale curve van twee parallel geschakelde PV cellen nauwkeurig genoeg kan geschieden en dat de fout in de bepaling van P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} wordt bepaald door de modelleringsfout van het elektrisch model.

Parametrisering PV Arrays

Bovenstaande theorie kunnen we ook uitbreiden naar een situatie waarin N_s PV cellen in serie ('modules') en N_p modules parallel geschakeld zijn. De procedure is als volgt. Indien van alle PV cellen de belichting en temperatuur bekend zijn, kan voor elke PV cel de IV karakteristiek worden bepaald. De IV karakteristiek van de serieschakeling wordt dan op dezelfde manier als in 'Serie schakeling PV cellen' bepaald. Daarbij kan in termen van twee PV cellen blijven worden gedacht, als je aan het oude totaal telkens een nieuwe PVcel toevoegt. Er wordt parallel geschakeld door elke totale serieschakeling te sommeren als beschreven in 'Parallel schakeling PV cellen'. De totale IV karakteristiek kan worden geparametriseerd door voor I_{sc} de maximale waarde van de totale stroom te nemen, voor V_{oc} de maximale waarde van de totale spanning, $R_{s,t}$ op te lossen uit

$$\frac{1}{R_{s,i}} = \sum \frac{1}{R_{s,i}}$$
(4.19)

met $R_{S,i}$ de totale weerstand van elke serieschakeling en *a* en I_0 te bepalen op de in formules 4.13-4.14 bepaalde wijze. Hieronder hebben we voor een eenvoudig voorbeeld de IV- en PV karakteristiek bepaald. Fig.4.11 geeft de schakeling en belichting van de bewuste module.



Figuur 4.11 Eenvoudig voorbeeld van een PV module met niet gelijk belichtte PV cellen.

De IV en PV karakteristieken van bovenstaande module zijn getekend in Fig.4.12 en 4.13.



Figuur 4.12 IV karakteristiek van de totale module en de afzonderlijke serieschakelingen.



Figuur 4.13 PV karakteristiek van de totale module en de afzonderlijke serieschakelingen.

Uit Fig.4.13 kunnen direct P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} worden bepaald. De waarden voor de 'geschatte som' wijken 0.0151%, 0.4423% en 0.4254% af van de waarden van de 'som'.

Dus ook voor de hele module geldt dat de nauwkeurigheid waarmee P_{MPP} , V_{MPP} en I_{MPP} kunnen worden berekend uit de door de fabrikant geleverde systeem parameters, wordt bepaald door de modelleringsfout van het elektrisch model.

Serieschakeling met ongelijke PV belichting en/of ongelijke temperatuur

In deze paragraaf wordt bepaald wat de gevolgen zijn van ongelijke belichting op de 4 parameters *a*, *I*_L, *I*₀, *R*_S. Uit formules [4.8-4.11] kan geconcludeerd worden dat alleen de parameter *I*_L gevoelig is voor ongelijke belichting, en wel evenredig met de ratio $\eta = \frac{G_T}{G_{Tr}}$. Ten gevolge daarvan zal *I*_{sc} van de hele schakeling ook met dezelfde ratio

reduceren. Let op dat de I_{sc} (I_L) van de schakeling gelijk wordt aan die van de minst belichte cel. De I,V curve zal er daarom als volgt uit komen te zien (Fig.4.14):



Figuur 4.14 IV karakteristiek van 2 PV cellen met ongelijke belichting. In rood de resulterende grafiek

4.4 Bepaling opbrengst PV array

Het momentane vermogen wordt gegeven door:

$$P = V \cdot I = a \cdot \ln \left[\frac{-\left(I - I_L - I_0\right)}{I_0 \cdot \exp\left(\frac{I \cdot R_s}{a}\right)} \right] \cdot I$$
(4.20)

Het maximum power point kan in principe bepaald worden door differentiatie van het elektrische vermogen naar de spanning en het nul stellen van de vergelijking. Hiertoe vereenvoudigen we bovenstaande vergelijking eerst tot:

$$P = a \cdot \ln \left[\frac{b - I}{I_0 \cdot \exp(c \cdot I)} \right] \cdot I =$$

$$a \cdot \left[\ln(b - I) - \ln(I_0 \cdot \exp(c \cdot I)) \right] \cdot I =$$

$$a \cdot \left[\ln(b - I) - \ln(I_0) - c \cdot I \right] \cdot I$$
(4.21)

 $\operatorname{met} b = I_L + I_0 \operatorname{en} c = R_S / a.$

Differentiatie van voorgaande vergelijking naar I geeft:

$$\frac{\partial P}{\partial I} = 0 \Longrightarrow$$

$$a \cdot I \cdot \frac{\partial}{\partial I} \left[\ln(b - I) - \ln(I_0) - c \cdot I \right] + a \cdot \left[\ln(b - I) - \ln(I_0) - c \cdot I \right] = 0$$
(4.22)

Delen door *a* en verder uitwerken leidt tot:

$$I \cdot \left(\frac{1}{I-b} - c\right) + \left[\ln(b-I) - \ln(I_0) - c \cdot I\right] = 0 \Longrightarrow$$

$$\left(\frac{I}{I-b}\right) + \ln(b-I) - \ln(I_0) - 2 \cdot c \cdot I = 0$$
(4.23)

waaruit $I_{p,max}$ kan worden opgelost.

Uit het IV verband kan $V_{p,max}$ worden opgelost. Het maximum power point wordt tenslotte berekend uit:

$$P_{\max} = I_{p,\max} . V_{p,\max}$$
(4.24)

5 Optimale positionering PV arrays

Vanwege de complexiteit van de berekeningen, is het model eerst gevalideerd (paragraaf 5.1) met meetdata van een PV systeem van het Openbaar Nutsbedrijf Schiedam (ONS). Na validatie zijn berekeningen uitgevoerd (paragraaf 5.2) om te komen tot een uitspraak voor richtlijnen voor de optimale positionering van de PV arrays (paragraaf 5.3). In dit rapport wordt de positionering optimaal genoemd, als de opbrengst (in kWh) per m² dakoppervlak maximaal is. Merk op dat dit een andere positionering oplevert dan die, waarbij de kWh prijs geminimaliseerd wordt. Verder zij vermeld dat berekeningen zijn gedaan voor kristallijn silicium. Voor amorf silicium kunnen resultaten anders zijn om de volgende twee reden:

1. De cellen in amorf silicium zijn veel kleiner dan die in kristallijn silicium. Dit heeft een aantal consequenties:

- Shunt-diodes worden veel minder vaak toegepast in amorfe panelen dan in kristallijne panelen, met als gevolg dat het effect van beschaduwing van 1 of 2 cellen al een belangrijke invloed kan hebben op de totale opbrengst van die string. Beschaduwing van 1 cel in iedere string kan ervoor zorgen dat de opbrengst van het hele paneel nihil wordt.
- Aan de andere kant kunnen veel kleine cellen juist weer positief werken. Als 5% van een kristallijn paneel beschaduwd wordt, bijvoorbeeld 1 cel in een string van 6 cellen van een PV paneel met 10 strings, dan heb je al een opbrengstverlies van 10% (1 van de 10 stringen valt uit). Maar als 5% van een amorf paneel beschaduwd wordt, bijvoorbeeld 5 cellen van 5 strings, maar in een paneel met 200 strings, dan heb je slechts een opbrengstverlies van 2.5%.

2. Amorfe PV is relatief gezien gevoeliger voor diffuus licht dan kristallijn. Het spectrum van diffuus licht is wat anders dan van direct licht. Bovendien is de bandgap van amorfe silicium anders dan van kristallijne silicium, waardoor de spectrale gevoeligheid anders is. Verwacht wordt echter dat het effect op de opbrengst te verwaarlozen is ten opzichte van het effect dat optreedt door de celgrootte. Een vervolgonderzoek zou hier meer duidelijkheid over kunnen geven.

5.1 Validatie

Ter validatie van het hierboven beschreven model, is een vergelijking gemaakt met metingen van het Openbaar Nutsbedrijf Schiedam (ONS, Fig.5.1).



Figuur 5.1 PV systeem op het dak van het Openbaar Nutsbedrijf Schiedam (ONS).

Het betreft hier een 10 kWp grid-connected PV systeem, opgesteld in 6 arrays. Elk array bestaat uit 12 parallel geschakelde strings, elke string uit 4 in serie geschakelde modules. Elke module (type RDG 50) bestaat weer uit 36 in serie geschakelde 10*10 cm kristallijne silicium PV cellen (nominaal piek vermogen 50 W en 16.5 V) [5]. De afstand tussen de verschillende arrays is respectievelijk 1.36, 1.5, 2, 3 en 4.5 meter. De hellingshoek van de panelen is 30 °. Uit de data van '95 zijn jaaropbrengsten voor de verschillende array's berekend. Aangezien array 3 en array 5 niet goed functioneerden, zijn alleen de data van array 1 en 2 gebruikt. De door ons gebruikte stralingswaarden van het hemelkoepel model, zijn bepaald voor een Test Reference Year (TRY) jaar (klimaatdata gemiddeld Nederlands klimaat). Tabel 5.1 geeft de specificaties van de in onze berekeningen gebruikte PV cellen.

Voc_ref	0.6
lsc_ref	3.1
Vpmax_ref	0.47
lpmax_ref	2.9
Alfa ref	0.001325

-0.0022

Silicium

298.15

True

Tabel 5.1 Specificatie PV cellen

Beta_ref

Material

T_ref

STCConditions

De gemeten jaaropbrengsten van zowel onbeschaduwde als beschaduwde arrays verschillen 4 % met het ontwikkelde model. Dit verschil kan verklaard worden met het

verschil in hemelkoepel straling tussen de ONS data en de data van het TRY jaar. Er wordt daarom vanuit gegaan, dat het model juist is geïmplementeerd.

5.2 Resultaten

Als eerste resultaat wordt het verlies, veroorzaakt door een ervoor liggend paneel en berekend met het in dit project ontwikkelde rekenmodel, vergeleken met het bestaand model zoals besproken in paragraaf 3.4.

Fig.5.2 toont een schets van de bewuste opstelling.



Figuur 5.2 Schets van de opstelling van de PV array.

met

- *d* de onderlinge afstand tussen de arrays
- α de hoek waaronder de arrays zijn opgesteld
- h de hoogte van het array
- *l* lengte van het PV paneel

Fig.5.3 toont het resultaat van bovengenoemde berekeningen.



Figure 5.3 Verband tussen verlies in de jaaropbrengst en verhouding $\frac{d}{h}$ bij een hoek van 30 graden.

Uit Fig.5.3 kan worden geconcludeerd dat het bestaande model geen realistische waarden (>100 %) geeft voor $\frac{d}{h} < 0.1$. (met *d* de afstand tussen de modules en *h* voor

de afstand tussen de grond en de top van de module). Daarnaast blijkt uit de figuur dat berekeningen, gedaan met het in dit rapport besproken model, significant verschillen met die van het bestaande model (paragraaf 3.4). Vanwege de realistischere modellering van het in dit rapport besproken model, kan worden geconcludeerd dat het een nauwkeurigere benadering geeft van de opbrengstverliezen.

Verder zijn berekeningen gedaan aan de afhankelijkheid van de opbrengst voor de reflectiefactor van de achterkant van het paneel. Resultaten laten zien dat de opbrengst zeer ongevoelig is voor de keuze van deze reflectiefactor.

Optimale postionering

Tenslotte is de optimale positionering van de arrays bepaald, voor een maximale jaaropbrengst per m² dakoppervlak. Dit is gedaan, door voor verschillende hoeken en verschillende afstanden de jaaropbrengsten per dakoppervlak te bepalen.

Resultaten zijn afgebeeld in Fig.5.4. Merk op dat resultaten alleen voor Nederland gelden, omdat het stralingsmodel gebruik maakt van TRY data (i.e. Nederlandse klimaatdata).



Figuur 5.4 Bepaling van richtlijnen voor optimale positionering PV array.

In Fig.5.4 is de jaaropbrengst per m² dakoppervlak getekend als functie van de benuttingsgraad van het dakoppervlak, voor verschillende hoeken tussen de 0 en 75 graden. In Appendix B wordt uitgelegd hoe de benuttingsgraad wordt berekend. Een benuttingsgraad van 1 houdt in dat het dak maximaal bezet is met PV panelen (dus arrays tegen elkaar aan geplaatst), een benuttingsgraad kleiner dan 1 dat er een bepaalde afstand tussen de panelen bestaat. Berekeningen zijn uitgevoerd voor hoeken tussen 0 en 90 graden met een stapgrootte van 5 graden. Er werd gevonden dat de optimale opbrengst (in kWh per m²) per dak oppervlak optreedt bij 0°, dit wil zeggen als de modules plat op de grond en tegen elkaar aan zijn geplaatst. Dit komt overeen met een oppervlakte benuttingsgraad (= deel van het totale oppervlak dat bezet is met PV modules c.q. arrays) van 1 (zie Appendix B).

Er kan uit Fig.5.4 worden geconcludeerd, dat in Nederland een maximale opbrengst (en dus een minimaal verlies) wordt behaald bij plaatsing onder een hoek van 0° , waarbij de afstand tussen de modules nul is (d.w.z. als ze tegen elkaar geplaatst zijn).

5.3 Richtlijn

Uit de resultaten kan de volgende richtlijn worden opgesteld:

In Nederland is een PV array, van achter elkaar geplaatste modules op een plat dak, optimaal geconfigureerd, als de modules onder een hoek van 0 graden (d.w.z. plat op de grond) zijn geplaatst en de afstand tussen de modules gelijk is aan 0 meter (d.w.z. de modules tegen elkaar aan zijn geplaatst)). De volgende tabel kan gehanteerd worden bij de bepaling van de optimale positionering voor verschillende hoeken:

hoek (graden)	afstand/lengte module	jaaropbrengst in kWh per m ² PV oppervlak
0	1.0	67
5	1.3	59
10	1.7	58
15	2.0	59
20	2.3	61
25	2.6	63
30	2.9	60
35	3.1	60
40	3.4	59
45	3.5	56
50	3.7	52
55	3.9	50
60	4.0	46
65	4.1	45
70	4.1	38
75	4.1	34
80	4.1	32
85	4.1	31
90	4.1	29

 Tabel 5.2
 Optimale postionering PV arrays



Figuur 5.5 Rekenvoorbeeld bij tabel 5.2

Een hellingshoek (α) van 15° en een module lengte (*l*) van 1.4 meter, levert een optimale afstand (*d*) van 2.8 meter.

6 Referenties

- [1] M.Necati Özisik , *Heat transfer, a basic approach*, ISBN 0-07-047982-8
- [2] Perez R. et al, A new simplified version of the Perez diffuse irradiancemodel for tilted surfaces, description and performance validation, Atmospheric Sciences Research center, SUNY at Albany, Albany NY 1222, USA,1987 and published in Solar energy Vol.39, no.3, pp.221-231, 1987
- [3] NOVEM, Noz-pv team, Leidraad pv projecten, DV 1.1.122.98.10
- [4] J.A. Duffie & W.A. Beckman *Solar Engineering of Thermal processes*, 2nd edition, Wiley, 1991.
- [5] M.van Schalkwijk, A.J.Kil,T.C.J. van der Weiden, *Shading analysis of three 10 kWp grid- connected PV systems*, uit Final Technical report, *Grid connected PV/inverter units on flat roofs of office buildings and hangars in Portugal and the Netherlands*
- [6] DGS, R.Haselhuhn, F.Berger, *Photovoltaische* Anlagen, Leitfaden für Elektriker, Dachdekker, Fachplaner, Architekten und Bauherre, Geisel Druck, Berlin, ISBN 3-9805738-3-4

Delft, 23 april 2002 JNS012.NOV (slla) ir. B.J.M. van Kampen Hoofd afdeling Duurzame Energie en Gebouwen

mw. ir. S.C.H.M. Jongen Auteur

Appendix A: Visual Basic procedures en functies

A.1 Opbouw verzameling van beschaduwende vlakken

Ten eerste wordt een nieuwe (lege) collectie van vlakken aangemaakt. Als voorbeeld dient de collectie *Wrld*, aangemaakt met het volgende commando: Dim Wrld As New tempObjects

Nu dienen de beschaduwende vlakken aan de verzameling te worden toegevoegd. Uitgaande van een vlak gedefinieerd door de punten P1, P2, P3 en P4 (tegen de wijzers van de klok in), kan een vlak aan de collectie worden toegevoegd met het commando: Wrld.tempPlanes.Add index, P1, P2, P3, P4

waarbij *index* van het type *String* is, waarmee aan elk vlak een unieke identificatie kan worden gegeven. Het vlak wat aan de verzameling wordt toegevoegd is van het type *tempPlane*, en bevat de properties *index* en *P1* t/m *P4* van het type *clsP*. Dit type bestaat uit de properties x, y en z van het type *Long*. Voorbeeld: punt P1 met coördinaten (10,20,0) wordt als volgt aangemaakt:

Dim P1 as New clsP P1.x = 10 P1.y = 20 P1.z = 0

A.2 Vertaling naar de schaduwmodule

In de schaduwmodule wordt een vlak om rekentechnische redenen opgesplitst in 2 driehoeken. Deze driehoeken worden in een apart object vastgelegd, waarmee ook de vervolgstappen van de schaduwberekening kunnen worden uitgevoerd. Als voorbeeld dient het object *ShObj*, wat als volgt wordt aangemaakt:

Dim ShObj As New clsSh

De opgebouwde verzameling van beschaduwende vlakken wordt nu vertaald naar de schaduwmodule. De 2 modules worden niet aan elkaar gekoppeld, m.a.w. veranderingen die na deze koppeling in de collectie *Wrld* worden gemaakt, bijvoorbeeld het toevoegen/ verwijderen van een vlak, hebben geen invloed op de schaduwmodule. De vertaling naar de schaduwmodule gebeurt als volgt:

i = ShObj.SetShRef(Wrld.tempPlanes)

waarbij *i*, van het type *Long*, gelijk is aan het aantal gevormde driehoeken. Bij een juiste vertaling moet *i* gelijk zijn aan het dubbele van het aantal vlakken in *Wrld*, oftewel i=2 * Wrld.tempPlanes.Count.

A.3 Definitie positie zon (of andere lichtbron)

De positie van de zon moet worden vastgelegd met de functie ShObj.SetPosition(phi, theta)

De functie retourneert een *Boolean* variabele die *True* is als de functie is geslaagd en *False* indien dit niet het geval is. Voorbeeld van het gebruik van de functie: If Not ShObj.SetPosition(0, 0) Then

MsgBox "Position could not be set" End If

A.4 Check zichtbaarheid van een vlak (optioneel)

Een eindig element waarvoor een schaduwberekening wordt uitgevoerd is gedefinieerd als een punt. Dit punt heeft geen oriëntatie, in tegenstelling tot het vlak waar het onderdeel van uitmaakt. Het eindig element kan alleen bezond of beschaduwd worden als het de lichtbron kan "zien". Met de volgende functie kan bekeken worden of een vlak (waarin het eindige element ligt) al dan niet naar de lichtbron georiënteerd is: ShObj.PlaneVisible(Plane)

De functie retourneert *True* als het vlak naar de lichtbron is gericht, *False* indien de lichtbron achter het vlak staat. *Plane* is van het type *Tempplane*.. Voorbeeld: met onderstaande code kan worden bepaald of het eerste vlak in de collectie *Wrld* al dan niet zichtbaar is:

```
If Not ShObj.PlaneVisible(Wrld.tempPlanes(1)) Then
MsgBox ``plane not visible''
End If
```

A.5 Beschaduwing van eindig element

Tenslotte wordt van een eindig element bepaald of het met de gegeven zonpositie en vlakken al dan niet beschaduwd wordt. Daarvoor dient de functie ShObj.CalcShade(Point)

Deze functie retourneert een *Integer*. Als de waarde 0 is is het punt beschaduwd, 1 betekent een niet beschaduwd punt en 1000 is gereserveerd als foutcode. Het punt *Point* is van het type *clsP*. In onderstaand voorbeeld wordt een punt *P* aangemaakt, en bepaald of het al dan niet beschaduwd wordt:

```
Dim P as New clsP, i as Integer
P.x = 5
P.y = 6
P.z = 0
i = ShObj.CalcShade(P)
Select Case i
Case 0: MsgBox '`Shaded point''
Case 1: MsgBox ``unshaded point''
Case 1000: MsgBox ``Error in CalcShading''
End Select
```

Appendix B: Bepaling oppervlakte benuttingsgraad



Figuur B.1 Schets van de opstelling van de PV array

met

d	de onderlinge	afstand	tussen	de	modules	\$

- α de hoek waaronder de arrays zijn opgesteld
- *h* de hoogte van het array
- l de lengte van het PV paneel

Totaal oppervlak: d

Benut oppervlak: $l\cos(\alpha)$

Relatief benut oppervlak:

 $\frac{l \cos \alpha}{d} = 1 \text{ voor } d = l \text{ en } \alpha = 0 \text{ (i.e. optimale positionering)}$

Voor een optimale positionering volgt dan een oppervlakte benuttingsgraad van 1.

Appendix C: Publicaties

C.1 Abstract (1): Optimisation of PV array geometry

Abstract of a paper submitted to 17th EUPV Conference, Munich, Germany, 22-26 Oct. 2001, Subject 5. PV Modules and Components of PV Systems

Purpose of the work

Calculation of the optimum distance between PV array rows is usually performed in a very simplified way: The optimum tilt angle is chosen which *would* give maximum energy yield *under free field conditions* and the distance between the PV rows is chosen at least as large as to avoid direct shading of the PV rows. But given the fact that the second PV row will receive diffuse irradiation reflected on the backside of the first array and the fact that the first row will block part of the view angle of the second row to the sky, an optimum distance *and* tilt angle can be calculated much more accurately using a sophisticated model calculating the irradiance distribution on all PV rows including multiple reflections between the rows and including calculation of the view angle to the sky. We have developed such a program which enables a very exact calculation of the energy yield of PV using a detailed sky irradiance model and view factor calculation.

Approach

The luminance distribution of the sky is calculated for every hour of the year. Furthermore the geometric factors, such as multiple reflection coefficient between the modules and the exchange factor with the sky are calculated using a finite element approach. Using these parameters the net irradiance on each PV module and the irradiance distribution over each module is calculated. From the cell distribution in one module and the interconnection scheme of the cells the IV-curve of the module under real operating conditions and the energy yield can be calculated.

Scientific innovation and relevance

The calculation of the sky luminance distribution and from this the irradiance distribution over the modules is a very new approach. This enables a much more exact calculation of the energy yield of modules with a inhomogeneous irradiation.

Results and conclusions

The visualisation of the irradiance distribution gives new insights in the optimum distribution and interconnection scheme of pv cells in PV modules used in PV arrays. Furthermore, the optimum tilt angle and row distance can easily be determined, while taking into account the irradiance distribution, view factors to the sky and multiple reflections between row elements.

April 18, 2001 Delft, The Netherlands

C.2 Abstract (2): Optimisation of PV array geometry

R. Versluis, S. Jongen TNO Building and Construction Research P.O. box 49 2600 AA Delft phone +31 15 269 5300 fax +31 15 269 5299 email: R.Versluis@bouw.tno.nl

Abstract

PV array geometry plays an important role in the prediction of the energy performance of PV systems: the distance between the PV modules, the length and height of the PV modules and reflection between the front and back sides of the module determine the irradiance distribution on the PV array. The homogeneity of the irradiance directly influences the electrical yield of the system, through the electrical interconnections of the PV cells. A non-homogeneous distribution negatively influences the performance of the whole system. An optimum can be determined between electrical performance and system costs (which are related to the ground use of the PV array, which is determined by the inter-array distance, type of PV modules, cell connection schemes, use of bypass diodes etc...). This paper focuses on the first results of a project resulting in better guidelines for the determination of optimum array geometry. Keywords: PV array - 1: Software - 2: Modelling – 3

Introduction

PV array geometry plays an important role in the prediction of the energy performance of such systems: distance between the PV modules, length and height of the modules, inclination angle and optical properties (such as the reflectance values) determine the overall yield in a complicated way. The optimum array geometry depends on these factors as well as the BOS costs of the system. TNO is conducting a series of research projects to assess the procedures for the determination of the optimum PV array geometry and to distil better guidelines for designers and engineers of PV arrays. This article describes the physical models that have been used to develop a computer program for the determination of the energy yield of PV arrays and the first results of the parameter study that is being performed with this program. The results of the parameter study will be used to define better guidelines for the optimisation of PV array geometry.

Model

General approach

A computer program has been developed based on a set of physical models:

- Sky radiance distribution model
- PV irradiance model
- PV electrical model

The *sky radiance distribution model* calculates the radiance distribution over the sky (dome) for a given hour of the day from a given input. The *PV irradiance model* calculates the irradiance distribution over the PV array from the sky radiance distribution and the optical properties of the PV array itself. The *PV electrical model*

calculates the electrical yield of the PV system from the irradiance distribution on the PV array.

These 3 components have been strictly separated to allow the replacement of any of these models with a suitable equivalent model.

Sky radiance distribution model

The sky radiance distribution is calculated in a very straightforward way. First the sky and ground⁴ are divided in small elements (145 each) with almost identical sky angles along a given grid, see figure 1. The grid that is used is described in [4].



Figure 1: Sky distribution grid; the large dots represent the centre points of each sky element, ref [4]. Azimuth angle from 0 to 360°, altitude angle between 0° (at top of sky dome) and 90° (at horizon).

Secondly, using [7] the following 4 components of sky radiation are calculated:

- beam radiation (incl. circumsolar)
- isotropic diffuse radiation
- near horizon radiation
- ground reflected diffuse radiation

Thirdly, according to a set of rules, the contribution of each of these 4 components to each of the 145 elements of the sky and the 145 elements of the ground is calculated. The final result is the radiance distribution over the sky and ground elements. Since this sky distribution model is totally uncoupled from the other models described below, any other model can in principle be used to calculate the sky radiance distribution, such as given in [5] and [6].

PV irradiance model

The PV irradiance model is used to calculate the irradiance distribution on the PV arrays from the calculated radiance distribution of the sky and ground and the optical properties of the system. First, a grid is defined over the PV arrays, dividing it into smaller elements (the grid definition can be done one-on-one with the cell positions). Secondly, the view factor between each PV array element and each sky element (see §2.2) is calculated to take into account the angle of incidence of the radiation and the obstruction of each element by other parts of the system. Thirdly, the view factor

⁴ The ground surface is also modeled as a half dome divided in 145 elements on the same grid as the sky elements.

between each PV array element is calculated to take into account multiple reflections. Figure 2 shows a simplified picture of this principle (excluding multiple reflections).



Figure 2 Principle of PV irradiance model.

With the PV irradiance model the irradiance distribution on each PV array can be calculated and thus the net irradiance on each PV cell. Figure 3 shows an example of the calculated irradiance distribution.

PV electrical model

The electrical PV model is based on a model given in [8]. This model describes the IVcurve off a PV cell, PV module or PV with four parameters:

- a curve fitting parameter (--)
- Il light induced current (Ampere)
- I0 diode reverse saturation current (Ampere)
- Rs series resistance (Ohm)

A more extensive model with 5 parameters may be used, but was not used in this project. These 4 parameters are deduced from measured parameters at STC.

For each PV cell the net irradiance is calculated using the PV irradiance model. Using this value, the IV-curve for each cell is calculated. The effect of the (angle dependent) reflection factor of the PV laminate on the absorbed solar energy is taken into account in this calculation. Secondly, for each string, the resulting IV curve is calculated from the individual IV-curves of each cell (in the current model by-pass diodes are not taken into account) by adding the voltages. Thirdly, the resulting IV curve for each module is calculated by from the individual IV curves of each string by adding the currents. This procedure can be repeated for connected PV modules. Finally, the maximum energy yield for each module or connected modules (arrays) is calculated from the resulting IV curve.

Calculations

Calculations are performed to determine the electrical performance of PV arrays under a varying set of conditions, e.g. as a function of the inter-array distance, the angle of the modules and the reflection factor of the backside of the modules. From these calculations guidelines will be extracted to determine the optimum geometry of the system.

Figure 3 shows an example of the irradiance distribution along the y-axis of the last row of PV modules in figure 2. The angle of the modules with the horizontal is 45°. the inter-array distance is 2 meter. The x-axis shows the hour of the day. In the case of a PV

module placed in the open field (without obstructions by arrays in front of it, this graph would show perfect vertical lines, denoting an identical irradiance value on the PV array along the vertical axis for all hours of the day. It can be seen however that, in this case, points at the bottom side receive a lower irradiance than points at the top side.



Figure 3 Irradiance distribution along vertical axis of PV module (Y-axis) as a function of the hour of the day. (X-axis) for a winter day in The Netherlands. Inter-array distance = 2 meter.

This becomes even clearer when we compare this to figure 4, which shows the irradiance distribution for the same day of the year, but for an inter-array distance of only 0.5 m.



Figure 4 Irradiance distribution along vertical axis of PV module (Y-axis) as a function of the hour of the day. (X-axis) for a winter day in The Netherlands. Inter-array distance = 1 meter.

In this figure it is clearly visible that the bottom side of the PV module receives no direct light from the sun anymore, due to obstruction by the array in front of it. Although this is certainly an example of bad geometry, it clearly shows the effect on the irradiance distribution. But even for less pronounced situations, as depicted in figure 3, the obstruction of the sky from other arrays can have a significant effect on the

homogeneity of the irradiance distribution. In figure 3, the irradiance level at the bottom of the module is about 15% less than the irradiance level at the top of the model, although there is no obstruction of direct light. In a worst case situation this could affect the overall performance of the module with a 15% decrease in efficiency (depending on the inter-cell connections of the module).

The example given above focuses only on the irradiance distribution along the vertical axis. Especially at the edges of the array, the irradiance distribution along the x-axis, parallel to the ground becomes increasingly important and has usually a worse effect on the electrical yield, since cells are usually connected in series parallel to the horizontal axis.

Conclusions

A modular computer model has been made to calculate the electrical performance of PV arrays from the irradiance distribution on the PV arrays. Obstruction of sky elements and multiple reflections between PV elements are taken into account, as well as the effect of non-homogenous irradiance on the PV modules and PV arrays, leading to electrical mismatch between cells and/or modules.

The computer model is currently used to perform a parameter study to determine the influence of geometrical factors (such as distance between the PV modules, height and angle of the PV modules) and optical properties (such as backside reflection factors) on the electrical performance. This parameter study will be used as a basis for the determination of improved guidelines for PV array geometry.

Future work

The computer model is a modular program. Individual parts can be replaced with other models. In the future other sky radiance distribution models may be used for even more accurate calculations. The sensitivity of model parameters may also be the subject of extra research in order to determine future points of interest. The current model does not include a component to take into account the effect of inverters on the efficiency. The model can however simply be extended by such a calculation component.

<u>Acknowledgments</u>

This work was performed with the financial support of Novem, the Netherlands Agency for Energy and the Environment.

References

- [1] Novem, Leidraad PV projecten (1998), brochure in Dutch available from Novem.
- [2] M. van Schalkwijk, A.J. Kil, T.C.J. van der Weiden, Dependence of Diffuse Light Blocking on the Ground Cover ratio for Stationary PV Arrays, Solar Energy 61 (1997)
- G. Blaesser, K. Krebs, Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants, CEC-JRC, Ispra, (1991)
- [4] P. Tregenza, *Subdivision of the Sky Hemisphere for Luminance Measurements*, Lighting Research and Technology **19** (1987)

- [5] Commission Internationale de L'Eclairage (CIE), *Standardisation of Luminance Distribution on clear skies*, CIE publ **22**, Paris (1973)
- [6] R. Perez, R. Seals and J. Michalsky, *All-weather Model for Sky Luminance Distribution - Preliminary Configuration and Validation*, Solar Energy **50** (1993)
- [7] R.R. Perez, J.T. Scott and R. Stewart, An anisotropic Model for Diffuse Radiation Incident of Slopes on Different Orientations and Possible Applications to CPCs, Progress in Solar Energy 6 (1983)
- [8] J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal processes*, 2nd edition, Wiley (1991)

C.3 Abstract (3): Optimale positionering PV arrays

Abstract van paper voor de "Nederlandse Duurzame energie conferentie 2002, de Versnelling" Subject Zonnestroom

Optimale positionering PV arrays

Suzanne Jongen TNO bouw Postbus 49 2600 AA Delft telefoon: +31-(0)15-2691189 fax :+31(0)15-2695299 e-mail: S.Jongen@bouw.tno.nl

In principe is het aantal mogelijkheden om pv modules op een horizontaal vlak te plaatsen oneindig. In het project getiteld 'Optimale positionering PV arrays' hebben we het optimum bepaald in de verhouding tussen energie opbrengst en kosten voor de meest gebruikte positionering, nl in rijen achter elkaar geplaatste PV modules. De factoren die van invloed zijn op de totale energieopbrengst zijn de onderlinge afstand tussen de modules (d), de hoek waaronder ze zijn geplaatst (α), de hoogte van de modules (l) en hun reflectiefactor(r). Om de energieopbrengst te kunnen berekenen moet eerst de netto instraling op elke PV cel worden bepaald. Daartoe wordt de radiantie van de hemelkoepel berekend met het Perez model [1] en de verdeling van de radiantie met het Tregenza model. De irradiantie op PV cellen op de voorste modules wordt berekend uit de radiantie (verdeling) van de hemelkoepel en de zichtfactoren tussen hemelkoepel en module. Bij de bepaling van de netto instraling op achterliggende modules zijn de gevolgen van beschaduwing, vermindering van diffuse instraling ten gevolge van ervoor geplaatste modules en reflecties meegenomen.

Voor de bepaling van de elektrische opbrengst van de PV cel/array is gebruik gemaakt van het elektrisch model (equivalent diode model) afgeleid in Duffie en Beckman,1991 [2]. Daarmee kan uit de door de fabrikant geleverde systeem parameters de IV curve van elke pv cel worden berekend bij een zekere belichting en temperatuur. Het beschrijft de IV curve van een PV cel/ PV module of PV array met behulp van de volgende 4 parameters:

- A curve fitting parameter
- I_L light induced current
- I₀ diode reverse saturation current
- R_s series resistant

De IV curve van de hele module wordt bepaald door de IV curves van de pv cellen "spanningsgewijs" (serieschakeling) en "stroomsgewijs" (parallel schakeling) bij elkaar op te tellen. Daarbij wordt gebruik gemaakt van de wetten van Kirchhof. Dit betekent dat de stroom in een string (in seriegeschakelde PV cellen) gelijk is aan die in de PV cel die het minste stroom genereert. De spanning over parallel geschakelde strings is gelijk aan die over de string met de kleinste spanningswaarde.

Op deze manier kan voor ongelijk belichtte PV cellen de totale IV curve worden bepaald. Om deze berekening snel te kunnen uitvoeren is er een methode ontwikkeld om de IV curve van de totale PV module/PV array te parametriseren. Hiermee kan, gegeven de belichting van elke afzonderlijke pv cel, de IV curve en het vermogen van de hele module/array direct worden bepaald. Op de conferentie zal dieper worden ingegaan op deze parametrisatie en zal haar nauwkeurigheid worden geëvalueerd. Momenteel worden berekeningen uitgevoerd om het verband tussen de energieopbrengst en d, l, α en r te bepalen. Vervolgens zal de verhouding tussen de energieopbrengst en de kosten voor verschillende waarden van d, l, α en r worden geëvalueerd. Aan de hand van de resultaten van deze evaluatie zullen richtlijnen worden opgesteld voor een optimale positionering van de PV modules. Bovengenoemde resultaten en richtlijnen zullen op de conferentie worden gepresenteerd.

- [1] Perez R.et al A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, description and performance validation, Atmospheric Sciences Research center, SUNY at Albany, Albany NY1222, USA, 1987 and published in Solar energy Vol.39, no.3, pp.221-231, 1987
- [2] Solar engineering of thermal processes, 2nd edition, Wiley, 1991

C.4 Artikel Duurzame Energie

Voor: DE Van: Rijkert Knoppers E-mail: knoppers@antenna.nl

 Postbus 1352
 Tel.: 073-6125950

 5200 BK 's Hertogenbosch
 Fax: 073-6125167

Betreft: PV dak TNO

Wat is de meest optimale opstelling voor PV panelen op een plat dak? Onder welke hoek moeten ze komen te staan, en op welke onderlinge afstand? De oplossing is verrassend: gewoon plat neerleggen is het beste.

Hoe horizontaler de panelen staan, des te minder beschaduwing ze veroorzaken. Maar bij een horizontale opstelling ligt de opbrengst lager dan bij bijvoorbeeld een graad of 35. Hoe groter de afstand tussen schuin opgestelde modules, hoe minder beschaduwing, maar hoe groter de afstand, des te minder panelen er op het dak passen. Afwegingen, waar je bij het optimaliseren van de opbrengst van een PV systeem per m² dakoppervlak mee te maken krijgt.

In dit probleem heeft Suzanne Jongen van TNO Bouw in opdracht van NOVEM haar tanden gezet. 'De belangrijkste parameters zijn in dit verband de onderlinge afstand tussen de rijen PV panelen, de lengte van de modules en de keuze van de hoek,' aldus Jongen, 'Om de energieopbrengst te berekenen heb ik zowel een model voor de bepaling van de instraling als een model voor de bepaling van de elektrische opbrengst gebruikt.' Met het eerstgenoemde model kon ze onder meer de directe instraling van de zon, de instraling over de hemelkoepel en de straling aan de horizon vaststellen. Uit de locatie van de zonnepanelen kon ze de instraling berekenen. Een volgende stap was het omrekenen van de instraling naar de elektrische opbrengst van de PV-cel. Het uiteindelijk resultaat is verrassend, want hieruit blijkt dat de gangbare praktijk om panelen schuin in rijen te zetten niet de beste oplossing is: de optimale opstelling van een PV centrale op een plat dak onder Nederlandse omstandigheden is de panelen plat op het dak en zo dicht mogelijk tegen elkaar aan neer te leggen. Of deze opstelling ook uit financieel oogpunt te verkiezen is, lijkt echter de vraag. De platte opstelling vraagt immers veel meer panelen dan een schuine opstelling, waarbij de panelen op wat grotere afstand van elkaar staan. Jongen: 'Wanneer je naar de financieel optimale opstelling gaat kijken kan de uitkomst anders uitvallen. Een argument voor een schuine opstelling is ook, dat de regen de panelen kan schoonspoelen. Mijn onderzoek betrof echter een optimalisatie van de opbrengst van een PV systeem per m² dakoppervlak, waarbij de invloed van de beschaduwing op een exacte manier is meegenomen. Hierin onderscheidt het model zich van bestaande modellen, die alleen schattingen van beschaduwing meenemen.'

Meer informatie: Suzanne Jongen, TNO Bouw: 015 269 52 23.

C.5 Abstract (4): Optimal configuration of a PV power plant on a flat roof

Submitted 9th of April 2002

Abstract for the Conference and Exhibition "PV in Europe, from PV technology to energy solutions", Subject 8

Suzanne Jongen

TNO bouw, Postbus 49, 2600 AA Delft, The Netherlands telephone: +31-(0)15-2691189, fax :+31(0)15-2695299, e-mail: S.Jongen@bouw.tno.nl

Purpose of the work

In this moment, there is a demand for guarantees on the power production of PV systems. Therefore, it becomes more and more important, that PV suppliers are able to make accurate predictions on the power production of PV systems. The models that are used now, simplify the effect of shadowing. In this abstract a new, more sophisticated model is proposed. It was developed, to determine the optimal configuration of a PV power plant on a flat roof.

Approach



Figure 1 Situation sketch used for irradiation calculation

The new model calculates first the irradiation of each PV cell by using the Perez ([1]) and Tregenza model. The Tregenza model divides both the sky and the ground in 145 sky elements, the Perez model calculates the radiation for each sky element (Figure 1). The irradiance of the PV cells on the front modules is found, by summing the inproduct between the radiation of each sky element and the surface of the module over all sky elements. In the calculation of the irradiation of the modules behind, it also is taken into account whether the PV cells are shadowed or not.

Next, the new model calculates the electrical power of the PV cell with the equivalent diode model of Duffie and Beckman [2]. This equivalent diode model determines the current versus voltage curve (IV curve) of a PV cell from the system parameters of the PV cell and its irradiation. The IV curve of the array is calculated by summing the IV curves of all PV cells according to the laws of Kirchhoff. In order to increase the speed of the calculation, a method is developed that parameterizes the whole PV array. In this way, the power of the PV system can be calculated straight from the illumination of the PV cells and their interconnection scheme.

With the new model, the optimal positioning of the most frequently used configuration, namely modules placed in rows behind each other, is determined. Positioning is called optimal, if the yearly amount of power per m^2 roof is maximum. The amount of power

per m² roof surface depends both on the angle under which the modules are positioned, shadowing and the number of modules that can be placed on the roof. In the developed model, these factors are translated into the following parameters: the distance between the modules (*d*), the angle under which they are positioned (α) and the height of the modules (*h*) (Figure 1).

Scientific innovation and relevance

New in the proposed model is, that it calculates an exact value for the irradiation of the PV cells from the sky luminance distribution and the information whether or not the PV cells receive radiation from the individual sky elements (shadowing). Next to that, a new procedure, able to calculate the power of a PV system straight from the system parameters of the PV cells, the illumination of each PV cell and its interconnection scheme, is developed.

Results and conclusions

Results for the optimal configuration are calculated using the Test Reference Year database (TRY) for the Dutch climate. It was found that the optimal positioning of modules, placed in rows behind each other, occurs, when they are placed flat and against each other on the ground.

- [1] Perez R.et al A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces, description and performance validation, Atmospheric Sciences Research center, SUNY at Albany, Albany NY1222, USA, 1987 and published in Solar energy Vol.39, no.3, pp.221-231, 1987
- [2] J.A. Duffie, W.A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal processes*, 2nd edition, Wiley (1991)