



Technische Voorlichting Elektriciteit (TVE)

TVE 002: Fotovoltaïsche installaties

Technische Voorlichting Elektriciteit (TVE)

TVE 002: Fotovoltaïsche installaties

versie 2024

Dit is een uitgave van Volta

Marlylaan 15/08

1120 Brussel

<mailto:info@volta-org.be>

<http://www.volta-org.be>

© Tecnolec 2015 – Volta 2020 – Volta 2024

Niets uit deze uitgave mag worden verveelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevensbestand of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen of enige andere manier, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de uitgever.

De enige uitzondering hierop vormen de checklists, die bedoeld zijn als werkdocument en die zonder beperking mogen worden gebruikt.

Inhoudsopgave

1.	Inleiding	6
1.1.	Onderwerp	6
1.2.	Afbakening	6
1.3.	Doelgroep	6
1.4.	Auteurschap	6
1.5.	Disclaimer	6
1.6.	Leeswijzer	6
1.7.	Begrippen	7
1.7.1.	Brussel	7
1.7.2.	PV-module	7
1.7.3.	Piekvermogen (kWp)	8
1.7.4.	PV-installatie	8
1.7.5.	Vermogen van een PV-installatie	9
1.7.6.	Opbrengst	9
1.7.7.	String	9
2.	Projectdefinitie	10
2.1.	Inleiding	10
2.2.	Algemene informatie	10
2.3.	Gebouw	10
2.3.1.	Bouwjaar	10
2.3.2.	Foto's	10
2.3.3.	Toestand dak	10
2.3.4.	Type dak	10
2.3.5.	Type dakbedekking	10
2.3.6.	Afmetingen / oriëntatie / dakhelling / schaduwelementen	10
2.3.7.	Dakisolatie	10
2.4.	Elektrische installatie	11
2.4.1.	Distributienetbeheerder	11
2.4.2.	Netspanning	11
2.4.3.	Aansluiting	11
2.4.4.	Jaarlijks verbruik	11
2.4.5.	Afstanden	11
2.4.6.	Bliksemafleider	11
2.4.7.	Gewenst vermogen en gewenst type PV-modules	11
2.5.	Bijkomende informatie	12
2.6.	Situatieschets	12
3.	Ontwerp en dimensionering	13
3.1.	Overzicht	13
3.2.	Wetten, reglementen en normen	13
3.2.1.	Bouwvergunning	13
3.2.2.	AREI	13
3.2.3.	Net-gekoppelde PV-installaties	13
3.2.4.	Plaatsingsaanvraag of meldingsplicht	15
3.2.5.	Europese richtlijnen	15
3.2.6.	Normen	16
3.2.7.	Voorschriften van de fabrikant	16
3.2.8.	Technische specificatie	16
3.3.	Grootte van de installatie	17
3.3.1.	Jaarlijkse opbrengst in optimale omstandigheden	17
3.3.2.	Locatie, oriëntatie en helling	18
3.3.3.	Beschikbare oppervlakte	19
3.3.4.	Reglementaire grenzen	20

3.4.	Type PV-module	21
3.4.1.	Type zonnecel	21
3.4.2.	Keuze van de PV-modules	22
3.5.	Aantal omvormers	22
3.5.1.	Centrale omvormer	23
3.5.2.	String-omvormer	23
3.5.3.	Micro-omvormers en optimizers	23
3.6.	Omvormer	24
3.6.1.	Automatisch scheidingsstelsel	24
3.6.2.	Compatibiliteit	24
3.6.3.	Werkingsgebied van de PV-modules en van de omvormer	24
3.6.4.	Serie- en parallelschakeling	25
3.6.5.	Vermogen van de omvormer	25
3.6.6.	$U_{DC \max}$	27
3.6.7.	$U_{DC \min}$	28
3.6.8.	$I_{DC \max}$	28
3.6.9.	Mono- of driefasige omvormer	28
3.6.10.	Power quality	28
3.6.11.	Plaats van de omvormer	29
3.7.	DC-bekabeling	30
3.7.1.	Veiligheid	30
3.7.2.	Uitwendige invloeden	31
3.7.3.	Brandreactie	31
3.7.4.	Plaatsingswijze	31
3.7.5.	Beveiliging van strings tegen inverse stroom	32
3.7.6.	Beveiliging van beide polen	33
3.7.7.	Kabelberekening	34
3.7.8.	Kabelcodering	35
3.8.	DC-connectoren	36
3.9.	Veiligheidsonderbreking DC	37
3.10.	Aarding van draagstructuur	37
3.11.	Bliksem- en overspanningsbeveiliging	38
3.12.	Lay-out van de DC-bekabeling	38
3.13.	AC-bekabeling	39
3.14.	Veiligheidsonderbreking AC	40
3.14.1.	Installaties tot 30 kVA	40
3.15.	Beveiligingen opgelegd door Synergrid	40
3.15.1.	Beveiliging tegen intern defect	40
3.15.2.	Netontkoppelbeveiliging	40
3.15.3.	Andere beveiligingen opgelegd door Synergrid	40
3.16.	Groene-stroom-meter	41
3.17.	Aanpassingen aan de bestaande installatie	41
3.17.1.	Huishoudelijke installatie zonder verliesstroomschakelaar of met type AC	42
3.17.2.	Nominale stroom van de aanwezige toestellen en bekabeling	43
3.18.	Waarschuwinglabels	44
3.19.	Codering	44
3.20.	Documentatie	45
3.21.	Wat bij brand?	46
4.	Installatie	47
4.1.	Werken op hoogte	47
4.2.	Elektrische gevaren	47
4.2.1.	Steeds onder spanning	47
4.2.2.	DC-stroom	47

4.3.	Plaatsen van de PV-modules.....	48
4.4.	Verbinden van de PV-modules	48
4.5.	Bevestiging van de DC-bekabeling.....	49
4.6.	Kabelcodering en waarschuwingen	49
4.7.	Plaatsing van de omvormer	49
5.	Indienststelling.....	50
5.1.	Inleiding	50
5.2.	Visuele controle	50
5.3.	Conformiteitscontrole	50
5.4.	Aansluiting van het DC-gedeelte	51
5.5.	Aansluiting van het AC-gedeelte.....	51
6.	Foutopsporing.....	52
6.1.	Wijzigingen aan de PV-installatie.....	52
6.2.	Inspectie	52
6.3.	Monitoring.....	53
6.4.	I-U curve	53
6.5.	Thermografie	54
6.6.	Recyclage van PV-modules	55
7.	Bijkomende informatie	56
7.1.	Zonnecellen	56
7.1.1.	Werkingsprincipe	56
7.1.2.	Directe en diffuse straling	56
7.1.3.	Types zonnecel.....	56
7.2.	Opbouw van een PV-module	57
7.2.1.	Inleiding	57
7.2.2.	PV-module met kader	57
7.2.3.	Dunne-film module.....	57
7.2.4.	BIPV.....	57
7.2.5.	Semitransparante modules	57
7.2.6.	Gestructureerd glas	58
7.3.	Elektrische eigenschappen van een PV-module.....	58
7.3.1.	Kenmerkende grootheden	58
7.3.2.	Invloed van de instraling	59
7.3.3.	Invloed van de temperatuur	60
7.3.4.	Rendement	62
7.3.5.	Piekvermogen.....	62
7.3.6.	Veroudering	62
7.3.7.	Flashtest	62
7.3.8.	Isolatieklasse	62
7.3.9.	Functionele aarding	63
7.4.	Voorbeeldspecificaties van een PV-module.....	64
7.5.	Schaduw of vuil op een deel van een PV-module.....	65
7.5.1.	Inleiding	65
7.5.2.	Diode	65
7.5.3.	PV-cel	66
7.5.4.	PV-module	66
7.5.5.	Bypass-diode	67
7.6.	Omvormers	68
7.6.1.	Functie	68
7.6.2.	Symbool.....	68
7.6.3.	Maximum Power Point Tracker (MPPT).....	69
7.6.4.	Rendement van een omvormer	69

7.6.5.	Bedrijfstemperatuur van de omvormer.....	71
7.6.6.	Omvormer met of zonder transformator.....	72
7.6.7.	Omvormertechnologie en potentialen aan de DC-zijde.....	74
7.6.8.	Isolatiecontrole.....	74
7.6.9.	Net zonder nulgeleider.....	75
7.6.10.	Omvormers en ondersteuning van het net.....	75
7.7.	Stringzekering.....	75
7.7.1.	Inleiding.....	75
7.7.2.	Smeltveiligheid.....	75
7.7.3.	Elektronische stringzekering.....	79
7.8.	Blokkeerdioden.....	80
7.9.	DC-automaten.....	81
8.	Bijlage 1: Checklist Projectgegevens.....	82
9.	Bijlage 2: Checklist Indienstelling / onderhoud van een PV-installatie.....	84
10.	Bijlage 3: Rekenblad Schaduw van voorwerpen uit de omgeving.....	93
10.1.	Inleiding.....	93
10.2.	Overzicht.....	93
10.3.	Schaduwbronnen.....	93
10.4.	Diagram met zonnetrajecten.....	95
10.4.1.	Traject van de zon.....	95
10.4.2.	Ingeven van de schaduwbronnen.....	96
10.5.	Type zonnecel.....	96
10.6.	Berekening van het verlies door schaduw.....	97
10.6.1.	Inleiding.....	97
10.6.2.	Effect van schaduw per maand.....	97
10.6.3.	Maandelijks bijdrage aan de opbrengst per jaar.....	97
11.	Afkortingen.....	100
12.	Referenties.....	102

1. Inleiding

1.1. Onderwerp

Een fotovoltaïsche of PV-installatie zet de energie van zonlicht rechtstreeks om in elektriciteit. Ze maakt hiervoor gebruik van het fotovoltaïsch effect (de afkorting komt van het Engels Photo Voltaics).

Deze Technische Voorlichting Elektriciteit (TVE) bevat richtlijnen om te komen tot een kwaliteitsvolle PV-installatie op elektrisch gebied.

Voor de bouwkundige aspecten verwijzen we naar de relevante Technische Voorlichtingen van Buildwise, het innovatiecentrum van de bouwsector.

De TVE omvat de volledige hoofdstukken:

- [Projectdefinitie](#)
- [Ontwerp en dimensionering](#)
- [Installatie](#)
- [Indienststelling](#)
- [Foutopsporing](#)
- [Bijkomende informatie](#)

In bijlage worden twee checklists en een rekenblad aangeboden.

1.2. Afbakening

De TVE beperkt zich tot de elektrische aspecten van de PV-installatie.

Bovendien beperkt ze zich tot installaties met een maximum AC-vermogen tot 124 kVA. Waar nodig worden installaties tot 10 kVA apart besproken. Zie ook § 1.7.5.

1.3. Doelgroep

De TVE dient als leidraad en ondersteunde informatie voor de verantwoordelijke die een PV-installatie realiseert. Ze veronderstelt algemene kennis van elektrische installaties. Ze biedt oplossingen voor praktische problemen die de verantwoordelijke kan ondervinden.

De TVE is niet rechtstreeks bedoeld voor uitvoerende werkrachten. De personen die de PV-installatie plaatsen moeten voldoende vakkennis bezitten en ze moeten zich bewust zijn van de gevaren (§ 4.1 en 4.2).

1.4. Auteurschap

Dit document is opgesteld door Volta vzw, in overleg met Buildwise dat Technische Voorlichtingen opstelt voor de bouwkundige aspecten van een PV-installatie.

Daarbij is ook een beroep gedaan op een werkgroep van externe experts:

An Geysenbergh, Bram Leys, Eric Dupont, Hessel van den Berg, Jo Neyens, Lieven Spincemaille, Patrick Deketelaere, Paul Van den Bossche, Peter Vermeulen, Raf Vermeulen, Stefan Dewallef, Sylvain Terryn.

1.5. Disclaimer

Volta heeft dit document met grote zorgvuldigheid samengesteld. Voor mogelijke onjuistheid en/of onvolledigheid van de hierin verstrekte informatie kan Volta echter geen aansprakelijkheid aanvaarden. Evenmin kunnen aan de inhoud van dit document (inclusief bijlagen) rechten worden ontleend.

De gebruiker moet zich er eveneens van bewust zijn dat de informatie kan veranderen zonder dat hij daarvan op de hoogte wordt gebracht.

1.6. Leeswijzer

- [Tekst in het blauw bevat een koppeling naar een ander gedeelte van dit document of naar een webpagina. In het laatste geval is hij ook onderstreept.](#)
- *Cursieve tekst in het lichtblauw is een letterlijk citaat.*
- Waar verwezen wordt naar reglementering, is het steeds aangeraden het betreffende document te raadplegen en niet alleen de samenvatting ervan in deze TVE.

1.7. Begrippen

1.7.1. Brussel

In deze tekst wordt in verband met de reglementering het Brussels Hoofdstedelijk Gewest afgekort tot Brussel.

1.7.2. PV-module

Een zonnecel (§ 7.1) zet de energie van licht dat erop invalt, rechtstreeks om in elektriciteit. Losse zonnecellen zijn niet praktisch in het gebruik. Daarom worden ze samengebouwd tot een PV-module, die enkele tientallen cellen in serie bevat. Synoniemen zijn zonnepaneel en PV-paneel.

Figuur 1 toont het meest gebruikte symbool voor een PV-module.

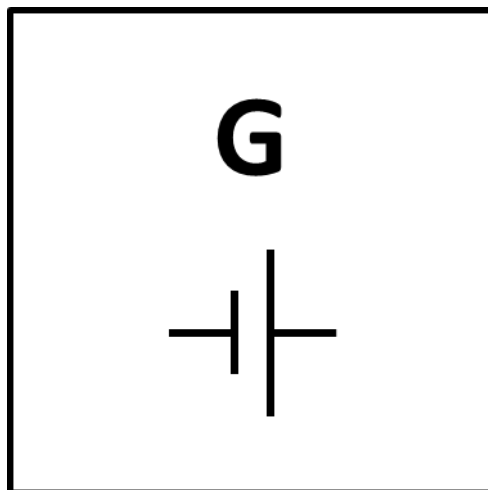


Figuur 1: symbool voor een PV-module

In de norm IEC 60617 (graphical symbols for diagrams) wordt een ander symbool voorgesteld:

- [Figuur 2](#)
- Lettercode G
- Omschrijving: foto-elektrische generator
- Nr: S00908

Dit symbool wordt bijna nooit gebruikt.



Figuur 2: symbool voor een PV-module volgens IEC 60617

1.7.3. Piekvermogen (kWp)

Het nominale vermogen van een PV-module (of bij uitbreiding van alle PV-modules in een PV-installatie) wordt piekvermogen genoemd.

Het wordt uitgedrukt in Wp (Watt-piek) of kWp (kiloWatt-piek).

Het wordt gemeten onder testcondities die internationaal zijn vastgelegd (Tabel 1):

Instralend vermogen	1000 W/m ² (bij gestandaardiseerd zonlicht)
Celtemperatuur	25 °C
Luchtmassaspectrum	1,5 (dit laatste betekent dat het zonlicht een afstand door de atmosfeer heeft afgelegd die gelijk is aan anderhalf maal de gemiddelde dikte van de atmosfeer)
Tabel 1: standaard Test Conditities (STC) voor het bepalen van het piekvermogen van PV-modules	

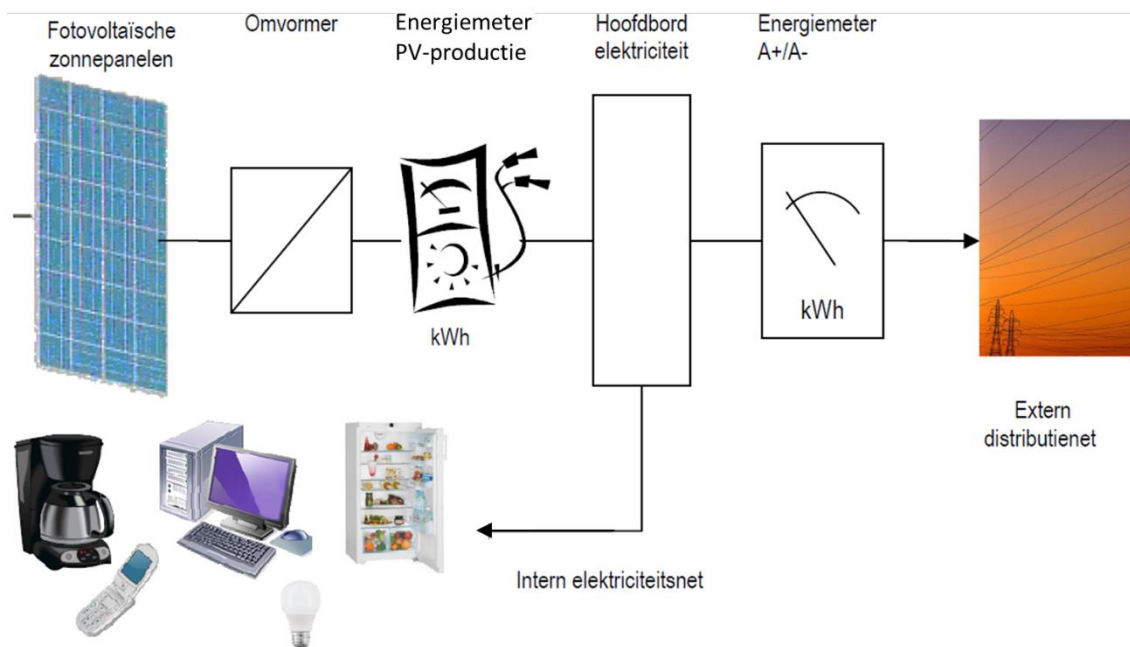
Het piekvermogen is niet het maximale vermogen. Het instralend vermogen kan groter zijn dan 1000 W/m² en de opbrengst van een module stijgt bij dalende celtemperatuur (§ 7.3.3). In gunstige omstandigheden (veel zon, lage temperatuur), kan het gebeuren dat een PV-module meer vermogen levert dan haar piekvermogen.

PV-modules op basis van amorf silicium leveren gedurende de eerste weken ook een groter vermogen dan hun piekvermogen, dat gemeten wordt na stabilisatie.

1.7.4. PV-installatie

Met PV-installatie bedoelen we het geheel van alle componenten, bekabeling en meetapparatuur van een installatie om zonne-energie om te zetten in elektriciteit en die elektriciteit te kunnen gebruiken.

Een net-gekoppelde PV-installatie omvat dus ook de omvormer(s) om de gelijkstroom van de PV-modules om te zetten in wisselstroom en alle voorgeschreven beveiligingen die ervoor moeten zorgen dat de PV-installatie de veilige uitbating van het net niet in het gedrang brengt (bv. wanneer het net spanningsloos geschakeld wordt om eraan te werken, mag de PV-installatie het net niet onder spanning kunnen zetten).



Figuur 3: aansluiting PV-installatie ≤ 10 kVA – vereenvoudigd schema (bron [1])

1.7.5. Vermogen van een PV-installatie

In de reglementering wordt vaak verwezen naar het vermogen van de PV-installatie. Daarmee wordt het maximaal AC-vermogen van de omvormer(s) bedoeld. Dit wordt meestal uitgedrukt in kVA of in kW. Beide eenheden komen voor in de reglementering. In de praktijk is er meestal weinig verschil aangezien de arbeidsfactor van de geleverde spanning en stroom meestal nagenoeg gelijk is aan 1. Het verschil wordt wel belangrijk als aan de PV-installatie zou gevraagd worden om reactief vermogen te leveren (bv. om het net te ondersteunen) en bij beduidende harmonische vervorming.

1.7.6. Opbrengst

Wanneer men spreekt van de opbrengst van een PV-installatie, dan kan het gaan om de financiële winst of om de energieopbrengst, m.a.w. de geproduceerde elektriciteit. In dit document bedoelen we met de opbrengst altijd de energieopbrengst.

De opbrengst wordt meestal uitgedrukt in kWh/jaar. Afhankelijk van de context gaat het om de jaarlijkse opbrengst die men gemiddeld mag verwachten of om de werkelijke opbrengst voor een bepaald jaar (die afhankelijk is van de weersomstandigheden).

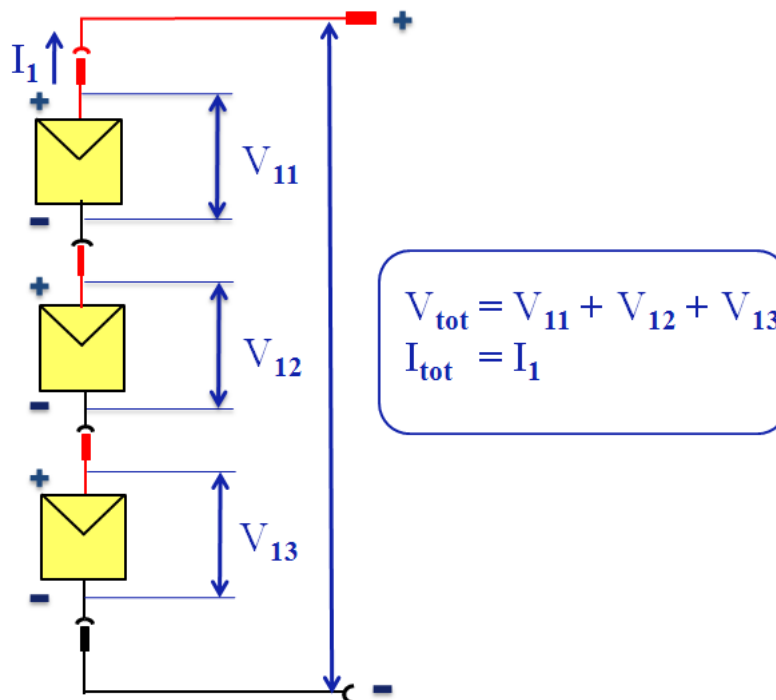
1.7.7. String

Bij het transport van elektriciteit is het interessant om op een zo hoog mogelijke spanning te werken, omdat dan, voor eenzelfde vermogen, de stroom en dus ook de minimale kabelsectie het kleinst is.

Daarom worden in een PV-installatie vaak meerdere modules in serie geschakeld. Men spreekt dan van een string (Figuur 4). De DC-spanning verhoogt en de stroom blijft gelijk, dus het vermogen verhoogt en de transportverliezen in het DC-gedeelte blijven dezelfde.

De spanning die zo bekomen wordt, is voldoende hoog om versterking overbodig te maken (§ 7.6.6).

Een nadeel hiervan is dat een hogere spanning betekent dat de gevolgen van een eventuele elektrische schok ernstiger worden. De beveiliging tegen rechtstreekse en onrechtstreekse aanraking moet aangepast zijn aan het niveau van de maximale spanning.



Figuur 4: string = serieschakeling van PV-modules

2. Projectdefinitie

2.1. Inleiding

Om een optimaal ontwerp van een PV-installatie uit te werken, moeten ter plaatste de gegevens verzameld worden die een invloed hebben op de installatie.

Voor een lijst van de vereiste gegevens zie [Bijlage 1: Checklist Projectgegevens](#).

De checklist is onderverdeeld in volgende rubrieken:

- Algemene informatie
- Informatie over het gebouw
- Informatie over de elektrische installatie die al aanwezig is
- Bijkomende gegevens
- Situatieschets met omgevingsinformatie

2.2. Algemene informatie

Administratieve informatie ten behoeve van het dossier.

2.3. Gebouw

2.3.1. Bouwjaar

Deze informatie geeft een beeld van de eisen die tijdens de bouwperiode van kracht waren (bijvoorbeeld: isolatiewaarde van het dak, § 2.3.7).

2.3.2. Foto's

Foto's zeggen meer dan beschrijvingen ([Figuur 6](#)).

2.3.3. Toestand dak

- Veel PV-modules worden boven op een dak geplaatst. Er bestaan er echter ook die kunnen dienen als bouwelement in het dak of de gevel. Men spreekt dan van BIPV, van het Engels "Building Integrated Photo Voltaics".
- Voor een inspectielijst over de toestand van het dak verwijzen we naar documenten van het Buildwise .
- Stabiliteit van het dak: voor particuliere installaties vormt dit meestal geen beperking, maar voor industriële projecten is de stabiliteit een erg belangrijke factor.
 - Zie de "Technische Voorlichtingen" van Buildwise .
 - Bij twijfel moet, vóór het plaatsen van de PV-installatie, een stabiliteitsstudie uitgevoerd worden door een deskundige.
- De kwaliteit van de dakbedekking is een aandachtspunt. Een renovatie van de dakbedekking kan aangewezen zijn alvorens de PV-installatie te plaatsen, die 25 jaar of meer moet meegaan.
- Een belangrijke vraag is of er al dan niet asbest zit in de dakbedekking.

2.3.4. Type dak

- Voor hellende daken worden specifieke montagethodes gebruikt.
- Voor platte daken moeten verankeringen of ballast worden voorzien.

2.3.5. Type dakbedekking

- Elk type dakbedekking vraagt de nodige kennis en vaardigheden om de wind- en waterdichtheid van het dak nog te kunnen garanderen na het plaatsen van de PV-installatie.

2.3.6. Afmetingen / oriëntatie / dakhelling / schaduwelementen

- Hier verwijzen we naar de situatieschets op de keerzijde van de checklist.
- Schaduw is een factor die een grote invloed heeft op de opbrengst van een PV-installatie
 - Het is de bedoeling om alle obstakels die schaduw op het dak werpen, in kaart te brengen. Voor meer uitleg hierover verwijzen we naar § 10.3.
 - De PV-installatie moet zoveel mogelijk op een schaduwvrije zone van het dak geplaatst worden. Dit kan een vreemde opstelling vereisen, omwille van de schaduw van schoorstenen, masten, koepels, ...

2.3.7. Dakisolatie

Bij het plaatsen van een PV-installatie op een woning, kan het zijn dat het dak voldoende geïsoleerd moet zijn om recht te hebben financiële steun.

2.4. Elektrische installatie

2.4.1. Distributienetbeheerder

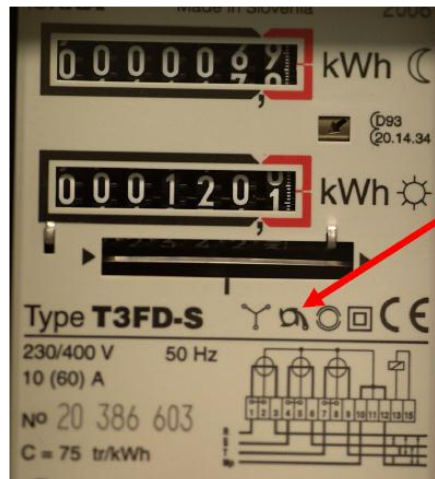
Wie de distributienetbeheerder (DNB) is in de gemeente waar de PV-installatie zal komen, is administratieve informatie. Wie de DNB is kan opgezocht worden op <https://www.vreg.be/nl/netbeheer> of <https://www.cwape.be/mon-grd>. Voor Brussel is het altijd [Sibelga](#).

2.4.2. Netspanning

- Bij een monofasige aansluiting kunnen metingen geen uitsluitsel geven of het net voorzien is van een nulgeleider (3N400 net) of niet (3,230 net): zie § 7.6.9. Bij twijfel moet dit steeds schriftelijke nagevraagd worden bij de DNB.
- Bij een driefasige netaansluiting moet de aanwezige spanning nagekeken worden (400 of 230V). De richting van het draaiveld moet opgevraagd worden bij de DNB of gemeten worden. Na de installatie moeten de aansluitingsklemmen met een eenduidige markering de opeenvolging van de fasen weergeven (§ 3.19).

2.4.3. Aansluiting

- Het aansluitvermogen bepaalt het maximaal vermogen dat aan het net kan worden teruggeleverd.
- Is er een Ferrarimeter? Dan moet die vervangen worden door een digitale meter. In Wallonië is dit verplicht sinds 1 januari 2024, in Vlaanderen en Brussel bestaat de verplichting al langer. Dit geldt ook als de Ferrarimeter uitgerust is met een teruglooprem (Figuur 5), waardoor hij niet kan terugdraaien.



Figuur 5: symbool voor een teruglooprem op een Ferrarimeter

- Zonder eigen hoog- of middenspanningcabine is het te plaatsen vermogen meestal beperkt tot ongeveer 100 kVA.

2.4.4. Jaarlijks verbruik

- De bedoeling van een PV-installatie is vaak om (een deel van) het eigen verbruik op jaarbasis te dekken. Meer installeren is goed voor het milieu – er wordt meer hernieuwbare energie opgewekt – maar of het ook economisch interessant is hangt onder meer af van de tarieven voor het gebruik van het distributienet en de eventuele vergoeding voor de geïnjecteerde energie.
- Bij tweevoudig uurtarief zal een terugdraaiende meter bij injectie tijdens de weekdays vooral de meter voor normale uren laten terugdraaien en tijdens het weekend de meter voor stille uren..

2.4.5. Afstanden

- De afstanden tussen de diverse onderdelen van de PV-installatie dienen om de doorsnede van de geleiders te kunnen bepalen in functie van de stroom en de toegelaten spanningsval
- Bij bestaande kabels moet het type en de doorsnede genoteerd worden.

2.4.6. Bliksemafleider

Bij het ontwerp van de PV-installatie moet rekening gehouden worden met het al of niet aanwezig zijn van een bliksemafleiderinstallatie voor het gebouw (§ 3.11).

2.4.7. Gewenst vermogen en gewenst type PV-modules

Het vermogen van de PV-installatie en het type PV-modules wordt bepaald in overleg met de klant.

2.5. Bijkomende informatie

Rubriek om informatie te vermelden die niet standaard is.

2.6. Situatieschets

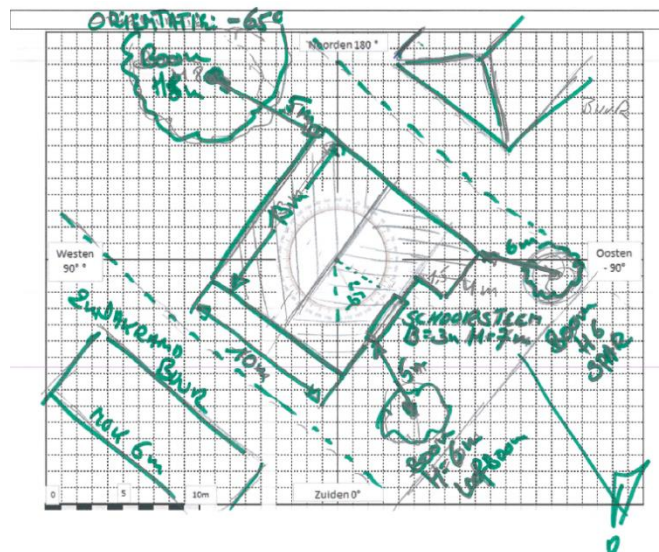
Op de situatieschets (Figuur 7) worden het gebouw en de omgeving in kaart gebracht:

- Afmetingen, oriëntatie en helling van het dak (of eventueel van de muren bij BIPV).
- Elementen van het gebouw die schaduw kunnen werpen op de PV-installatie (vb. schouw, dakkapel).
- Elementen van de omgeving die schaduw kunnen werpen op de PV-installatie (vb. bomen, nabijgelegen gebouwen, heuvels).
- De schets kan aangevuld worden met foto's (Figuur 6) en met informatie over de omgeving die op het internet beschikbaar is.

Voor het effect van schaduw, zie [Bijlage 3: Rekenblad Schaduw van voorwerpen uit de omgeving](#).



Figuur 6: foto van huis



Figuur 7: voorbeeld van een situatieschets

3. Ontwerp en dimensionering

3.1. Overzicht

Voor het dimensioneren van de PV-installatie worden de gegevens gebruikt die verzameld werden tijdens het klantenbezoek i.v.m. de projectdefinitie (zie [Bijlage 1: Checklist Projectgegevens](#)).

Het dimensioneren kan best in stappen gebeuren. Ze worden beschreven in § 3.2 tot 3.21.

3.2. Wetten, reglementen en normen

PV-installaties moeten voldoen aan de wetten en reglementen ter zake. Zij moeten ook voldoen aan de regels van goed vakmanschap. Daarvoor kan men zich baseren op normen die niet in de wetgeving worden vermeld.

Bij het ontwerp moet daarmee rekening gehouden worden.

In dit hoofdstuk proberen we een overzicht te geven van de voornaamste wetten en reglementen die van toepassing zijn op het elektrisch gedeelte van een PV-installatie en van een aantal normen. Hou er rekening mee dat de documenten onderhevig zijn aan veranderingen en dat dit overzicht niet volledig is. Om zeker te zijn van de exacte voorwaarden zal steeds de meest recente versie van een document geraadpleegd worden.

3.2.1. Bouwvergunning

In een aantal gevallen is een bouwvergunning nodig om een PV-installatie te mogen plaatsen. Dit onderwerp valt buiten het bestek van dit document. We wijzen er alleen op dat een vergunning vereist is o.a. om PV-modules tegen een muur te bevestigen.

3.2.2. AREI

Elke PV-installatie in België moet voldoen aan het [AREI](#) (Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties). Zie ook [FOD Economie-notas en thematische fiches](#).

Dat betekent dat ook de bepalingen inzake keuring van toepassing zijn, zelfs als de PV-installatie niet op het elektriciteitsnet wordt aangesloten (§ 5.1).

Het AREI boek 1 "Installaties op laagspanning en op zeer lage spanning" bevat een hoofdstuk 7.112. "Huishoudelijke fotovoltaïsche installaties op laagspanning (≤ 10 kVA)" met aanvullingen op de algemene eisen.

3.2.3. Net-gekoppelde PV-installaties

Net-gekoppelde PV-installaties moeten voldoen aan:

- De technische reglementen van de regulator
 - Vlaanderen: [VREG technische reglementen](#)
 - Brussel: [BRUGEL reglementen](#)
 - Wallonië: [CWaPE règlements techniques](#)
- De [technische voorschriften van Synergrid](#), in het bijzonder Synergrid C10/11 (zie volgende blz.).
- Het aansluitreglement van de DNB, met inbegrip van eventuele aanvullende voorschriften voor het aansluiten van decentrale productie.

3.2.3.1. Synergrid C10/11

Het document Synergrid C10/11 bevat de “*Specifieke technische voorschriften voor elektriciteitsproductie-installaties die parallel werken met het distributienet*” [2]. De eisen moeten onder meer de veiligheid van werknemers die aan het net werken en de goede werking van het net garanderen.

Zoals al vermeld werd, is het aangeraden om, wanneer de TVE verwijst naar de Synergrid C10/11 of een ander reglementair document, het document zelf te raadplegen en niet alleen de samenvatting ervan in deze TVE.

Om het lezen van de Synergrid C10/11 te vergemakkelijken, geven we hier de structuur:

- Hoofdstuk 1: Algemene bepalingen
 - doel
 - wettelijk, normatief en sectoraal kader
 - afwijkingen inzake de toepassing van C10/11
- Hoofdstuk 2: Toepassingsgebied
 - in scope – out of scope
 - specifieke gevallen
- Hoofdstuk 3: Geldigheid
- Hoofdstuk 4: Definities en afkortingen
 - o.a. de definitie van het maximum vermogen, van een “kleine” installatie, van een energieopslagsysteem
- Hoofdstuk 5: Procedure tot indienstname en buitendienststelling
 - standaardprocedure
 - vereenvoudigde procedure voor kleine installaties (≤ 10 kVA)
- Hoofdstuk 6: Technische basisvereisten van de elektriciteitsproductie installatie
 - ontwerp en bouw van de eenheden
 - verwijst naar bijlage D: Technische basisvereisten van de eenheid
 - doelgroep: fabrikanten
- Hoofdstuk 7: Bijkomende vereisten voor installatie
 - aansluiting van de installatie en bijkomende uitrustingen nodig voor aansluiting op het distributienetwerk, zoals: veiligheidsonderbreking, beveiliging, fasebalans, communicatie, ...
 - doelgroep: installateur
- Hoofdstuk 8: Wisselwerking met het distributienet
 - Installatie in gebruik – compatibiliteit met het openbare netwerk: SCADA, power quality , toegevoegd kortsluitvermogen, ...
 - doelgroep: gebruiker
- Bijlage A: Samenvatting van de belangrijkste benodigde apparatuur (ter informatie)
 - matrix in Excel met de benodigde uitrustingen per
 - type aansluiting (LS/HS, mono/tri)
 - toepassing (batterijen of niet)
 - maximaal vermogen
 - ≤ 10 kVA
 - ≤ 30 kVA
 - ≤ 250 kVA
- Bijlage B: Homologatieprocedure Synergrid
 - stappen die een fabrikant moet doorlopen om een product te laten opnemen in een van de [lijsten met gehomologeerd materialen](#) van Synergrid
- Bijlage C: Beveiligingsinstellingen
 - parameters voor de instelling van
 - een automatisch scheidingsstelsel
 - een ontkoppelbeveiligingsrelais
- Bijlage D: Technische basisvereisten van de elektriciteitsproductie eenheid
 - hoort bij hoofdstuk 6
 - basis voor de homologatie voor opname van een toestel op de lijst Synergrid C10/26

3.2.4. Plaatsingsaanvraag of meldingsplicht

In de meeste gevallen moet voor het plaatsen van een net-gekoppelde PV-installatie op voorhand toelating gevraagd worden aan de DNB. In het Brussels Hoofdstedelijk Gewest (afgekort Brussel) is dit altijd het geval. In Vlaanderen en Wallonië geldt er in sommige gevallen alleen een meldingsplicht.

In Vlaanderen en Wallonië volstaat een melding achteraf voor "kleine productie-installaties" zoals gedefinieerd in de Synergrid C10/11 [2] § 4.1.7.

- Voor Vlaanderen zie [Fluvius zonnepanelen-verplichtingen](#)
In Vlaanderen geldt er ook een meldingsplicht voor de installateur:
<https://partner.fluvius.be/nl/thema/installateurs> Meldingsplicht installateur
- In Brussel moet u eerst een bidirectionele meter aanvragen (of laten activeren) door Sibelga:
- [Sibelga.be aansluitingen-meters duurzame-energie zonnepanelen](#)
 - [administratieve & technische gids voor de installatie van fotovoltaïsche zonnepanelen](#)
- Voor Wallonië: energie.wallonie.be/notifier-la-mise-en-service-d-une-installation-au-GRD

Ook bepaalde wijzigingen aan een PV-installatie moeten aan de DNB gemeld worden (§ 6.1). Soms wordt een herkeuring van de PV-installatie opgelegd.

3.2.5. Europese richtlijnen

Onder meer de Europese Laagspanningsrichtlijn en de EMC richtlijn zijn van toepassing. Voor een korte samenvatting, zie [FOD Economie Laagspanningsrichtlijn](#) en [FOD Economie Richtlijn elektromagnetische compatibiliteit](#) (FOD = Federale OverheidsDienst).

3.2.6. Normen

Er bestaan talrijke normen die betrekking hebben op PV-installaties. We sommen er een aantal op in [Tabel 2](#).

NBN EN 50160	Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks
NBN EN 60228	Geleiders in kabels
NBN EN 60269-1	Low-voltage fuses – part 1: general requirements
NBN EN 60269-6	Low-voltage fuses – part 6: supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar PV energy systems
IEC 60364-7-712 en HD 60364-7-712	Electrical installations of buildings – part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
NBN EN 60891	Procedures voor temperatuurs- en instralingscorrecties van gemeten I – V curves
NBN EN 61215	Testen van PV-modules
NBN EN IEC 61730	Photovoltaic (PV) module safety qualification
NBN EN 62109	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems
NBN EN 62305	Beschermen van structuren tegen blikseminslag
IEC 62548	Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements
IEC 62804	Photovoltaic (PV) modules - Test methods for the detection of potential-induced degradation
NBN EN 62852	Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests
Tabel 2: een aantal normen voor (onderdelen van) PV-installaties	

3.2.7. Voorschriften van de fabrikant

Voor alle componenten zijn de voorschriften van de fabrikant van toepassing.

3.2.8. Technische specificatie

De Belgische FOD Economie heeft een technische specificatie [STS 72-1](#) voor residentiële PV-installaties gepubliceerd.

Voor de draagwijzde van een STS verwijzen we naar deze [webpagina](#) van de FOD Economie.

3.3. Grootte van de installatie

Het is aan de klant om te beslissen hoe groot de jaarlijkse elektriciteitsproductie van de PV-installatie moet zijn. Op basis daarvan kan het piekvermogen bepaald worden.

Zoals aangegeven in § 2.4.4 kan er bijvoorbeeld voor gekozen worden om (een deel van) het eigen verbruik op te wekken.

Wanneer het eigen verbruik niet gekend is, bijvoorbeeld bij nieuwbouw, kan men informatie vinden over het gemiddeld elektriciteitsverbruik van gezinnen bij de VREG ([VREG elektriciteitsverbruik Vlaanderen](#)).

3.3.1. Jaarlijkse opbrengst in optimale omstandigheden

In België rekent men vaak met een gemiddelde jaarlijkse opbrengst van 850 kWh per kWp aan geïnstalleerde PV-modules (voor vast opgestelde PV-modules met optimale oriëntatie en helling, niet beschaduwde). Het zwarte punt op [Figuur 8](#) toont de optimale oriëntatie:

- vanaf het zuiden 2° naar het oosten
- 36° ten opzichte van de horizontale

Er is gebleken dat deze schatting eerder laag is. Volgens [\[3\]](#) produceren perfect uitgevoerde PV systemen met goede oriëntatie en zonder schaduw jaarlijks 900 à 970 kWh per geïnstalleerde kWp. Sommige installaties brengen meer dan 1000 kWh / kWp op. Gevelsystemen halen 500 à 600 kWh per kWp.

Het Vlaams Energieagentschap (VEA) rekent in [\[4\]](#) (§ 7.1.1.3 Gemiddeld jaarlijks aantal vollasturen) met cijfers van het Photovoltaic Geographical Information System ([PVGIS](#)) van het JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie [\[5\]](#): jaarlijks gemiddeld 899 kWh/kWp over 10 jaar met een jaarlijkse achteruitgang van 0,8%.

Opmerking: de oriëntatie (Engels: azimuth) kan op verschillende manieren worden aangeduid, zie [Tabel 3](#); de helling (Engels: slope) wordt meestal wel op dezelfde manier aangeduid, vanaf de horizontale gemeten. In dit document hanteren we de notatie volgens PVGIS.

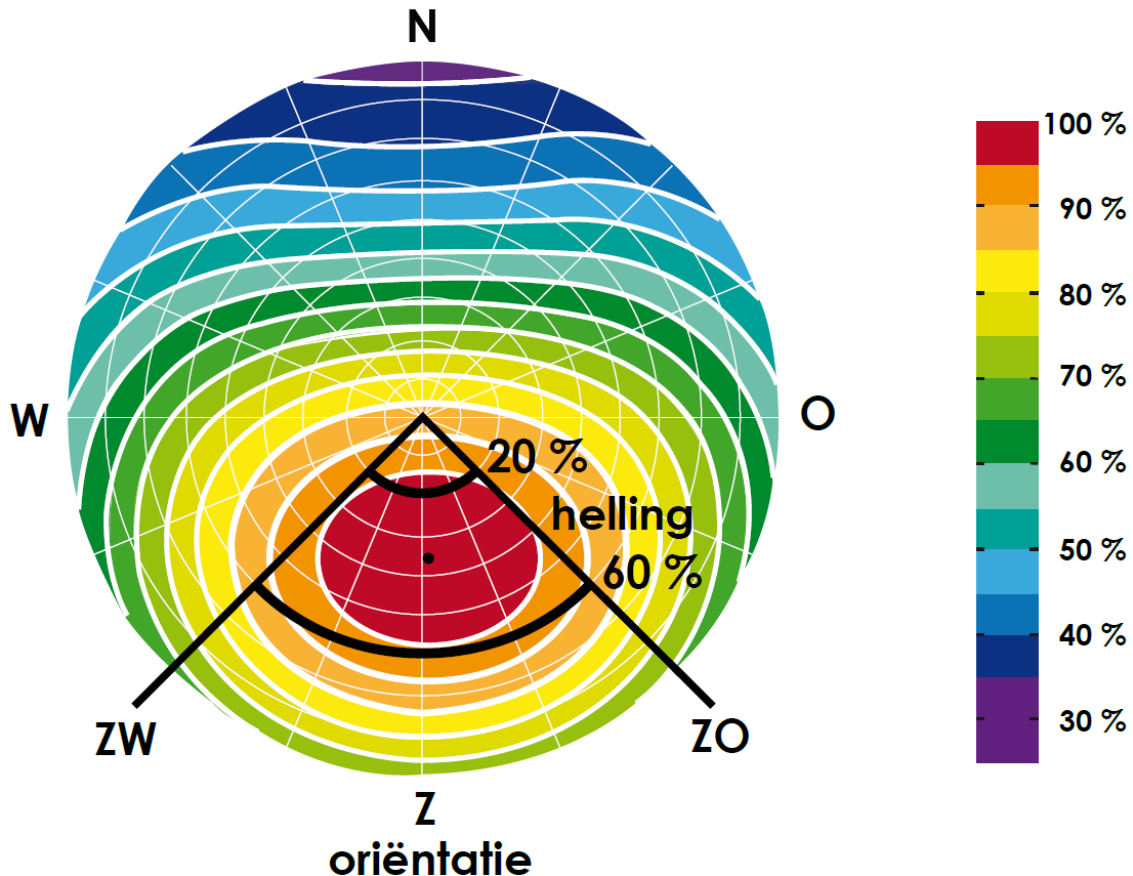
	Oosten	Zuiden	Westen
PVGIS	-90°	0°	90°
Andere mogelijkheid	90°	180°	270°

Tabel 3: manieren om de oriëntatie van PV-modules aan te duiden

3.3.2. Locatie, oriëntatie en helling

Via bijvoorbeeld [PVGIS \[5\]](#) kunnen cijfers bekomen worden voor PV-installaties met een specifieke locatie, oriëntatie en helling.

De invloed van oriëntatie en helling kan ook afgelezen worden van de zogenaamde instralingsschijf. [Figuur 8](#) geeft de instralingsschijf voor Ukkel. Ze geeft, voor een oriëntatie en/of helling die afwijkt van het optimum, hoeveel de instraling zal bedragen in % van het maximum (100%).



Figuur 8: instralingsschijf (voor Ukkel)
Bron: [3]

In de rode zone bedraagt de instraling minstens 95%. We zien dat er een zekere marge is. De oriëntatie mag gaan van zuidwest tot zuidoost (bij een helling van 30° tot 40°). De helling mag liggen tussen 15° en 60° (bij zuidelijke oriëntatie).

Het opstellen van een instralingsschijf vraagt complexe berekeningen van de verdeling van direct en diffuus zonlicht gespreid over een heel jaar. Instralingsschijven van verschillende bronnen kunnen dus van elkaar afwijken.

Het kan gebeuren dat, om de gewenste grootte van de PV-installatie te halen, verschillende oppervlakken van het gebouw, met verschillende oriëntatie en helling, moeten gebruikt worden. Dat zal invloed hebben op de opbrengst. Het speelt ook een rol bij het bepalen van het aantal omvormers (§ 3.5).

Vaak vertoont het elektriciteitsverbruik van de klant een piek 's morgens en 's avonds. Dan kan overwogen worden om de PV-installatie oost – west te oriënteren. Het eigen verbruik zal dan groter zijn (maar er zijn meer PV-modules nodig voor dezelfde opbrengst).

3.3.3. Beschikbare oppervlakte

De grootte van de installatie wordt beperkt door de beschikbare dakoppervlakte. Bij BIPV wordt dit meer algemeen de beschikbare oppervlakte.

Indien er soms schaduw valt op een deel van de oppervlakte, moet dat gedeelte zoveel mogelijk vermeden worden (§ 7.5, 7.6.4.3 en 10). Indien dit niet mogelijk is, is het vooral belangrijk dat de PV-modules bij hoogstaande zon, wanneer de instraling het grootste is, niet in de schaduw liggen. In § 10 wordt een benaderende methode beschreven om de invloed van schaduw op de opbrengst van een installatie te schatten. Daarvoor wordt het Excel bestand "Schaduw rekenblad" ter beschikking gesteld.

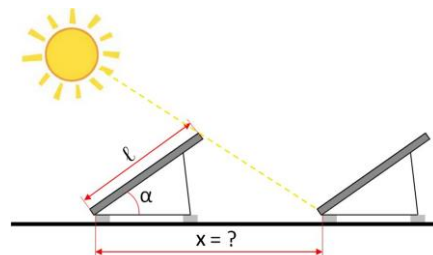
Bij het bepalen van de beschikbare dakoppervlakte moet men eventueel rekening houden met speciale eisen inzake ontruiming en toegang tot het dak voor onderhoud en voor de brandweer, zodat men niet op de PV-modules moet lopen. In andere landen bestaan hierover reeds richtlijnen.

Bovendien moet een voldoende afstand tot de dakrand gerespecteerd worden in verband met de windbelasting, omdat daar extra windturbulentie kan optreden. Ook is het wenselijk om enige afstand tot de dakgoot te bewaren, zodat regen die over de PV-modules loopt in de dakgoot terecht komt.

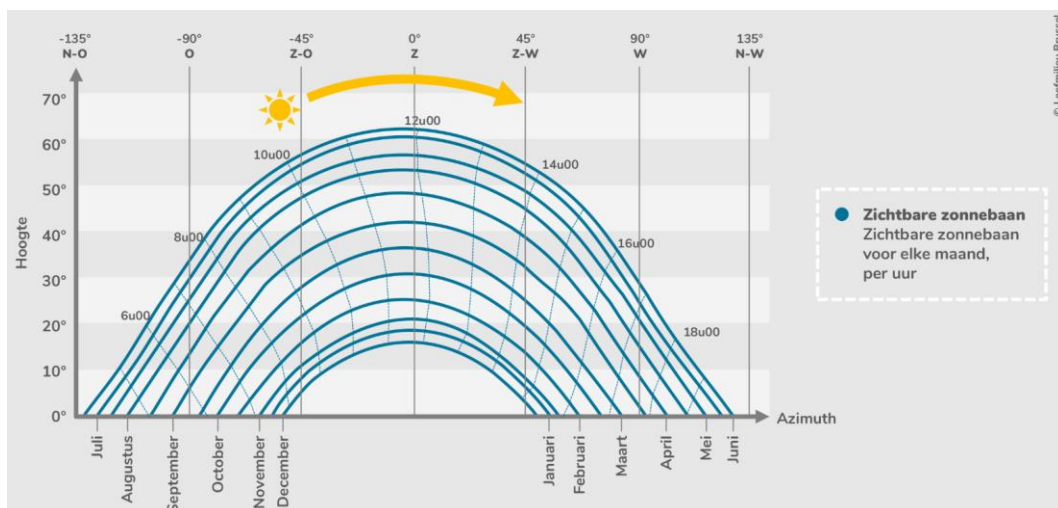
Wanneer men op een plat dak de zonnepanelen met een hellingshoek monteert, dan heeft men beduidend meer dakoppervlakte nodig per kWp. Om te vermijden dat de panelen te veel schaduw werpen op de volgende rij, mogen ze niet aaneensluitend geplaatst worden (Figuur 9). De afstand x tussen de PV-modules wordt bepaald in functie van de lengte ℓ van de PV-modules en de hellingshoek α . Figuur 10 toont de hoek van de zon t.o.v. de horizon 's middags, als de zon op haar hoogste punt staat. 's Morgens en 's avonds is die altijd 0° (§ 10.4.1).

Volgens [8] kan men volgende vuistregels hanteren wanneer $\alpha = 30^\circ$:

- Om de verliezen door schaduw te minimaliseren: $x = 3,9 \times \ell$
- Om het beschikbare oppervlak maximaal te benutten: $x = 3 \times \ell$



Figuur 9: kengetallen van een PV-installatie met hellende PV-modules op plat dak
Bron: www.zonnepanelen.net



Figuur 10: zonnehoogte in functie van de oriëntatie per maand
Bron: gidsduurzamegebouwen.brussels

Indien de panelen volledig horizontaal worden geplaatst – in de meeste gevallen gaat het dan om dunne-film-technologie – dan is er natuurlijk geen tussenafstand nodig om schaduw te vermijden (wel voor de bereikbaarheid).

3.3.4. Reglementaire grenzen

Hierboven hebben we aangegeven dat er een verband bestaat tussen het piekvermogen van de PV-installatie en de verwachte opbrengst aan elektriciteit.

Een ander argument bij het vastleggen van het maximaal vermogen, zijn de grenzen waarboven de eisen strenger worden. Voor een definitie van het maximaal vermogen, zie [2] § 4.1.7 en 4.1.8.

- Voor “kleine productie-installaties” geldt in Vlaanderen en Wallonië alleen een meldingsplicht (§ 3.2.4).
- Voor installaties tot 30 kVA kan een automatisch scheidingssysteem (§ 3.6.1) de functie van veiligheidsonderbreking (§ 3.14) en netontkoppelbeveiliging (§ 3.15.2) vervullen (zie [2] § 7.5.2 voor alle eisen waaraan voldaan moet zijn).
- Recht op een terugdraaiende meter: dit wordt bepaald door regionale regelgeving, die regelmatig verandert:
 - Vlaanderen: [Fluvius digitale-meters-en-zonnepanelen](#)
 - Brussel: [Sibelga.be aansluitingen-meters duurzame-energie zonnepanelen](#)
 - Wallonië: [CWaPE quel compteur pour un prosumer](#)

3.4. Type PV-module

3.4.1. Type zonnecel

We geven hier een korte bespreking van zonnecellen gemaakt van silicium (Si). Voor meer informatie over deze en andere zonnecellen zie § 7.1.

Er bestaan 3 soorten Si zonnecellen, naar gelang van de structuur van het Si waarvan ze gemaakt zijn:

- monokristallijn
- polykristallijn
- amorf

3.4.1.1. Kristallijn silicium

Zonnecellen van kristallijn Si werken beter bij direct dan bij diffuus licht (§ 7.1.2).

Het rendement van de monokristallijne cellen is een beetje hoger dan dat van polykristallijne cellen, maar ze zijn duurder. Het hogere rendement is interessant als de beschikbare oppervlakte de beperkende factor is voor de grootte van de installatie.

3.4.1.2. Amorf silicium

Cellen van amorf Si zijn veel goedkoper maar hun rendement bedraagt maar ongeveer de helft van dat van kristallijne cellen.

De productie van cellen van amorf Si is milieuvriendelijker dan die van kristallijne cellen:

- De productie van het basismateriaal gebeurt op lagere temperatuur.
- De PV-laag is dunner.
- Er moet niet gezaagd worden (zonnecellen van kristallijn Si worden gemaakt door een blok materiaal in dunne schijven te zagen). Daardoor is er minder afval.

Hun opbrengst is minder afhankelijk van de temperatuur (§ 7.3.3).

Ze zijn minder gevoelig voor het verschil tussen direct en diffuus licht dan kristallijne cellen. Daardoor zijn ze ook minder gevoelig voor schaduw.

Ze worden ook gebruikt voor rekenmachines en dergelijke omdat ze ook bij kunstlicht behoorlijk werken (en goedkoop en licht zijn).

Er worden ook dunne-film zonnecellen gemaakt van andere materialen, die een rendement halen dat in de buurt komt van dat van kristallijne zonnecellen (§ 7.1.3).

3.4.1.3. Overzicht

silicium	monokristallijn	polykristallijn	amorf
modulerendement ¹	14 tot 17 %	13 tot 16 %	5 tot 7 % ²
piekvermogen / m ²	120 tot 150 Wp/m ²	110 tot 130 Wp/m ²	60 tot 70 Wp/m ²
gevoeligheid voor hoeveelheid licht	groot	groot	kleiner
kleur cellen	donkerblauw tot zwart	blauw	roodbruin tot blauwpaars
uitzicht cellen	uniform	gemarmerd	uniform

Tabel 4: overzicht van de PV-modules van de voornaamste types Si cellen

¹ Er gebeurt nog steeds onderzoek naar de verschillende types van zonnecellen, waardoor de rendementen nog stijgen

² na stabilisatie

3.4.2. Keuze van de PV-modules

Welke PV-modules gebruikt zullen worden, zal in overleg met de klant bepaald worden. Voor de klant kunnen naast de technische aspecten ook esthetische beschouwingen een rol spelen en natuurlijk ook de prijs.

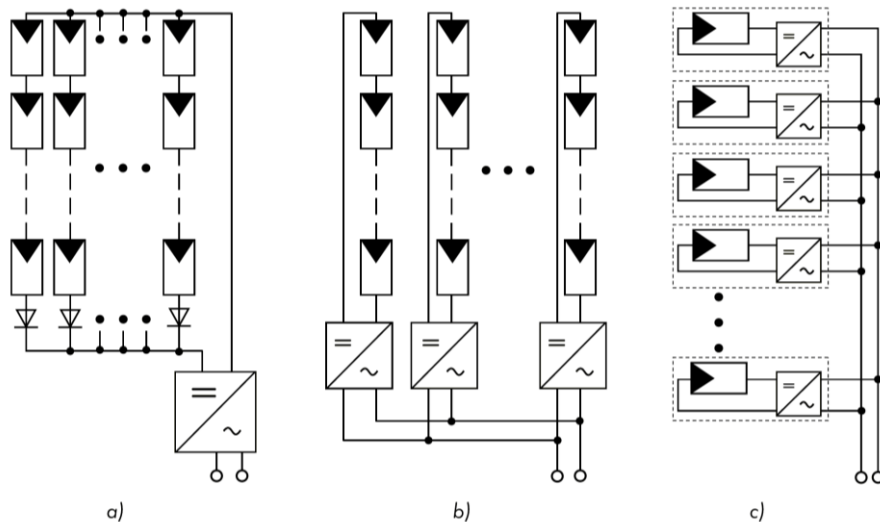
We geven hier een aantal technische aspecten die de keuze kunnen beïnvloeden. Voor meer informatie verwijzen we naar § 7.2, 7.3 en 7.4.

- Piekvermogen (§ 1.7.3): samen met de gewenste jaarlijkse elektriciteitsproductie van de PV-installatie en de gemiddelde jaarlijkse opbrengst per kWp bepaalt dit het aantal modules.
- De constructie van de module: met kader, dunne-film, BIPV.
- Het aantal kWp per oppervlakte: dit speelt vooral een rol als de beschikbare oppervlakte klein is in verhouding tot de gewenste opbrengst.
- Het gewicht: hier kan de draagkracht van het dak een beperking vormen. Hiervoor verwijzen we naar de relevante “Technische Voorlichtingen” van Buildwise. Wanneer gekozen wordt voor een hellende opstelling op een plat dak, moet ook het gewicht van de vereiste ballast in rekening worden gebracht.
- Kan niet vermeden worden dat er schaduw op de PV-modules zal vallen? Het verlies aan opbrengst zal kleiner zijn bij een type zonnecel dat gevoeliger is voor indirect zonlicht. Ook het aantal bypass-diodes (§ 7.5.5) en de plaatsing van de modules (Figuur 48) speelt daarbij een rol.
- Moet een functionele aarding voorzien worden (§ 7.3.9)? Dat zal invloed hebben op de keuze van de omvormer.

3.5. Aantal omvormers

Bij de keuze van het aantal omvormers, zijn er in principe 3 concepten mogelijk (Figuur 11):

- één centrale omvormer
- string-omvormer(s)
- micro-omvormers of optimizers: een per PV-module



Figuur 11: a) centrale omvormer; b) string-omvormers; c) micro-omvormers

3.5.1. Centrale omvormer

Bij een centrale omvormer worden de modules eerst in strings geschakeld. De strings worden dan parallel geschakeld en verbonden met één omvormer (Figuur 11 a).

Voordelen van de centrale omvormer zijn een hoog rendement en lage specifieke kost.

Er kan gekozen worden voor kortere strings zonder dat er meer omvormers nodig zijn. De maximale DC-spanning blijft dan lager.

Nadelen:

- Alle strings staan op dezelfde spanning. Ze moeten hetzelfde aantal PV-modules bevatten en die moeten allemaal (ongeveer) dezelfde I-U curve hebben.
- Dit betekent dat alle PV-modules dezelfde oriëntatie en helling moeten hebben.
- Hiermee moet ook rekening gehouden worden bij het vervangen van een defecte PV-module.
- De omvormer berekent één MPP (Maximum Power Point, § 7.3.1) voor alle strings samen, wat niet altijd optimaal is bij afwijkingen tussen de strings. Die berekening gebeurt door het onderdeel van de omvormer dat we de MPPT noemen (Maximum Power Point Tracker, § 7.6.3).
- Als één string (gedeeltelijk) in de schaduw ligt en de andere strings in de volle zon, kan die ene string niet dezelfde spanning genereren als de andere. Om te vermijden dat de andere strings stroom gaan leveren aan de string in de schaduw, moeten de nodige beveiligingen ingebouwd worden, bijvoorbeeld met behulp van stringzekeringen (§ 3.7.5 en 3.7.6).

3.5.2. String-omvormer

In het concept met string-omvormers, worden de modules in één of meer strings (§ 1.7.7) geschakeld. Voor elke string wordt een eigen MPP (§ 7.3.1) bepaald. Dit kan door voor elke string een eigen omvormer te voorzien of door een omvormer te gebruiken waaraan meerdere strings gekoppeld kunnen worden en die voor elke string een aparte MPPT (§ 7.6.3) bevat.

Voordelen (bij meer dan één string) zijn dat elke string een ander aantal modules en een andere oriëntatie en helling kan hebben en dat schaduw op een string geen invloed heeft op de werking van de andere strings.

Enkele nadelen:

- Omdat alle PV-modules van een string door dezelfde stroom doorlopen worden, moeten ze allemaal (ongeveer) dezelfde I-U curve hebben, zodat ze ook allemaal hetzelfde werkingpunt MPP (Maximum Power Point) hebben. Naarmate de afwijking tussen de modules groter is, zal het MPP van de individuele modules meer afwijken van het MPP dat de omvormer voor de ganse string bepaalt.
- Dit betekent dat alle PV-modules in een string dezelfde oriëntatie en helling moeten hebben.
- Hiermee moet ook rekening gehouden worden bij het vervangen van een defecte PV-module.
- Als er schaduw valt op een gedeelte van een string, zal de stroom door de PV-modules in de schaduw via de bypass-diodes lopen, van zodra er meer stroom gevraagd wordt dan die modules kunnen leveren (Figuur 54). Het resultaat is een P-U curve met twee lokale maxima, zodat het moeilijk wordt voor de omvormer om het juiste MPP te vinden. De markt biedt omvormers met speciale MPPT (MPP Tracker) software om dit te optimaliseren.

Een variant van dit concept is een omvormer met meerdere MPPT's. Elke string heeft dan een eigen MPPT terwijl de omvorming van DC naar AC gemeenschappelijk gebeurt.

3.5.3. Micro-omvormers en optimizers

Er bestaan ook PV-modules met een eigen omvormer. Die werken op hun eigen MPP, zonder invloed van andere PV-modules. Dit kan een meeropbrengst geven, in het bijzonder wanneer er schaduw op de PV-modules valt die niet steeds overal dezelfde is (§ 7.6.4.3). De PV-modules mogen een verschillende oriëntatie en helling hebben (§ 3.3.2). Bovendien kunnen de prestaties van de individuele modules opgevolgd worden.

Er bestaan verschillende types:

- optimizer: enkel MPPT (§ 7.6.3)
- micro-omvormer: MPPT en omzetting DC naar AC
 - kan wel of niet voorzien zijn van een automatisch scheidingsstelsel (§ 7.6.1)
- multi-micro-omvormer: meerdere micro-omvormers in één behuizing.

3.6. Omvormer

3.6.1. Automatisch scheidingsysteem

De meeste omvormers zijn uitgerust met een automatisch scheidingsysteem. Voor installaties tot 30 kW (§ 3.3.4) kan een automatisch scheidingsysteem de functie van veiligheidsonderbreking (§ 3.14) en netontkoppelbeveiliging (§ 3.15.2) vervullen. Wanneer de omvormer er zelf geen bevat, kan een extern automatisch scheidingsysteem geïnstalleerd worden.

3.6.2. Compatibiliteit

Niet elke omvormer kan zomaar gebruikt worden voor elk type PV-module. Het is belangrijk de richtlijnen van de fabrikant van de PV-modules te volgen. Een belangrijk aspect hierbij is de eventuele noodzaak van een functionele aarding (§ 7.3.9). Dit heeft een invloed op de keuze voor een omvormer met of zonder transformator (§ 7.6.6 en § 7.6.7) en ook op de eventuele ingebouwde isolatiecontrole (§ 7.6.8).

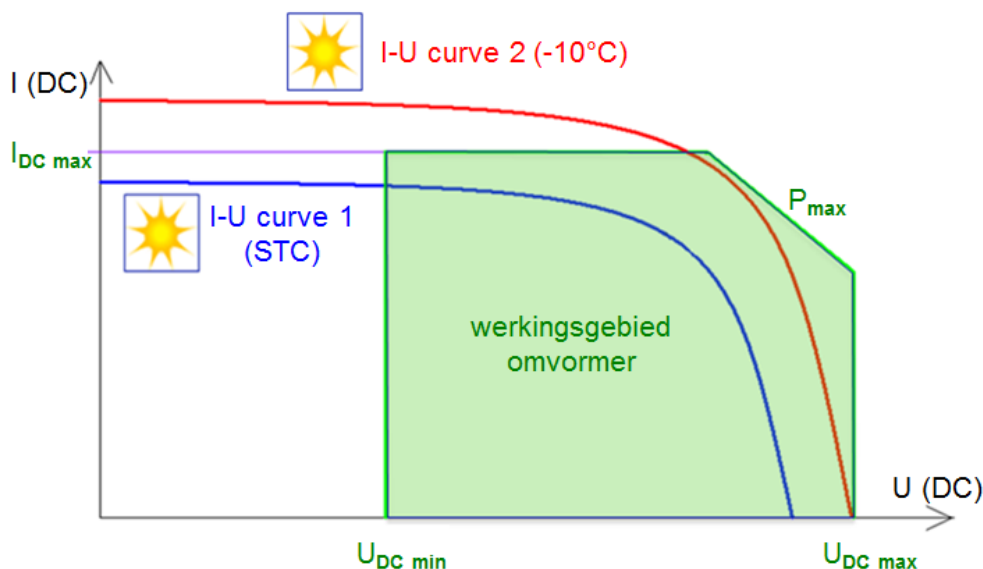
Wanneer er soms schaduw op de PV-modules zal vallen, kan een omvormer met aangepaste MPPT aangewezen zijn (§ 7.6.4.3).

Ook de aard van het distributienet kan invloed hebben op de keuze van de omvormer (§ 7.6.9).

De omvormer moet ook compatibel zijn met de plaats waar hij zal gemonteerd worden (§ 3.6.11).

3.6.3. Werkingsgebied van de PV-modules en van de omvormer

Bij het dimensioneren van de omvormer moeten de technische parameters van de PV-modules / strings en van de omvormer op elkaar afgestemd worden. De groene zone in [Figuur 12](#) toont het werkingsgebied van de omvormer en twee I-U curves van de PV-installatie.



Figuur 12: werkingsgebied van een omvormer

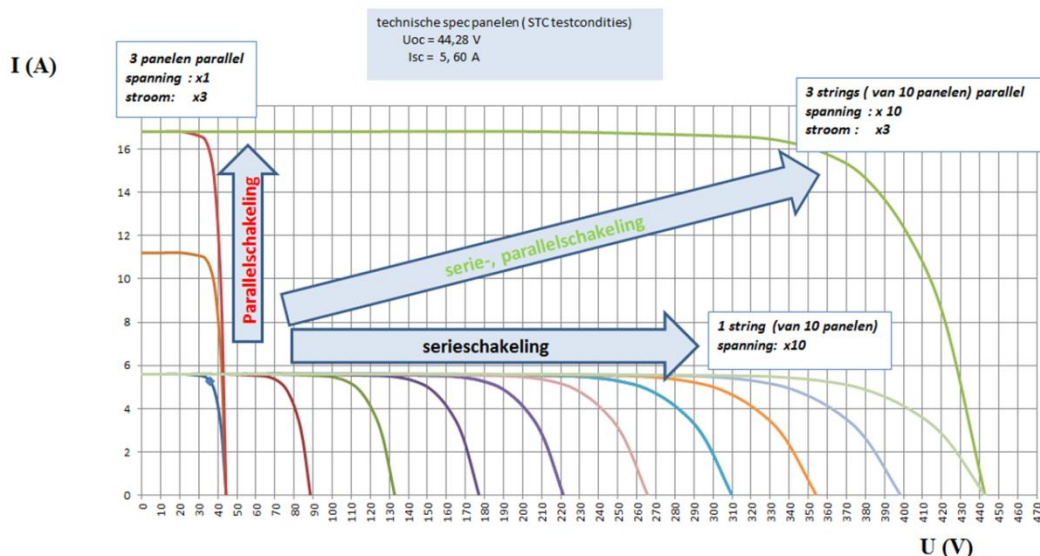
Het werkingsgebied van de omvormer wordt begrensd door:

- P_{max} : maximale vermogen aan de DC-zijde van de omvormer (§ 3.6.5)
- Spanningsgebied voor de ingangsspanning (DC)
 - $U_{DC max}$: Bij het overschrijden van deze grens kan de omvormer schade oplopen, die niet onder de garantie valt (§ 3.6.6)
 - $U_{DC min}$: Bij een lagere ingangsspanning schakelt de omvormer uit. Daarnaast is er ook de minimum opstartspanning. Die is een beetje groter dan $U_{DC min}$ om te vermijden dat de ingangsspanning onmiddellijk na het opstarten onder $U_{DC min}$ zou zakken ten gevolge van de spanningsval over de leidingen (§ 0)
- $I_{DC max}$: maximale stroom aan de ingang van de omvormer (§ 3.6.8)

De I-U curve van de PV-modules / strings hangt onder meer af van de hoeveelheid zon ([Figuur 40](#)) en de werkingstemperatuur van de zonnecellen ([Figuur 41](#)).

3.6.4. Serie- en parallelschakeling

Meer modules per string geeft een hogere spanning, meer strings in parallel geeft een grotere stroom.



Figuur 13: I-U curve in functie van het aantal modules in serie en in parallel

Strings die parallel geschakeld worden, worden gedwongen om dezelfde spanning te leveren. Ze moeten dus hetzelfde aantal PV-modules bevatten. Dit is een aandachtspunt wanneer een defecte PV-module moet vervangen worden, omwille van de veroudering van de andere PV-modules (§ 7.3.6) en/of wanneer het oorspronkelijke type niet meer beschikbaar is.

Houd ook rekening met de maximale spanning die de isolatie aankan (§ 7.3.8).

De omvormer wordt gekozen in functie van het geheel van de PV-modules die eraan gekoppeld worden. Wanneer geen geschikte omvormer kan gevonden worden, moet het aantal modules in serie (string) en/of in parallel aangepast worden.

3.6.5. Vermogen van de omvormer

Het vermogen van de omvormer moet afgestemd worden op het piekvermogen van de PV-modules. Welke grenzen hierbij gerespecteerd moeten worden, hangt af van de richtlijnen van de fabrikant van de omvormer.

Voorbeeld van aanvaardbare grenzen*: $0,8 \times P_{PV\text{piek}} < P_{AC} < 1,2 \times P_{PV\text{piek}}$

P_{AC} = AC-vermogen van de omvormer

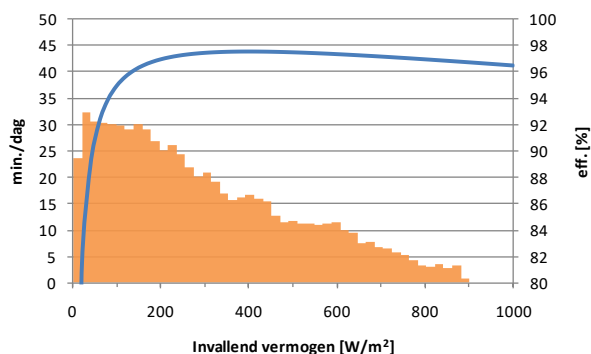
$P_{PV\text{piek}}$ = DC-vermogen van de aangesloten PV-modules bij STC

* volg steeds de richtlijnen van de fabrikant van de omvormer

Indien het vermogen van de omvormer gelijk is aan het vermogen van de PV-modules bij STC condities (§ 1.7.3), dan zal de omvormer bij een hogere zonne-instraling en/of een lagere celtemperatuur (§ 7.3.3) niet alle energie kunnen omzetten (onderdimensionering). De aankoop prijs van een omvormer die deze extra instraling aankan en de frequentie waarmee ze optreedt, is economisch af te wegen.

Bij onder-dimensionering moet de omvormer gepast reageren als zijn maximaal vermogen bereikt wordt (Figuur 16) en dit mag de levensduur niet nadelig beïnvloeden.

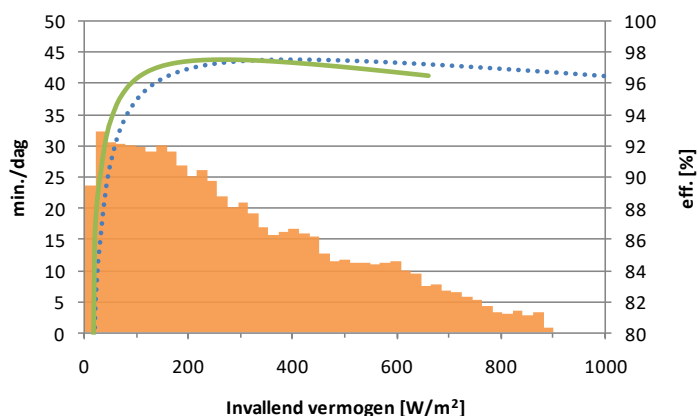
Wordt de rendementscurve van een omvormer uitgezet tegenover de zonne-instraling in Vlaanderen, dan blijkt dat de omvormer een groot deel van de tijd aan een laag rendement werkt (Figuur 14). Dit geldt des te meer naarmate de oriëntatie en helling van de PV-modules afwijken van het optimum (§ 3.3.1). De afwijking heeft immers invloed op de opbrengst, juist omdat de zonne-instraling minder goed wordt opgevangen en dus als het ware lager is.



Figuur 14: omvormer-rendement t.o.v. de distributie van de zonne-instraling

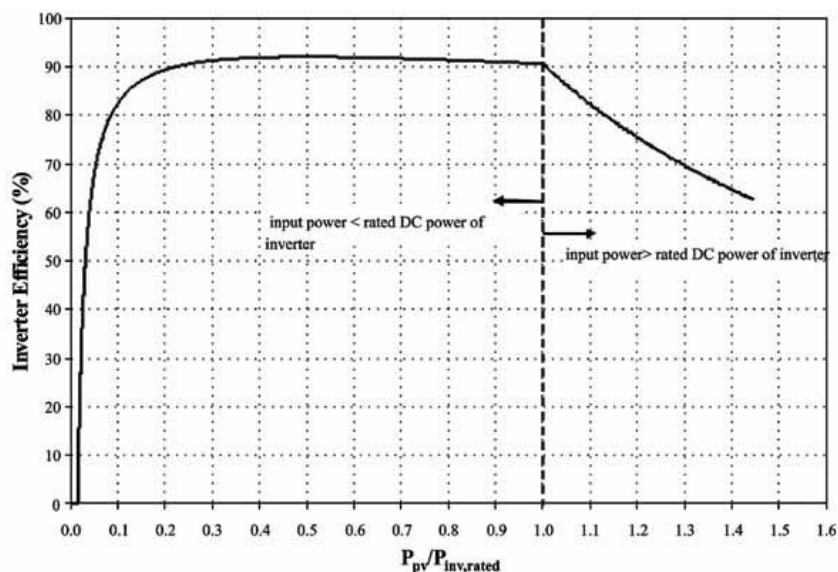
Bij grote installaties met meerdere omvormers in parallel, kan het de moeite lonen om één of meer omvormers uit te schakelen naarmate er minder zon is.

Bij installaties met één omvormer, kan die onder-gedimensioneerd worden. Bij weinig zonlicht werkt de omvormer dan met een hoger rendement (Figuur 15).



Figuur 15: onder-gedimensioneerde omvormer (groene curve)

Wanneer de zonnepanelen een groter vermogen kunnen leveren dan de omvormer aankan, willen we niet dat dit volledig verloren gaat. De omvormer mag niet afschakelen maar moet het vermogen beperken. Daarvoor is een omvormer met een aangepaste MPPT nodig, die in zo'n geval het werkingpunt instelt dat overeenkomt met het nominaal vermogen van de omvormer. Dit kijkt dus af van het MPP. Het rendement neemt dan wel snel af, maar het hogere vermogen gaat niet volledig verloren (Figuur 16).



Figuur 16: rendement van een omvormer die bij overbelasting op nominaal vermogen blijft werken
 P_{PV} = vermogen dat de PV-modules kunnen leveren
 $P_{inv,rated}$ = nominaal vermogen omvormer
 Bron: www.spie.org

Voor een onder-gedimensioneerde omvormer is het mogelijk om via een simulatieprogramma een analyse te maken van hoe frequent deze hogere instraling zich voordoet. Daarbij moet het tijdsinterval voldoende klein gekozen worden. Een tijdsinterval van een uur geeft een vertekend beeld omdat het gemiddeld aantal uren per jaar dat de zonne-instraling bijvoorbeeld 500 W/m^2 bedraagt, ook een aantal uren omvat waarin de zon bijvoorbeeld een half uur achter een zwarte wolk zit en een half uur onbelemmerd op volle kracht schijnt. Het gemiddeld aantal uren per jaar dat de zonne-instraling 1000 W/m^2 bedraagt, geeft daardoor een onderschatting van de totale tijd dat de zonne-instraling zo hoog is.

3.6.6. $U_{DC \text{ max}}$

$U_{DC \text{ max}}$ is de maximum DC-ingangsspanning die toegelaten is op de klemmen van de omvormer. Bij overschrijden van deze grens kan de omvormer schade oplopen, die niet onder de garantie valt.

Als we de maximum spanning van de PV-modules kennen, kunnen we hiermee het maximale aantal PV-modules per string $n_{\text{max/string}}$ berekenen.

De maximum spanning van één PV-module is de open-kring-spanning bij -10°C : $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}}$. Bij lage temperatuur is U_{oc} immers hoger (§ 7.3.3). Voor België is -10°C een aannemelijke waarde (in de bergen kan dit gaan tot -25°C).

In de specificaties van de PV-module staat meestal U_{oc} bij STC (25°C). Hiermee kan $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}}$ berekend worden als de temperatuurcoëfficiënt voor de spanning β (§ 7.3.3) gekend is. Het temperatuurverschil bedraagt -35°C .

Dit geeft volgende formules. β is meestal negatief (Figuur 42), waardoor de formules een resultaat geven waarbij $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}} > U_{oc \text{ stc}}$.

$$n_{\text{max/string}} = U_{DC \text{ max}} / U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}}$$

- $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}} = (1 + (-35^\circ\text{C} \times \beta / 100)) \times U_{oc \text{ stc}}$ voor β uitgedrukt in $\%/^\circ\text{C}$
- $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}} = U_{oc \text{ stc}} + (-35^\circ\text{C} \times \beta / 1000)$ voor β uitgedrukt in $\text{mV}/^\circ\text{C}$

Bij ontbreken van gegevens over β kan volgende vuistregel gebruikt worden:

- $U_{oc \text{ -}10^\circ\text{C}} = 1,13 \times U_{oc \text{ stc}}$

In deze formules zijn $U_{DC \text{ max}}$ en U_{oc} uitgedrukt in V

Over de nominale en maximale DC-spanning, zie ook [FOD Economie-notas en thematische fiches](#) thematische fiches – fiche 25.

3.6.7. $U_{DC \min}$

$U_{DC \min}$ is de minimum spanning beneden dewelke de omvormer uitschakelt. Daarnaast is er ook de minimum opstartspanning. Die is een beetje groter dan $U_{DC \min}$ om te vermijden dat deingangsspanning onmiddellijk na het opstarten onder $U_{DC \min}$ zou zakken t.g.v. de spanningsval over de leidingen.

Als we de minimum spanning van de PV-modules kennen, kunnen we hiermee het minimum aantal PV-modules per string $n_{\min/\text{string}}$ berekenen.

De minimum spanning van één PV-modules is de MPP-spanning bij 70°C (werkingstemperatuur van de zonnecellen): $U_{MPP 70^\circ C}$. Bij hoge temperatuur is U_{MPP} immers lager (§ 7.3.3). Voor België is 70°C een aannemelijke waarde.

In de specificaties van de PV-module staat meestal U_{MPP} bij STC (25°C). Hiermee kan $U_{MPP 70^\circ C}$ berekend worden als de temperatuurcoëfficiënt voor de spanning β (§ 7.3.3) gekend is. Het temperatuurverschil bedraagt 45°C.

Dit geeft volgende formules.

$$n_{\min/\text{string}} = U_{DC \min} / U_{MPP 70^\circ C}$$

- $U_{MPP 70^\circ C} = (1 + (45^\circ C \times \beta / 100)) \times U_{MPP STC}$ voor β uitgedrukt in %/°C
- $U_{MPP 70^\circ C} = U_{MPP STC} + (45^\circ C \times \beta / 1000)$ voor β uitgedrukt in mV/°C

Bij ontbreken van gegevens over β kan volgende vuistregel gebruikt worden:

- $U_{MPP 70^\circ C} = 0,8 \times U_{MPP STC}$

In deze formules zijn $U_{DC \min}$ en U_{MPP} uitgedrukt in V

3.6.8. $I_{DC \max}$

$I_{DC \max}$ is de maximum stroom die toegelaten is aan de ingang van de omvormer.

Als afsluiting van de dimensionering van de omvormer moet er gecontroleerd worden of $I_{DC \max}$ niet overschreden wordt. Hiervoor gebruiken we de kortsluitstroom van de PV-modules bij STC, $I_{SC STC}$. Op deze waarde passen we een veiligheidsfactor toe van 1,25 omdat I_{SC} soms groter kan zijn, namelijk bij meer instraling van de zon dan 1000 W/m² en/of een hogere celtemperatuur (Figuur 41). Uiteraard moeten we ook vermenigvuldigen met het aantal strings in parallel n_{par} . Dit geeft volgende formule.

$$I_{SC STC} \times 1,25 \times n_{par} \leq I_{DC \max}$$

Indien $I_{DC \max}$ veel groter is dan $I_{SC STC} \times 1,25 \times n_{par}$, moet nagekeken worden of er een kleinere en dus goedkopere omvormer kan gekozen worden.

Indien $I_{DC \max}$ kleiner is dan $I_{SC STC} \times 1,25 \times n_{par}$, zal dit niet noodzakelijk leiden tot beschadiging van de omvormer. De omvormer zal afwijken van het MPP om de stroom te beperken tot de waarde van $I_{DC \max}$, net zoals wanneer het vermogen van de omvormer onderdimensioneerd is (§ 3.6.5).

3.6.9. Mono- of driefasige omvormer

Bij de keuze tussen een mono- of driefasige omvormer moet in de eerste plaats rekening worden gehouden met de eisen van Synergrid C10/11 [2].

Bij een gebruiker met driefasige aansluiting, kan eventueel gekozen worden voor één of meer monofasige omvormers. Dit kan interessant zijn bij kleine installaties waarvoor één of twee monofasige omvormers volstaan. Normaal is het echter aan te bevelen om het vermogen gelijkmatig te spreiden over de drie fasen omdat hierdoor de injectiestromen lager blijven en er zo minder kans is op uitvallen van de omvormer omwille van een te hoge netspanning (§ 3.13). Dit kan met een driefasige omvormer of met 3 identieke monofasige omvormers. Die laatste optie biedt het voordeel dat bij het uitvallen van een omvormer, slechts 1/3^{de} van de installatie uitvalt (waarbij er op dat ogenblik nog wel moet voldaan worden aan de eisen van Synergrid C10/11 inzake onbalans tussen de fasen, § 3.15.3).

3.6.10. Power quality

De grenzen voor de invloed van de decentrale PV-installatie op het distributienet worden mede bepaald door Synergrid C10/11 en de norm EN50160 (Power quality).

De nieuwe generaties van omvormers bieden reeds de mogelijkheid het net te ondersteunen (§ 7.6.10).

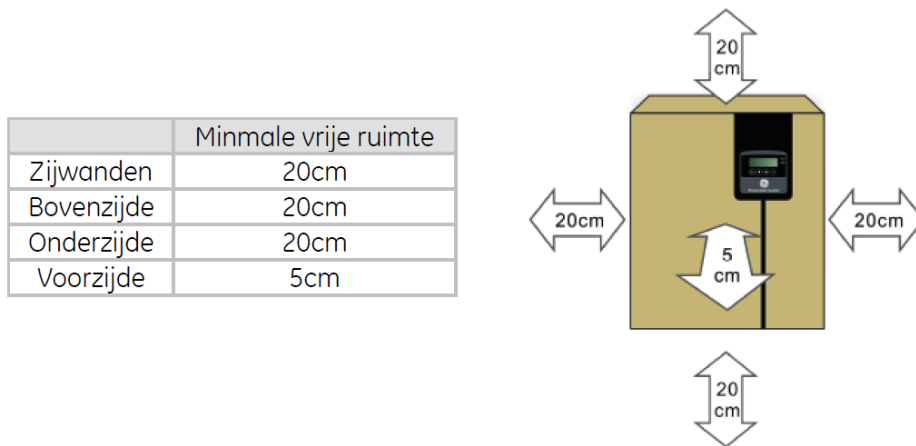
3.6.11. Plaats van de omvormer

3.6.11.1. Brandgevaar

Een belangrijk aspect bij omvormers is de warmteafvoer (§ 7.6.5). Volgens bepaalde bronnen vormt de omvormer het grootste risico op brand bij een PV-installatie.

Enkele aandachtspunten:

- Volg steeds de richtlijnen van de fabrikant



Figuur 17: voorbeeld van richtlijnen van een fabrikant voor de plaatsing van een omvormer

- De meeste omvormers maken voor hun koeling gebruik van een stroom van lucht uit de omgeving. De mate van koeling wordt bepaald door de grootte van de luchtstroom en de temperatuur van de aangevoerde lucht.
 - In de zomer kan de temperatuur van de aangevoerde lucht hoog oplopen, onder meer in een afgesloten ruimte onder een niet geïsoleerd dak. Dan is de grootte van de luchtstroom van groot belang.
 - Sommige omvormers maken gebruik van natuurlijke convectie voor hun koeling. Ze hebben verticale koelvinnen aan de buitenzijde van hun behuizing.
 - Andere omvormers hebben een ingebouwde ventilator die start vanaf een bepaalde temperatuur van de koelvinnen.
 - In beide gevallen is het belangrijk dat de luchtstroom niet gehinderd wordt door een ophoping van stof. Het is een voordeel als de omvormer zich in een niet al te stoffige ruimte bevindt.
- Wanneer de omvormer in een verdeelbord wordt geplaatst, dient gecontroleerd te worden of de ventilatie van het bord voldoende is om ook de warmte van de omvormer af te voeren.
- Aangezien de omvormer warm kan worden, mag hij niet op of in de buurt van brandbaar materiaal gemonteerd worden.
- Staat de omvormer binnen, zorg dan voor een goede rookmelder.
- Vermijd dat de zon rechtstreeks op de omvormer schijnt. Staat de omvormer buiten, zorg dan voor een afdak.

3.6.11.2. Kabelverliezen

Voor eenzelfde vermogen zijn de kabelverliezen (energieverlies, spanningsval) groter naarmate de spanning lager is. In dat opzicht plaatst men de omvormer beter dicht bij de PV-modules als de DC-spanning lager is dan de AC-spanning en omgekeerd. Zie ook § 3.7.7 (DC) en 3.13 (AC).

3.6.11.3. Uitwendige omstandigheden

Veel voorkomende plaatsen waar omvormers geplaatst worden, zijn:

- Op zolder of een andere ruimte onder het dak
- In een schuur of garage
- Buiten

Niet iedere omvormer kan men overal plaatsen. De trend is echter wel dat veel omvormers geschikt zijn voor buitenmontage. Ze moeten dan een voldoende IP-graad hebben. Het aansluiten van de strings op de omvormers gebeurt via connectoren. De connectoren moeten van dezelfde fabrikant en hetzelfde type zijn (§ 3.8), onder meer omwille van de IP-graad. Sommige fabrikanten leveren dan ook samen met de omvormer de tegenpool van de connectoren op de omvormers.

Niet alle omvormers zijn geschikt voor montage in een vochtige ruimte, zoals een onverwarmde schuur of garage, doordat ze onvoldoende vocht dicht zijn of niet in staat zijn om (condens)vocht af te voeren. De informatie hierover is soms erg beperkt en men moet dan extra informatie inwinnen bij de fabrikant.

In grotere installaties worden de omvormers ook wel eens in een geconditioneerde ruimte geplaatst.

3.6.11.4. Geluidshinder

Sommige omvormers produceren meer geluid dan andere. Er zijn modellen die continu ventileren, wat ook geluid met zich meebrengt.

Zorg voor een stevige ondergrond in verband met trillingen.

Afhankelijk van het geluidsniveau, mag de omvormer niet te dicht bij woonvertrekken of slaap- / studeerkamers geplaatst worden.

3.6.11.5. Bereikbaarheid

De bereikbaarheid van de omvormer is belangrijk voor toezicht en onderhoud. Zorg ervoor dat de omvormer te allen tijde vlot en veilig bereikbaar zijn.

Denk bij een opstelling buiten ook aan diefstalpreventie. Vaak bestaat de mogelijkheid om een hangslot aan te brengen tussen de montageplaat en de omvormer.

3.7. DC-bekabeling

3.7.1. Veiligheid

Alle onderdelen aan de DC-zijde van een PV-installatie hebben dubbele isolatie als beschermingsmaatregel tegen onrechtstreekse aanraking. Dit geldt ook voor de bekabeling.

Dubbele isolatie is een passieve beschermingsmaatregel. Bij een isolatiefout wordt de installatie niet uitgeschakeld. Bij actieve beschermingsmaatregelen, bijvoorbeeld een differentieelschakelaar, is dat wel het geval.

Dit betekent dat wanneer de dubbele isolatie beschadigd zou geraken, dit een gevaarlijke situatie doet ontstaan. Er moet dus de nodige zorg besteed worden aan het voorkomen van beschadiging en bij vaststelling van beschadiging moet er meteen ingegrepen worden.

De bekabeling moet onder meer ook voldoen aan volgende eisen:

- Geschikt voor gelijkspanning
- Nominale spanning kabel > maximale spanning installatie (§ 3.6.6)
Over de nominale en maximale DC-spanning, zie ook [FOD Economie-notas en thematische fiches](#) thematische fiches – fiche 25.

3.7.2. Uitwendige invloeden

Zoals alle elektrische apparaten en onderdelen moet een PV-installatie voldoen aan de uitwendige invloeden die kunnen optreden ([AREI](#) Afdeling 5.1.4.).

Voor de DC-bekabeling en haar bevestiging houdt dit onder meer in:

- Temperatuur
 - de temperatuur van de PV-modules kan 40°C hoger zijn dan de omgevingstemperatuur;
 - de omgevingstemperatuur kan ook zeer laag worden, waardoor de kabelisolatie kwetsbaarder wordt.
- UV bestendig of beschermd door een UV bestendig systeem.
- Bestand tegen water (buitenopstelling).
- Soepele kabels (klasse 5 volgens IEC 60228) omwille van de thermische belasting en windbelasting.
- Eventueel de aanwezigheid van corrosieve en vervuilende stoffen.
- Mogelijke schade door flora en fauna, bv. vogels en/of knaagdieren.

Er moet ook aandacht geschonken worden aan de minimum buigradius (+/- 5 x kabeldiameter).

De kabelfabrikanten hebben speciale, zogenaamde "solar" kabels die bedoeld zijn voor PV-installaties.

3.7.3. Brandreactie

De DC-kabels moeten uiteraard voldoen aan het [AREI](#). We vestigen hier in het bijzonder de aandacht op de eisen inzake de brandreactie van kabels ([AREI](#) Afdeling 4.3.3. Bescherming tegen brand en Afdeling 5.2.7. Keuze en gebruik [van de leidingen] ter beperking van de brandverspreiding). Voor kabels die in bundel of lagen gelegd worden, is het brandreactie-kenmerk Cca (of beter) vereist.

Omdat er bij de invoering van deze eis nog geen solarkabels met de juiste brandreactie op de markt waren, heeft de FOD Economie daarover toen nota 04 aan de erkende organismen geschreven. Die is terug ingetrokken door nota 04bis van 30/09/2020. De nota's aan de erkende organismen zijn beschikbaar op [FOD Economie-notas en thematische fiches](#) Notas.

3.7.4. Plaatsingswijze

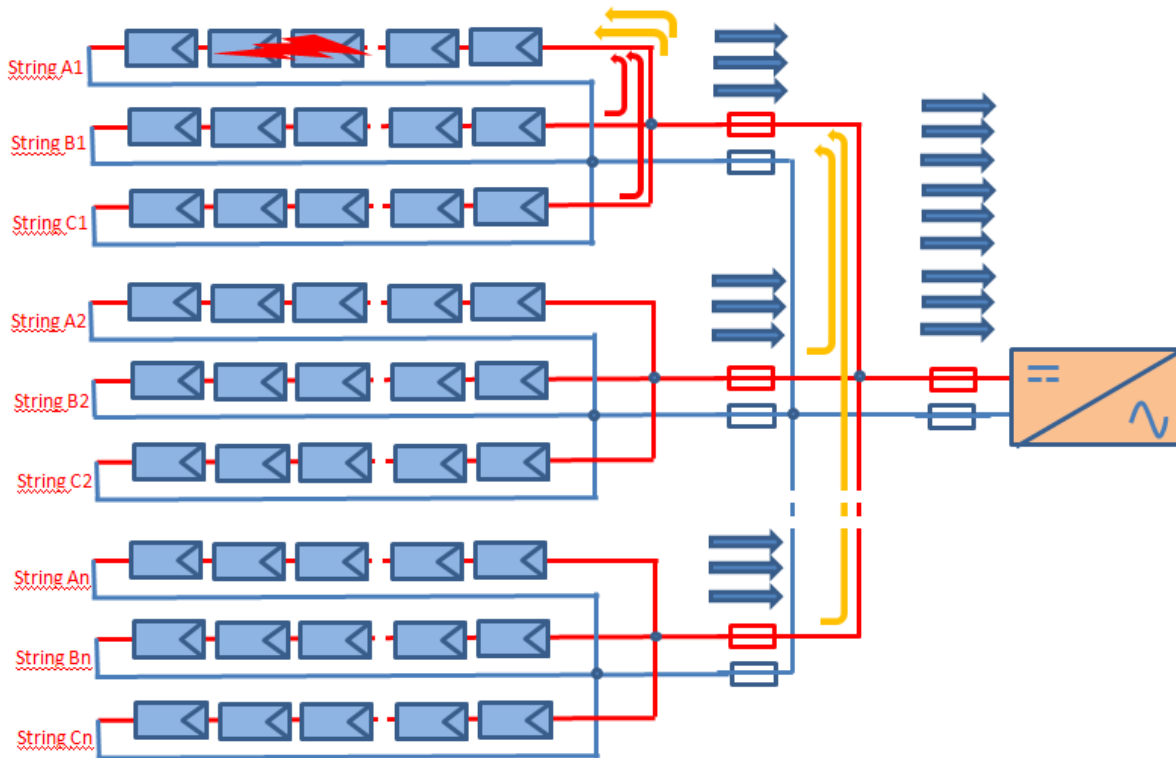
In de norm IEC 62548 (Ontwerpeisen voor het DC-gedeelte van een PV-installatie, met inbegrip van de DC-bekabeling, beschermingstoestellen, schakelaars en aarding) vinden we onderstaande aanbevelingen voor de plaatsingswijze van de DC-bekabeling:

- Beschermd tegen wind- en sneeuwbelasting.
- Beschermd tegen beschadiging door scherpe delen.
- Plaatsing in UV bestendige kabelgoten en kanalen.
- Voor PV-installaties mag men afwijken van de normen voor de kleurcodes van de kabels voor gelijkspanningskringen. Meestal is de kleur van de kabel zwart ter ondersteuning van de bescherming tegen UV stralen.
- Geen kabelbinders gebruiken voor de bevestiging, tenzij ze een levensduur hebben die minstens gelijk is aan de verwachte levensduur van de PV-installatie
 - normale kabelbinders hebben maar een levensduur van 2 tot 5 jaar bij UV-straling.
 - kabelbinders onder de panelen worden blootgesteld aan weerkaatste UV-straling.

Omdat loshangende kabels in de open lucht onderhevig zijn aan de wind, moeten ze om de 30 à 45 cm aan de constructie bevestigd worden.

3.7.5. Beveiliging van strings tegen inverse stroom

Figuur 18 toont een voorbeeld van een PV-installatie met een parallelschakeling van strings in twee stappen.



Figuur 18: voorbeeld van een PV-installatie met serie en parallel schakeling. De rode en gele pijlen tonen de inverse stromen wanneer string A1 niet dezelfde spanning kan leveren als de andere strings

Hier moet rekening gehouden worden met de mogelijkheid dat één van de parallel geschakelde strings niet in staat is om dezelfde spanning te leveren als de andere, bijvoorbeeld door een defecte module of door schaduw. De andere strings leveren dan stroom aan die string en de richting van die stroom is tegengesteld aan de normale richting. Men spreekt van de inverse stroom I_{invers} .

In de specificaties van de PV-modules staat hoe groot de inverse stroom $I_{\text{invers mod}}$ is die de PV-modules kunnen verdragen.

De grootte van $I_{\text{invers mod}}$ wordt getest volgens de norm IEC 61730. De PV-module moet gedurende 2 uur een stroom in tegengestelde richting gelijk aan $1.35 \times I_{\text{invers mod}}$ kunnen verdragen zonder beschadiging op te lopen (cellen, verbindingen van de cellen, bekabeling van de PV-module, ...).

$I_{\text{invers mod}}$ is meestal 2 tot 3 x groter dan $I_{\text{sc stc}}$ van de PV-module. Raadpleeg steeds de specificaties van de fabrikant.

$I_{\text{invers mod}}$ moet groter zijn dan de stroom die de andere parallel geschakelde strings kunnen leveren.

$$I_{\text{invers mod}} > (n - 1) \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Hierin is n het aantal strings of het aantal groepen van strings in parallel. $I_{\text{sc stc}}$ is de waarde van de module als het om individuele strings gaat. Als het om groepen van strings gaat, dan moet $I_{\text{sc stc}}$ nog vermenigvuldigd worden met het aantal strings per groep

Wanneer aan deze voorwaarde voldaan is, is beveiliging tegen inverse stroom niet noodzakelijk, als ook de andere onderdelen van de string zoals de connectoren hiertegen bestand zijn. Voor de bekabeling betekent dit:

$$I_B = (n - 1) \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Hierin heeft n dezelfde betekenis als in de voorwaarde hierboven

In **Figuur 18** is er geen beveiliging geplaatst in het eerste niveau van de parallelschakeling, waar de strings per 3 in parallel geschakeld worden ($n = 3$). Blijkbaar is op dat niveau voldaan aan de voorwaarden hierboven. Dat betekent wel dat de beveiliging op het tweede niveau ogenblikkelijk moet werken, anders zou er een zeer grote inverse stroom door de string op lagere spanning kunnen vloeien.

Wanneer niet aan de voorwaarde voor I_{invers} voldaan is, moeten de strings tegen inverse stroom beveiligd worden. Dit kan met een stringzekering (§ 7.7), een blokkeerdiodo (§ 7.8) of een DC-automaat (§ 7.9). Denk er bij de keuze ook aan dat ze op een veilige manier vervangen moeten kunnen worden.

Wanneer een beveiliging geplaatst wordt, kan de waarde van de beveiliging gebruikt worden voor de kabelberekening.

In **Figuur 18** is dat het geval voor het tweede niveau van de parallelschakeling, waar n groepen van 3 strings parallel geschakeld worden. Hier moet de beveiliging beletten dat er een inverse stroom $I_{\text{invers}} = (n - 1) \times 3 \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$ naar één van de groepen zou lopen.

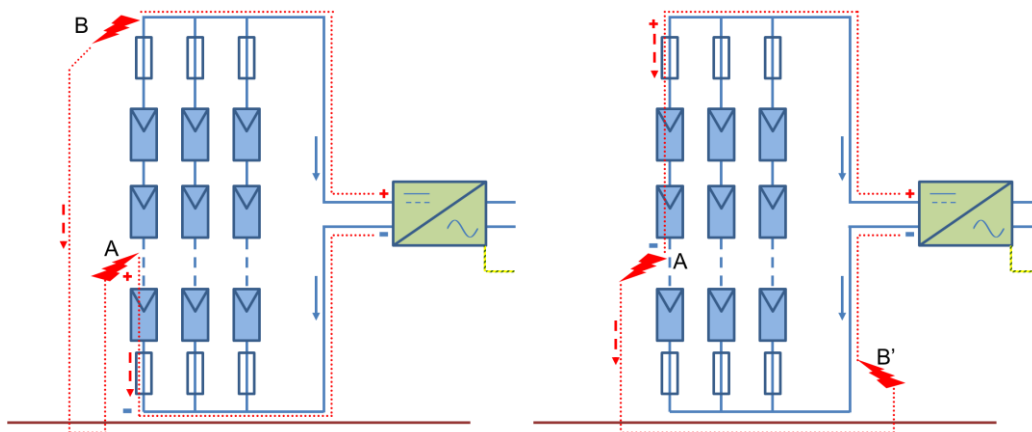
De kabel die aangesloten wordt op de omvormer wordt in normale omstandigheden doorlopen door de stroom van het totaal aantal strings. Hiervoor geldt:

$$I_b = n \times I_{\text{sc stc}} \times 1,25$$

Hierin is n het totaal aantal strings in parallel

3.7.6. Beveiliging van beide polen

Wanneer een beveiliging tegen inverse stroom vereist is, moeten zowel de positieve als de negatieve zijde beveiligd worden, tenzij aan de DC-zijde van de omvormer een functionele aarding (§ 7.3.9) en/of een aardlekbeveiliging aanwezig is. Waarom? Zie **Figuur 19** hieronder:



Figuur 19: PV-installatie met dubbele isolatiefout
Links: inverse stroom aan negatieve pool – rechts: inverse stroom aan positieve pool

Bij een eerste isolatiefout A, wordt dat punt van het DC-gedeelte van de PV-installatie aan de aarde gelegd. Zolang er maar 1 isolatiefout is, is het enige gevolg dat de aardpotentiala op de potentiaal van punt A komt. Het DC-gedeelte is immers normaal gezien dubbel geïsoleerd (§ 3.7.1) en dus zwevend opgesteld (behalve met een functionele aarding (§ 7.3.9) en/of een aardlekbeveiliging aan de DC-zijde van de omvormer).

Wanneer er een tweede isolatiefout optreedt, ontstaat er via de aarde een kortsluiting tussen beide punten. Die staan daardoor op dezelfde spanning.

- Bij isolatiefout B in de positieve leiding (figuur 18 links), worden de PV-modules van de linkse string tussen A en B kortgesloten. Over de resterende PV-modules van de linkse string staat de totale spanning van de andere strings. Die spanning is groter dan wat die PV-modules kunnen leveren. Hierdoor werken ze niet langer als stroombron maar als belasting (voor meer uitleg zie § 7.5.3). De stroom loopt in de omgekeerde richting. In dit geval wordt de beveiliging tegen inverse stroom aan de negatieve zijde aangesproken.
- Bij isolatiefout B' in de negatieve leiding (figuur 18 rechts), worden de PV-modules van de linkse string tussen A en B' kortgesloten. De inverse stroom door de resterende PV-modules van de linkse string spreekt de beveiliging aan de positieve zijde aan.

Onafhankelijk van of één of beide kabels beveiligd worden, moet de mogelijkheid voorzien worden om beide kabels te onderbreken om een veilige scheiding te bekomen (§ 3.9).

3.7.7. Kabelberekening

De kabelberekening moet gebeuren volgens de regels van goed vakmanschap. Hierbij moet onder meer rekening gehouden worden met de omgevingstemperatuur, de plaatsingswijze en de nabijheid van andere kabels. Dit valt buiten het bestek van dit document.

3.7.7.1. Spanningsval

We vestigen wel de aandacht op de spanningsval over de kabels. Hoe groter de spanningsval, hoe groter de kabelverliezen.

VDE 100-712 geeft als streefcijfer 1% voor de totale spanningsval over het DC-gedeelte van een PV-installatie, bij standaard test condities ($I_{MPP\ STC}$ en $U_{MPP\ STC}$). Wanneer het om 1 string gaat, geeft dit volgende formule voor de kabeldoorsnede S:

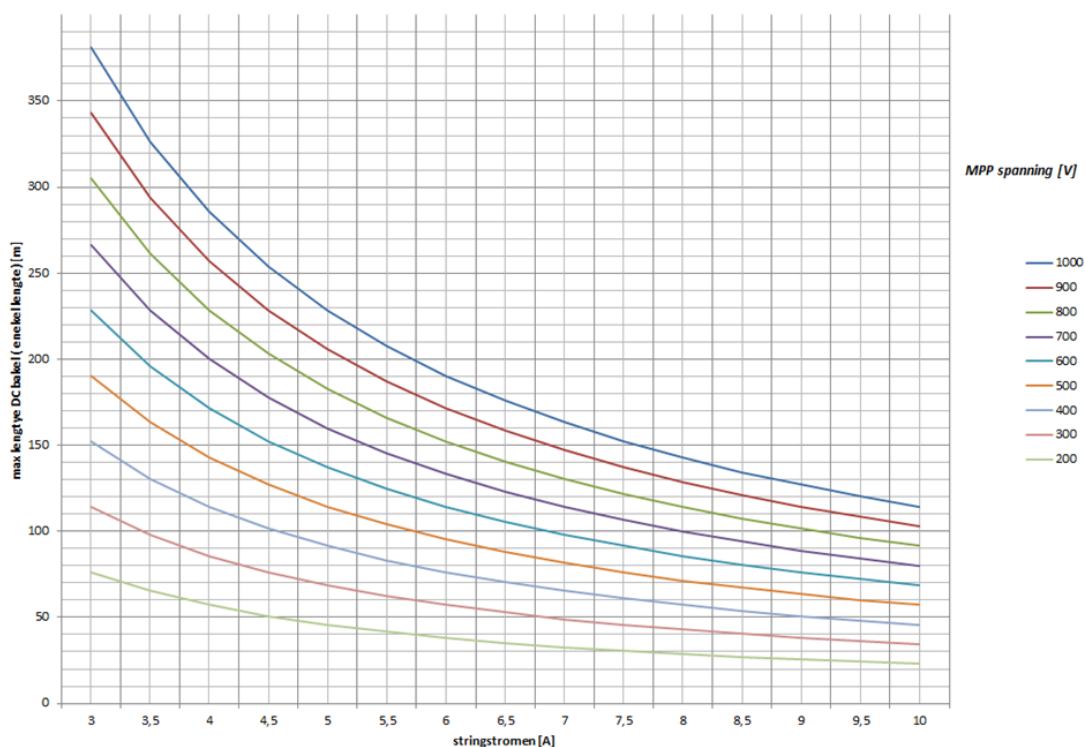
$$S = (2 \times \rho \times \ell \times I_{MPP\ STC}) / (1\% \times U_{MPP\ STC})$$

Hierin is

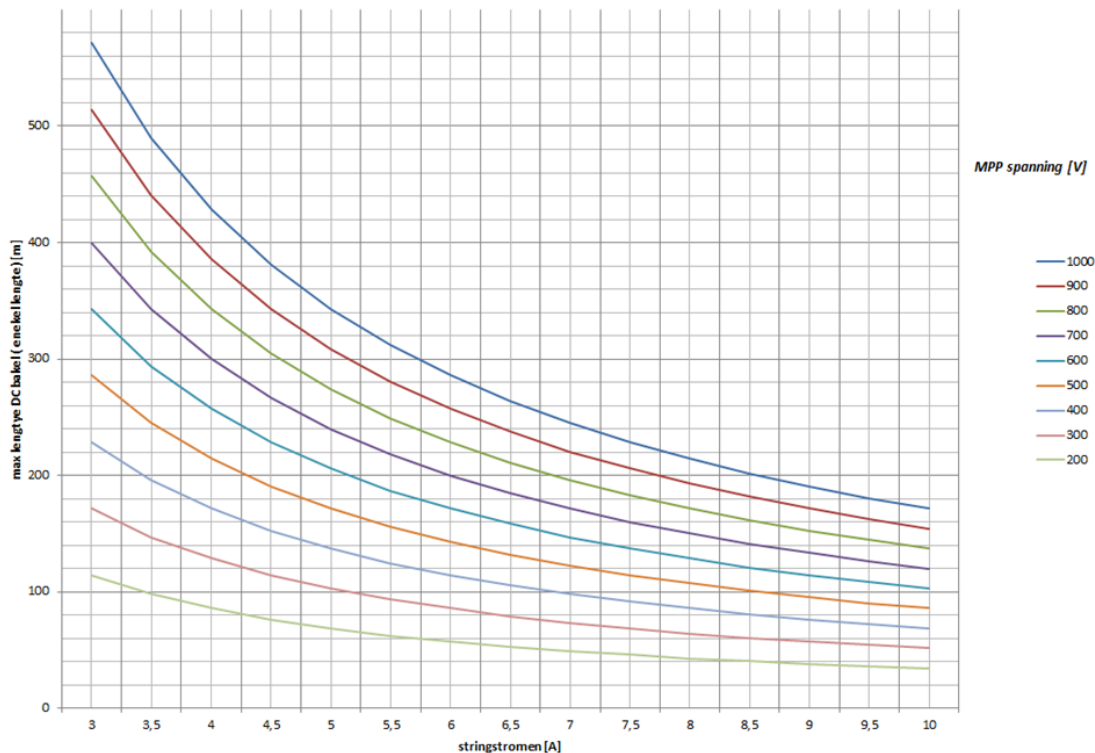
S	de kabeldoorsnede	mm ²
2	brengt in rekening dat de kabel heen en terug loopt	
ρ	geleidbaarheid van de geleiders	Ohm.mm ² /m
ℓ	enkele lengte van de kabel	m
$I_{MPP\ STC}$	nominale stroom	A
$U_{MPP\ STC}$	nominale spanning	V

De grafieken hieronder tonen het resultaat van deze formule voor een kabel met koperen geleiders van 4 mm²

(
 Figuur 20) en van 6 mm² (Figuur 21).



Figuur 20: maximale lengte van een DC-kabel van 4 mm² koper in functie van de stroom voor een spanningsval van 1%, met de DC-spanning als parameter



Figuur 21: maximale lengte van een DC-kabel van 6 mm² koper in functie van de stroom voor een spanningsval van 1%, met de DC-spanning als parameter

3.7.7.2. Bedrijfsstroom

Om de doorsnede van de stringkabels te bepalen, moet in eerste instantie de stroom bepaald worden die door de kabels zal vloeien in normale omstandigheden en bij foutsituaties.

Wanneer er geen strings parallel geschakeld worden, wordt de bedrijfsstroom van de bekabeling I_B bepaald zoals beschreven in § 3.6.8.

$$I_B = I_{sc\ stc} \times 1,25$$

Dit komt overeen met de kortsluitstroom bij een zonne-instraling van meer dan 1000 W/m². Indien de kabel hiertegen bestand is, is geen overstroombeveiliging vereist, aangezien de PV-string nooit een grotere stroom kan leveren.

Voor de situatie waarbij er wel strings parallel geschakeld worden, verwijzen we naar § 3.7.5.

3.7.8. Kabelcodering

De kabels moeten gelabeld worden (AREI afdeling 3.1.3), om fouten bij het aansluiten te vermijden en om het onderhoud te vergemakkelijken. Grotere systemen hebben meerdere strings op meerdere omvormers.

- Labels verkleint het risico dat de plus en min van de strings worden omgewisseld. Als dit toch gebeurt, kan dit bijvoorbeeld leiden tot beschadiging van de omvormer, het verkeerd aansluiten van een DC-lastscheider met polariteit (§ 3.9) of het verkeerd aansluiten van de functionele aarding (§ 7.3.9).
- Het verkleint het risico dat (gedeelten van) strings verkeerd worden verbonden.
- Een eenduidige codering van de onderdelen van de PV-installatie maakt een snelle en efficiënte service mogelijk.

Voor de codering bestaat geen standaard. Bij een huishoudelijke installatie moeten wel de voorschriften van AREI afdeling 9.1.2 gevolgd worden. Men moet zelf een logische nummering voor de kabels bedenken. In de codering kan het volgende worden opgenomen:

- nummer of andere eenduidige benaming voor de omvormer waarop de kabel wordt aangesloten;
- nummer van de string waarvandaan de kabel komt;
- stringnummers kunnen doorlopen over de complete PV-installatie of per omvormer opnieuw beginnen;
- polariteit van de kabel.

De codering moet duurzaam zijn:

- Een geplakte codering of een open ring kunnen na verloop van tijd verloren gaan.
- Een gesloten ring met codering rond de kabel of een schild dat met UV bestendige kabelbinders rond de kabel wordt bevestigd, voldoen. Ook de inkt die wordt gebruikt moet gedurende de levensduur van de PV-installatie goed leesbaar blijven.



Figuur 22: voorbeeld van duurzame kabelcodering

Behalve de kabels en omvormers worden ook de andere onderdelen zoals verbingsdozen en schakelaars gelabeld. De codering moet in het dossier dat bij het systeem wordt geleverd, vermeld staan.

3.8. DC-connectoren

De PV-modules worden geleverd voorzien van de connectoren voor de onderlinge verbinding.

Voor de verbinding met de omvormer worden de connectoren meegeleverd door de fabrikant van de omvormer.

De connectoren moet vingerveilig zijn (minimum IP 2X).

Ze moeten aangepast zijn aan de uitwendige omstandigheden, onder meer geschikt voor gebruik buiten (IP 67) en UV bestendig. Zij moeten voldoen aan de elektrische eisen: geschikt voor de optredende spanningen en stromen, inclusief eventuele inverse stromen (§ 3.7.5).

Beide delen van elke connectorverbinding moeten van dezelfde fabrikant en hetzelfde type zijn. Alleen op die manier wordt de kans op indringen van water en corrosie geminimaliseerd en is de contactweerstand en dus de toelaatbare stroom gegarandeerd. Er bestaat immers nog geen productnorm voor deze connectoren, die de afmetingen exact vastlegt. Zelfs tussen bekende merken zijn er grote verschillen. De testen van connectoren volgens de norm IEC EN 62852 worden meestal enkel uitgevoerd met een combinatie van dezelfde fabrikant en type.

Het is al meermaals gebeurd dat er brand is ontstaan in een verbinding van connectoren van verschillende fabrikanten, doordat de contactweerstand te groot was. Vooral bij PV-modules die in het dak geïntegreerd zijn, is de kans groot dat de brand zich uitbreidt.

Dit is vooral een aandachtspunt bij de verbinding van de PV-modules met de omvormer en bij de verbinding van PV-modules die te ver uit elkaar liggen om ze rechtstreeks met elkaar te verbinden. Als het juiste tweede deel van de connector niet voorhanden is, moet de connector vervangen worden. Dan vervalt de garantie wel.

De connector moet zorgvuldig aangebracht worden om problemen achteraf te vermijden. Zorg voor de juiste instructies en het voorgeschreven gereedschap voor uw medewerkers (§ 4.4). De wartel van de connector moet afgestemd zijn op de doorsnede van de kabels en moet correct aangedraaid worden. Zo verkleint de kans op vocht en dus corrosie binnenin de connector. Wanneer de kabel niet luchtdicht aangesloten is, kan het volgende fenomeen zich voordoen:

- In de connector is ook altijd nog lucht aanwezig.
- De connector wordt opgewarmd door de zon en dus ook de lucht erin. De druk in de connector stijgt, wat ervoor kan zorgen dat de lucht langs de wartel naar buiten wordt geperst.
- 's Avonds koelt de connector weer af en ontstaat een onderdruk in de connector. Daardoor kan koude vochtige lucht de connector worden ingezogen wat corrosie veroorzaakt in de elektrische verbinding.

Het vervangen van het deel van een connector dat aan een PV-module vastzit, moet gebeuren voor ze verbonden is met de rest van de string, zodat de spanning minimaal is. Volgens [AREI](#) onderafdeling 4.2.2.2 is een DC-spanning van 60 V veilig in situatie BB1 (volledig droge huid of vochtig door transpiratie). Daarna kan het doorverbinden van de panelen op het dak veilig gebeuren omdat de connectoren vingerveilig zijn.

3.9. Veiligheidsonderbreking DC

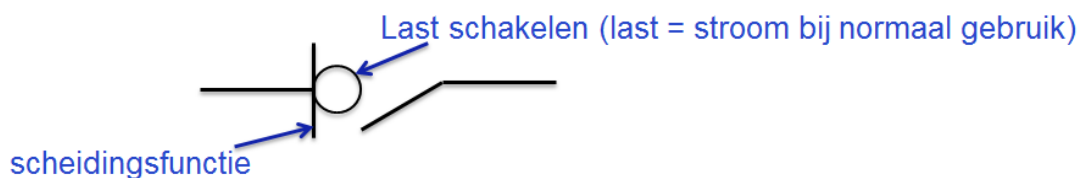
[AREI](#) onderafdeling 5.3.3.1 verplicht het voorzien van een veiligheidsonderbreking om veilig aan de installatie te kunnen werken. Bij een PV-installatie betekent dat onder meer een scheiding tussen de PV-modules en de omvormer.

Bij het ontbreken van een schakelaar aan de DC-zijde, kan de veiligheidsonderbreking verwezenlijkt worden door het loskoppelen van de connectoren. Dat mag niet onder belasting, omdat er dan een vlamboog zou ontstaan (§ 4.2.2). De installatie moet dus eerst stroomloos geschakeld worden door de spanning aan de AC-zijde van de omvormer af te zetten. Dat geldt ook wanneer er wel een scheidingschakelaar is, die geen lastschakelaar is.

Om onder belasting te kunnen schakelen is een lastschakelaar nodig. In de normen wordt aanbevolen een lastschakelaar te plaatsen aan de DC-zijde van de omvormer. Die kan opgenomen zijn in de omvormer.

De lastschakelaar moet dan onder meer voldoen aan volgende voorwaarden:

- Toegekende stootisolatiespanning $U_{imp} \geq 5 \times U_{oc}$
- Isolatiespanning $U_i \geq 1.2 U_{oc}$
- Nominale stroom $I_n \geq$ de bedrijfsstroom I_B van de kabel
- Wanneer de lastschakelaar geplaatst wordt op een plaats waar een inverse stroom kan optreden, moet hij ongevoelig zijn voor de polariteit (dat is niet altijd het geval bij DC-schakelaars, § 7.9).



Figuur 23: symbool van een lastschakelaar met scheidingsfunctie

3.10. Aarding van draagstructuur

Alhoewel de PV-modules toestellen van klasse II zijn (§ 7.3.8), bestaat er toch een kans dat er een zekere spanning ontstaat op de kaders en de draagstructuur. Er zijn twee mogelijke oorzaken:

- De PV-modules kunnen in hun geheel een capaciteit vormen t.o.v. de aarde.
- De kaders en de draagstructuur vormen lussen, die bij een onweer inductief kunnen worden opgeladen.

Daarom is het aangewezen om ze te aarden, zeker wanneer ze op een dak gemonteerd zijn, waar een aanraking kan leiden tot een schrikreactie, met mogelijk een val tot gevolg.

[AREI](#) hoofdstuk 7.112. verplicht dit voor huishoudelijke fotovoltaïsche installaties op laagspanning (≤ 10 kVA), tenzij de fabrikant van de PV-modules dit verbiedt.

Als een aarding wordt aangebracht, moeten de kaders en de draagstructuur van de PV-modules verbonden worden door een bijkomende equipotentiale verbinding. Metingen hebben immers aangetoond dat bij het monteren van de PV-modules op de draagstructuur, een goede galvanische verbinding verhinderd wordt door de anodisatielaag op het aluminium.

Er bestaan speciale klembeugels met een extra pinnetje, die wel een goed contact garanderen. Daarmee is er geen extra equipotentiale verbinding nodig.

Verder moet deze aarding voldoen aan de voorschriften van [AREI](#) onderafdeling 5.4.4.2. "Bijkomende equipotentiale verbindingen b. Uitvoering", die verwijst naar;

- onderafdeling 5.4.3.4. "Installeren van de geleiders".
- onderafdeling 5.4.3.6. "Verbinding van de beschermingsgeleiders met het elektrisch materieel":
De aarding van de kaders en draagstructuur mag niet worden aangesloten via de aardingsklem van de omvormer, omdat de continuïteit dan niet gegarandeerd is als de omvormer vervangen wordt.

3.11. Bliksem- en overspanningsbeveiliging

Indien het gebouw waarop de PV-installatie geplaatst wordt, voorzien is van een bliksembeveiligingsinstallatie, gelden er speciale regels. Die vallen buiten het bestek van dit document. Het is aanbevolen in deze situatie bijstand van een specialist in bliksembeveiliging te vragen.

Het plaatsen van een PV-installatie verhoogt de kans op blikseminslag niet.

Ook voor het plaatsen van een overspanningsbeveiliging of het aansluiten op een bestaande overspanningsbeveiliging, is het aanbevolen bijstand van een specialist te vragen.

Daarbij is het goed om weten dat bij het plaatsen van een overspanningsbeveiliging, het interessant kan zijn om de verliesstroomschakelaar te vervangen door een type dat beter bestand is tegen stootstromen die kunnen optreden ten gevolge van een blikseminslag of schakelingen op het elektriciteitsnet (zie ook § [Error! Reference source not found.](#)):

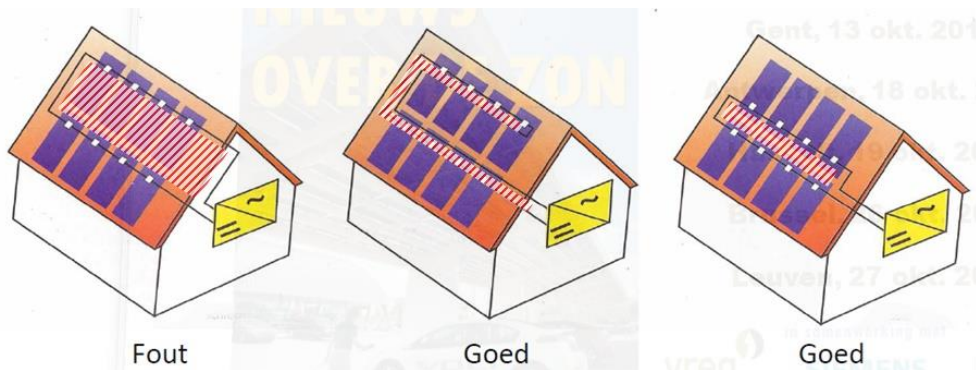
- een geïmmuniseerde verliesstroomschakelaar is stootstroom-vast tot 3000A 8/20µsec.
- een selectieve verliesstroomschakelaar is stootstroom-vast tot 5000A 8/20µsec.

Opmerking: de verliesstroomschakelaar werkt in ieder geval veel te traag om als overspanningsbeveiliging te kunnen dienen.

De plaatsing van een overspanningsbeveiliging kan steeds als optie aangeboden worden, ook al is er geen bliksemafleider. Ze kan eventueel zo uitgevoerd worden dat ze niet alleen de PV-installatie maar de volledige installatie beschermt.

3.12. Lay-out van de DC-bekabeling

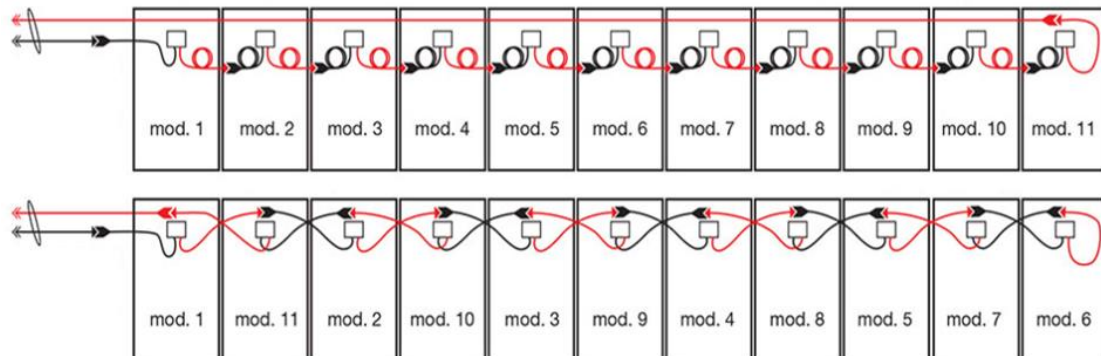
Bij het uittekenen van de DC-bekabeling, moet de oppervlakte van de lussen zo klein mogelijk gehouden worden, om de inductieve oplading bij onweer te beperken ([Figuur 24](#)). Dit geldt ook voor de beschermingsgeleider (§ [3.10](#)) en de eventuele functionele aarding (§ [7.3.9](#)).



Figuur 24: beperken van de oppervlakte van de lussen van de DC-bekabeling

Voor het bekabelen van een string zijn er twee mogelijkheden (Figuur 25):

- Elke module kan met de modules ernaast in serie geschakeld worden.
- Er kan bij het in serie schakelen telkens een module overgeslagen worden. Dit wordt “haasje over” bekabeling genoemd. Merk de aangepaste nummering die de plaats van de PV-modules in de serieschakeling aangeeft.



Figuur 25: bekabeling van een string
Bovenaan: doorverbinding van naast elkaar gelegen PV-modules
Onderaan: “haasje over” bekabeling
Bron: Solarpro magazine

Voor de “haasje over” bekabeling moeten de kabels van elke PV-module lang genoeg zijn. Het voordeel is dan dat er minder overvloedige lengte is van de kabels die aan de PV-modules vastzitten en dat de totale kabellengte kleiner is. Nadelen zijn dat het maken van de verbindingen ingewikkelder is en dat het vinden van een eventuele isolatiefout moeilijker wordt.

Hou ook rekening met volgende aanbevelingen:

- Connectoren en kabeldoorgangen buiten, moeten zoveel mogelijk aan de onderzijde van de PV-modules geplaatst worden, om het insijpelen van water zo veel mogelijk te voorkomen.
- Zorg dat verbindingen niet in een plas water kunnen liggen, voorzie dat ze op een voldoende hoogte kunnen vastgebonden worden, ook op een plat dak.
- Voorzie voor kabels op een plat dak altijd een UV bestendige buis of bij grotere installaties een corrosiebestendige kabelgoot.

3.13. AC-bekabeling

De omvormers voor huishoudelijke PV-installaties zijn voornamelijk toestellen van klasse I:

- voorzien van basisisolatie
- gevoed met laagspanning
- mogelijkheid tot aansluiten van de beschermingsgeleider

De voedingskabel moet dus voorzien zijn van een geel/groene beschermingsgeleider.

Bij de berekening van de kabeldoorsnede moet rekening gehouden worden met het spanningsval over de geleiders. De AC-spanning aan de uitgang van de omvormer mag maximaal 253 V bedragen (230 V + 10%). Om stroom te kunnen leveren aan het elektriciteitsnet, moet die spanning gelijk zijn aan de netspanning plus de spanningsval over de bekabeling tot aan het elektriciteitsnet. Hoe groter dus de spanningsval over de bekabeling, hoe groter de kans dat de maximale spanning overschreden wordt.

De DNB's hanteren daarom volgende eisen:

- een maximum spanningsval van 1% in de interne installatie tussen het verdeelbord en de omvormer ([2] § 7.7)
- een maximum spanningsval van 1% voor de aansluitkabel tussen de meterkast en het distributienet

Als niet aan deze voorwaarden voldaan is, zal de DNB geen klacht aanvaarden over het uitvallen van de omvormer vanwege een te hoge spanning van het elektriciteitsnet.

Daarnaast moet de bekabeling en de beveiliging voldoen aan alle eisen die normaal aan AC-bekabeling en beveiliging gesteld worden. Voor de PV-installatie moet een aparte kring voorzien worden.

3.14. Veiligheidsonderbreking AC

Elke PV-installatie moet voorzien zijn van een veiligheidsonderbreking die voldoet aan [AREI](#) onderafdeling 5.3.3.1.

Elke net-gekoppelde PV-installatie moet bovendien voorzien zijn van een veiligheidsonderbreking die voldoet aan [\[2\]](#) § 7.5. Hierin staan ook eisen inzake de toegankelijkheid van de veiligheidsonderbreking voor de DNB.

Dit moet toelaten dat er veilig aan het elektriciteitsnet en aan de PV-installatie kan gewerkt worden.

3.14.1. Installaties tot 30 kVA

Voor decentrale productie-installaties met een totaal vermogen tot 30 kVA kan een automatisch scheidingssysteem (§ [3.6.1](#)) de functie van veiligheidsonderbreking vervullen, mits voldaan is aan [AREI](#) onderafdeling 5.3.3.1.a.4 en [\[2\]](#) § 7.5.2.

Dit systeem zorgt ook voor het automatisch terug inschakelen wanneer aan de juiste voorwaarden voldaan is.

3.15. Beveiligingen opgelegd door Synergrid.

Zie [\[2\]](#) § 7.6. We geven hier een korte samenvatting, raadpleeg het document voor de volledige informatie.

Het gaat hier om de beveiligingen die ervoor moeten zorgen dat de wisselwerking met het distributienet correct verloopt, niet om de beveiliging van de installatie van de gebruiker.

3.15.1. Beveiliging tegen intern defect

Zie [\[2\]](#) § 7.6.1

De beveiliging tegen een intern defect in de installatie van de gebruiker mag de eisen opgelegd door Synergrid niet doorkruisen.

Dit geldt voor alle PV-installaties, zelfs de "kleine" zoals gedefinieerd in [\[2\]](#) § 4.1.7.

3.15.2. Netontkoppelbeveiliging

Zie [\[2\]](#) § 7.6.2

Voor decentrale productie-installaties met een totaal vermogen tot 30 kVA kan een automatisch scheidingssysteem (§ [3.6.1](#)) de functie van netontkoppelbeveiliging vervullen, mits voldaan is aan [AREI](#) onderafdeling 5.3.3.1.a.4 en [\[2\]](#) § 7.5.2.

Voor alle andere net-gekoppelde decentrale productie-installaties (totaal vermogen > 30 kVA of die niet voldoen aan alle voorwaarden vermeld in [\[2\]](#) § 7.5.2) is een netontkoppelbeveiliging verplicht.

De netontkoppelbeveiliging bestaat uit een relais en een aantal meetinstrumenten die continu de parameters van de netspanning meten. Er worden eisen opgelegd aan de plaats en toegankelijkheid voor de DNB van die componenten.

Bij een vastgelegde afwijking wordt ontkoppeld van het elektriciteitsnet. De waarde van de afwijking voor de verschillende parameters kunnen van land tot land verschillen. Daarom moet de DNB de instellingen van het netontkoppelbeveiligingsrelais kunnen controleren en moeten ze beveiligd worden tegen niet-toegelaten wijzigingen.

De netontkoppelbeveiliging moet verplicht voorzien worden van een back-up-werking.

Het uitschakelen van een PV-installatie bij te hoge netspanning is het meest gekende probleem (zie § [3.7.7.1](#) en [3.13](#)).

3.15.3. Andere beveiligingen opgelegd door Synergrid

- Synchrocheckrelais: zie [\[2\]](#) § 7.6.3
Elektriciteitsproductie-eenheden die een synchronisatie met de spanning op het distributienet uitvoeren (zoals synchroon draaiende machines, uitrustingen die in eiland kunnen werken, ...), moeten worden voorzien van een synchrocheckrelais ...
- Exportbegrenzingsrelais: zie [\[2\]](#) § 7.6.4
In de studie afgeleverd door de DNB worden ook de modaliteiten bepaald met betrekking tot de eventuele beperking van het injecteerbaar vermogen.
- Beveiliging bij faseonderbreking: zie [\[2\]](#) § 7.6.5
Een driefasige elektriciteitsproductie-eenheid moet ontkoppeld worden van het distributienet in geval van een faseonderbreking.
- Minimumspanningsrelais: zie [\[2\]](#) § 7.6.6
Indien het maximaal vermogen van de elektriciteitsproductie-installatie > 250 kVA is, kan de DNB een minimumspanningsrelais opleggen om negatieve gevolgen voor het distributienet en het personeel van de DNB te voorkomen.

- Beveiligingsrelais vermogensonevenwicht: zie [2] § 7.6.7
Enkel van toepassing op elektriciteitsproductie-installaties met een driefasige aansluiting ...

De plaatsing van een beveiligingsrelais tegen vermogensonevenwicht is verplicht als de elektriciteitsproductie-installatie bestaat uit meerdere eenfasige elektriciteitsproductie-eenheden waarbij een risico bestaat op een vermogensonevenwicht van meer dan 5 kVA (zie § 8.2.5).

3.16. Groene-stroom-meter

Het doel van de groene-stroom-meter is het meten van de hoeveelheid groene energie die geproduceerd wordt door de PV-installatie.

Bij de plaatsing van de groene-stroom-meter moet de PV-installatie beschouwd worden als de bron, die wordt aangesloten aan de ingang van de groene-stroom-meter. Hiertegen worden veel fouten gemaakt.

Indien de groene-stroom-meter moet dienen om groenestroomcertificaten (GSC) aan te vragen, moet hij aan een aantal eisen voldoen:

- De meter moet een nauwkeurigheid van 2 % hebben en voldoen aan de MID regelgeving (MID staat voor Measuring Instruments Directive, de Europese richtlijn voor meetinstrumenten).



Figuur 26: voorbeeld van de verplichte MID markering op een GSC meter

- Verbruikers die bijdragen tot het rendement van de installatie moeten aangesloten worden op de stroombaan tussen de omvormer en de groene stroommeter. Een voorbeeld hiervan is de stroombaan voor de sturing en voeding van de motoren voor een zonnepaneelstelsel (Figuur 51). Zo wordt de netto geproduceerde energie van de PV-installatie gemeten.

3.17. Aanpassingen aan de bestaande installatie

De meeste PV-installaties worden geplaatst op gebouwen met een bestaande elektrische installatie.

Aandachtspunten die een aanpassing kunnen vragen van de bestaande elektrische installatie zijn onder meer:

- De doorsnede van de aansluitkabel van meterkast naar het distributienet (§ 3.13)
- Ferrarimeter laten vervangen door een digitale meter (§ 2.4.3), keuze tussen enkel of tweevoudig tarief
- Aanpassingen in het verdeelbord
 - Oude elektrische installaties zonder verliesstroomschakelaar of met type AC (§ 3.17.1)
 - Nominale stroom van de aanwezige toestellen en bekabeling (§ 3.17.2)

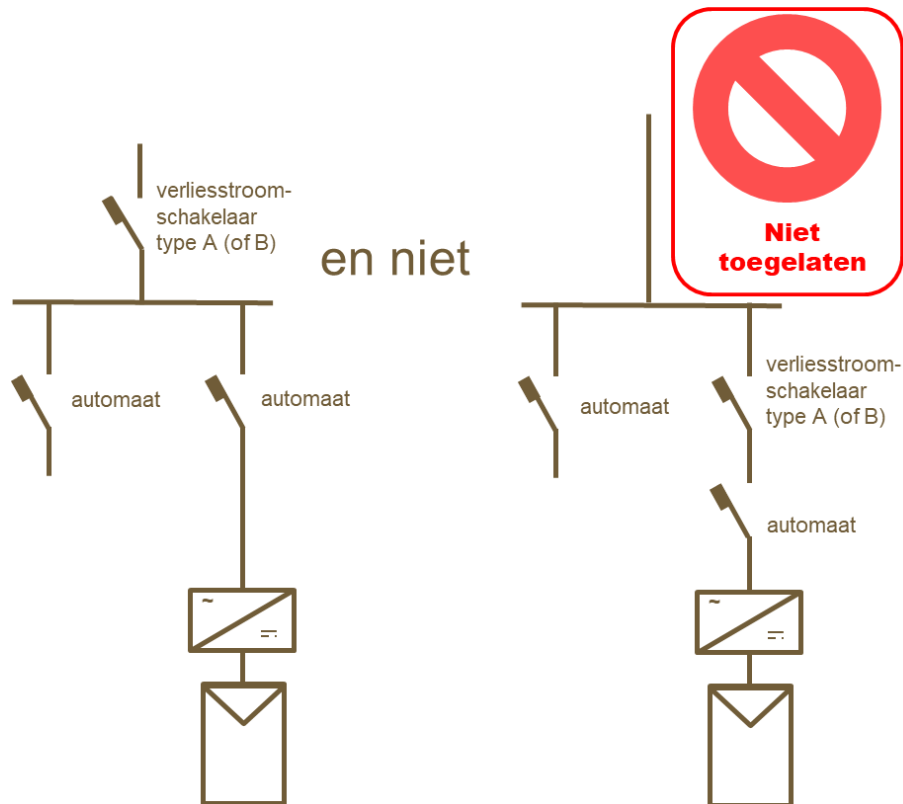
Sommige aandachtspunten moeten verplicht in orde gebracht worden.

- Voor een huishoudelijke elektrische installatie vormt het plaatsen van een PV-installatie een belangrijke wijziging of belangrijke uitbreiding van de bestaande installatie in de betekenis van [AREI](#) afdeling 2.11.2 en onderafdeling 6.4.7.3. Ze moet gekeurd worden door een erkend organisme conform de reglementaire voorschriften (zie ook [AREI](#) hoofdstuk 7.112). Dit gelijkvormigheidsonderzoek beperkt zich tot het bijgevoegde gedeelte en het gedeelte van de bestaande installatie dat door het bijgevoegde gedeelte gebruikt wordt. Zo wordt onder meer ook de automatische differentieelstroominrichting (verliesstroomschakelaar) in het begin van de installatie en de aarding van de installatie gecontroleerd.
- Voor een niet-huishoudelijke installatie is het aan de uitbater om te beslissen of het gaat om een belangrijke wijziging of uitbreiding ([AREI](#) afdeling 2.11.2 en onderafdeling 6.4.7.3). In ieder geval moet de ganse installatie regelmatig aan een controlebezoek onderworpen worden ([AREI](#) hoofdstuk 6.5).

Andere aandachtspunten hebben betrekking op de opbrengst van de PV-installatie en het comfort.

3.17.1. Huishoudelijke installatie zonder verliesstroomschakelaar of met type AC

Zie [AREI](#) deel 8. Indien er in een oude elektrische installatie geen verliesstroomschakelaar aanwezig is aan het begin van de installatie of hij is van het type AC, dan moet er één geplaatst worden of moet hij vervangen worden. Hij moet tenminste van type A zijn ([AREI](#) onderafdeling 5.3.5.3), dus een type B mag ook. Hij moet aan het begin van de installatie geplaatst worden, niet in de kring van de PV-installatie.



Figuur 27: bestaande huishoudelijke installatie zonder verliesstroomschakelaar: uitbreiding met een PV-installatie maakt de verliesstroomschakelaar aan het begin van de installatie verplicht

Als er aan het begin van de installatie een verliesstroomschakelaar van het type A staat, is het aangeraden om via de testknop na te gaan of hij werkt. De fabrikanten schrijven immers voor dat dit regelmatig moet gebeuren. Als de verliesstroomschakelaar oud is, kan overwogen worden om hem te vervangen door een nieuwe, om volgende redenen:

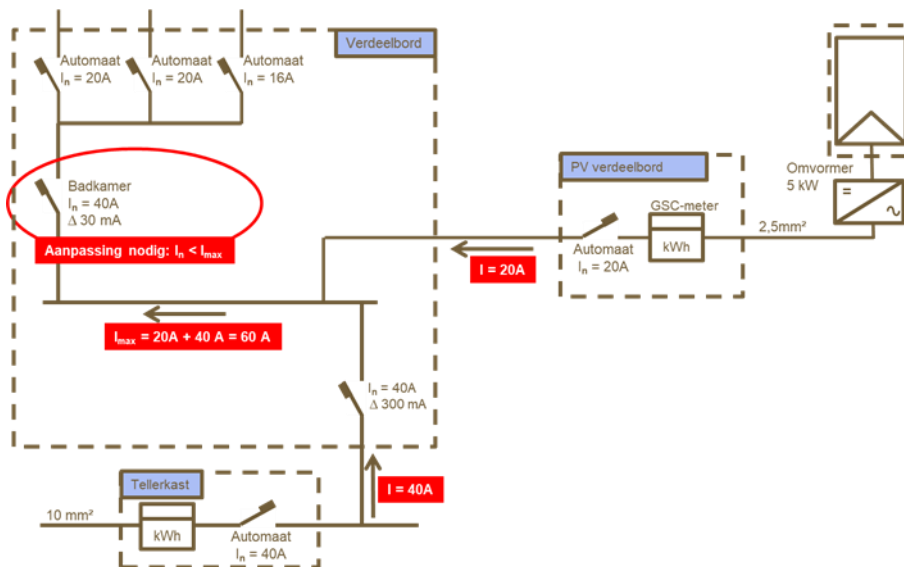
- Door veroudering wordt het toestel gevoeliger (het omgekeerde mag niet omwille van de veiligheid), met als nadeel dat de schakelaar vaker ongewenst uitschakelt.
- Recente verliesstroomschakelaars van het type A zijn minimum stootstroom-vast tot een impuls van 250A 8/20µsec. Nog beter is een selectieve verliesstroomschakelaar (§ 3.11): die is stootstroom-vast tot 5000A 8/20µsec en garandeert meteen ook selectiviteit met stroomafwaartse verliesstroomschakelaars van 30 mA.

3.17.2. Nominale stroom van de aanwezige toestellen en bekabeling

Door een PV-installatie aan te sluiten op een bestaande installatie, kan het gebeuren dat in delen van de bestaande installatie de maximale stroom verhoogd wordt met de stroom geleverd door de PV-installatie. Daardoor kan het nodig zijn de beschermingstoestellen, schakeltoestellen en bekabeling aan te passen aan de hogere maximale stroom.

Daarnaast kan het ook nodig zijn om het deel van de bestaande bekabeling dat gebruikt wordt voor de PV-installatie aan te passen aan de maximale spanningsval (§ 3.13).

Hieronder bespreken we als voorbeeld een verliesstroomschakelaar van 30 mA voor de badkamer met een nominale stroom van 40 A, die niet meer voldoet na het plaatsen van een PV-installatie die 20 A kan leveren bovenop de 40 A van de aansluitautomaat (Figuur 28).



Figuur 28: de verliesstroomschakelaar van de badkamer voldoet niet meer na het aansluiten van de PV-installatie op de bestaande installatie

Mogelijke oplossingen zijn:

- De verliesstroomschakelaar vervangen door één met een nominale stroom van 63 A. Het kan zijn dat ook de bekabeling verzaamd moet worden (in een huishoudelijke installatie minimum 10 mm² voor 63 A).
- Juist voor of achter de verliesstroomschakelaar een automaat van 40 A plaatsen.
- Indien de toestellen het toelaten, een aantal van de automaten achter de verliesstroomschakelaar van de badkamer vervangen door kleinere, zodat de som van de nominale stromen ≤ 40 A wordt (i.p.v. 56 A in het voorbeeld).

3.18. Waarschuwinglabels

Een PV-installatie moet voorzien worden van de nodige waarschuwingborden of –labels. Dit staat uitdrukkelijk vermeld in [AREI](#) afdeling 7.112.2 voor huishoudelijke fotovoltaïsche installaties. Het geldt natuurlijk ook voor grotere installaties.

- Bij de hoofdschakelaar in het algemeen laagspanningsbord moet vermeld worden dat er naast de gewone elektrische installatie ook een PV-installatie aanwezig is. Dit is een waarschuwing dat zelfs als de hoofdschakelaar wordt afgezet, een deel van de installatie onder spanning blijft staan (bij daglicht). Dit is onder meer belangrijk voor de brandweer.



Figuur 29: voorbeeld van een waarschuwinglabel voor de aanwezigheid van een PV-installatie

- Ook bij de omvormer en op de verbindingsdozen van het DC-gedeelte moet door middel van een sticker worden aangegeven dat de kabels (bij daglicht) altijd onder spanning staat.



Figuur 30: voorbeeld van een waarschuwinglabel voor een installatie die niet spanningsloos geschakeld kan worden

- Op een scheidingschakelaar die geen lastscheider is (§ 3.9) en in principe ook op de connectoren van het DC-gedeelte, zeker ter hoogte van de omvormer, moet gewaarschuwd worden tegen onderbreken onder belasting.



Figuur 31: voorbeeld van een waarschuwinglabel tegen onderbreken onder belasting

3.19. Codering

Bij een driefasig aangesloten elektriciteitsproductie-eenheid moet de DNG zich bij de DNB informeren over de richting van het draaiveld. Na installatie moeten de aansluitingsklemmen met een eenduidige markering de opeenvolging van de fasen weergegeven ([2] § 7.3).

3.20. Documentatie

Bij een PV-installatie hoort een dossier dat aan de klant bezorgd wordt. Hiervoor baseren we ons op de norm IEC 62446 Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

Het ontwerpdocument moet volgens de norm minimaal volgende informatie bevatten. Bij de oplevering moet het aangepast worden tot een "as-built" dossier.

- Systeem informatie (naamplaatje van de installatie)
 - projectnummer
 - nominaal vermogen van de installatie (kWp en/of kVA AC)
 - datum installatie
 - datum oplevering / indienststelling
 - naam klant
 - adres van de PV-installatie
- Informatie over de ontwerper: bedrijf, contactpersoon, adres, telefoon, e-mail
- Informatie over de installateur: bedrijf, contactpersoon, adres, telefoon, e-mail
- Eendraadschema
- Opbouw van het DC-gedeelte
 - type PV-modules
 - totaal aantal PV-modules
 - aantal strings
 - aantal PV-modules per string
 - bekabeling (type en doorsnede) van het volledige DC-gedeelte
 - stringbeveiligingen (indien aanwezig): type, spannings- en stroomgegevens
 - verbindingdozen
 - DC-scheidingsschakelaar (indien aanwezig)
- Aardings- / equipotentiaal verbindingen en overspanningsbeveiliging
 - aardings- en equipotentiaalverbindingen: type, doorsnede en traject
 - al dan niet aanwezigheid van bliksembeveiligingsinstallatie
 - overspanningsbeveiliging (indien aanwezig): locatie (DC – AC), type en specificatie
- AC-gedeelte
 - overstroombeveiliging: type, spannings- en stroomgegevens
 - differentieelbeveiliging: type, spannings- en stroomgegevens
- Datasheets (bondige omschrijving van de specificaties)
 - PV-panelen
 - omvormer
 - andere
- Ontwerpinformatie over het mechanisch ontwerp
 - datasheet van de gebruikte onderdelen
- Werkings- en onderhoudsrichtlijnen
 - procedure voor opvolging van de goede werking
 - checklist of instructies in geval van foutieve werking
 - noodprocedure voor uitschakeling
 - onderhouds- en reinigingsrichtlijnen
 - aandachtspunten bij aanpassingen
 - garantieattesten
- Indienstneming en onderhoud
 - logboek

Een compleet en realistisch dossier van een installatie vergemakkelijkt het onderhoud achteraf.

[Bijlage 2: Checklist Indienststelling / onderhoud van een PV-installatie](#) bevat een lijst met controlepunten voor het as-built dossier.

3.21. Wat bij brand?

Bij brand zorgt een PV-installatie voor extra risico's. We bespreken in de eerste plaats het risico op een elektrische schok.

Bij het betreden van een brandend gebouw, zal de brandweer eerst de elektriciteit uitschakelen, om het risico op een elektrische schok te vermijden. Bij aanwezigheid van een PV-installatie volstaat dat overdag niet, want het DC-gedeelte blijft ook na het uitschakelen van de AC-zijde onder spanning staan (§ 4.2.1).

Vandaar het belang van de waarschuwing bij de hoofdschakelaar in het algemeen laagspanningsbord (§ 3.18). Daarnaast kunnen bijkomende maatregelen genomen worden, zoals:

- Wanneer de omvormer ver van de PV-modules staat, kan dicht bij de PV-modules een automatische schakelaar geplaatst worden, die opent wanneer de AC-spanning wegvalt. Hierdoor wordt de verbindingkabel tussen de PV-modules en de omvormer spanningsloos gemaakt.
- In de verbindingdoos van elke PV-module kan een systeem geïnstalleerd worden, dat de PV-module kortsluit als de AC-spanning wegvalt.

Andere risico's zijn onder meer:

- Indien (een deel van) de installatie stroom zou blijven leveren, kan bij het verbreken van een verbinding een vlamboog ontstaan.
- Afhankelijk van de gebruikte PV-modules, kunnen er giftige dampen en zware metalen vrijkomen.
- De PV-installatie en haar leidingen kunnen de uitbreiding van de brand versnellen.
- Door de grote hitte kan het glas van de PV-modules kapot springen. Er zijn gevallen bekend waar er in een kring van 20 tot 30 m glasscherven zijn gevonden. Bij een grote brand kan de thermiek ervoor zorgen dat stukjes zonnecel meerdere honderden meters ver gedragen worden.
- Bij brand kan het gewicht van een PV-installatie het instorten van het dak versnellen.
- Wanneer de brandweer het gebouw wil binnengaan langs het dak, kan de PV-installatie een bijkomende hindernis vormen.

Wie hierover meer wil weten:

- In Duitsland is hierover in 2015 een uitgebreid document verschenen, uiteraard in het Duits: <http://www.pv-brandsicherheit.de/46/>
- CFPA Europe (Confederation of Fire Protection Associations Europe) heeft in 2018 de gids '[Guideline No 37: 2018 F - Photovoltaic systems: Recommendations on loss prevention](#)' gepubliceerd (in het Engels)

4. Installatie

4.1. Werken op hoogte

Veel PV-installaties worden op een dak geplaatst. De montage van PV-modules op een dak is vergelijkbaar met algemene dakwerkzaamheden. Dezelfde veiligheidsvoorschriften zijn van toepassing. Wat die veiligheidsmaatregelen concreet inhouden valt buiten het bestek van dit document.

De belangrijkste aandachtpunten zijn:

- De bescherming van voorbijgangers en derden
- De bescherming van werknemers
- Het behoud van de integriteit van het dak

De voorwaarden voor het betreden van daken en het werken op daken zijn verschillend voor hellende en platte daken.

4.2. Elektrische gevaren

Wie aan een PV-installatie werkt, moet zich bewust zijn van de elektrische gevaren die daarmee verbonden is. Dit betekent dat hij de bekwaamheid BA4 (Gewaarschuwde) of BA5 (Vakbekwame) moet bezitten in de betekenis van [AREI](#) afdeling 2.10.11. Deze bekwaamheid wordt aan een werknemer toegekend door zijn werkgever en de voorwaarden die daarbij gerespecteerd moeten worden staan in [AREI](#) hoofdstuk 9.2.

We bespreken hier enkele gevaren die typisch zijn voor een PV-installatie.

Bij werken aan een PV-installatie moeten steeds aangepaste PBM's (Persoonlijke Beschermingsmiddelen) gedragen worden.

4.2.1. Steeds onder spanning

Het DC-gedeelte van een PV-installatie staat onder spanning zodra er licht op invalt. Zelfs bij lage zonne-instraling wordt nagenoeg de maximale open-kring-spanning bereikt ([Figuur 40](#)).

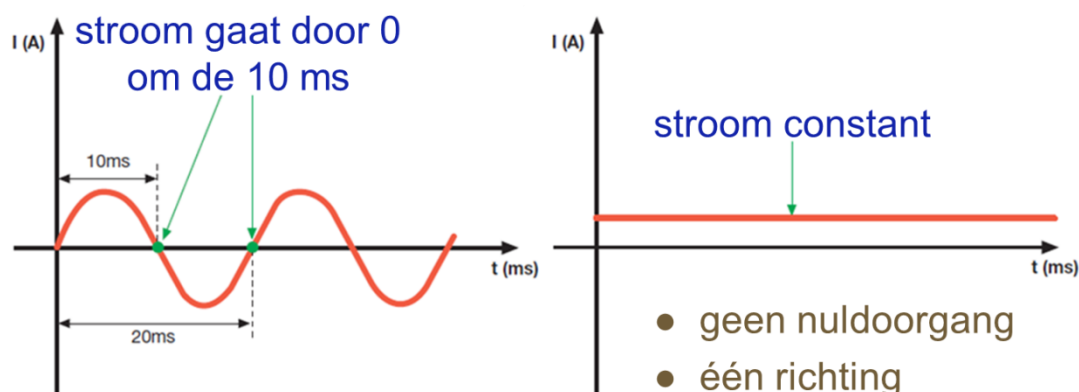
Dit betekent dat iemand die contact maakt met een blanke geleider, een elektrische schok kan krijgen. Naast de gevolgen voor het menselijk lichaam, kan dit leiden tot een schrikreactie, die bij werken op hoogte een val kan veroorzaken.

Het gevaar voor een elektrische schok kan beperkt worden door alle DC-kabels vooraf aan beide uiteinden te voorzien van de juiste vingerveilige connector (§ [3.8](#)), vooraleer ze aan te sluiten.

We herhalen ook dat de beveiliging van het DC-gedeelte van een PV-installatie gebaseerd is op dubbele isolatie (§ [3.7.1](#)). Dit betekent dat wanneer de dubbele isolatie beschadigd zou geraken, dit een gevaarlijke situatie doet ontstaan. Er moet dus de nodige zorg besteed worden aan het voorkomen van beschadiging en bij vaststelling van beschadiging moet er meteen ingegrepen worden.

4.2.2. DC-stroom

Bij het onderbreken van een stroomvoerende geleider, ontstaat een vlamboog. Bij wisselstroom zal die vaak doven op het ogenblik dat de stroom door nul gaat. Bij gelijkstroom gaat de stroom niet regelmatig door nul en dus is het doven van de vlamboog moeilijker ([Figuur 32](#)).



Figuur 32: verschil tussen AC- en DC-stroom

Een vlamboog kan volgende gevolgen veroorzaken:

- Brandwonden
- Verblinding, lasoog (oogontsteking)
- Brand
- Wegspringen van gesmolten metaal
- Beschadiging van verbindingen en toestellen

Daarom moet er onder meer aan volgende punten speciale aandacht geschonken worden:

- Vooraleer een DC-leiding te onderbreken, moet ze stroomloos geschakeld worden, tenzij de onderbreking gebeurt met een lastschakelaar (§ 3.9).
- Wanneer de beide connectoren van een PV-module met elkaar verbonden zouden zijn en er licht valt op de PV-module, dan loopt de kortsluitstroom van de PV-module door de connectoren. De leiding stroomloos maken kan alleen door ervoor te zorgen dat er geen licht valt op de PV-module, bijvoorbeeld met een deken dat geen licht doorlaat.
- Er moet extra aandacht geschonken worden aan het vermijden van slechte contacten. Wanneer een contact losgeraakt terwijl er stroom door vloeit, is het gevaar reëel dat er een vlamboog blijft bestaan, die brand kan veroorzaken.

4.3. Plaatsen van de PV-modules

PV-modules zijn stevig maar kunnen toch beschadigd worden. Daarom moeten ze met de nodige voorzichtigheid behandeld worden tijdens het transport en op de werf.

Dit is een reëel probleem volgens de Europese commissie. Zij overweegt de invoering van een Ecolabel voor PV-installaties, waarbij een van de voorwaarden zou zijn dat de plaatser een protocol moet volgen om het aantal PV-modules dat beschadigd wordt tijdens transport en op de werf tot een minimum te herleiden (zie dit [rapport](#) blz. 14).

De productie van PV-modules heeft een milieu-impact. Daarom moet het aantal PV-modules die beschadigd worden nog voor ze gediend hebben, tot een minimum herleid worden.

Eventueel kan ieder paneel ook nog individueel gemeten worden. Op dat moment meet men de Uoc-spanning (§ 7.3.1).

4.4. Verbinden van de PV-modules

Zorg dat elke DC-kabel vooraf aan beide uiteinden voorzien is van de juiste vingerveilige connector (§ 3.8), vooraleer hem aan te sluiten. De connector moet zorgvuldig aangebracht worden om problemen achteraf te vermijden. Volg de instructies van de fabrikant en ga zorgvuldig te werk:

- De wartel van de connector moet afgestemd zijn op de doorsnede van de kabel en moet correct aangedraaid worden. Zo verkleint de kans op vocht en dus corrosie binnenin de connector.
- Gebruik de voorgeschreven werktuigen (krimptang van goede kwaliteit). Er bestaan specifieke tangen die horen bij specifieke connectoren:
 - Bij de éne connector leg je de kabel erin en vouw je die met de krimptang dicht.
 - Bij de andere connector is de aansluiting een rondje en knijp je die aan.
De bijhorende tangen zijn absoluut niet uitwisselbaar.
- De kabel moet over de voorgeschreven lengte gestript worden. Een stukje isolatie mee knijpen zorgt voor extra weerstand.
- Met een te lichte tang knijpen zorgt voor hetzelfde euvel. Bovendien kan bij mechanische belasting de kabel een stukje uit de aansluiting worden getrokken, met nog meer weerstand tot gevolg.
- Bij een goed uitgevoerde knijpactie is de overgangsweerstand gering en warmt de connector bij volledige belasting beperkt op, zo'n 10-15 °C. Bij een grotere overgangsweerstand, door onzorgvuldig aanbrengen van de connector, kan dat 70 °C en meer worden. De connector verslijt dan sneller, de overgangsweerstand en temperatuur nemen nog toe en uiteindelijk kan er brand ontstaan.

Connectoren die met elkaar verbonden worden, moeten van dezelfde fabrikant en hetzelfde type zijn. Dit is vooral een aandachtspunt bij de verbinding van de PV-modules met de omvormer en bij de verbinding van PV-modules die te ver uit elkaar liggen om ze rechtstreeks met elkaar te verbinden. Als het juiste tweede deel van de connector niet voorhanden is, moet de connector vervangen worden:

- Als de kabel aan de andere kant al verbonden is, maak hem dan los, zodat hij zeker spanningsvrij is.
- Voor het vervangen van de connector van een PV-module moet ze losgekoppeld worden van de rest van de string, zodat de spanning minimaal is. Volgens [AREI](#) onderafdeling 4.2.2.2 is een DC-spanning van 60 V veilig in situatie BB1 (volledig droge huid of vochtig door transpiratie). Daarna kan het doorverbinden van de panelen op het dak veilig gebeuren omdat de connectoren vingerveilig zijn.

Bij het verbinden van de PV-modules moet het voorziene schema gevolgd worden (§ 3.7.5 en 3.12). Noteer de serienummers van de PV-modules op het schema.

Let goed op dat + en – niet omgewisseld worden.

Voor het parallel schakelen van strings moet op voorhand nagemeten worden dat:

Let op, dit is een gevaarlijke spanning!

- de kabels de juiste polariteit hebben;
- de stringspanningen de juiste waarde hebben (U_{oc} x aantal PV-modules in serie);
- en aan elkaar gelijk zijn.

De mannelijke en vrouwelijke connector moeten van dezelfde fabrikant en hetzelfde type zijn (3.8).

4.5. Bevestiging van de DC-bekabeling

Vermijd beschadiging van de isolatie van de kabels door scherpe randen of klemming van de kabels bij het bevestigen van de panelen op draagstructuur.

Omdat loshangende kabels in de open lucht onderhevig zijn aan de wind, moeten ze om de 30 à 45 cm aan de constructie bevestigd worden (§ 3.7.3).

De lay-out van de bekabeling moet zo gebeuren dat de oppervlakte van de lussen zo klein mogelijk gehouden wordt (§ 3.12).

Bij gebruik van wartels voor de invoer van kabels in bv. een connector moeten steeds de richtlijnen en beperkingen van de fabrikant gevolgd worden, onder meer:

- De wartel moet aangepast zijn aan de kabeldoorsnede.
- Gebruik het juiste gereedschap en pas het juiste koppel toe bij het vastdraaien van de wartelverbinding.
- Eén kabel per wartel.

Bij het plaatsen van kabels moet de nodige aandacht worden besteed aan volgende details (§ 3.12):

- Connectoren en kabeldoorgangen buiten moeten zoveel mogelijk aan de onderzijde van de PV-modules geplaatst worden, om het insijpelen van water zo veel mogelijk te voorkomen.
- Zorg dat verbindingen niet in een plas water kunnen liggen, bind ze op een voldoende hoogte vast, ook op een plat dak.
- Kabelbinders mogen niet te dicht bij de connector geplaatst worden. Anders kan de DC-kabel scheef in de wartel komen te zitten, waardoor de kans vergroot dat er vocht kan binnendringen.
- Leg kabels op een plat dak altijd in een UV bestendige buis of bij grotere installaties in een corrosiebestendige kabelgoot.

De kabels en hun bevestiging moeten UV bestendige zijn. Gewone kabelbinders zijn dat niet (§ 3.7.3)

4.6. Kabelcodering en waarschuwingen

Het is verplicht dat de kabels op duurzame wijze worden gelabeld (§ 3.7.8).

Waar nodig moet op een duurzame wijze een waarschuwingslabel worden aangebracht (§ 3.18).

Bij een driefasige installatie moet de richting van het draaiveld opgevraagd worden bij de DNB of gemeten worden. Na de installatie moeten de aansluitingsklemmen met een eenduidige markering de opeenvolging van de fasen weergeven (§ 3.19).

4.7. Plaatsing van de omvormer

Een belangrijk aspect bij omvormers is de warmteafvoer (§ 7.6.5). Volgens bepaalde bronnen vormt de omvormer het grootste risico op brand bij een PV-installatie.

Monteer de omvormer op de voorziene plaats (§ 3.6.11).

Let op dat de maximumtemperatuur van de omvormer geen brandgevaar doet ontstaan. Besteed de nodige aandacht aan de aandachtspunten die in § 3.6.11 vermeld worden.

Zorg voor een duurzame bevestiging. Beperk geluidshinder door trillingen door te zorgen voor een stevige ondergrond.

De juiste afschakelparameters moeten ingesteld worden. Vaak kan dit in één stap door het land in te stellen.

5. Indienststelling

5.1. Inleiding

Voor de indienststelling baseren we ons op de norm IEC 62446 "Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection".

Elke PV-installatie, ook als ze niet aan het elektriciteitsnet wordt gekoppeld, moet voor de ingebruikname gekeurd worden. [AREI](#) hoofdstuk 6.4 is hierover zeer duidelijk:

Elke elektrische installatie op lage of zeer lage spanning zoals bepaald in de delen 1. en 2. van dit Boek, zelfs gevoed door een privé-installatie zoals de vaste, verplaatsbare of mobiele stroomgeneratoren, behalve echter de installaties op zeer lage gelijkspanning gevoed uitsluitend door batterijen, accumulatoren, accumulatorenbatterijen die niet onder het toepassingsgebied van hoofdstuk 7.103. vallen, fotovoltaïsche cellen of andere gelijkaardige bronnen, moet voor de ingebruikname van deze installatie het voorwerp uitmaken van een gelijkvormigheidscontrole met de voorschriften van dit Boek.

Het toevoegen van een PV-installatie aan een bestaande installatie vormt een belangrijke wijziging of uitbreiding en is onderworpen aan een gelijkvormigheidsonderzoek voor indienststelling (§ 3.17).

Voor net-gekoppelde PV-installaties is de indienststelling onderworpen aan de voorwaarden opgenomen in Synergrid C10/11 [2] en de voorwaarden opgelegd door de DNB.

Ter ondersteuning wordt [Bijlage 2: Checklist Indienststelling / onderhoud van een PV-installatie](#) aangeboden.

5.2. Visuele controle

Vooraleer de PV-modules worden aangesloten op de omvormer en de omvormer wordt aangesloten op het elektriciteitsnet, zal er een visuele controle gebeuren. De controleur moet er rekening mee houden dat het DC-gedeelte van de PV-installatie onder spanning staat.

Deze controle zal in eerste instantie visuele schade aan de installatie onderzoeken. Een belangrijk aandachtspunt is de goede staat van de dubbele isolatie van het DC-gedeelte, aangezien dit de enige bescherming is tegen onrechtstreekse en rechtstreekse aanraking (§ 3.7.1).

5.3. Conformiteitscontrole

De conformiteit van de gerealiseerde PV-installatie met het ontwerpdocument (§ 3.20) wordt nagegaan en afwijkingen worden genoteerd. Zo kan het ontwerpdocument aangepast worden tot het "as-built" dossier.

Enkele aandachtspunten

- Komen de gebruikte componenten overeen met het ontwerpdocument?
- Zijn alle beveiligingen tegen elektrische schokken geplaatst?
- Is de installatie geplaatst volgens de regels van goed vakmanschap?
- Bij installaties zonder stringszekeringen: zijn de mogelijke inverse stromen kleiner dan de maximum inverse stroom die de PV-modules kunnen verdragen (§ 3.7.5)?

5.4. Aansluiting van het DC-gedeelte

Volg voor het aansluiten van het DC-gedeelte op de omvormer steeds de richtlijnen van de fabrikant.

Volg een stappenplan zoals dit:

1. De omvormer is nog niet aangesloten aan de AC-zijde of moet spanningsloos geschakeld en vergrendeld zijn.
2. Controleer dat de PV-modules verbonden zijn volgens het voorziene schema (§ 4.4).
3. Controleer bij voldoende daglicht de isolatieweerstand tussen de kabels en de aarde.
4. Controleer de open klem spanning van de strings (U_{oc} x aantal PV-modules in serie) en de polariteit van de DC-kabels. Dit zou ook gebeurd moeten zijn na het verbinden van de PV-modules (§ 4.4).

Let op, dit is een gevaarlijke spanning!

5. Vergelijk de gemeten spanning met de maximale DC-ingangsspanning van de omvormer.
6. Indien van toepassing: schakel de strings parallel. Controleer eerst de spanning en polariteit.
7. Wanneer er een aparte DC-schakelaar voorzien is:
 - sluit de DC-kabels erop aan
 - controleer zijn werking
 - zet hem uit
8. Sluit de DC-kabels aan op de omvormer.

5.5. Aansluiting van het AC-gedeelte

Volg voor het aansluiten van het AC-gedeelte op de omvormer steeds de richtlijnen van de fabrikant.

Eerst moet gecontroleerd worden of de netspanning overeenkomt met de specificaties van omvormer. Indien een nulgeleider vereist is, controleer dan welke geleider dat is (§ 7.6.9).

Bij een driefasige aansluiting moet de richting van het draaiveld worden nagekeken. De opeenvolging van de fasen moet met een eenduidige markering op de aansluitingsklemmen aangebracht worden (§ 3.19).

Daarna kan het AC-gedeelte worden aangesloten. Breng de omvormer niet meteen onder spanning maar voer eerst een aantal controles uit:

1. Na het aansluiten van de AC-spanning, moet de omvormer opstarten en mag hij geen foutmelding geven.
2. Het geleverd vermogen moet overeenstemmen met de verwachting, rekening houdend met de hoeveelheid zon (Figuur 40), de stand van de zon (Figuur 69) en de temperatuur van de zonnecellen (Figuur 41).
3. Meet aan de DC-zijde
 - de spanning(en): dit is nu U_{MPP} en dus wat lager dan U_{oc} (§ 7.3.1)
 - de stroom / stromen I_{MPP} (m.b.v. met een stroomtang)
Gelijkaardige strings moeten ongeveer dezelfde I_{MPP} geven
 - nog beter is de I-U curves op te meten, om later als referentie te gebruiken (§ 6.4)
4. Ook thermografie kan gebruikt worden om de goede werking te controleren (§ 6.5).

6. Foutopsporing

6.1. Wijzigingen aan de PV-installatie

Een aantal wijzigingen aan een PV-installatie, moeten aan de DNB gemeld worden. Het kan zijn dat er een herkeuring van de PV-installatie opgelegd wordt. Deze wijzigingen omvatten:

- Vervanging omvormer
- Vervanging PV-modules
- Stijging piekvermogen PV-modules
- Vervanging groene-stroom-meter
- Uitbreiding
- Verplaatsing
- Verwijdering
- Verandering van eigenaar

Raadpleeg steeds de reglementen die op het ogenblik van de verandering van kracht zijn, zie o.a. Synergrid C10/11 [2] hoofdstuk 3 "Geldigheid".

De regels kunnen verschillen voor de verschillende regulatoren en voor de verschillende DNB's. Voor Vlaanderen zie <https://www.fluvius.be/nl/thema/zonnepanelen> rubriek "Ik pas mijn zonnepaneleninstallatie aan".

(Wallonie: <https://www.wallonie.be/fr/demarches/photovoltaique-signaler-une-modification-technique-apportee-une-installation>)

6.2. Inspectie

Wie een PV-installatie inspecteert, moet zich bewust zijn van de gevaren (§ 4.1 en 4.2).

Als hulpmiddel kan de checklist [Bijlage 2: Checklist Indienstelling / onderhoud van een PV-installatie](#) gebruikt worden.

Bij de inspectie van een PV-installatie moeten onder meer volgende punten nagekeken worden:

- Visuele inspectie
 - Goede staat van de isolatie en bevestiging van de bekabeling
 - Goede staat van de PV-modules
 - Afwezigheid van vervuiling van de PV-modules, zowel verspreid (vb. stof) als lokaal (vb. een blad)
 - Afwezigheid van vervuiling op de omvormer, vooral op de voorzieningen voor koeling
- Omvormer
 - Eventuele foutboodschappen
 - Controleer dat de koeling van de omvormer niet gehinderd wordt. Het is belangrijk de stoffilter (indien aanwezig) en de koelvinnen regelmatig te reinigen (periodiek onderhoud)
- Continuïteit van de aarding en equipotentiaalverbindingen.
- Afwezigheid van isolatiefouten.
- Goede werking van de installatie.
- Goede werking van het afschakelen bij het wegvallen van de netspanning.

6.3. Monitoring

De prestaties van een PV-installatie beoordelen is niet gemakkelijk, omdat de opbrengst die mag worden verwacht afhankelijk is van de hoeveelheid zonne-instraling (Figuur 40), de stand van de zon (Figuur 69) en de temperatuur van de zonnecellen (Figuur 41).

Daarom is het interessant de prestatiegegevens regelmatig te noteren en bij te houden, zodat de evolutie kan worden gevolgd.

Dit kan manueel gebeuren, door een aantal gegevens af te lezen van de omvormer. Er bestaan echter ook heel wat meetsystemen die de gegevens automatisch opslaan en ter beschikking stellen op een website.

Vaak kunnen de gegevens dan ook vergeleken worden met die van andere PV-installaties in de omgeving. Dit geeft een redelijk goed beeld of de prestaties in de weersomstandigheden van een bepaalde dag normaal zijn of niet.

De omvormers geven niet alleen prestatiegegevens maar ook foutboodschappen, d.m.v. de ingebouwde bewakingsfuncties. Een aangepast monitoringstelsel kan deze informatie doorsturen naar de eigenaar en/of installateur. Defecten worden zo snel opgemerkt en kunnen verholpen worden met een minimaal verlies aan opbrengst.

6.4. I-U curve

Om de goede werking van een PV-installatie te controleren, kan de I-U curve gemeten worden. Hiervoor bestaan specifieke meettoestellen.

De meting kan gebeuren op de volledige installatie, op individuele strings en zelfs op individuele modules. Let wel op de veiligheid bij het afkoppelen van delen van de installatie, in het bijzonder op het stroomloos schakelen (§ 3.9 en 4.2). Meer metingen vragen uiteraard extra tijd.

Om de resultaten te kunnen interpreteren moeten er tegelijkertijd nog twee metingen gebeuren:

- een meting van de zonne-instraling met een instralingssensor (pyranometer, voor meer uitleg zie bv. <https://www.campbellsci.eu/blog/pyranometers-need-to-know>)
- een meting van de celtemperatuur met een temperatuursensor

Die kunnen als accessoire van de I-U curve meter gekocht worden. Het is belangrijk dat de metingen gesynchroniseerd worden. Dit kan via een kabel- of een draadloze verbinding.

De beide sensoren moeten dicht bij de zonnepanelen bevestigd worden. Ze mogen de werking ervan niet beïnvloeden. De instralingssensor mag bijvoorbeeld niet op een PV-module bevestigd worden, omdat hij dan een deel van oppervlakte ervan zou afdekken en zo de prestatie beïnvloeden.

Met deze gegevens kan de gemeten I-U curve omgerekend worden naar de curve bij STC (§ 1.7.3), die bekend zou moeten zijn (§ 3.6.3).

Om een correcte meting te kunnen uitvoeren, is er minimum 600 W/m² zonne-instraling nodig en die moet stabiel zijn. Een trage verandering hoeft geen probleem te vormen maar bijvoorbeeld snel voorbijtrekkende wolken maken een meting moeilijk of zelfs onmogelijk. Er mag ook geen schaduw vallen op de PV-installatie.

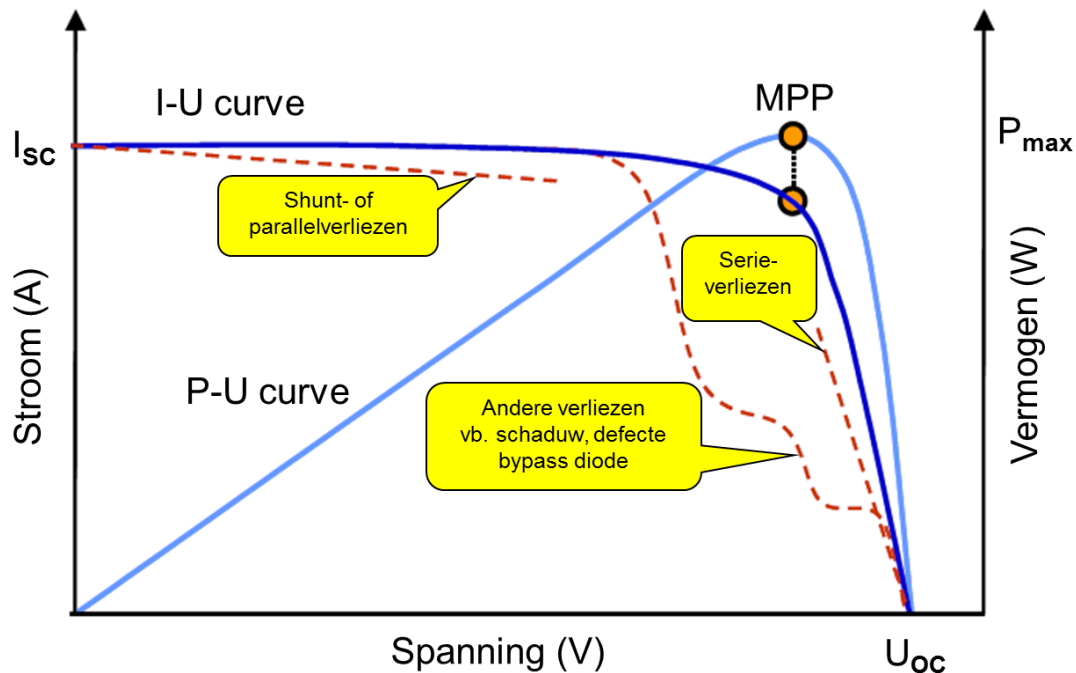
De I-U curve meter dient jaarlijks gekalibreerd te worden.

Zelfs als de meting correct wordt uitgevoerd, blijft de omrekening naar STC delicaat, onder meer omdat de temperatuurcoëfficiënt geen constante waarde heeft (Figuur 42).

Een beperkte afwijking tussen de omgerekende meetcurve en de vooropgestelde curve bij STC hoeft dus niet op een probleem te wijzen. Een beperkte afname van de prestaties is in de loop van de jaren is normaal (§ 7.3.6). Bij grotere afwijkingen kunnen er wel bepaalde conclusies getrokken worden (zie volgende blz.).

Figuur 33 toont in het blauw en lichtblauw de theoretische curven van de PV-installatie (I-U en P-U). In rode streeplijn worden een aantal afwijkingen getoond:

- Indien de curve vanaf het punt van open-kring-spanning U_{oc} minder snel stijgt dan normaal, wijst dat op een toegenomen weerstand in serie, bv. een gecorrodeerd contact.
- Indien de curve vanaf het punt van kortsluitstroom I_{sc} sneller daalt dan normaal, kan dat te wijten zijn aan een weerstand in parallel, waarlangs meer stroom verloren gaat naarmate de spanning toeneemt.
- Indien de vorm van de curve een ongewoon verloop kent, kan dat bv. wijzen op schaduw of op een defecte bypass-diode (**Figuur 47**).



Figuur 33: mogelijke afwijkingen van een I-U curve
Bron: Solmetric

6.5. Thermografie

Een ander interessant hulpmiddel bij het onderhoud van een PV-installatie is een infraroodcamera (thermografie).

Hiermee kan gezien worden waar er eventueel een abnormale opwarming optreedt.

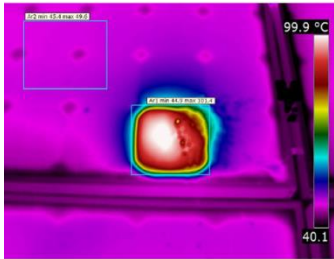
De interpretatie van de beelden vraagt enige ervaring. Een opleiding bij aanschaf van het toestel is aangewezen. Een mogelijke oorzaak van interpretatiefouten is de invloed van weerkaatsing op het warmtebeeld. De metingen kunnen ook niet altijd in ideale omstandigheden worden uitgevoerd. Uiteraard moet de installatie in bedrijf zijn.

De resultaten hebben vooral een vergelijkende waarde, bv. één connectorverbinding heeft een hogere temperatuur dan al de andere.

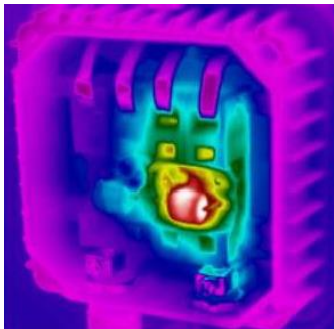
Thermografie laat toe om defecten in individuele zonnecellen, in PV-modules en in de bekabeling te detecteren. Ze maakt defecten die brand kunnen veroorzaken, zichtbaar.

Enkel voorbeelden die met thermografie kunnen worden opgespoord:

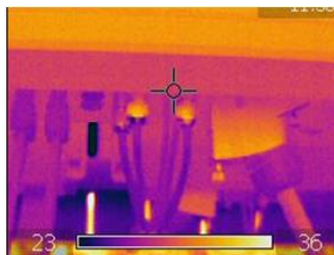
- Hot spot in een paneel (**Figuur 34**)
- Corrosie van de interne verbinding van de zonnecellen in een paneel
- Defecte bypass-diode (**Figuur 35**)
- Vocht in de PV-modules
- Ongewone opwarming van een connector of kabel (**Figuur 36**)



Figuur 34: hot spot in een PV-module



Figuur 35: oververhitte bypass-diode



Figuur 36: opwarming van de kabelansluitingen in de omvormer

6.6. Recyclage van PV-modules

PV-modules vallen onder de Europese AEEA-richtlijn (richtlijn 2002/96/EG). AEEA staat voor afgedankte elektrische en elektronische apparatuur. Voor meer informatie hierover zie [Verantwoordelijken op het gebied van AEEA-afval](#).

Voor België is de Europese AEEA Richtlijn omgezet in regionale wetgeving door de drie Belgische gewesten. Zij zijn immers bevoegd voor deze materie.

In België organiseert [PV Cycle Belgium](#) de uitvoering van de aanvaardingsplicht voor PV-modules namens al haar leden.

7. Bijkomende informatie

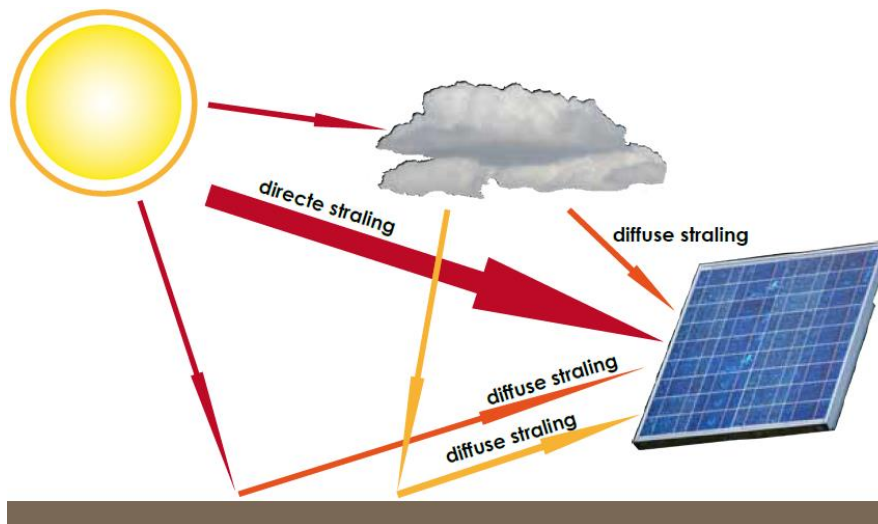
7.1. Zonnecellen

7.1.1. Werkingsprincipe

Een zonnecel zet licht rechtstreeks om in elektriciteit (gelijkstroom). Ze maakt gebruik van het fotovoltaïsch (PV) effect.

7.1.2. Directe en diffuse straling

Het zonlicht dat een PV-module bereikt, bestaat uit directe en diffuse straling.



Figuur 37: directe en indirecte straling – bron: [3]

Directe straling is het zonlicht dat de PV-module in een rechte lijn bereikt.

Een gedeelte van de stralen bereiken de PV-module echter via een omweg: ze worden weerkaatst door een oppervlak in de buurt of ze worden verstrooid door deeltjes in de atmosfeer (waterdamp, vervuiling). Dit geeft het zogenaamd "diffuus" licht: het licht dat gelijkmatig uit alle richtingen komt bij volledig bewolkte hemel. Maar ook bij heldere hemel is een deel van de zonnestraling diffuus.

Over een heel jaar bereikt ongeveer 60% van het zonlicht in België ons in de vorm van diffuse straling.

Zowel direct als diffuus licht worden door een zonnecel omgezet in nuttige energie.

7.1.3. Types zonnecel

De meeste PV-modules die in de handel verkrijgbaar zijn, zijn gebaseerd op zonnecellen gemaakt van silicium. Er bestaan 3 soorten, op basis van de structuur van het silicium waarvan ze gemaakt zijn:

- monokristallijn
- polykristallijn
- amorf

Voor een bespreking van deze zonnecellen, zie § 3.4.1.

Een variant van de polykristallijne zonnecellen is CSG (polykristallijn Si op glas, van het Engels Crystalline Silicon on Glass).

Daarnaast worden ook zonnecellen van andere materialen gemaakt, bijvoorbeeld

- CIS Koper – Indium – diSelenide
- CIGS Koper – Indium – Gallium – diSelenide
- CdTe Cadmium Telluride
(nadeel: Cd is een zwaar metaal en schadelijk is voor het milieu)
- Organisch materiaal (OPV)

Er bestaan ook zogenaamde tandemcellen. Door de combinatie van lagen die elk gevoelig zijn voor andere lichtfrequenties, kan een hogere opbrengst per m² bekomen worden.

Zo slaagt men erin om dunne-film zonnecellen te maken die een rendement halen dat in de buurt komt van dat van zonnecellen van kristallijne Si.

7.2. Opbouw van een PV-module

7.2.1. Inleiding

Losse zonnecellen zijn niet praktisch in het gebruik. Daarom worden ze samengebouwd tot een PV-module, die enkele tientallen cellen in serie bevat.

Een PV-module moet water- en dampdicht zijn om de cellen en contacten tegen vocht te beschermen.

Veel PV-modules worden op een dak geplaatst. Daarbij wordt enige afstand gelaten tussen de PV-modules en het dak, zodat de omgevingslucht voor de nodige koeling kan zorgen.

Er bestaan ook PV-modules die kunnen dienen als bouwelement, voor in het dak, de gevel of de zonnewering. Men spreekt dan van BIPV, van het Engels "Building Integrated Photo Voltaics". Bij BIPV-modules is het belangrijk dat er voldoende koeling voorzien wordt.

7.2.2. PV-module met kader

Het meest gebruikelijke type PV-module met cellen van kristallijn Si bestaat uit meerdere lagen met daarrond een kader:

- De zonnkant is een licht doorlatende plaat, meestal uit glas. Het glas heeft een laag ijzergehalte om zoveel mogelijk licht door te laten. Het is kras- en hagelbestendig.
- De achterkant moet warmtegeleidend zijn. Vaak wordt hiervoor een film van polyvinylfluoride (PVF, merknaam Tedlar) gebruikt.
- Tussen de voor- en achterkant komen de cellen, ingekapseld in een kunststof, meestal ethyleenvinylacetaat (EVA).

Rond de module komt een kader of frame voor de stevigheid en een gemakkelijke montage. Het is meestal van aluminium.

Het gewicht van zo'n module schommelt rond 15 kg/m².

7.2.3. Dunne-film module

Dunne-film zonnecellen worden gemaakt door het aanbrengen van een dunne PV-film op een drager. De PV-film wordt opgedeeld in stroken van 0,5 tot 2 cm breed, die de individuele cellen vormen en die in serie verbonden worden. Hier is een module dus het geheel van de drager met daarop een aantal cellen in serie.

Verschillende materialen komen in aanmerking als drager:

- Glasplaten geven stijve modules, al dan niet met kader. Ze lijken wat op modules met kristallijne cellen, maar er zijn geen metalen contacten zichtbaar (en de kleur verschilt).
- Metalen platen
- Soepele kunststof

Aan de voorzijde wordt een transparante beschermende laag aangebracht, uit glas of kunststof.

Dunne-film modules worden vaak ingezet op platte daken waar voldoende oppervlakte beschikbaar is en de draagkracht van het dak beperkt is: ze wegen veel minder dan PV-modules met zonnecellen van kristallijn silicium en een kader.

7.2.4. BIPV

Een BIPV-module heeft geen kader. Ze is bedoeld om ingebouwd te worden in een dak, gevel of zonnewering, zoals een gewoon bouwelement. Belangrijk is de waterdichte afdichting langs de rand.

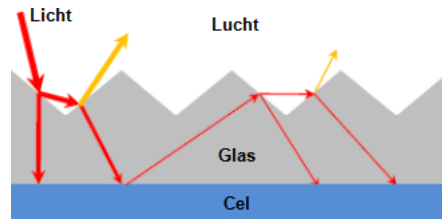
Er bestaan laminaten van 3 of 6 cellen die op dakpannen of leien gekleefd kunnen worden.

7.2.5. Semitransparante modules

Semitransparante modules hebben een glazen achterkant en een speciaal doorzichtig hars voor de inkapseling van de cellen. Door gebruik van semitransparante cellen en/of door de afstand tussen de cellen aan te passen, wordt bepaald hoeveel licht de modules doorlaten. Ze combineren elektriciteitsproductie met gedeeltelijke zonnewering.

7.2.6. Gestructureerd glas

De lichtdoorlatende plaat aan de voorkant is meestal vlak. Er worden echter ook modules gemaakt met gestructureerd glas, bijvoorbeeld met groeven, piramides, omgekeerde piramides, ronde putjes of een lichte verruwing van het oppervlak. Door de structuur krijgt een deel van het gereflecteerde licht een tweede kans om opgenomen te worden (Figuur 38).



Figuur 38: gedrag van invallend licht bij gestructureerd glas – bron: [6]

Volgens [6] en [7] kan dit een meeropbrengst van 3% geven. Bij PV-modules die verticaal geplaatst worden zou het effect nog groter zijn. Bovendien is er bij voldoende wind een gunstig effect op de koeling.

Over een mogelijke snellere vervuiling is in de literatuur nog weinig te vinden. Eén onderzoek heeft over een periode van drie maanden met weinig regen geen meetbaar verschil gevonden [7].

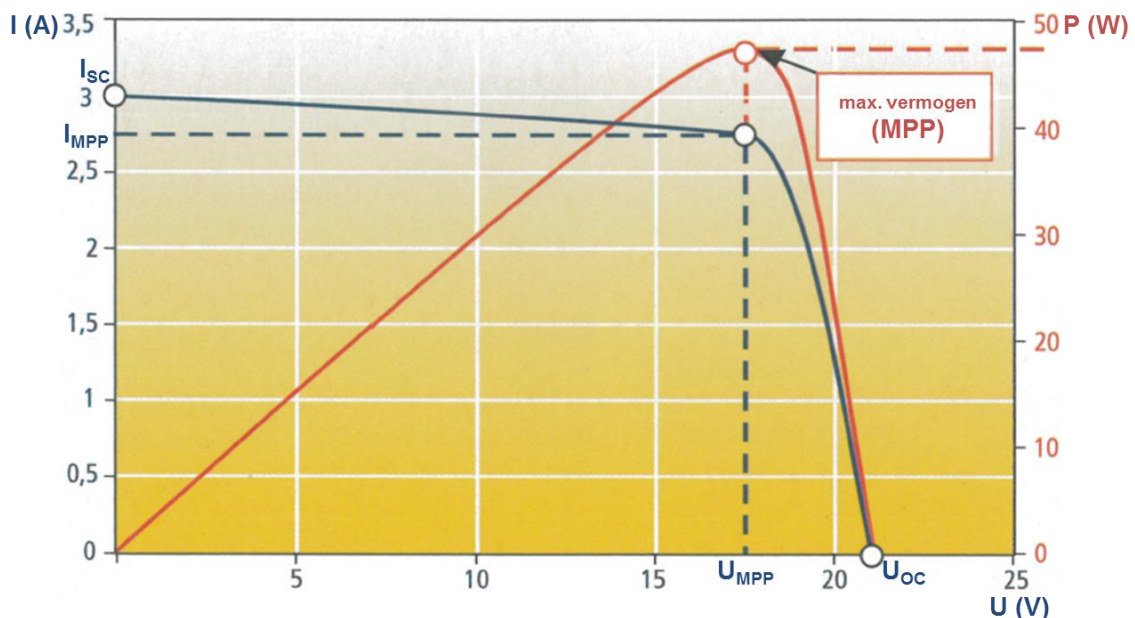
7.3. Elektrische eigenschappen van een PV-module

7.3.1. Kenmerkende grootheden

Figuur 39 toont het typisch verloop van de stroom en het vermogen in functie van de spanning van een PV-module, in dit geval een PV-module van ongeveer 50 W.

We kunnen volgende grootheden aflezen:

- De open-kring-spanning U_{oc} (OC van het Engels Open Circuit)
- Het punt van maximaal vermogen (MPP van het Engels Maximum Power Point). Dit is het punt op de curve waarvoor het product $P = U \times I$ maximaal is. Grafisch komt dit overeen met punt waarvoor de oppervlakte van de rechthoek onder de I-U curve maximaal is.
- De kortsluitstroom I_{sc} (SC van het Engels Short Circuit).
Merk op dat I_{sc} niet veel groter is dan de stroom bij maximaal vermogen I_{MPP}

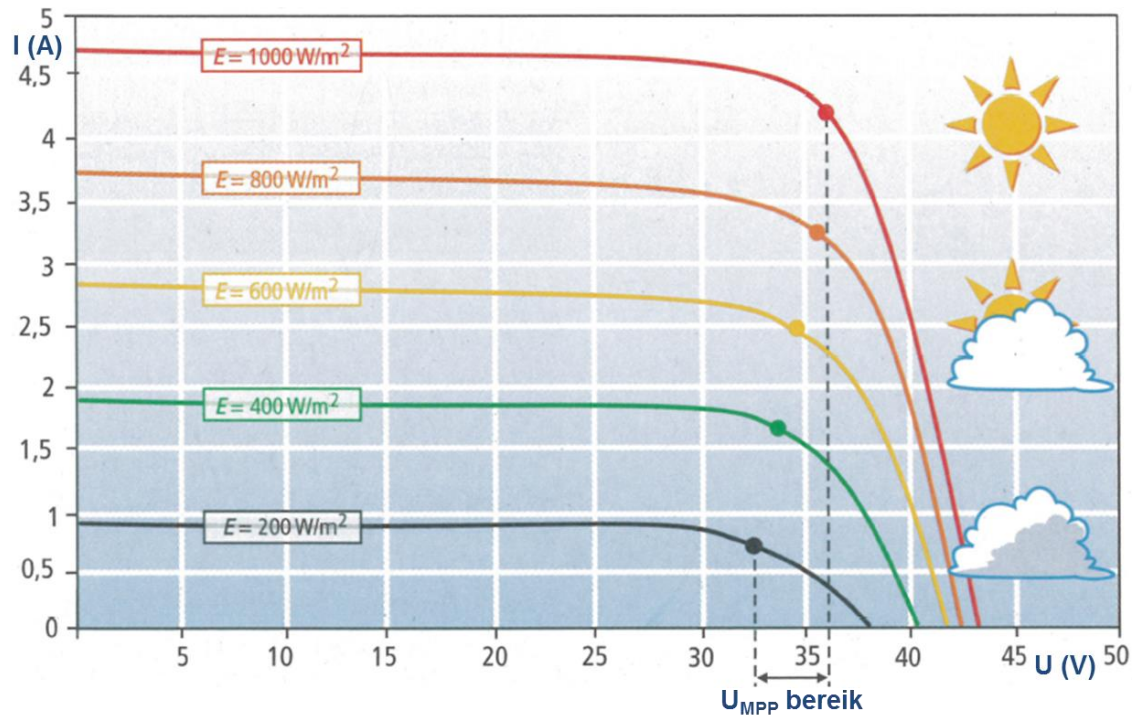


Figuur 39: I-U en P-U curve van een module – bron: [8]

7.3.2. Invloed van de instraling

De I-U curve is sterk afhankelijk van de hoeveelheid invallend licht (Figuur 40). Hoe meer licht, hoe groter de opbrengst. Het rendement daalt wel wat bij meer licht (zie § 7.3.3).

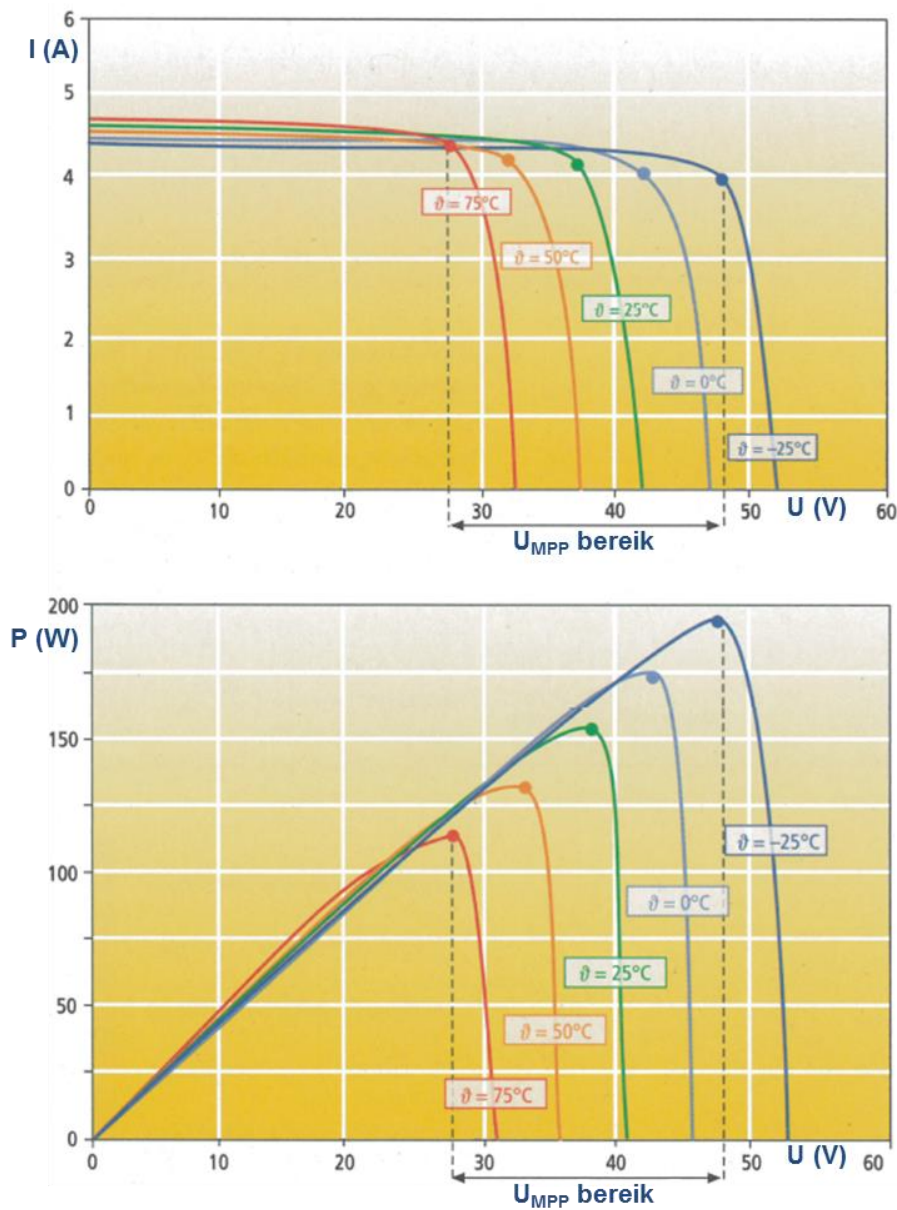
Merk op dat er niet veel licht nodig is om al een vrij hoge open-kring-spanning te krijgen. De modules van een PV-installatie staan dus onder spanning zodra er een beetje licht op invalt.



Figuur 40: invloed van de hoeveelheid instralend zonlicht op de I-U curve (bij constante celtemperatuur)
Bron: [8]

7.3.3. Invloed van de temperatuur

De I-U en P-U curven zijn ook afhankelijk van de celtemperatuur. **Figuur 41** toont de I-U en P-U curven van een module bij een constante instraling van 1000 W/m². De opbrengst is groter bij lagere celtemperatuur. Een lage omgevingstemperatuur en een goede warmteafvoer hebben dus een gunstig effect op de prestaties.



Figuur 41: invloed van de celtemperatuur op de I-U en P-U curve (bij constante instraling)
Bron: [8]

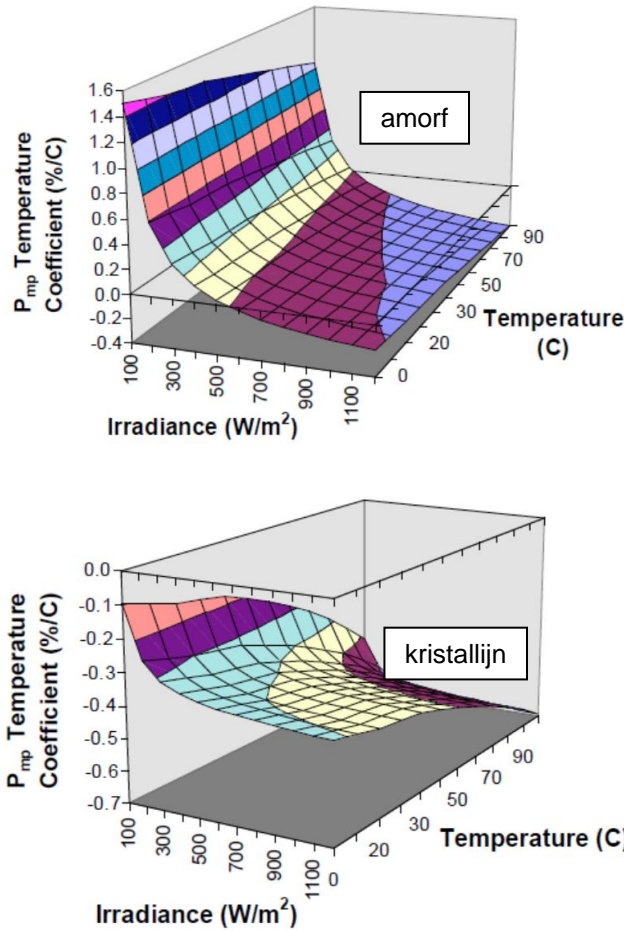
Om een parameter bij STC (Tabel 1) om te rekenen naar de werkelijke celtemperatuur, gebruikt men de temperatuurcoëfficiënten:

- α temperatuurcoëfficiënt voor de stroom %/°C of mA/°C
- β temperatuurcoëfficiënt voor de spanning %/°C of mV/°C
- γ temperatuurcoëfficiënt voor het vermogen %/°C

Een negatieve waarde betekent dat de parameter afneemt bij stijgende temperatuur.

Figuur 42 toont de complexe relatie tussen de instraling, de temperatuur en de temperatuurcoëfficiënt γ voor twee PV-modules:

- De temperatuurcoëfficiënt is niet constant. Het cijfer van $-0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ dat vaak gebruikt wordt voor kristallijne cellen, is een ruwe benadering die gebaseerd is op een meting bij STC.
- De relatie heeft niet voor alle modules hetzelfde verloop.



Figuur 42: temperatuurcoëfficiënt in functie van de instraling en temperatuur voor twee verschillende PV-modules: bovenaan amorf Si (UPM-880 tandem module van USSC) onderaan kristallijn Si (ASE-300-DG/50 module van ASE Americas) bron: [9]

Voor berekeningen wordt bij voorkeur de waarde gebruikt die de fabrikant opgeeft. Zoals gezegd blijft dit een richtwaarde die niet constant is. Tabel 5 geeft enkele richtwaarden voor de temperatuurcoëfficiënt voor de spanning β .

Type zonnecel	β in $\%/^{\circ}\text{C}$
kristallijn Si	-0.3 tot -0.55
amorf Si	-0.28 tot -0.5
CIS	-0.26 tot -0.5
CdTe	-0.2 tot -0.43
CSG	-0.47
Tabel 5: richtwaarden voor temperatuurcoëfficiënt voor de spanning β	

7.3.4. Rendement

Het rendement van een PV-module wordt gedefinieerd als de verhouding van de opgewekte elektriciteit tot de hoeveelheid lichtenergie die op haar oppervlak instraalt.

Dit rendement is niet constant.

- Het rendement neemt af bij toenemende instraling.
- Het rendement neemt af bij toenemende celtemperatuur.
- Hoeveel het rendement afneemt, hangt zelf af van de instraling en de celtemperatuur.
- Hoeveel het rendement afneemt, hangt ook af van het type van zonnecel.

Er gebeurt nog steeds onderzoek naar de verschillende types van zonnecellen, waardoor de rendementen nog stijgen.

7.3.5. Piekvermogen

Het nominale vermogen van een PV-module wordt piekvermogen genoemd en uitgedrukt in Watt-piek (Wp) of kiloWatt-piek (kWp). Het wordt gemeten onder testcondities die internationaal zijn vastgelegd (STC, Standaard Test Condities, [Tabel 1](#)):

- Het piekvermogen is niet het maximale vermogen. Het instralend vermogen kan groter zijn dan 1000 W/m² en de opbrengst van een module stijgt bij dalende celtemperatuur. In gunstige omstandigheden (veel zon, lage temperatuur), kan het gebeuren dat een PV-module meer vermogen levert dan haar piekvermogen.
- PV-modules op basis van amorf Si leveren gedurende de eerste weken ook een groter vermogen dan hun piekvermogen, dat gemeten wordt na stabilisatie.

7.3.6. Veroudering

Het piekvermogen daalt na verloop van tijd. De meeste fabrikanten garanderen 90 % van het piekvermogen gedurende 10 jaar, sommigen garanderen 80 % van het piekvermogen gedurende 25 jaar [\[3\]](#). De levensduur kan drastisch achteruitgaan door PID (Potential Induced Degradation) en/of elektrochemische corrosie (§ [7.3.9](#)).

7.3.7. Flashtest

Op het piekvermogen van PV-modules van hetzelfde type zit altijd een bepaalde tolerantie. De fabrikanten meten het piekvermogen van elke individuele module via een zogenaamde flashtest. Voor dakpannen met geïntegreerd PV-paneel komt dit neer op een flashtest per dakpan. Bij bestelling kunnen de resultaten opgevraagd worden.

De tolerantie moet in de specificaties vermeld worden. Normaal kan ze zowel positief als negatief uitvallen. Sommige fabrikanten sorteren echter hun modules zodanig dat de tolerantie alleen positief uitvalt.

De tolerantie is vooral van belang bij grote installaties en bij vervanging van een defecte PV-module (§ [3.5.1](#), [3.5.2](#) en § [3.6.4](#)).

7.3.8. Isolatieklasse

Modules zijn normaal dubbel geïsoleerd (klasse II apparaat). De maximale spanning waarvoor de isolatie geschikt is, is echter niet altijd dezelfde. Typische waarden zijn 600 V en 1.000 V. Hiermee moet tijdens het ontwerp rekening gehouden worden bij het bepalen van het aantal PV-modules per string (§ [3.6.4](#)).

7.3.9. Functionele aarding

Moeten zonnepanelen geaard worden? Bij het antwoord op die vraag moeten we een onderscheid maken tussen:

- de aarding van één van beide polen van het DC-gedeelte (functionele aarding).
- de aarding van het frame omwille van veiligheidsredenen.

Hier behandelen we de functionele aarding van één van beide polen van het DC-gedeelte. Voor de aarding van de draagstructuur verwijzen we naar § 3.10.

Opmerking: een functionele aarding is geen beschermingsgeleider en wordt dus niet in het geel-groen uitgevoerd.

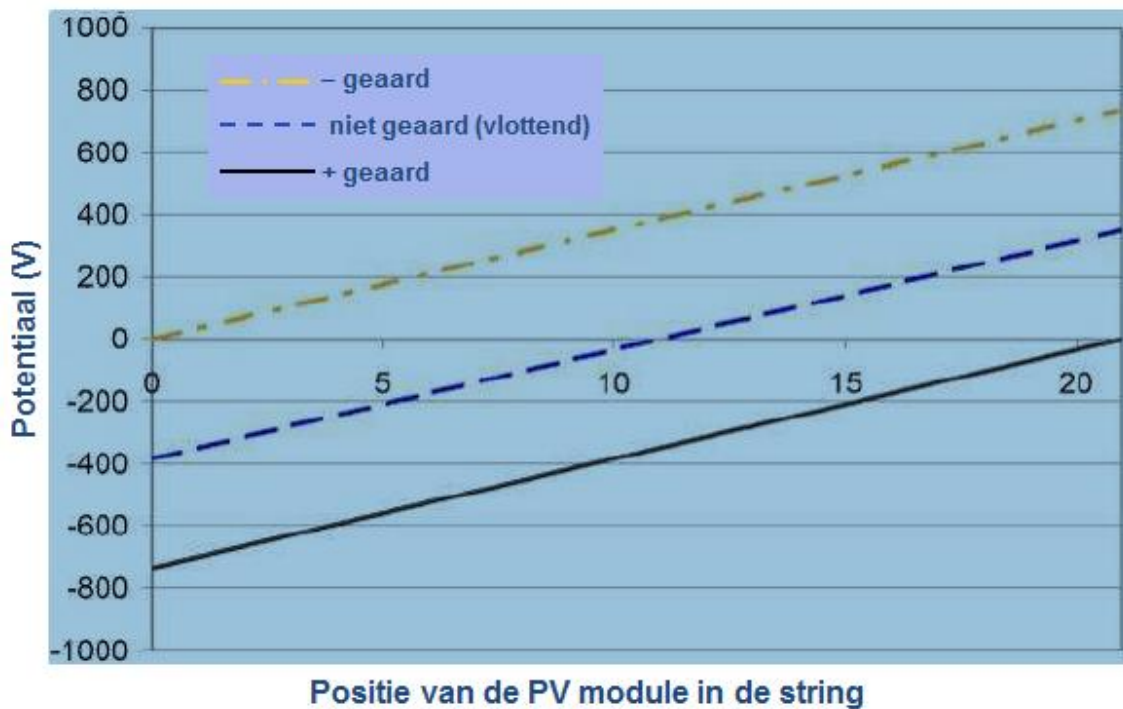
Van een aantal types van PV-modules is geweten dat één welbepaalde pool geaard moet worden, omdat anders het rendement sneller achteruitgaat. Dit heeft zijn invloed op de keuze van de omvormer (§ 3.6.1).

Er zijn twee fenomenen gekend die een achteruitgang van de prestaties veroorzaken en die kunnen tegengegaan worden door het aarden van het DC-gedeelte:

- Degradatie onder invloed van potentiaal (PID: Potential Induced Degradation)
- Elektrochemische corrosie

7.3.9.1. PID

PID is een fenomeen dat kan optreden bij modules die op een grote positieve of negatieve spanning staan t.o.v. de aarde.



Figuur 43: aardingsschema's voor een PV-installatie van 750 V
Bron: [10]

Nemen we als voorbeeld een PV-installatie op 750 V DC, waarvan de negatieve pool geaard is. De eerste module staat op dezelfde spanning als de aarde; de laatste module van de serieschakeling staat op +750 V (Figuur 43, gele lijn). Er kan dan een lekstroom ontstaan, waarbij er van de aarde elektronen (die negatief geladen zijn) naar de module vloeien (die op een hogere potentiaal staat). Die lading stapelt zich op in het inwendige van de cellen en kan de werking verstoren.

Reeds in 2005 was bekend dat bij bepaalde types van modules de opbrengst daalt, wanneer er elektronen naar de module vloeien (en niet in het omgekeerde geval). In hun installatiehandleiding werd voorgeschreven dat bij die modules de positieve pool moest geaard worden. Alle modules staan dan op een negatieve spanning t.o.v. de aarde; zo kunnen er geen elektronen naar de module vloeien.

Bij andere modules is het net andersom. De opbrengst daalt wanneer er elektronen van de module naar de aarde lekken (en niet in het omgekeerde geval). Om dit te voorkomen moet de negatieve pool geaard worden.

Aangezien er geen algemene regel geldt, moeten de installatievoorschriften van de fabrikant steeds geraadpleegd worden. Wanneer die er niet zijn, bent u vrij om geen of één van beide polen te aarden. Nochtans duiken er aanwijzingen op dat PID optreedt bij meer types van modules dan eerst gedacht. De norm IEC 62804 beschrijft 2 PID-testmethodes, bedoeld om een eerste indicatie te krijgen. De 2 methodes geven niet altijd hetzelfde resultaat.

De snelheid waarmee PID optreedt, is onder meer afhankelijk van de spanning, van de isolatieweerstand van de gebruikte materialen en de beheersing van het fabricageproces. In het laboratorium, met een spanning van 1000 V, heeft PID een meetbaar effect na een honderdtal uren [10].

Andere bronnen hebben het over meerdere maanden en zelfs jaren. PV-modules van een type dat normaal geen PID effect vertoont, kunnen door afwijkingen in het productieproces toch PID vertonen.

Omdat PID gepaard gaat met de opbouw van lading in de module, is het proces gedeeltelijk omkeerbaar. Wanneer eerst geen enkele of de verkeerde pool geaard werd en er PID opgetreden is, kan de achteruitgang van de prestaties gedeeltelijk teruggewonnen worden door een inverse spanning aan de PV-modules aan te bieden. Zo kan de opgestapelde lading wegvloeien. Dit duurt ongeveer even lang als het opbouwen van de lading, als de omstandigheden dezelfde zijn. Voor u dit toepast, moet u er wel zeker van zijn dat de achteruitgang inderdaad te wijten is aan PID en niet aan een ander fenomeen.

7.3.9.2. Elektrochemische corrosie

Elektrochemische corrosie is een proces waarbij er, onder invloed van een elektrische spanning, chemische veranderingen in een materiaal optreden.

Dit fenomeen treedt bijvoorbeeld op in dunne film modules die gebruik maken van TCO (transparant geleidend oxide, van het Engels transparent conductive oxide) voor de contacten aan de voorzijde [11]. Daarom spreekt men in dit verband van ook van TCO corrosie.

TCO corrosie treedt op bij modules op negatieve spanning t.o.v. de aarde en vooral in een vochtig klimaat (zoals het onze ☺). TCO kan vermeden worden door de negatieve pool te aarden.

Omdat het hier om corrosie gaat, is dit proces niet omkeerbaar.

7.4. Voorbeeldspecificaties van een PV-module

Ter illustratie volgt hier een voorbeeld van de specificaties van een PV-module.

model	...
celtype	monokristallijn 125 x 125 mm ²
aantal cellen	72 (6x12)
piekvermogen bij STC	180 Wp
afmetingen	1580 x 808 x 50 mm
gewicht	16 kg
maximale DC systeemspanning	1000 V DC
frame materiaal	aluminium
spanning bij piekvermogen	35,65 V
stroom bij piekvermogen	5,05 A
open kring spanning UOC	44,28 V
kortsluitstroom ISC	5,6 A
celrendement	> 15,2 %
modulerendement	> 15,0 %
uitgangstolerantie	+/- 5 %
Tabel 6: voorbeeld van specificaties van een PV-module	

7.5. Schaduw of vuil op een deel van een PV-module

7.5.1. Inleiding

Een PV-module bestaat uit een aantal zonnecellen in serie. De stroom die erdoor loopt is voor alle cellen dezelfde.

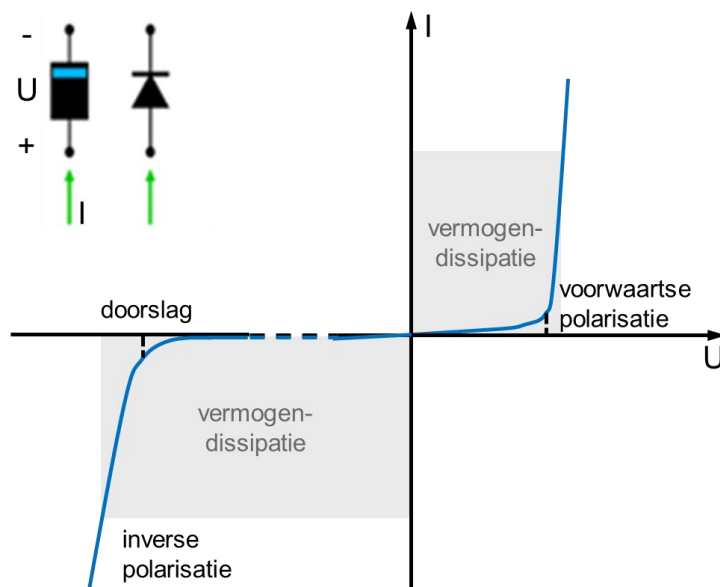
Hier bekijken we wat er gebeurt als de zon niet gelijkmatig op alle zonnecellen van een PV-module schijnt, omdat ze gedeeltelijk in de schaduw ligt of omdat er iets op gevallen is. In het hoofdstuk over ontwerp en dimensionering is hier al over gesproken (§ 3.4.1.2, 3.5.2, 3.5.3).

7.5.2. Diode

Om de werking van een PV-cel uit te leggen, beginnen we bij een klassieke diode (Figuur 44). Bij een voldoende grote positieve spanning over een diode (voorwaartse polarisatie), laat ze stroom door.

Bij een negatieve spanning over de diode (spanning aan de – zijde groter dan aan de + zijde), laat de diode normaal geen stroom door. Bij een zeer grote negatieve spanning (doorslagspanning) zal ze toch stroom doorlaten (inverse polarisatie). De absolute waarde van de doorslagspanning is vele malen groter dan de spanning bij voorwaartse polarisatie.

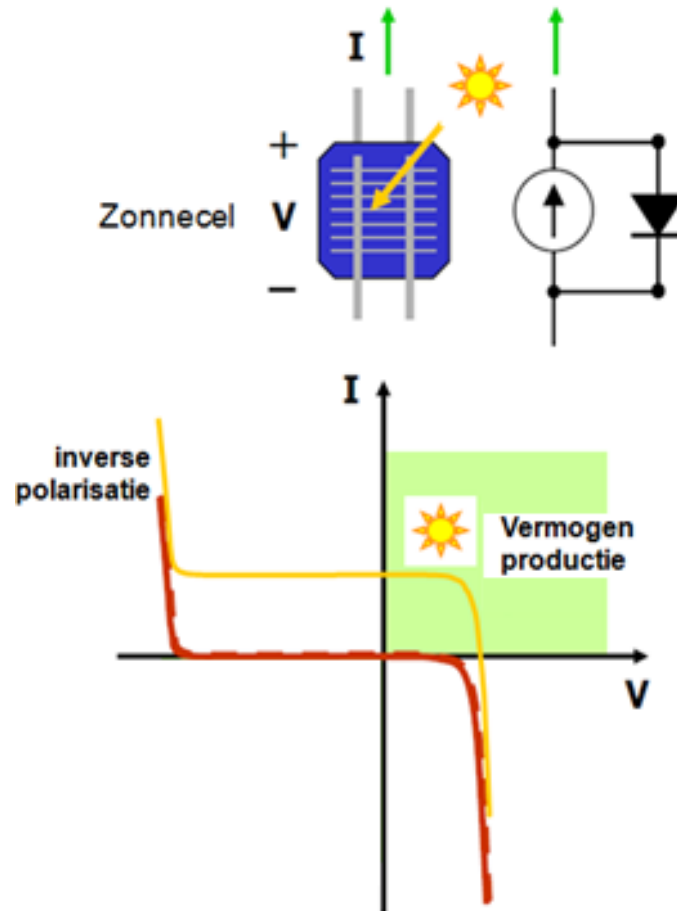
Dit betekent dat er bij inverse polarisatie een veel groter vermogen wordt omgezet in warmte dan bij voorwaartse polarisatie met dezelfde stroom (in absolute waarde).



Figuur 44: werking van een diode

7.5.3. PV-cel

Een PV-cel gedraagt zich als een stroombron waarvan de I-U curve een gelijkaardig verloop heeft als die van een diode, met dit belangrijk verschil dat ze verschuift naarmate er meer zonlicht op invalt (Figuur 45).



Figuur 45: werking van een PV-cel zonder (rode curve) en met (gele curve) licht

Bovendien wordt het teken van de stroom omgekeerd. De reden is dat bij een stroombron inwendig de stroom van – naar + “gepompt” wordt. De stroom loopt er dus in omgekeerde richting.

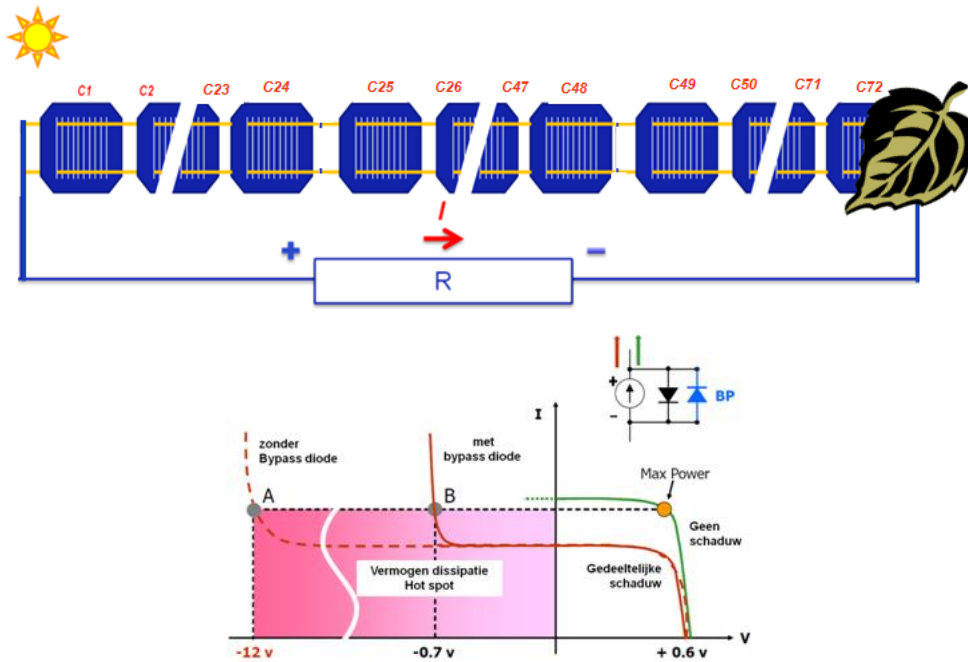
Bij afwezigheid van licht levert de PV-cel geen stroom (rode curve). Als er licht op invalt, verschuift de curve omhoog (gele curve), zodat een stroom geleverd kan worden met hetzelfde teken als de spanning (groen kwadrant van de figuur), m.a.w. de cel produceert vermogen.

7.5.4. PV-module

Een PV-module bestaat uit meerdere cellen die in serie geschakeld zijn. Dat betekent dat door elke cel dezelfde stroom vloeit.

Bij gelijkmatige lichtinval hebben alle cellen (nagenoeg) dezelfde I-U curve en dus hetzelfde werkingpunt (Figuur 46, groene curve). Elke cel draagt bij aan het geleverde vermogen.

Wanneer echter één cel in de schaduw ligt, heeft die een lagere I-U curve. De totale spanning zal wat afnemen, maar de stroom die door de belasting gevraagd wordt, blijft groot. Ook de cel in de schaduw wordt gedwongen die stroom door te laten en wordt daardoor invers gepolariseerd (Figuur 46 punt A). De spanning van de cel in de schaduw bedraagt –12 V in plaats van de normale +0,6 V. De cel slorpt dus een groot stuk van het geleverde vermogen op en wordt ook veel warmer dan normaal (zogenaamde hot spot).

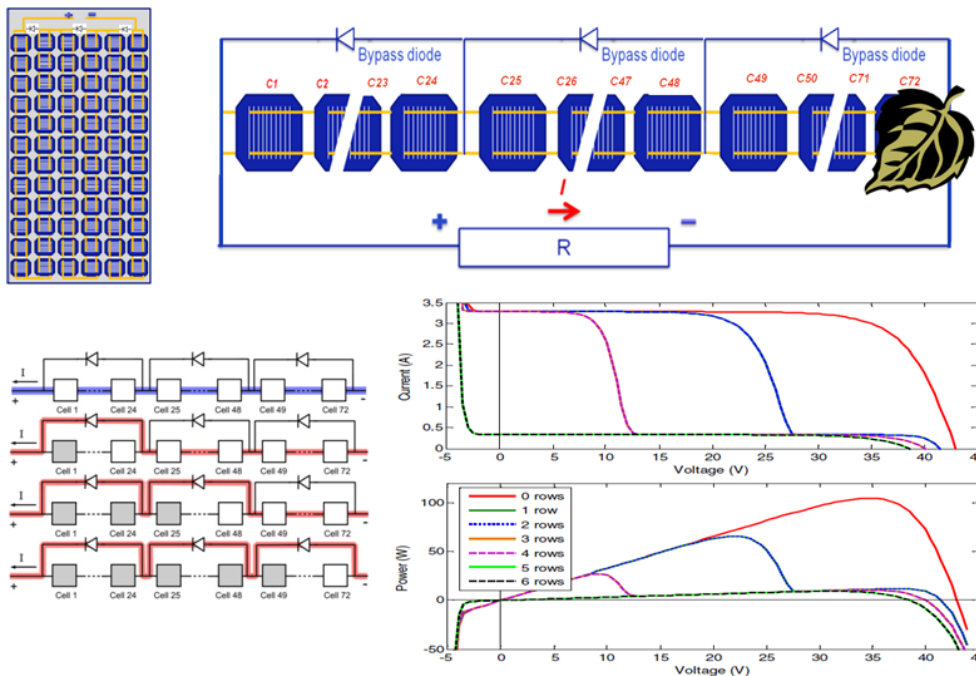


Figuur 46: werking van een PV-module bij beschaduwing van één cel, zonder en met bypass-diode

7.5.5. Bypass-diode

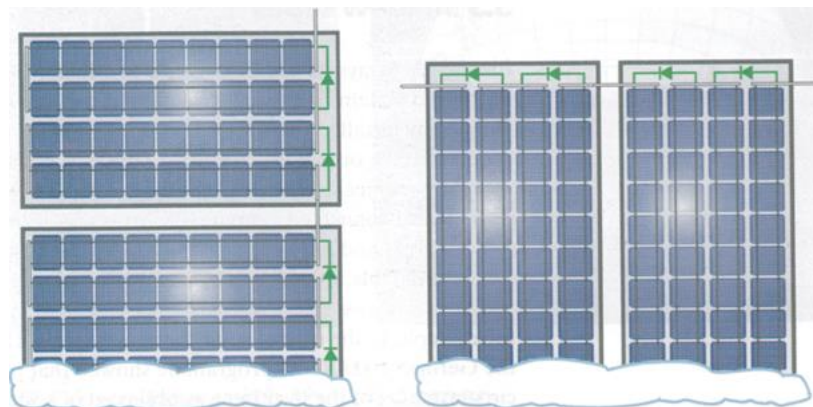
Met een bypass-diode (BP) vindt de stroom een alternatieve route via de bypass-diode, die nu voorwaarts gepolariseerd wordt en stroom doorlaat bij -0,7 V (Figuur 46 punt B). Er ontstaat geen hot spot en er gaat minder vermogen verloren.

In de praktijk is het niet haalbaar om elke cel haar eigen bypass-diode te geven. Figuur 47 toont als voorbeeld een module met 3 bypass-diodes. Elke bypass-diode dient voor twee rijen met PV-cellen. Als die twee rijen gedeeltelijk of geheel in de schaduw liggen, wordt de bypass-diode voorwaarts gepolariseerd; die rijen leveren dan geen vermogen meer. De P-U curve vertoont dan twee lokale maxima, wat het moeilijk maakt voor de omvormer om het MPP te vinden (§ 7.6.3 en 7.6.4.3).



Figuur 47: werking van een PV-module met 3 bypass-diodes bij toenemende beschaduwing. Grafieken: I-U curve (midden) en P-U curve (onderaan)

Bij de inplanting moet nagedacht worden over de positie van de bypass-diodes in functie van de verwachte schaduw. Bijvoorbeeld voor de modules in [Figuur 48](#), als het gaat om een rand sneeuw die blijft liggen, is een horizontale inplanting te verkiezen.



Figuur 48: verschillende invloed van schaduw t.g.v. een rand sneeuw die blijft liggen bij horizontale en verticale inplanting van modules

7.6. Omvormers

7.6.1. Functie

De omvormer (Engels inverter) vormt de verbinding tussen het DC- en het AC-gedeelte van een PV-installatie. De twee voornaamste functies die hij vervult zijn:

- het punt van maximaal vermogen (MPP) instellen als werkingspunt
- gelijkstroom omzetten in wisselstroom

Opmerking: sommige PV-modules zijn uitgerust met een “optimizer” die de functie van MPPT (§ 7.6.3) vervult. In dat geval is er daarnaast een omvormer nodig, die alleen dient voor de DC / AC omzetting.

Voor gedecentraliseerde productie-installaties tot 30 kVA (§ 3.3.4) bevat de omvormer normaal ook het verplichte automatische scheidingssysteem (§ 3.6.1). Er bestaan ook PV-modules die voorzien zijn van een eigen omvormer, een zogenaamde micro-omvormer (§ 3.5.3). Een micro-omvormer kan wel of niet uitgerust zijn met het verplichte automatische scheidingssysteem. Wanneer het niet in de micro-omvormer zit, dan moet de PV-installatie (tot 30 kW) uitgerust worden met een extern automatisch scheidingssysteem dat gemeenschappelijk is voor alle PV-modules en zonder hetwelk de omvormers niet kunnen werken.

Voor andere net-gekoppelde PV-installaties moet altijd een apart bord geplaatst worden voor de netkoppeling, met de nodige beveiligingen (§ 3.14 en 3.15). Dat blijft zo zelfs als de omvormers elk een eigen scheidingssysteem bevatten.

Daarnaast kunnen in de omvormer nog bijkomende functies geïntegreerd zijn, zoals een aardlekbeveiliging, overspanningsbeveiliging, storingsmelder, communicatie-interface, ...

7.6.2. Symbool



Figuur 49: omvormer zonder galvanische scheiding van het net



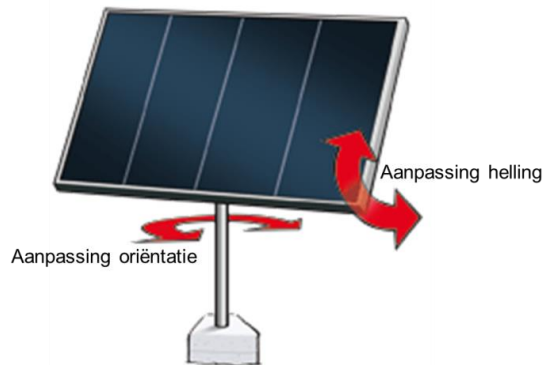
Figuur 50: omvormer met galvanische scheiding van het net

7.6.3. Maximum Power Point Tracker (MPPT)

De omvormer moet er in alle omstandigheden voor zorgen dat de PV-installatie een zo groot mogelijk vermogen levert. Daarvoor bevat hij elektronica die automatisch aan zijn ingang de DC-spanning aanlegt die overeenkomt met de spanning van het MPP (Maximum Power Point) van de PV-modules (§ 7.3).

Dit onderdeel van de omvormer noemt men de Maximum Power Point Tracker (MPPT).

Opmerking: sommige PV-installaties hebben nog een ander systeem dat in het Engels ook tracker genoemd wordt. Dat is een zonnevolgsysteem (Figuur 51). Het past de oriëntatie en/of helling van de zonnepanelen automatisch aan de stand van de zon aan, om zo op elk ogenblik van de dag de zonnestralen maximaal op te vangen.



Figuur 51: zonnevolgsysteem
Bron: Sochamoti.wordpress.com

7.6.4. Rendement van een omvormer

7.6.4.1. Inleiding

Het rendement η van een omvormer is de verhouding tussen het geleverde AC-vermogen en het vermogen dat de PV-modules kunnen leveren.

Het is het product van twee deelrendementen:

$$\eta = \eta_{omz} \times \eta_{tr}$$

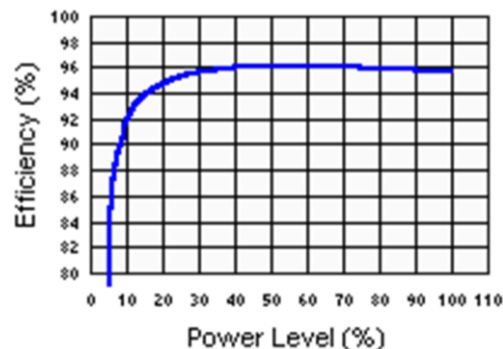
Hierin is

η_{omz}	het rendement van de omzetting van DC naar AC
η_{tr}	de nauwkeurigheid waarmee de MPPT het werkelijke MPP benadert

7.6.4.2. Omzettingsrendement η_{omz}

Het omzettingsrendement van de omvormer geeft de verhouding van het AC-vermogen aan de uitgang van de omvormer tot het DC-vermogen aan de ingang. Het houdt rekening met de omzettingsverliezen en het eigen verbruik van de omvormer.

Het omzettingsrendement is functie van het vermogen waarop de omvormer werkt. Figuur 52 geeft hiervan een voorbeeld. Wanneer het gevraagde vermogen klein wordt, neemt het rendement snel af.



Figuur 52: voorbeeld van het omzettingsrendement van DC naar AC in een omvormer, in functie van het percentage van het maximaal vermogen.

Bron: www.esru.strath.ac.uk

Het omzettingsrendement is ook afhankelijk van de DC-spanning aan de ingang van de omvormer. Dit is belangrijk, omdat de spanning van het MPP afhankelijk is van de hoeveelheid zonlicht (Figuur 40) en de celtemperatuur (Figuur 41).

Er bestaat geen algemene regel over hoe het omzettingsrendement verandert in functie van de spanning. Het kan dalen of stijgen of eerst stijgen en dan dalen naarmate de ingangsspanning toeneemt. Dit moet nagekeken worden in de specificaties van de fabrikant.

Tot slot neemt het omzettingsrendement af als de omvormer te warm wordt (§ 7.6.5). Vanaf welke temperatuur dit gebeurt, moet nagevraagd worden bij de fabrikant. Voldoende koeling is in elk geval ook belangrijk voor de levensduur van de omvormer.

Om het rendement in één cijfer te vatten waarmee PV-omvormers met elkaar vergeleken kunnen worden, wordt een gewogen gemiddelde van het rendement berekend. In Europa wordt meestal de volgende formule gebruikt (EURO rendement, Figuur 53):

$$\eta_{EU} = 0,03 \eta_{5\%} + 0,06 \eta_{10\%} + 0,13 \eta_{20\%} + 0,10 \eta_{30\%} + 0,48 \eta_{50\%} + 0,20 \eta_{100\%}$$

Deze formule is gebaseerd op het Europees gemiddelde van hoelang de zon jaarlijks schijnt bij de verschillende percentages van haar maximale instraling.

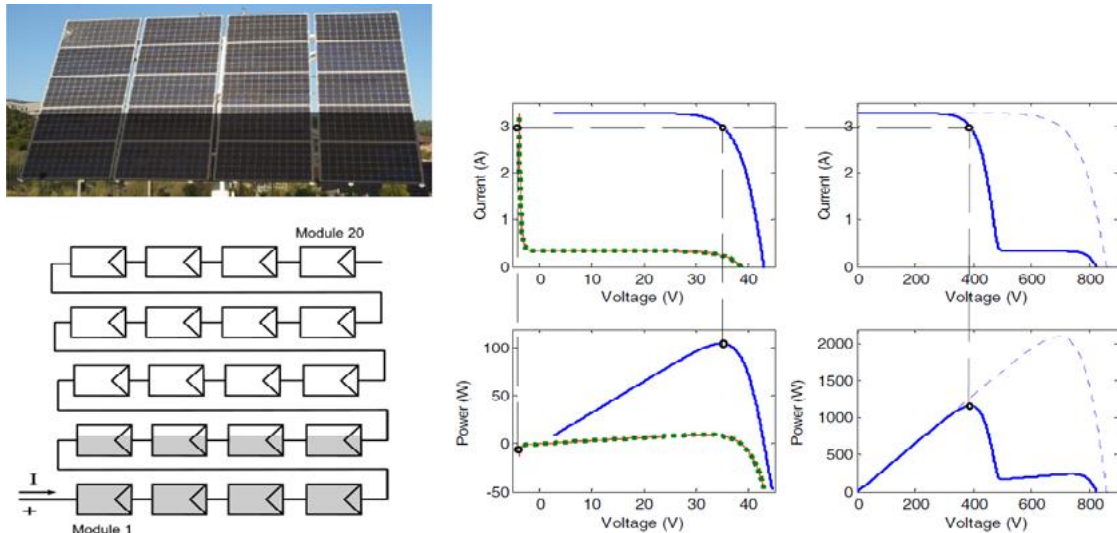


Figuur 53: grafische voorstelling van het EURO rendement van een omvormer

7.6.4.3. Trackingrendement η_{tr}

Het trackingrendement brengt het verschil in rekening tussen het werkelijke MPP van de PV-modules en het MPP gevonden door de omvormer. Dit is afhankelijk van de gebruikte regelstrategie en van de weersomstandigheden. Bij een snelle afwisseling tussen zon en wolken heeft de MPPT het moeilijker dan bij constante instraling.

Daarnaast is het trackingrendement ook afhankelijk van eventuele gedeeltelijke beschaduwing. Wanneer enkele PV-modules van een string in de schaduw liggen (§ 7.5) en de rest niet, dan zal de I-U curve niet één maar twee of meer lokale maxima vertonen (Figuur 54). Dan bestaat de kans dat de MPP tracker niet het grootste maximum vindt maar blijft steken bij een kleiner lokaal maximum.



Figuur 54: gedeeltelijke schaduw op een string

Tegenwoordig zijn er omvormers op de markt met een verbeterde MPPT die altijd het grootste maximum zal vinden.

7.6.5. Bedrijfstemperatuur van de omvormer

In de omvormer worden de verliezen omgezet in warmte. De geproduceerde warmte is het grootst wanneer de omvormer op vol vermogen werkt. Zo produceert een omvormer van 2 kW met een vollastrendement van 95%, op vol vermogen 100 W aan warmte.

Het is belangrijk dat die warmte afgevoerd wordt:

- Wanneer de temperatuur van de omvormer te hoog oploopt, regelen de meeste omvormers hun uitgangsvermogen terug en daarmee vermindert de opbrengst.
- Het omzettingsrendement neemt af als de omvormer te warm wordt. Vanaf welke temperatuur dit gebeurt, moet nagevraagd worden bij de fabrikant.
- Langdurige blootstelling aan hoge temperaturen verkort de levensduur van de omvormer.

7.6.6. Omvormer met of zonder transformator

Er bestaan verschillende soorten omvormers, afhankelijk van de gebruikte technologie. De hoofdindeling onderscheidt twee types: met of zonder galvanische scheiding (d.w.z. met of zonder transformator).

Wanneer een functionele aarding van één van beide polen van het DC-gedeelte vereist is (§ 7.3.9), moet er altijd een galvanische scheiding met het AC-net voorzien worden. Zie ook § 7.6.7. Dit kan desnoods door een externe transformator te plaatsen tussen de AC-uitgang van de omvormer en het AC-net.

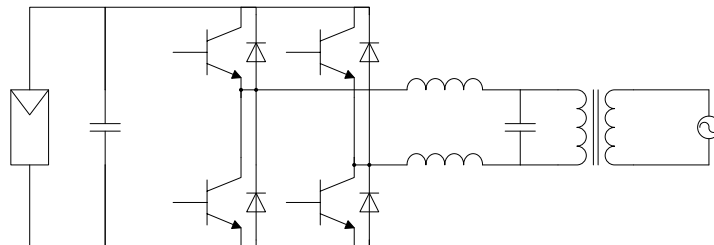
De DC-spanning aan de ingang van de omvormer moet normaal gezien hoger zijn dan de piekwaarde van de gewenste AC-spanning. Om een RMS netspanning van 230V te bekomen, moet de PV-installatie minimaal 325V DC aanbieden aan de ingang van de omvormer.

Indien de opgewekte spanning lager is dan de vereiste netspanning, zijn er verschillende opties mogelijk om het spanningsbereik te vergroten:

- met een transformator, op netfrequentie of hoogfrequent
- met een step-up convertor (transformatorloos)
- door een aantal omvormers in serie te plaatsen

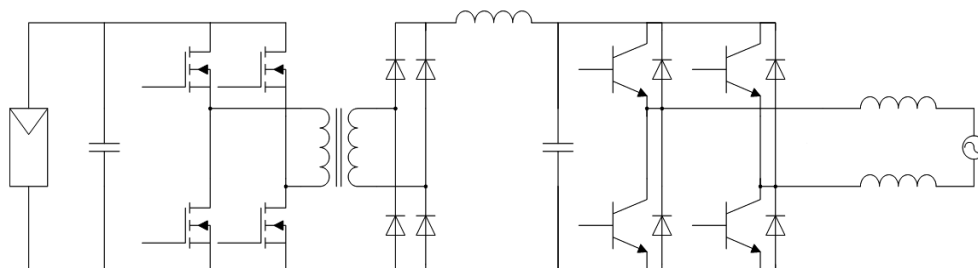
7.6.6.1. Omvormers met transformator

Een eerste groep omvormers maakt gebruik van een transformator die op de netfrequentie werkt om de gewenste uitgangsspanning te bekomen (Figuur 55). Zo'n transformator wordt LFT (lijnfrequentie-transformator) of NFT (netfrequentie-transformator) genoemd. Vanwege zijn grote omvang, gewicht en hoge prijs wordt dit type weinig gebruikt.



Figuur 55: voorbeeld van een omvormer met lijnfrequentietransformator

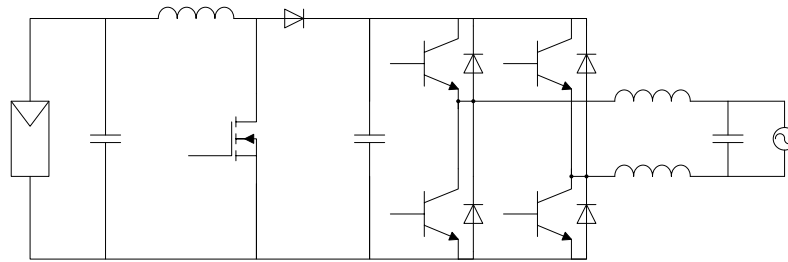
Andere omvormers maken gebruik van een hoogfrequent-transformator (HFT) met meerdere trappen om de ingangsspanning op te trekken (Figuur 56). Hij is compacter maar zijn rendement ligt iets lager, omdat er meerdere schakelende componenten in cascade staan. Hoe meer schakelende componenten, hoe groter de verliezen.



Figuur 56: voorbeeld van een omvormer met hoogfrequent-transformator

7.6.6.2. Transformatorloze omvormers

Daarnaast bestaan er omvormers die geen transformator bevatten (TL: transformatorloos). In de plaats daarvan gebruiken ze een step-up-converter gebruik om een dynamisch ingangsbereik te kunnen verwerken (Figuur 57).



Figuur 57: voorbeeld van een transformatorloze omvormer

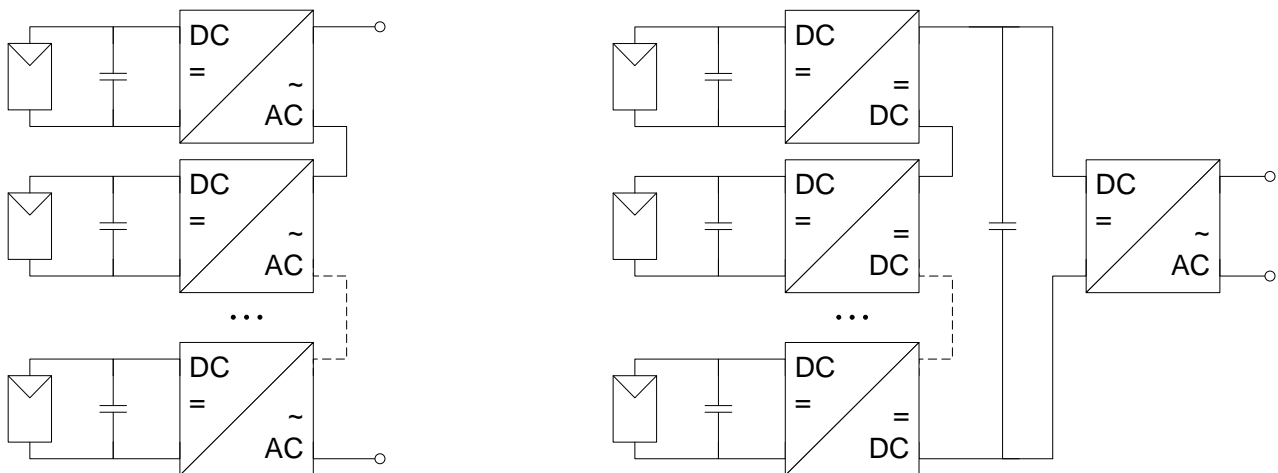
Nadeel hiervan is het ontbreken van een galvanische scheiding tussen het net en de PV-modules.

Omdat het gedeelte van de omvormer dat voor de omzetting zorgt van DC naar AC, rechtstreeks aan het net gekoppeld is, is er nood aan een EMC-filter om de hoogfrequente inhoud te elimineren.

7.6.6.3. Omvormers in serie

Een alternatief om het vereiste spanningsniveau te bereiken zonder versterking, is een aantal omvormers in serie plaatsen (Figuur 58). Dit kan op twee manieren:

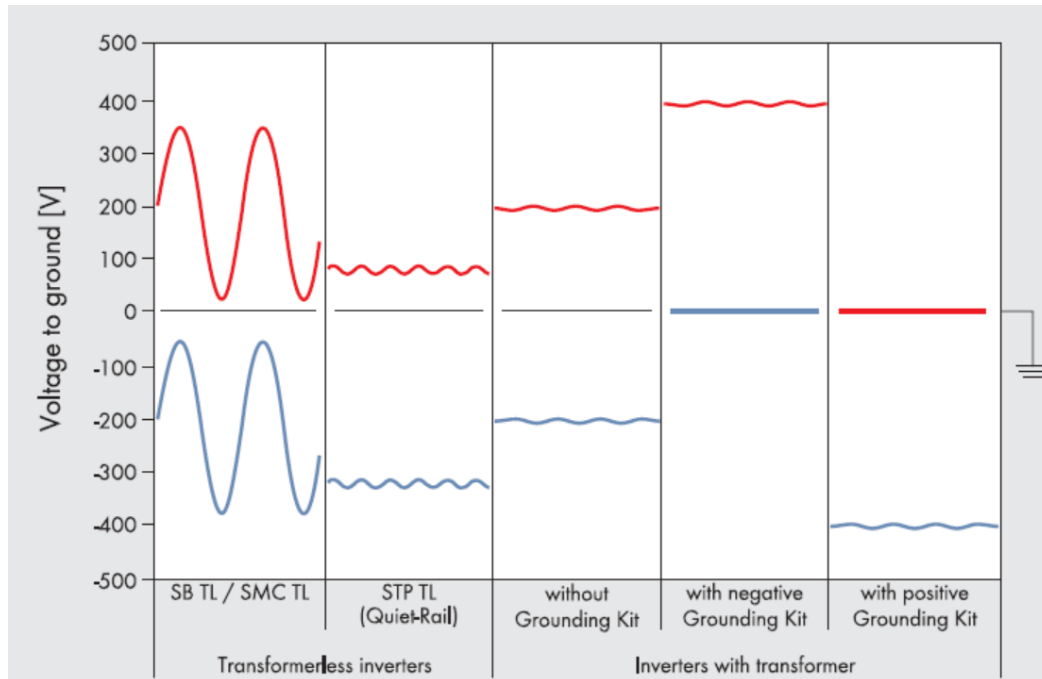
- Met een serieschakeling van DC naar AC omvormers.
Door een gepaste schakelstrategie toe te passen op elk van de omvormers, kan een getrapte spanningsvorm verkregen worden die een sinus dichter benadert dan een rechthoek, wat gunstig is voor de spanningskwaliteit. Men spreekt van een MLI (Multi Level Inverter). De schakelstrategie is complex.
- Met een serieschakeling van DC – DC convertoren, gevolgd door een gemeenschappelijke DC naar AC omvormer



Figuur 58: serieschakeling van omvormers

7.6.7. Omvormertechnologie en potentialen aan de DC-zijde

PV-modules leveren gelijkspanning. Dit betekent echter niet dat de potentiaal van de + t.o.v. de aarde enerzijds en van de – t.o.v. de aarde anderzijds ook constant is. De twee potentialen kunnen ook samen op en neer gaan (Figuur 59).



Figuur 59: potentiaal van de + t.o.v. de aarde en van de – t.o.v. de aarde (hier bij 400 V DC) in functie van de omvormertechnologie
Bron: SMA

Het gedrag hangt af van de gebruikte omvormertechnologie.

- Transformatorloze omvormers
 - Hier zijn de potentialen aan het openbare net gekoppeld. Ze oscilleren met de netfrequentie en een amplitude die bijvoorbeeld gelijk is aan de halve netspanning. Dit heeft te maken met de gebruikte elektronica in de omvormer.
 - Tegenwoordig bestaat er aangepaste elektronica die de oscillatie sterk vermindert en die toelaat de potentiaal van + of – in de buurt van de aarde te brengen (om PID tegen te gaan, zie § 3.6.2 en § 7.3.9).
- Bij omvormers met transformator vertonen de potentialen een beperkte rimpel.
 - Wanneer geen van beide polen geaard is, liggen ze symmetrisch t.o.v. de aarde.
 - Wanneer één pool geaard is, ligt die potentiaal uiteraard op nul en de andere op de waarde die overeenkomt met de opgewekte DC-spanning.

Omwille van de hierboven beschreven verschillen in omvormertechnologie, kan elke omvormer niet zomaar gebruikt worden voor elk type PV-module. Daarom publiceren sommige fabrikanten van omvormers een lijst van compatibele zonnepanelen. Zie ook § 7.6.8 hieronder.

7.6.8. Isolatiecontrole

Veel omvormers zijn uitgerust met een isolatiecontrole van de DC-zijde (tussen de massa en elk van de twee polen). Sommige PV-modules vereisen echter dat één van beide polen geaard wordt (§ 7.3.9). Dan moet de isolatiecontrole hieraan aangepast worden.

Dit is een tweede reden waarom niet elke omvormer zomaar gebruikt kan worden voor elk type PV-module.

7.6.9. Net zonder nulgeleider

Omvormers waarvan één van de DC-polen geaard moet worden, zijn niet compatibel met een net zonder verdeelde nulgeleider (3,230V). Dit kan desnoods opgelost worden met een extra transformator waarvan een klem geaard wordt, maar zoals altijd is voorkomen beter dan genezen.

Bij twijfel moet dit steeds schriftelijke nagevraagd worden bij de DNB. Bij een monofasige aansluiting kunnen metingen geen uitsluitsel geven of het net voorzien is van een nulgeleider (3N400 net) of niet (3,230 net):

- Bij een 3,230 net wordt één van de lijnen door de DNB in de transformatorcabine aan de aarde gelegd. Als dit één van de twee lijnen is die bij de klant binnenkomt, geeft ze bij meting van de spanning t.o.v. de aarde een vergelijkbaar resultaat als de nulgeleider van een 3N400 net.
- Bij een 3,230 net verplaatst de DNB soms de verbinding met de aarde naar een andere lijn. Men mag er dus niet van uitgaan dat steeds dezelfde lijn met de aarde verbonden zal blijven.
- Bovendien wordt om praktische redenen de overgang van een 3,230V net naar een 3N400 net in twee stappen uitgevoerd, waarbij na stap 1 tijdelijk geen geaarde fase voorhanden is. Het kan meerdere weken of zelfs maanden duren vooraleer stap 2 wordt uitgevoerd.

7.6.10. Omvormers en ondersteuning van het net

Naarmate er meer PV-installaties komen, nemen zij op een zonnige dag een groter percentage van de opgewekte elektriciteit voor hun rekening. Dat betekent dat zij ook moeten bijdragen aan de ondersteuning van het net. Het is niet langer aanvaardbaar dat bij problemen op het net, alle net-gekoppelde PV-installaties tegelijkertijd zouden afschakelen, omdat dit in bepaalde gevallen de problemen nog zou verergeren.

Daarom mogen alleen omvormers gebruikt worden die voldoen aan het document Synergrid C10/11 ([2], in het bijzonder annex D "Technische basisvereisten van de elektriciteitsproductie-eenheid") en die voorkomen op de lijst met gehomologeerd materiaal C10/26.

7.7. Stringzekering

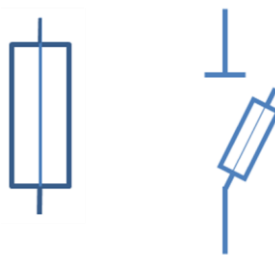
7.7.1. Inleiding

Wanneer er meerdere strings parallel geschakeld worden, kan het nodig zijn een beveiliging tegen een inverse stroom te plaatsen (3.7.5 en 3.7.6). Dit kan d.m.v. stringzekeringen, blokkeerdiodes (§ 7.8) of DC automaten (§ 7.9). Een stringzekering is ofwel een smeltveiligheid ofwel een elektronische stringzekering (§ 7.7.3).

7.7.2. Smeltveiligheid

7.7.2.1. Symbool en markering

Figuur 60 toont het symbool van een smeltveiligheid en van een smeltveiligheidshouder met scheidingsfunctie. Hij mag niet geopend worden onder belasting, het is geen lastschakelaar. De scheidingsfunctie van de houder maakt het vervangen van de smeltveiligheid veiliger.



Figuur 60: symbool van een smeltveiligheid (links) en van een houder met smeltveiligheid en scheidingsfunctie (rechts)

Smeltveiligheden die bedoeld zijn om gebruikt te worden als stringzekering dragen de markering gPV (Figuur 61). In dit document gebruiken we gPV verder als afkorting voor een smeltveiligheid die als stringzekering wordt gebruikt.



Figuur 61: smeltveiligheid met aanduiding gPV

7.7.2.2. Parameters

Tabel 7 geeft de kenmerkende parameters van een smeltveiligheid.

Parameter	Definitie
Smeltveiligheid	
I_n	nominale stroom
I_{nf}	conventionele niet aanspreekstroom: bij deze stroom mag de smeltveiligheid gedurende minstens 1 uur niet onderbreken
I_f	conventionele aanspreekstroom: bij deze stroom moet de smeltveiligheid onderbreken na maximaal 1 uur
U_n	nominale spanning
I_{cu}	onderbrekingsvermogen
Smeltveiligheidshouder	
I_n	nominale stroom
U_n	nominale spanning
I_{cu}	onderbrekingsvermogen

Tabel 7: kenmerken van een smeltveiligheid en van een smeltveiligheidshouder

Voor een gPV geldt:

- $I_{nf} = 1,13 \times I_n$
- $I_f = 1,45 \times I_n$

Volgens de norm 60269-6 moet $I_{cu} \geq 10$ kA DC.

Opgelet, de waarde van I_{cu} is normaal gezien kleiner voor DC dan voor AC (§ 4.2.2).

7.7.2.3. Nominale spanning U_n van de smeltveiligheid

De maximum spanning die in een string kan optreden is de open-kring-spanning U_{oc} bij lage temperatuur (Figuur 41). Hier wordt gerekend met -25 °C als waarde voor de temperatuur. Normaal is de waarde van U_{oc} bij STC (25 °C, Tabel 1) gekend. De waarde bij een andere temperatuur kan berekend worden met behulp van de temperatuurcoëfficiënt voor de spanning β (§ 7.3.3). Het temperatuurverschil bedraagt hier -50 °C. Dit geeft volgende formules voor U_{oc} van één PV-module:

- $U_{oc -25^\circ C} = (1 + (-50^\circ C \times \beta / 100)) \times U_{oc stc}$ voor β uitgedrukt in %/°C
- $U_{oc -25^\circ C} = U_{oc stc} + (-50^\circ C \times \beta / 1000)$ voor β uitgedrukt in mV/°C

Bij ontbreken van gegevens over β kan volgende vuistregel gebruikt worden:

- $U_{oc -25^\circ C} = 1,2 \times U_{oc stc}$

In deze formules is U_{oc} uitgedrukt in V

Om de open-kring-spanning van de string te bekomen, moet nog vermenigvuldigd worden met het aantal modules n van de string.

Norm 60269-6 legt volgende voorwaarde op voor de nominale spanning U_n van de gPV:

$$U_n \geq 1,2 \times U_{oc -25^\circ C} \times n$$

Hierin is n het totaal aantal PV-modules in serie

7.7.2.4. Nominale stroom I_n van de smeltveiligheid

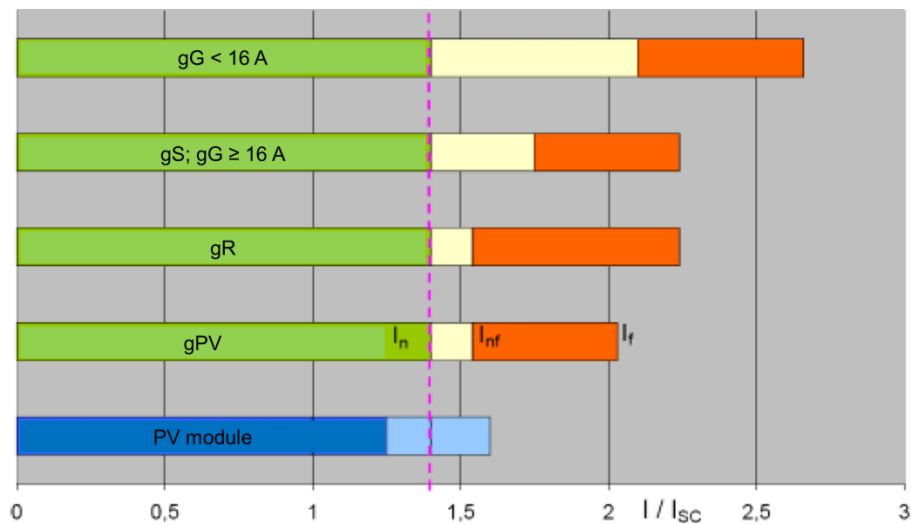
De nominale stroom I_n van de gPV moet zo gekozen worden dat ze niet doorsmelt in normaal bedrijf maar wel bij een te grote inverse stroom.

- **Minimale waarde van I_n**

Voor de berekening van de maximale stroom in normaal bedrijf wordt de kortsluitstroom I_{sc} van een PV-module bij STC vermenigvuldigd met een correctiefactor voor een zonne-instraling die groter is dan die bij STC (1000 W/m², Tabel 1).

Een algemeen aanvaarde waarde voor de correctiefactor is 1,4 (1400 W/m²). Wanneer een betere waarde voor de correctiefactor bekend is, moet die waarde gebruikt worden.

Figuur 62 toont het werkingsgebied voor verschillende types smeltveiligheid, met $I_n = 1,4 \times I_{sc \text{ stc}}$. Ze laat zien dat een gPV sneller zal doorsmelten dan de andere types.



Figuur 62: werkingsgebied van verschillende types smeltveiligheid met $I_n = 1,4 \times I_{sc \text{ stc}}$

Bron: [FusXpert-PV Sicherungen-Dr.-Ing. Herbert Bessei](#)

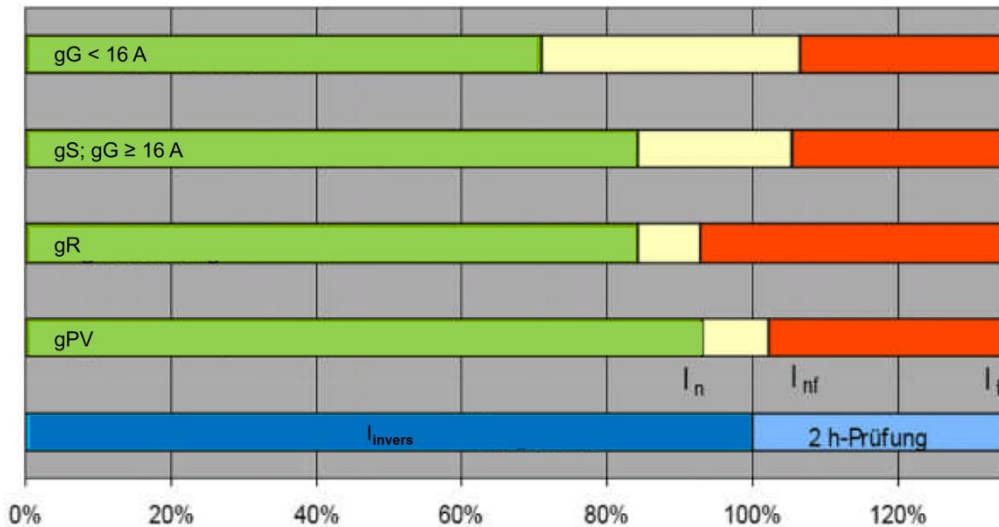
- **Maximale waarde van I_n**

Voor de berekening van de maximale waarde van I_n wordt gekeken naar de maximale inverse stroom $I_{invers\ mod}$ die een module kan verdragen (§ 3.7.5). Volgens de norm kan de module een inverse stroom gelijk aan $1,35 \times I_{invers\ mod}$ gedurende twee uur verdragen zonder schade op te lopen.

Indien we een smeltveiligheid kiezen waarvan $I_f \leq 1,35 \times I_{invers\ mod}$, dan is dit voldoende, aangezien de smeltveiligheid bij een stroom gelijk aan I_f na maximaal 1 uur moet doorsmelten (§ 7.7.2.2).

Voor een gPV is $I_f = 1,45 I_n$. De voorwaarde kan dus geschreven worden als $I_f = 1,45 \times I_n \leq 1,35 \times I_{invers\ mod}$ of $I_n \leq 1,35 / 1,45 \times I_{invers\ mod} = 0,93 \times I_{invers\ mod}$

Figuur 63 toont het werkingsgebied voor verschillende types smeltveiligheid, met $I_f = 1,35 \times I_{invers\ mod}$. Ze laat zien dat voor dezelfde waarde van I_f , een gPV de grootste waarde van I_n heeft.



Figuur 63: werkingsgebied van verschillende types smeltveiligheid met $I_f = 1,35 \times I_{invers\ mod}$

Bron: [FusXpert-PV_Sicherungen-Dr.-Ing. Herbert Bessei](#)

- **Besluit**

De waarde van I_n van de gPV moet aan volgende twee voorwaarden voldoen:

- $I_n \geq 1,4 \times I_{sc\ stc}$
- $I_n \leq 0,93 \times I_{invers\ mod}$

Dit geldt voor een parallelschakeling van individuele strings.

$I_{invers\ mod}$ is meestal $\geq 2 \times I_{sc\ stc}$ (§ 3.7.5), zodat aan beide voorwaarden tegelijk voldaan kan worden.

Opgelet, sommige fabrikanten van PV-modules vermelden in hun specificaties de waarde van een stringzekering. Het wordt aanbevolen te controleren of die aan de twee voorwaarden hierboven voldoet. Dat blijkt niet altijd zo te zijn, zoals mag blijken uit volgend voorbeeld uit de praktijk:

- Specificaties fabrikant PV-module
 - $I_{sc\ stc} = 8,4\ A$
 - $I_{invers\ mod} = 15\ A$
 - stringzekering $I_n \leq 15\ A$
- Controle
 - $I_n = 15\ A \geq 1,4 \times I_{sc\ stc} = 11,8\ A$ ok
 - $I_n = 15\ A \leq 0,93 \times I_{invers\ mod} = 14,0\ A$ niet ok!
- Alternatief voorstel: gPV met $I_n = 12\ A$
 - $I_n = 12\ A \geq 1,4 \times I_{sc\ stc} = 11,8\ A$ ok
 - $I_n = 12\ A \leq 0,93 \times I_{invers\ mod} = 14,0\ A$ ok!

7.7.2.5. Parallelschakeling van groepen strings

Bij een parallelschakeling van groepen strings zoals besproken in § 3.7.5, moet voor de eerste voorwaarde gerekend worden met de totale stroom die één groep kan leveren. De tweede voorwaarde wordt dat de gPV onmiddellijk moet uitschakelen, anders zou er een zeer grote I_{invers} door de string op lagere spanning kunnen vloeien:

$$I_n \ll I_{invers}$$

Hierin is I_{invers} de totale stroom die de groepen van strings aan een groep op lagere spanning kunnen leveren

7.7.2.6. Plaats van de stringzekeringen

Wanneer de stringzekeringen in een verdeelbord geplaatst worden, moet er opgelet worden dat de temperatuur in het bord niet te hoog kan oplopen. Een hoge temperatuur kan veroorzaakt worden door de warmteontwikkeling van de stringzekeringen en/of andere componenten in het bord en/of door een blootstelling van het bord aan een hoge omgevingstemperatuur en/of direct zonlicht.

Bij een te hoge temperatuur moeten er correctiefactoren toegepast worden op de kenmerken van de stringzekeringen.

Voor de berekening van laagspanningsborden verwijzen we naar norm EN 61439 "Laagspanningsschakel- en verdeelinrichtingen".

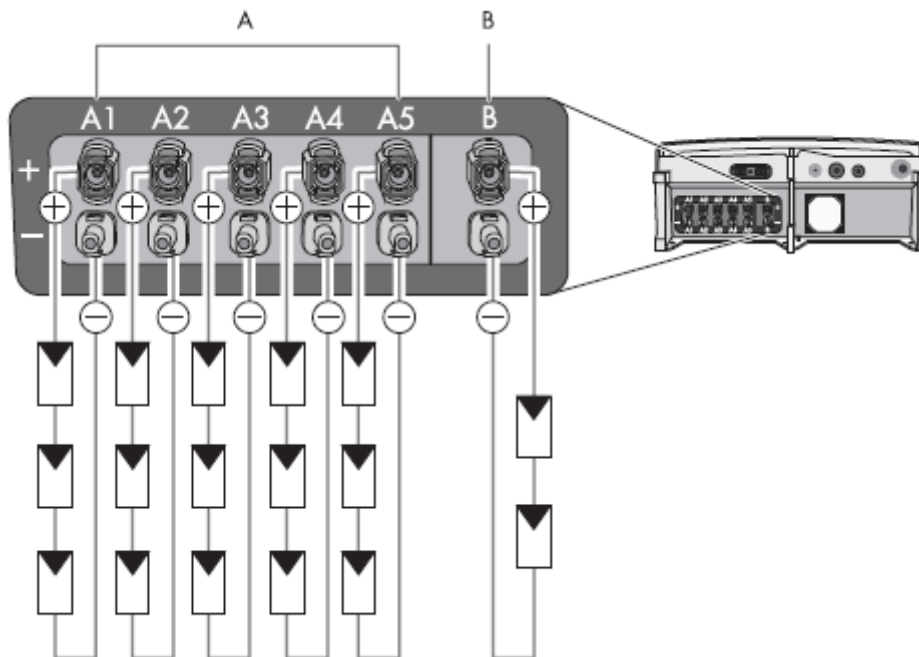
In een aantal omvormers is plaats voorzien voor stringzekeringen. Bij levering is er een overbrugging geplaatst. Het is de taak van de elektro-installeteur om de overbrugging te vervangen door de juiste gPV. Volg bij het plaatsen van de gPV steeds de instructies van de fabrikant.

7.7.3. Elektronische stringzekering

Sommige fabrikanten voorzien hun omvormers van elektronische stringzekeringen aan de DC-ingangen, om de PV-modules te beschermen tegen inverse stromen.

De elektronische stringzekering is onderhoudsvrij en hoeft niet meer gedimensioneerd te worden.

Een aandachtspunt is wel dat de omvormer op de juiste manier in dienst moet worden gesteld om een correcte werking van de elektronische stringzekeringen te bekomen. Raadpleeg steeds de handleiding van de fabrikant.



Figuur 64: omvormer met elektronische stringzekeringen

Figuur 64 toont een omvormer met elektronische stringzekeringen. Hij is opgebouwd met 2 MPPT's A en B. Op MPPT (B) wordt maar één string aangesloten. Hij wordt gebruikt als referentie en dient als voedingsbron voor de elektronische stringzekeringen als de omvormer zich loskoppelt van het net.

Opdat MPPT B als referentie zou kunnen dienen, moet er bij het opstarten voldoende zonne-instraling zijn.

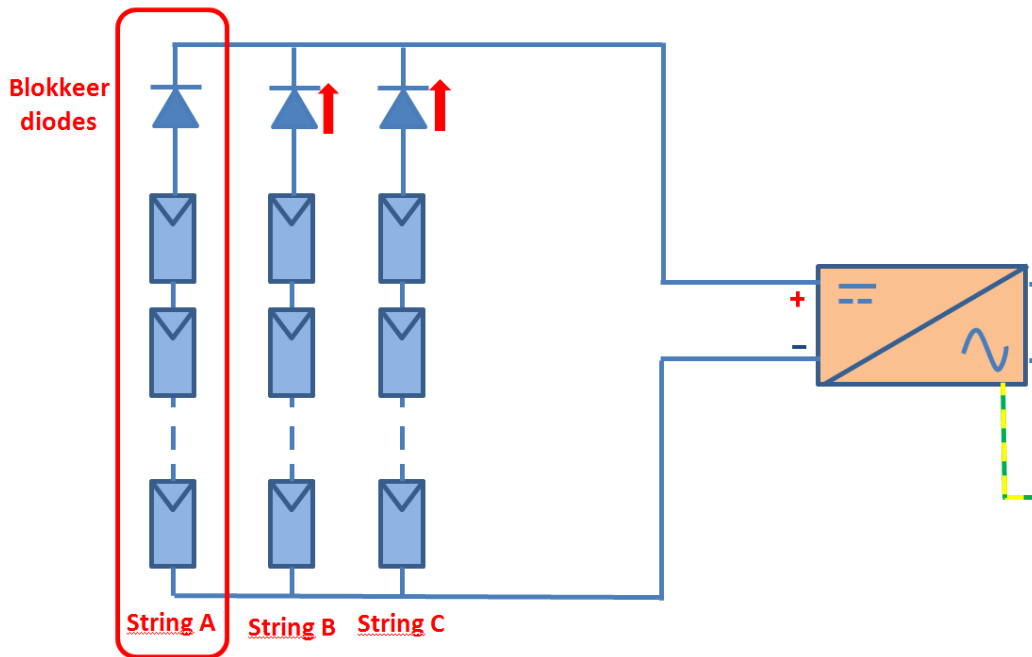
Zodra een afwijking wordt vastgesteld tussen de twee MPPT's, kan de omvormer de elektronische stringzekeringen aanspreken. De DC-ingang wordt kortgesloten en op het display verschijnt een foutmelding.

Doordat de DC-ingang wordt kortgesloten, kan er een vlamboog ontstaan als er een verbinding wordt onderbroken voor de kring stroomloos is (§ 4.2.2). Concreet betekent dit:

- Indien er geen lastscheider aanwezig is aan de DC-zijde, mag geen enkele verbinding worden onderbroken zolang er stroom vloeit.
- Indien er wel een lastscheider aanwezig is aan de DC-zijde, kan die in principe geopend worden. Het gevaar bestaat echter dat de oorzaak van de inverse stroom nog aanwezig is. Aangezien de PV-modules na het openen van de lastscheider niet langer kortgesloten zijn, zal de inverse stroom door de PV-modules lopen, met mogelijke schade tot gevolg.
- Het probleem kan dus maar verholpen worden wanneer het voldoende donker is zodat er geen stroom meer vloeit.

7.8. Blokkeerdiode

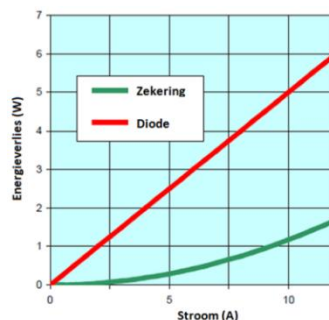
Voorkomen dat een inverse stroom door een string kan vloeien, kan ook door het plaatsen van een blokkeerdiode in elke string die met andere strings parallel geschakeld wordt (Figuur 65).



Figuur 65: PV-installatie met blokkeerdiodes

Het toepassen van blokkeerdiodes geeft bij normale werking een spanningsval over de diode, die groter is dan bij een smeltveiligheid (Figuur 66). Dit betekent een groter energieverlies. Daarom worden blokkeerdiodes minder vaak toegepast dan stringzekeringen.

Het energieverlies kan beperkt worden door gebruik te maken van Schottky diodes, die bij normale werking een lagere spanningsval vertonen dan klassieke diodes.



Figuur 66: energieverlies over een smeltveiligheid en over een diode in functie van de stroom

Blokkeerdiodes kunnen niet gebruikt worden als beveiliging tegen overstroom.

Bij het gebruik van energieopslag in batterijen, voorkomt de blokkeerdioden dat de PV-modules gevoed worden vanuit de batterijen wanneer de spanning van de PV-modules lager is dan die van de batterijen.

Volgens norm IEC 62548 § 7.3.12 moet een blokkeerdioden aan volgende eisen voldoen:

- Nominale spanning $\geq 2 U_{oc\ max}$ van de string
- Nominale stroom $\geq 1,4 I_{sc\ stc}$ van de string
- De montage moet zo uitgevoerd worden dat er geen actieve delen aangeraakt kunnen worden.
- De blokkeerdioden moet beschermd worden tegen de uitwendige invloeden die de goede werking in het gedrang kunnen brengen.

7.9. DC-automaten

Naast de veel gebruikte stringzekeringen kunnen in grotere installaties als beveiliging aan de DC-zijde van de PV-installatie ook DC-automaten toegepast worden. Fabrikanten van automaten hebben aangepaste toestellen voor PV-installaties ontwikkeld.

Een voordeel is dat veel automaten de functie van bescherming tegen overstromen combineren met die van scheidingschakelaar. Dit is echter niet altijd het geval en moet steeds nagekeken worden.

Enkele aandachtspunten:

- De automaat moet geschikt zijn voor de maximale spanning die kan optreden (§ 7.7.2.3).
- Veel automaten kunnen zowel voor AC als DC gebruikt worden. Het onderbrekingsvermogen ligt voor DC lager dan voor AC. Het is ook afhankelijk van de spanning.
- Het systeem om de vlamboog te doven die in de automaat ontstaat wanneer hij onder belasting afschakelt, is bij sommige DC-automaten gebaseerd op een welbepaalde richting van de DC-stroom, m.a.w. hij is gevoelig voor de polariteit van de stroom. Dergelijke automaten zijn niet geschikt als beveiliging tegen inverse stroom (§ 3.7.5).
- Raadpleeg steeds het aansluitingsschema van de fabrikant.
 - Kijk na welke klemmen bedoeld zijn voor de kabel die van de PV-modules komt en welke bedoeld zijn voor de kabel die naar de rest van de PV-installatie loopt.
 - Voor DC-automaten met polariteit moeten + en – op de juiste plaats aangesloten worden.
 - Bij een hoge spanning kan het zijn dat er een dubbele beveiliging in serie nodig is.
 - Het aansluitschema kan verschillen al naargelang er wel of niet een functionele aarding (§ 7.3.9) aanwezig is.

Het dimensioneren gebeurt op dezelfde wijze als voor een stringzekering (§ 7.7.2.3 tot 7.7.2.6). Omdat de kortsluitstroom die PV-modules kunnen leveren niet veel groter is dan de nominale stroom bij het MPP (7.3.1), zal de stroom vaak in het thermisch gebied van de automaat blijven en de magnetische drempel niet overschrijden.

8. Bijlage 1: Checklist Projectgegevens

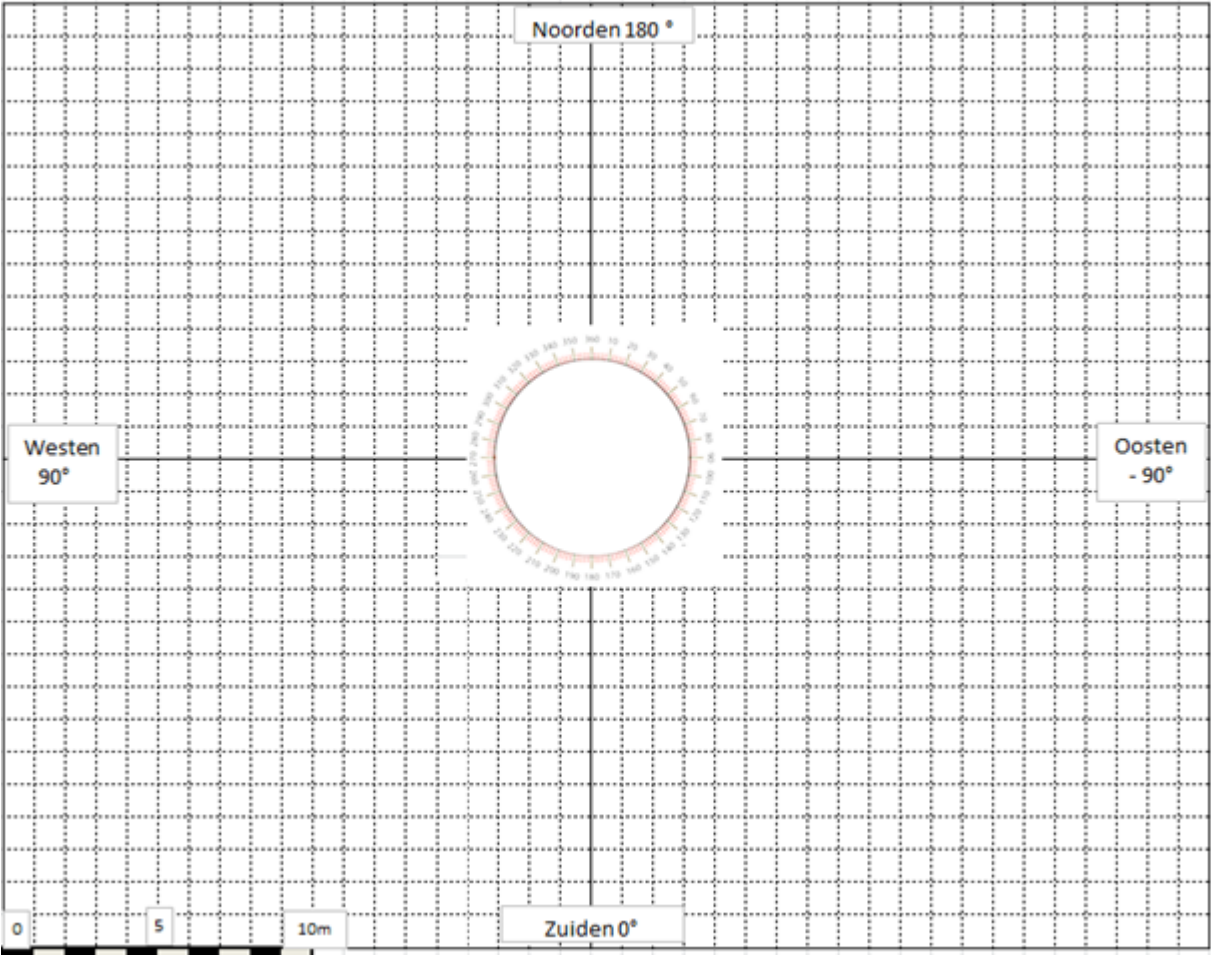
Algemene informatie:			
Naam opsteller			
Volgnummer		Datum	
Klantgegevens			
naam			
straat			
gemeente			
telefoon			
e-mail			
Adres installatie			
straat			
gemeente			

Gebouw:	
Bouwjaar	
Foto (s)	<input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Neen
Toestand dak:	<input type="checkbox"/> OK voor PV-installatie <input type="checkbox"/> stabiliteitsstudie nodig <input type="checkbox"/> te renoveren <input type="checkbox"/> twijfel
Type dak	<input type="checkbox"/> zadeldak <input type="checkbox"/> lessenaar <input type="checkbox"/> plat dak
Dakbedekking	<input type="checkbox"/> dakpannen <input type="checkbox"/> golfplaat <input type="checkbox"/> leiendak <input type="checkbox"/> tegelpannen <input type="checkbox"/> andere:
Afmetingen	zie schets achterzijde
Oriëntatie	° (schets)
Dakhelling	° (schets)
Schaduwelementen (schets)	<input type="checkbox"/> gebouwen <input type="checkbox"/> bomen <input type="checkbox"/> schoorsteen <input type="checkbox"/> dakvenster <input type="checkbox"/> dakkapel <input type="checkbox"/>
Isolatievoorwaarde	<input type="checkbox"/> OK (documenten) <input type="checkbox"/> niet OK <input type="checkbox"/> onbekend <input type="checkbox"/> niet van toepassing

Elektrische installatie:	
Netbeheerder	Fluvius / SIBELGA / ORES / RESA
Netspanning <input type="checkbox"/> enkelfasig <input type="checkbox"/> 1,230V <input type="checkbox"/> 1N400V <input type="checkbox"/> na te vragen (nulgeleider?)	
<input type="checkbox"/> driefasig <input type="checkbox"/> 3,230V <input type="checkbox"/> 3N400V richting draaiveld:	
Aansluiting maximale stroom terugdraaiende meter klantencabine A <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Neen <input type="checkbox"/> Ja kVA
Jaarlijks verbruik piekuren daluren totaal kWh/j kWh/j kWh/j
Afstanden <input type="checkbox"/> dak → omvormer m <input type="checkbox"/> omvormer → secundair bord m <input type="checkbox"/> secundair bord → hoofdbord m type kabel / doorsnede mm ² <input type="checkbox"/> hoofd bord → meterkast m type kabel / doorsnede mm ² <input type="checkbox"/> meterkast → distributienet m type kabel / doorsnede mm ²	
Bliksemafleider	aanwezig / afwezig
Gewenst PV vermogen kWp
Gewenst type PV-modules	

Voor schets zie ommezijde

Bijkomende informatie:



9. Bijlage 2: Checklist Indienstelling / onderhoud van een PV-installatie

Naam bedrijf:		Datum:	
Uitvoerder 1 naam:		Handtekening:	
Uitvoerder 2 naam:		Handtekening:	
Naam klant:		Installatie:	nieuw – bestaand – uitbreiding
Dossiernummer klant:		Bouwjaar:	

Afkortingen

- OK in orde
- NOK: niet in orde
- NVT: niet van toepassing
- NI: inspectie onmogelijk

Opmerkingen:

- bij gebreken / opmerkingen de oorzaken in de opsomming omcirkelen
- indien mogelijk foto's bij opmerkingen

As built dossier:	Niet noodzakelijk bij onderhoud	Opmerkingen
Elektrisch schema (eendraadschema)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Montageplan (stringconnectie)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Componentinformatie (schema of lijst)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Werking en onderhoudsrichtlijnen (Omvormer, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Data sheet: PV-modules	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Data sheet: DC-kabel	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Data sheet: omvormer(s)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Data sheet: connectoren	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Data sheet: groene stroommeter	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Testcertificaten PV-modules (EN 61215 / EN 61730 / ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Inspectielijst toestand dak	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Bijkomende opmerkingen		

Indienststelling of onderhoud				
PV-modules – visuele inspectie				
type PV-module / aantal as-built	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
	type	aantal	merk	
String		
String		
String		
String		
String		
String		
Geen beschadiging van de modules (Vb. glasbreuk, krassen, schade kader, verkleuring, waterinsluiting, roestvorming, aardverbinding)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Geen sterke vervuiling, d.w.z. die niet verwijderd kan worden door regen of eenvoudige reiniging (foto nemen en vervuiling verwijderen)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Geen systematische vervuiling (te bespreken met verantwoordelijke) (foto's)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
DC-connectoren omhoog gebonden (connector in contact met dak en/of mogelijke plassen water)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Modules niet in contact met dak	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Geen beschadigde verbindingsdozen (brandschade, waterschade,...)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Geen invloed schaduw (bijkomende obstakels: bomen, gebouwen, schoorstenen, airco's, ventilatie, ...)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
Geen opmerkingen bij thermografie	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
PV-modules	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
verbindingsdozen	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
kabels	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
connectoren	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT	<input type="checkbox"/> NI
				Toestel
				type/merk:
				datum kalibratie:
Bijkomende opmerkingen				

DC – kabels				
DC-kabels: type / doorsnede volgens as-buult dossier	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	merk:
	type	doorsnede		
String		
String		
String		
String		
String		
String		
Geen zichtbare schade (klemming van kabels, knaagdieren, scherpe randen met kans op beschadiging, losse kabels, ...)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Codering aanwezig en leesbaar (bij de panelen en bij de omvormer)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Wanddoorvoeren in goede staat (insijpelen van water in gebouw via kabelinvoer,)	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK	<input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	
Bijkomende opmerkingen				

Plat dak		<input type="checkbox"/> NVT	
Correcte kabeldoorvoeren door dak (insijpelen van water in gebouw via kabeldoorvoer, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Correcte kabeldoorvoeren door damp scherm	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Geen vuilophoping bij afvoer regenwater	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Correcte toepassing kabelgoten (kabelgoten niet UV bestendig, niet alle onderdelen kabelgoot op juiste wijze aanwezig)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Afscherming tegen wind (los, beschadigd, verdwenen, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Kabelgoten komen niet in aanraking met de dakhuid	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Correcte plaatsing ballasten (ballasten verschoven en/of beschadigd, beschadigde dakhuid, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Correcte plaatsing van rubbers tussen de steunprofielen en de dakhuid (beschadiging dakhuid)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Hellend dak		<input type="checkbox"/> NVT	
Geen merkbare vervorming van het montagesysteem (draagstructuur verschoven, vervorming onder invloed van temperatuur, van sneeuwbelasting, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Geen losse bouten (montage PV-modules, montage draagstructuur, schroeven afwezig of losgekomen)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Geen corrosie van de draagstructuur	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Bijkomende opmerkingen			

Strings			
Meten van strings (U_{oc} : string afgekoppeld U_{MPP} en I_{MPP} : string aangesloten)	U_{oc} (V)	U_{MPP} (V)	I_{MPP} (A)
String
String
String
String
String
String
String
Isolatiemeting op strings (1000V - gedurende 3 sec)	+ naar massa	- naar massa	+ naar - (indien relevant)
String
String
String
String
String
String
Optionele meting: I-U curves (toevoegen als bijlage)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Bijkomende opmerkingen			

Omvormers			
Omvormerstype volgens as-built	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	Merk:	
	Merk	type	AC-vermogen
Omvormer
Omvormer
Omvormer
Omvormer
Omvormer
Omvormer
Huidige opbrengst naar verwachting	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
	kW	kWh	
Omvormer	
Omvormer	
Omvormer	
Omvormer	
Omvormer	
Omvormer	
Geen zichtbare schade	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
AC en DC aangesloten volgens regels van goed vakmanschap	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
niet op of in de buurt van brandbaar materiaal gemonteerd	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Geen hinder warmteafvoer (stofophoping op koelvinnen, filters ventilatieopeningen vuil, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Markeringen aanwezig en leesbaar (stringmarkering + en -, steeds onder spanning, bij een driefasige aansluiting: richting van het draaiveld, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Geen foutboodschappen die actie vereisen (zie opmerkingen)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Onderhoud volgens handleiding fabrikant	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI		
Bijkomende opmerkingen			

Groene stroomteller		
Merk en type		
Stand kWh	
Uitlezing geproduceerde energie omvormer(s) (ter vergelijking) kWh	
Bijkomende opmerkingen		

Elektrische borden					
Markeringen aanwezig en leesbaar (componenten en kringen, steeds onderspanning, bij een driefasige aansluiting: richting van het draaiveld, ...)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Geen insijpelen van water Geen andere vervuiling	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI <input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Werking automatisch scheidingsstelsel (uitschakelen voeding omvormer(s))	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Werking ontkoppelkast (schakel de voeding en – indien aanwezig – de UPS af, controleer dat het ontkoppelbeveiligingsrelais correct functioneert)	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Controle de schroefverbindingen met behulp van een koppelmeter	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Test differentieelschakelaar	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI				
Isolatiemeting stroombaan (1000V - gedurende 3 sec)	L1 naar aarde	L2 naar aarde	L3 naar aarde	N naar aarde	
Stroombaan	
Stroombaan	
Stroombaan	
Geen opmerkingen bij thermografie kabels in het bord aansluitpunten componenten elektrische componenten	<input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI <input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI <input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI <input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI <input type="checkbox"/> OK <input type="checkbox"/> NOK <input type="checkbox"/> NVT <input type="checkbox"/> NI	Toestel type/merk: datum kalibratie:			
Bijkomende opmerkingen					

Einde indienststelling of onderhoud		
Goede werking	<input type="checkbox"/> OK	<input type="checkbox"/> NOK
Algemene opmerkingen		

10. Bijlage 3: Rekenblad Schaduw van voorwerpen uit de omgeving

10.1. Inleiding

De invloed van schaduw en vuile plekken op de opbrengst een PV-installatie is niet verwaarloosbaar (§ 7.5 en 7.6.4.3).

Bij een PV-installatie is het verlies door schaduw afhankelijk van:

- Het traject van de schaduw langs de PV-modules en de duur
- De periode van de dag met schaduw ('s middags, als de zon normaal het felst schijnt, zal de invloed het grootst zijn)
- Het type zonnecel, in het bijzonder de gevoeligheid voor diffuus licht (§ 7.1.2 en 3.4.1)
- Het aantal bypass-diodes per PV-module (§ 7.5.5)
- Het aantal modules per MPP (§ 3.5)
- Het groeperen van de PV-modules waarop schaduw valt
- Hoe de MPPT van de omvormer omgaat met een P-U curve met twee of meer lokale maxima (§ 7.6.4.3)

In de dit hoofdstuk beschrijven we een benaderende methode om de invloed van de schaduwbronnen uit de omgeving op een PV-installatie te berekenen. Ze is ontwikkeld door Buildwise.

De methode is bedoeld om gebruikt te worden voor alle modules die aan dezelfde MPPT gekoppeld zijn. Ze gaat uit van een gemiddeld verlies aan opbrengst wanneer de modules in de schaduw liggen. Ze houdt geen rekening met het verschil tussen gehele of gedeeltelijke schaduw of met de kenmerken van de concrete installatie, zoals het aantal PV-modules in serie en in parallel of het aantal bypass-diodes per PV-module.

Voor het verlies aan opbrengst wanneer de modules in de schaduw liggen, worden alleen cijfers gegeven voor zonnecellen gebaseerd op kristallijn of amorf silicium (Si).

10.2. Overzicht

De methode bestaat uit 4 stappen. Als de PV-installatie meerdere MPPT's gebruikt, wordt de methode herhaald voor elke reeks PV-modules die aan dezelfde MPPT gekoppeld zijn.

- De schaduwbronnen in kaart brengen
- Deze voorwerpen overbrengen op een diagram met de zonnetrajecten voor een heel jaar
- Het type zonnecel aanduiden: kristallijn of amorf Si
- Het verlies ten gevolge van de schaduw berekenen

De eerste stap moet gebeuren tijdens het bezoek ter plaatse voor de projectdefinitie (§ 2.6). Voor de volgende drie stappen wordt een Excel bestand "Schaduw rekenblad" aangeboden.

Opmerking: met [PVGIS \[5\]](#) kan de invloed van schaduw ook berekend worden. Hiervoor moet een bestand met de positie van de schaduwbronnen worden ingevoerd. Daarvoor moet stap 1 van de methode die we hier beschrijven worden uitgevoerd.

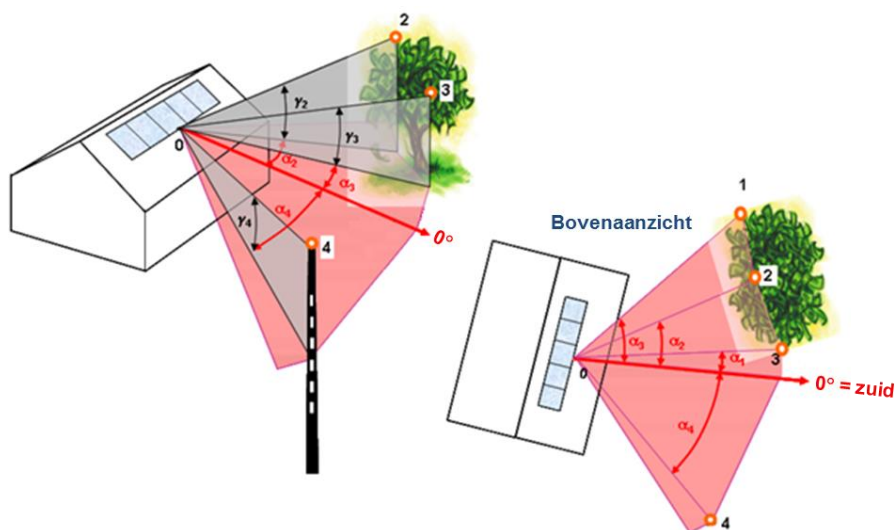
10.3. Schaduwbronnen

De eerste opdracht bestaat erin om de objecten in kaart te brengen die schaduw op de PV-modules werpen.

Voor elke schaduwbron bepalen we enkele kenmerkende punten ten opzichte van een referentiepunt van de PV-modules. Als referentiepunt wordt meestal het punt gekozen in het midden van de onderkant van de PV-modules ([Figuur 67](#)). Voor schaduwbronnen die zich op het dak zelf bevinden, zoals een schouw of een dakkapel, moet een aangepast referentiepunt gekozen worden.

Van elke schaduwbron worden de nodige kenmerkende punten (de uiteinden) opgemeten, met name (Figuur 67, Tabel 8) de:

- oriëntatie: zuiden = 0°, + naar westen, – naar oosten (Tabel 3, volgens PVGIS)
- hoogtehoek: ten opzichte van de horizontale

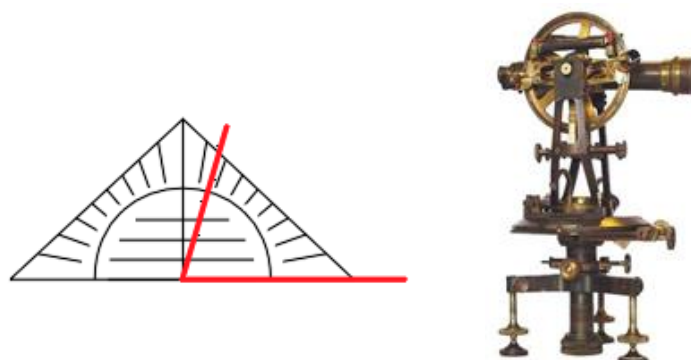


Figuur 67: kaart van voorwerpen die schaduw werpen op een PV-installatie

Schaduw bron	Kenmerkend punt	Oriëntatie α (°)		Hoogtehoek γ (°)	
Boom	1	α_1	-40	γ_1	22
	2	α_2	-25	γ_2	26
	3	α_3	-15	γ_3	24
Paal	4	α_4	41	γ_4	30

Tabel 8: Kenmerkende punten van de schaduwbronnen

Hoeken kunnen worden afgelezen met een geodriehoek of opgemeten met een theodoliet (Figuur 68). Indien het moeilijk is om de meting uit te voeren vanaf het referentiepunt, kan men de meting uitvoeren vanaf de grond en de resultaten omrekenen.



Figuur 68: geodriehoek en theodoliet

Bron: <https://juf-benedicte.weebly.com/meten.html> en [docplayer.nl](https://www.docplayer.nl)

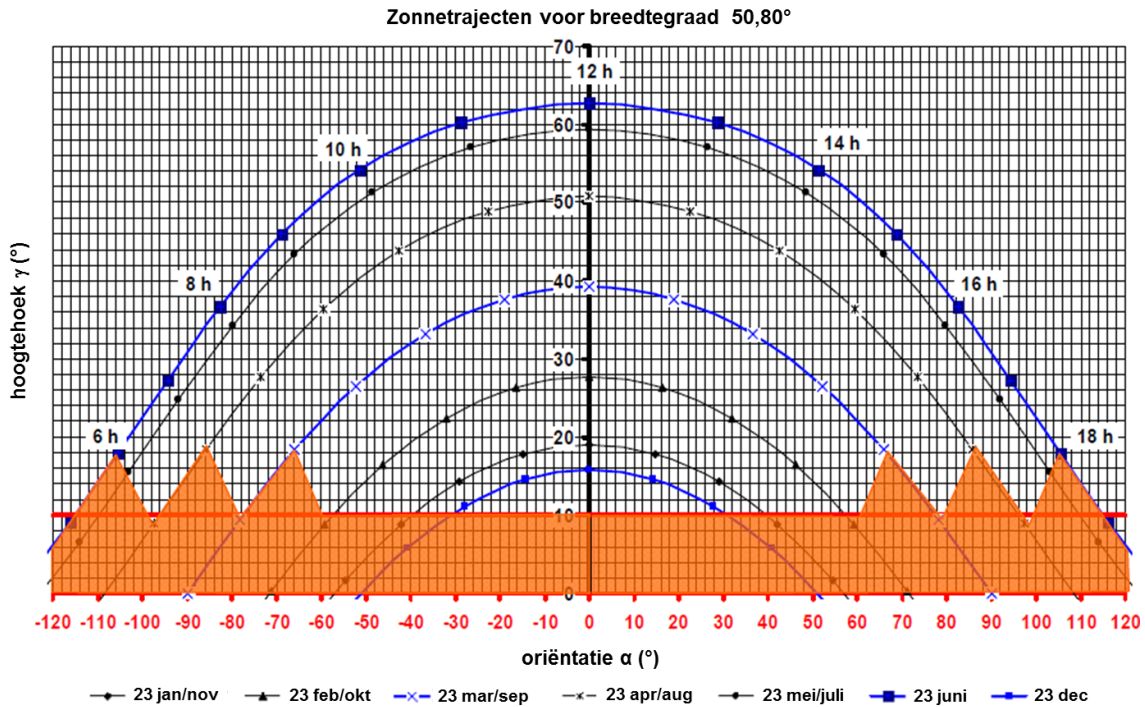
10.4. Diagram met zonnetrajecten

10.4.1. Traject van de zon

's Morgens komt de zon op aan de oostelijke horizon, tegen de middag bereikt ze haar hoogste punt en 's avonds zakt ze in het westen weer onder de horizon.

Het hoogste punt dat de zon bereikt, is afhankelijk van de dag in het jaar. Het is het hoogst op 22 juni en het laagst op 23 december. Het traject van de zon gezien vanop de aarde verandert dus dagelijks.

Het traject hangt ook af van de breedtegraad. Voor het kleine land België wordt Brussel als referentie genomen. Brussel ligt op 50,8° noorderbreedte.



Figuur 69: traject van de zon voor verschillende dagen

De oranje zone onderaan de figuur omvat:

- het gebied waar de zon zo laag staat dat er bijna geen opbrengst is
- het gebied waar de hoogtehoek van de schaduwbron kleiner is dan 10°

Voor deze gebieden houdt de benaderende methode die we voorstellen geen rekening met de invloed van schaduw.

De gebieden tussen de curves geven voor de verschillende maanden de actieve periode. Hiermee bedoelen we de periode dat we een behoorlijke opbrengst mogen verwachten als de zon schijnt.

10.4.2. Ingeven van de schaduwbronnen

Figuur 69 is overgebracht naar het Excel bestand "Schaduw rekenblad" (Figuur 70). Elk van de gebieden tussen 2 curves wordt daarin benaderd door de cellen die in het gebied liggen.

In het rekenblad worden de schaduwbronnen ingegeven door het cijfer 1 in te vullen

- in de vakjes die overeenstemmen met de opgemeten kenmerkende punten van de schaduwbronnen
- in de vakjes daaronder
- voor brede schaduwbronnen ook in de tussenliggende vakjes

Figuur 71 toont als voorbeeld het rekenblad ingevuld met de gegevens van Tabel 8.

Het is nu eenvoudig om voor elke maand het % van de tijd te berekenen dat de PV-installatie in de schaduw ligt: hiervoor wordt voor elke maand het aantal cellen waarin 1 is ingevuld gedeeld door het totaal aantal cellen voor die maand. Tabel 9 laat dit zien voor Figuur 67, Tabel 8.

Maand	Totaal aantal cellen	Aantal cellen met het cijfer 1	% schaduw voor die maand
juni / juli	214	0	0 %
mei / augustus	492	0	0 %
april / september	514	0	0 %
maart / oktober	382	17	4 %
februari / november	224	65	29 %
januari / december	68	21	31 %

Tabel 9: % van de tijd dat de PV-installatie van Figuur 67 in de schaduw ligt

10.5. Type zonnecel

Het verschil in opbrengst tussen een PV-module in de zon en in de schaduw is niet voor alle types van zonnecellen hetzelfde. Tabel 10 geeft een globaal cijfer voor PV-modules met zonnecellen van kristallijn - en van amorf Si. Het cijfer is de correctiefactor waarmee de opbrengst van de PV-module vermenigvuldigd moet worden wanneer ze in de schaduw ligt, in vergelijking met dezelfde module in de zon.

Zoals reeds vermeld (§ 10.1) wordt geen rekening gehouden met het verschil tussen gehele of gedeeltelijke schaduw of met de kenmerken van de concrete installatie.

Het verschil in correctiefactor tussen beide types zonnecel houdt verband met het feit dat zonnecellen van amorf Si gevoeliger zijn voor indirect licht en dus minder afhankelijk van direct zonlicht dan zonnecellen van kristallijn Si.

Type zonnecel	Correctiefactor
amorf Si	0.8
kristallijn Si	0.4

Tabel 10: correctiefactor voor de opbrengst van een PV-module in de schaduw t.o.v. dezelfde module in de zon

Het type zonnecel dient bovenaan links ingegeven te worden in het rekenblad. Voor ons voorbeeld nemen we aan dat het gaat om zonnecellen van kristallijn Si (Figuur 71).

10.6. Berekening van het verlies door schaduw

10.6.1. Inleiding

Als alle gegevens zijn ingevuld, berekent het Excel bestand "Schaduw rekenblad" automatisch wat het verlies aan opbrengst zal zijn. Dit wordt uitgedrukt als een % van de opbrengst van dezelfde installatie als er nooit schaduw op zou vallen.

10.6.2. Effect van schaduw per maand

Om het verlies te berekenen, wordt eerst voor elke maand berekend hoeveel % van de actieve periode de installatie in de schaduw ligt (§ 10.4.2).

Voor dat % van de tijd moeten we de opbrengst vermenigvuldigen met de correctiefactor van Tabel 10. De rest van de maand telt de opbrengst voor 100% mee.

In ons voorbeeld liggen de PV-modules in januari gedurende 31% van de tijd in de schaduw en het gaat om zonnecellen van kristallijn Si. Dit wil zeggen dat ze in januari gedurende 31% van de tijd maar 0,4x hun normale opbrengst hebben en in de resterende 69% de normale opbrengst. De totale opbrengst in januari bedraagt dan:

$$31\% \times 0,4 + 69\% \times 1 = 81\%$$

van de opbrengst in januari als er geen schaduw zou zijn.

10.6.3. Maandelijks bijdrage aan de opbrengst per jaar.

Ook zonder schaduw is de verwachte opbrengst niet voor elke maand dezelfde. Hiermee houdt het rekenblad rekening.

De verwachte opbrengst van een PV-installatie wordt onder meer bepaald door:

- de geografische ligging: voor België nemen we als referentie 50.8° noorderbreedte (Brussel)
- de oriëntatie
- de helling

Met behulp van [PVGIS \[5\]](#) werd de verdeling bepaald van de verwachte opbrengst per maand, voor een installatie zonder schaduw. Daarvoor werd het gemiddelde genomen van installaties met een oriëntatie tussen -90° en +90° en een helling van horizontaal tot verticaal. [Tabel 11](#) toont het resultaat.

Maand	Maandelijks fractie
januari	2,6 %
februari	5,2 %
maart	7,5 %
april	11,1 %
mei	13,5 %
juni	12,8 %
juli	14,0 %
augustus	12,5 %
september	8,9 %
oktober	6,4 %
november	3,5 %
december	2,0 %
Totaal	100,0 %

Tabel 11: gemiddelde verdeling van de opbrengst van een PV-installatie zonder schaduw in Brussel

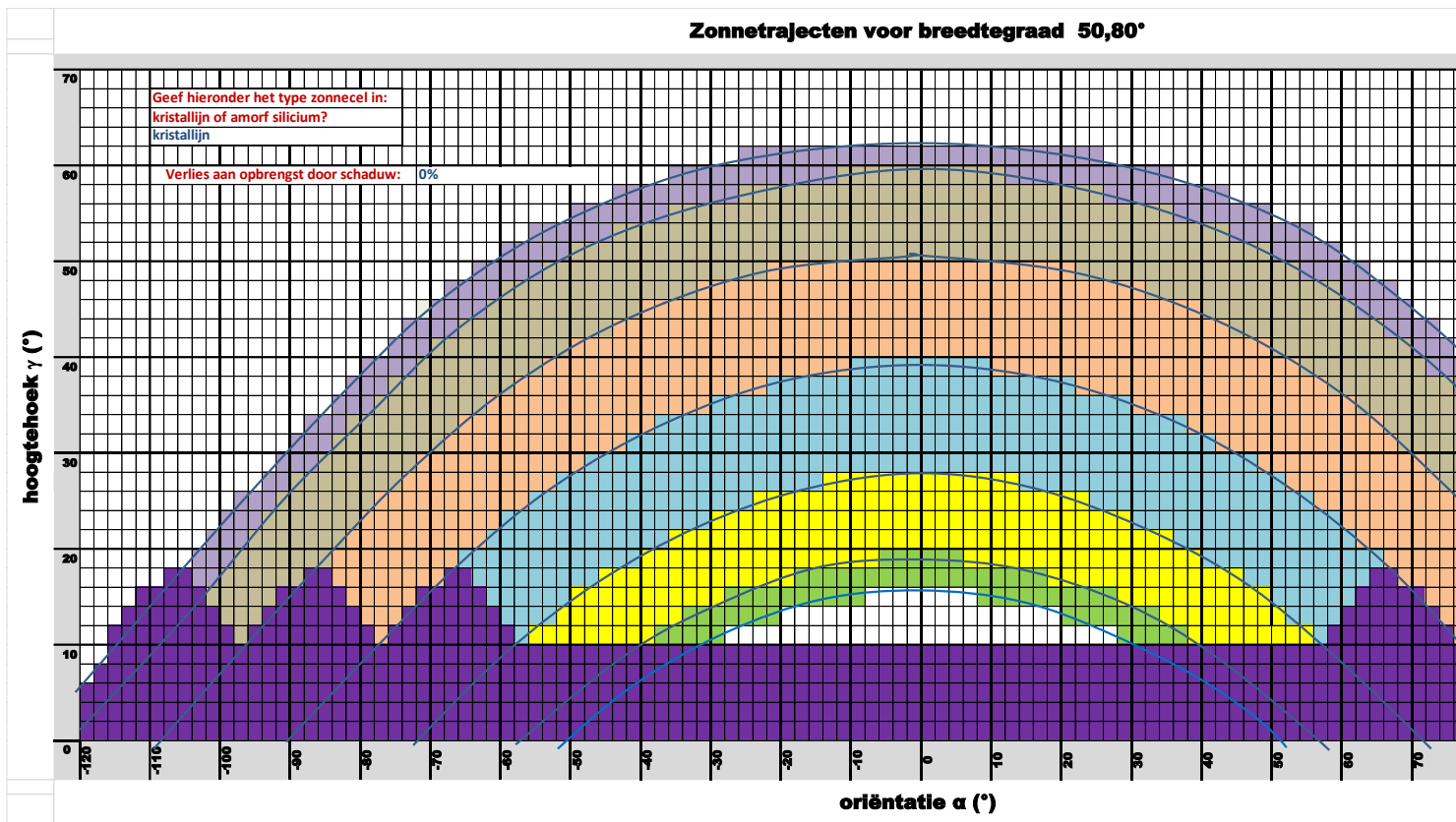
We zien bijvoorbeeld dat de normale opbrengst zonder schaduw in januari maar 2,6% van het totaal bedraagt. Hierboven hebben we gezien dat in ons voorbeeld de opbrengst met schaduw in januari maar 81% van de opbrengst zonder schaduw bedraagt. Die 81% telt dus maar voor 2,6% van het totaal: $2,6 \times 81\% = 2,1\%$.

Deze berekening herhalen we voor elke maand en we maken de som. Zo bekomen we de werkelijk te verwachten opbrengst per jaar, rekening houdend met de schaduw, als een % van de verwachte opbrengst voor dezelfde PV-installatie zonder schaduw. Het verschil met 100% is het opbrengstverlies ten gevolge van de schaduw.

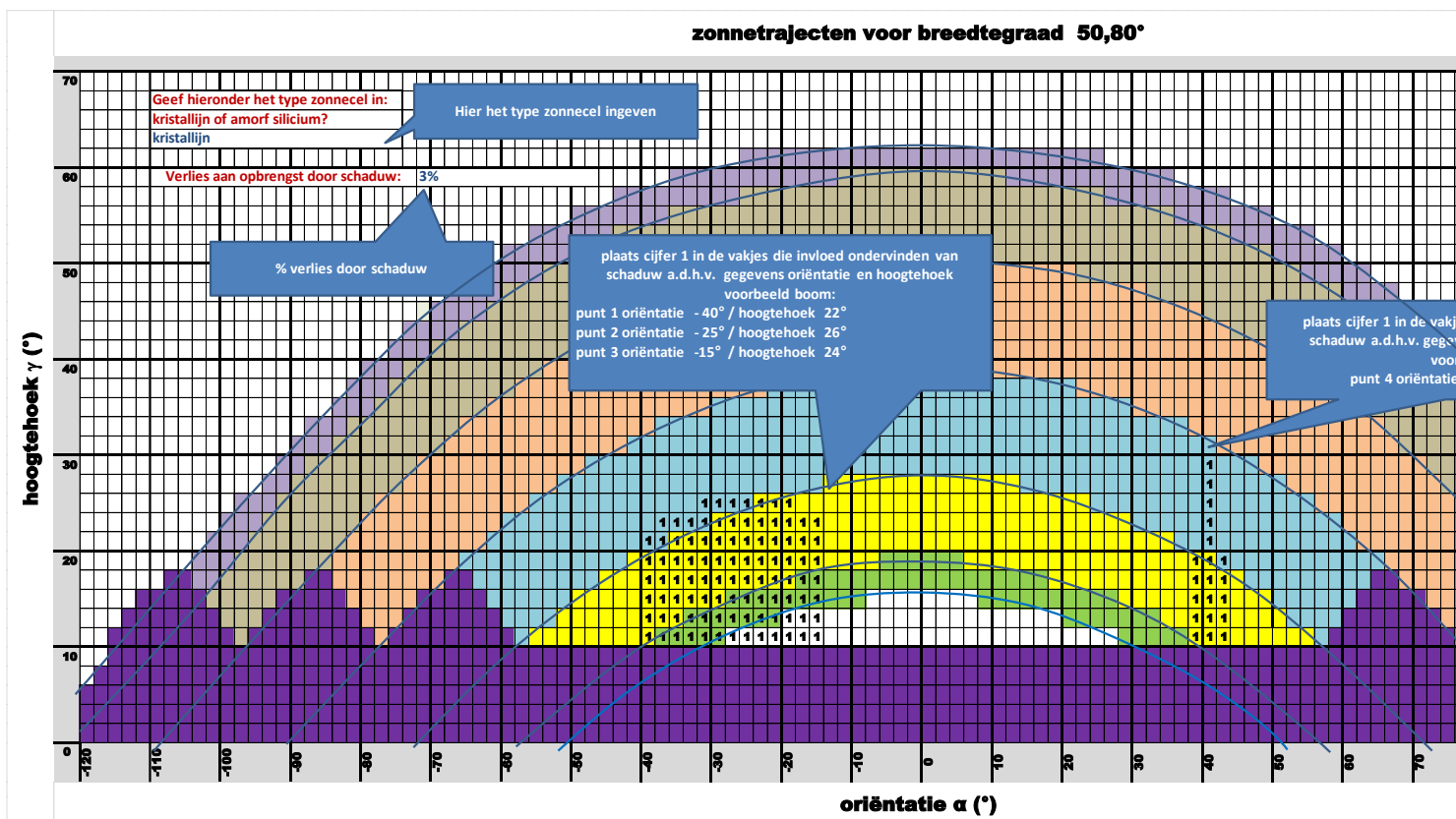
Tabel 12 geeft de cijfers voor het voorbeeld van Figuur 67, Tabel 8. De verwachte jaarlijkse opbrengst bedraagt 97% van de opbrengst als er geen schaduw zou zijn. Het verlies door schaduw bedraagt dus 3% in het voorbeeld.

Maand	Maandelijks fractie (Tabel 11)	% schaduw (Tabel 9)	Opbrengst per maand
januari	2,6 %	31 %	2,1 %
februari	5,2 %	29 %	4,3 %
maart	7,5 %	4 %	7,3 %
april	11,1 %	0 %	11,1 %
mei	13,5 %	0 %	13,5 %
juni	12,8 %	0 %	12,8 %
juli	14,0 %	0 %	14,0 %
augustus	12,5 %	0 %	12,5 %
september	8,9 %	0 %	8,9 %
oktober	6,4 %	4 %	6,2 %
november	3,5 %	29 %	2,9 %
december	2,0 %	31 %	1,6 %
totaal	100,0 %		97,3 %

Tabel 12: Berekening van de opbrengst van de installatie van Figuur 67, Tabel 8 met zonnecellen van kristallijn Si, als % van de opbrengst zonder schaduw



Figuur 70: zonnetrajecten overgebracht naar een Excel rekenblad



Figuur 71: voorbeeld van een ingevuld "Schaduw rekenblad"

11. Afkortingen

AC	Wisselstroom
AEEA	Afgedankte Elektrische en Elektronische Apparatuur
AREI	Algemeen Reglement op de Elektrische Installaties
BIM	Brussels Instituut voor Milieubeheer https://leefmilieu.brussels/
BIPV	Building Integrated Photo Voltaics
BRUGEL	BRUssel Gas en ELEktriciteit www.brugel.be (regulator van de elektriciteits- en gasmarkt in het Brussels Hoofdstedelijk Gewest)
Brussel	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
BP	Bypass-diode
Buildwise	het innovatiecentrum van de bouwsector https://www.buildwise.be/nl/
CdTe	Cadmium Telluride
CIGS	Koper – Indium – Gallium – diSelenide
CIS	Koper – Indium – diSelenide
CPR	Bouwproductenverordening (EU 305/2011, Engels: Construction Products Regulation)
CSG	Crystalline Silicon on Glass (polykristallijn silicium op glas)
CWaPE	Commission wallonne pour l'Energie www.cwape.be (regulator van de elektriciteits- en gasmarkt in Wallonië)
DC	Gelijkstroom
DNB	DistributieNetBeheerder
DNG	DistributieNetGebruiker (klant)
DOP	prestatieverklaring (in het kader van de CPR, Engels: Declaration of Performance)
EMC	Elektro Magnetische Compatibiliteit
ENS	Einrichtung zur Netüberwachung mit zugeordnetem Schaltorgan in reihe (automatisch scheidingsstelsel)
EVA	EthyleenVinylAcetaat
FOD	Federale OverheidsDienst
FOD Economie	FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie
gPV	Type smeltveiligheid voor gebruik als stringzekering in een PV-installatie
GSC	GroeneStroomCertificaat
HFT	HoogFrequent-Transformator
I _B	Bedrijfsstroom van een kabel
I _{cu}	Onderbrekingsvermogen van een overstroombeschermingstoestel
IEC	International Electrotechnical Commission https://www.iec.ch/
IEC TS	IEC Technical Specification
I _f	Conventionele aanspreekstroom van een overstroombeschermingstoestel
I _{invers}	Inverse stroom
I _{invers mod}	Maximale inverse stroom die een PV-module kan verdragen
I _{MPP}	Stroom bij MPP (Maximum Vermogen Punt)
I _{nf}	Conventionele niet aanspreekstroom van een overstroombeschermingstoestel
I _{sc}	Kortsluitstroom
JRC	Joint Research Centre (van de Europese Commissie)
kWp	kiloWatt-piek

LFT	LijnFrequentie-Transformator (= NFT)
LS	Laagspanning
MID	Measuring Instruments Directive (de Europese richtlijn voor meetinstrumenten)
MLI	Multi Level Inverter
MPP	Maximum Vermogen Punt (Engels: Maximum Power Point)
MPPT	MPP Tracker
NFT	NetFrequentie-Transformator (= LFT)
oc	Open Kring (Engels: Open Circuit)
OPV	PV op basis van een organisch materiaal
PBM	Persoonlijk BeschermingsMiddel
PID	Potential Induced Degradation
PV	Fotovoltaïsch (Engels: Photo Voltaics)
PVF	Poly Vinyl Fluoride
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System PVGIS
sc	Kortsluiting (Engels: Short Circuit)
Si	Silicium
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
STC	Standaard Test Condities
STS	Spécification Technique / Technische Specificatie (van FOD Economie)
TCO	Transparant Geleidend Oxide (Engels: Transparent Conductive Oxide)
TL	TransformatorLoos
TRDE	Technisch Reglement voor Distributie van Elektriciteit VREG technische-reglementen
TRPV	Technisch Reglement Plaatselijk Vervoer VREG technische-reglementen
TS	Technical Specification (van IEC)
TV	Technische Voorlichting (van Buildwise)
TVE	Technische Voorlichting Elektriciteit (van Volta)
VEKA	Vlaams Energie- en KlimaatAgentschap https://www.vlaanderen.be/veka
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt www.vreg.be
U _{MPP}	Spanning bij MPP (Maximum Vermogen Punt)
U _{oc}	Open-kring-spanning
USSC	United Solar Systems Corporation
Wp	Watt-piek

12. Referenties

- [1] Stappenplan fotovoltaïsche panelen – Particulieren – Administratieve & technische gids voor de installatie van fotovoltaïsche zonnepanelen – BIM – versie 4 – februari 2012
(http://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/Energie_PE_GuidePV_part_NL.PDF)
- [2] C10/11 “Specifieke technische aansluitingsvoorschriften voor gedecentraliseerde productie-installaties die in parallel werken met het distributienet” – Synergrid – revisie 4 juni 2012 - [Synergrid technische voorschriften elektriciteit](#)
- [3] [Elektriciteit uit zonlicht - VEA / ODE - versie januari 2013](#)
- [4] [Rapport 2019](#) Deel 1 : Rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2020 – VEA
- [5] Photovoltaic Geographical Information System - JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie – [PVGIS](#)
- [6] Impact of structured glass on light transmission, temperature and power of PV – Matthias Duell et al. – Fraunhofer CSE et al.
- [7] Daily power output increase of over 3% with the use of structured glass in monocrystalline silicon PV-modules – P. Sánchez-Friera et al. - Isofotón, S.A.
- [8] Leitfaden Photovoltaische Anlagen - DGS Landesverband Berlin Brandenburg e.V. – 4. Auflage, 2010
- [9] Photovoltaic Module and Area Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions – David L. King, Sandia National Laboratories, Albuquerque NM87185 – Proceeding of NREL/SNL Photovoltaics Program Review Meeting, November 18-22, 1996, Lakewood, CO, AIP Press, New York, 1997
- [10] Potential Induced Degradation of Solar Cells and Panels - S. Pingel et al. – Solon SE - 35th IEEE PVSC, 2010, Honolulu
- [11] Electroluminescence on the TCO corrosion of thin film modules - Thomas Weber et al. – Photovoltaik Institut Berlin