

2012•2013
FACULTEIT BEDRIJFSECONOMISCHE WETENSCHAPPEN
*master in de toegepaste economische wetenschappen:
handelsingenieur: technologie-, innovatie- en
milieumanagement*

Masterproef
Technisch-economische analyse van CIGS BIPV in Vlaanderen

Promotor :
Prof. dr. Ward DE CEUNINCK
Prof. dr. Marc D'OLIESLAEGER

Copromotor :
Prof.dr.ir Steven VAN PASSEL

Jan Theys
*Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van master in de toegepaste
economische wetenschappen: handelsingenieur, afstudeerrichting technologie-, innovatie-
en milieumanagement*

2012•2013

FACULTEIT BEDRIJFSECONOMISCHE
WETENSCHAPPEN

*master in de toegepaste economische wetenschappen:
handelsingenieur: technologie-, innovatie- en
milieumanagement*

Masterproef

Technisch-economische analyse van CIGS BIPV in Vlaanderen

Promotor :
Prof. dr. Ward DE CEUNINCK
Prof. dr. Marc D'OLIESLAEGER

Copromotor :
Prof.dr.ir Steven VAN PASSEL

Jan Theys

*Masterproef voorgedragen tot het bekomen van de graad van master in de toegepaste
economische wetenschappen: handelsingenieur, afstudeerrichting technologie-, innovatie-
en milieumanagement*

Woord vooraf

Deze masterproef wordt voorgedragen tot het bekomen van de graad van master in de ‘toegepaste economische wetenschappen: handelsingenieur’ aan de Universiteit Hasselt. Het schrijven van deze masterproef was geen makkelijke opgave. Dit resultaat had ik nooit kunnen bereiken zonder de hulp en steun van enkele personen.

In de eerste plaats zou ik graag mijn promotoren, prof. dr. Ward De Ceuninck en prof. dr. Marc D’olieslaeger, en mijn co-promotor, prof. dr. ir. Steven Van Passel, bedanken. Ze hebben gezorgd voor de nodige contacten en de nodige bijsturing. Ten tweede wil ik zeker mijn begeleider, Sebastien Lizin, bedanken voor zijn advies en het bijsturen van mijn masterproef. Hij heeft mij vele nuttige tips gegeven over het schrijven van een masterproef. Zijn opmerkingen hebben bijgedragen tot het uiteindelijke resultaat.

Verder wil ik een woord van dank richten aan dhr. D. Gijsbrechts, dhr. T. Martens en dhr. G. Vandendungen die me de nodige gegevens hebben bezorgd om de investeringsanalyses uit te voeren. Zonder deze gegevens had de praktijkstudie niet uitgevoerd kunnen worden. Ten slotte wil ik ook mijn ouders bedanken die me de kans hebben gegeven om deze studie aan de universiteit van Hasselt te volgen. Hun steun, zowel op moreel als financieel vlak, heeft steeds voor de nodige motivatie gezorgd.

Jan Theys

Mei, 2013

Samenvatting

Het opwekken van hernieuwbare energie is cruciaal voor de huidige en toekomstige samenleving. Het belang van hernieuwbare energie neemt toe om verschillende redenen. Als eerste is er de klimaatverandering die niet langer ontkend kan worden. Ten tweede zijn er de niet-hernieuwbare energiebronnen die uitgeput zullen raken. De wereld heeft bovendien te maken met een populatie-explosie waardoor de vraag naar energie alleen maar zal toenemen. Een vierde reden is het gevaar bij het opslaan van nucleair afval. Zulke gevaren worden niet gelopen bij het opwekken van hernieuwbare energie. Als laatste reden is er ook nog de politiek-economische afhankelijkheid die kan verminderen bij het gebruik van hernieuwbare energie. Om hernieuwbare energie succesvol te integreren is er een combinatie nodig van verschillende hernieuwbare energiebronnen. De zon blijkt degene met het meeste potentieel, zowel in directe, als in indirecte vorm. In deze masterproef wordt de indirecte energievorm van de zon behandeld, namelijk het opwekken van elektriciteit uit zonne-energie. De focus ligt op de tweede generatie zonnecellen, beter bekend als dunne filmzonnecellen. Specifiek wordt de CIGS/CIS technologie behandeld, zowel op technisch als economisch vlak.

In Hoofdstuk 1 wordt het onderzoeksopzet besproken met de bijhorende centrale onderzoeksvraag en de deelvragen. De literatuurstudie (Hoofdstuk 2) biedt de nodige achtergrond om de centrale onderzoeksvraag te kunnen oplossen. Met de gegevens uit de literatuurstudie wordt via een economische analyse nagegaan of het voor residentiële gebouwen rendabel is om stroom te produceren met CIGS/CIS 'building integrated photovoltaics' (BIPV) in Vlaanderen. Deze centrale onderzoeksvraag wordt ondersteund door enkele deelvragen. Deze deelvragen worden net als de centrale onderzoeksvraag behandeld in Hoofdstuk 2. Er wordt op zoek gegaan naar de invloed van efficiëntieverliezen op cel-, module- en systeemniveau. Ook de belangrijkste externe factoren en de invloed ervan op de prestatie van een fotonvoltaïsch systeem worden toegelicht. De verschillende lagen in de CIGS zonnecel worden besproken en een mogelijk productieproces komt ook aan bod. Om tot een zinvolle economische analyse voor Vlaanderen te komen, wordt ook de huidige marktsituatie bekeken en komen de nieuwe beleidsmaatregelen aan bod. De recente aanpassing in deze beleidsmaatregelen hebben immers een impact op de rendabiliteit van fotonvoltaïsche systemen. Het hoofdstuk wordt afgerond met een bespreking van mogelijkheden die 'Building Integrated Photovoltaics' bieden. Het zal duidelijk worden waarom dunne filmtechnologieën kunnen bijdragen aan het succes ervan.

In Hoofdstuk 3 wordt de gebruikte methode besproken om het fotovoltaïsche systeem te evalueren. Met behulp van financiële evaluatiemaatstaven, een Monte-Carlosimulatie en een sensitiviteitsanalyse wordt de rendabiliteit van een CIS BIPV systeem bestudeerd. De financiële maatstaf die in de Monte-Carlosimulatie en de sensitiviteitsanalyse wordt bestudeerd is de netto contante waarde (NCW). De andere gebruikte financiële maatstaven zijn de interne opbrengstvoet, de terugverdientijd, de verdisconteerde terugverdientijd, de yield unit cost en de yield unit revenue. Ook worden, voor de belangrijkste variabelen in de analyse, de break-even waarden bepaald waarbij de netto contante waarde gelijk is aan nul.

Het laatste hoofdstuk (Hoofdstuk 4) behandelt de eigenlijke praktijkstudie. Deze wordt ingeleid met een referentiecasse waarvan de kostengegevens worden gebruikt. Het gekozen systeem wordt nagebootst met behulp van een simulatiesoftware PVsyst om een goed beeld te krijgen van het werkelijk opgewekt vermogen. De software brengt de eigenschappen van de gekozen CIS modules goed in rekening voor de simulatie. Na de simulatie worden de verschillende kosten en baten besproken die in rekening worden gebracht bij de investeringsanalyse voor een residentieel gebouw. Om tot een zinvolle investeringsanalyse voor Vlaanderen te komen worden ook de belangrijkste inputvariabelen besproken waar onzekerheid over bestaat. Deze worden na de investeringsanalyse in de Monte-Carlosimulatie gebruikt om hun invloed op de NCW te berekenen. De investeringsanalyse wijst op een negatieve NCW voor een CIS BIPV systeem in Vlaanderen. De Monte-Carlosimulatie wijst uit dat bij vaste ranges er slechts een kans is van 38,58 % op een positieve NCW. Bij het gebruik van meer realistische ranges geeft de Monte-Carlosimulatie een kans van 94,90 % op een positieve NCW. De mogelijke rendabiliteit ligt hier ook een stuk hoger dan bij de vaste ranges. Indien we de mogelijke grote kost van een BIPV systeem in rekening brengen, daalt deze kans terug tot 75,42 %. De sensitiviteitsanalyse geeft voor de belangrijkste variabelen de effectieve invloed op de NCW weer bij schommelingen in deze variabelen. Ten slotte zal de besproken installatie ook vergeleken worden met een 'Building Applied Photovoltaics' (BAPV) installatie van monokristallijne modules. Deze installatie heeft ongeveer hetzelfde vermogen als de gesimuleerde installatie waardoor we de financiële maatstaven met elkaar kunnen vergelijken. CIS zonnecellen blijken, indien ze niet geïntegreerd worden, reeds rendabel te zijn in Vlaanderen. Bij een positieve evolutie van de belangrijkste variabelen zullen ook 'Building integrated' projecten rendabel worden. De conclusie van de masterproef bevat ook een nuancering van de uitgevoerde economische analyse en gegevens die mogelijk interessant kunnen zijn voor verder onderzoek.

Lijst van gebruikte afkortingen

AC	Alternating current
Al ₂ O ₃	Dialuminiumtrioxide
a-Si	Amorphous silicon
a-Si/m-Si	Amorphous silicon / monocrystalline silicon
BAPV	Building applied photovoltaics
BIPV	Building integrated photovoltaics
BTW	Belastingen op toegevoegde waarde
CBD	Chemical bath depositon
CdTe	Cadmium telluride
CdS	CadmiumSulfide
CIS	Copper indium diselenide
CIGS	Copper indium gallium selenide
CO ₂	Koolstofdioxide
CREG	Commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas
CTE	Coefficient of thermal expansion
Cu	Koper
DC	Direct current
EIA	Energy Information Administration
EPIA	European Photovoltaic Industry Association
G	Gallium
I	Indium
IAM	Incidence angle modifier
IEA	International energy agency
IOV	Interne opbrengstvoet
ITO	Indiumtinoxide
IZO	Indiumzinkoxide
JRC	Joint research centre
MPPT	Maximum power point tracking

NCW	Netto contante waarde
NREL	National renewable energy laboratory
RF	Radio Frequency
TVT	Terugverdiertijd
VTVT	Verdisconteerde terugverdiertijd
Se	Selenium
SLG	Soda-Lime glass
SnO ₂ :F	Fluor gedopeerd tinoxide
STC	Standard test conditions
TCO	Transparent conducting oxide
Polinares	EU Policy on natural resources
Ppm	Parts per million
PWC	PricewaterhouseCoopers
USGS	United states geological survey
VEA	Vlaamse energieagentschap
VREG	Vlaamse regulator van de elektriciteits- en gasmarkt
WTP	Willingness to pay
YUC	Yield unit cost
YUR	Yield unit revenue
ZnO:Al	Aluminium gedopeerd zinkoxide

Lijst van voorvoegsels en eenheden

Voorvoegsels

n = nano = 10^{-9}

μ = micro = 10^{-6}

k = kilo = 10^3

M = mega = 10^6

T = tera = 10^{12}

E = exa = 10^{18}

Eenheden van energie en vermogen

J = Joule
= de SI-eenheid voor energie

Wh = Wattuur
= vermogen van 1 watt per uur
= 3600 J

Wp = Wattlek
= nominaal output vermogen van zonnecellen bij standaard omstandigheden

$^{\circ}$ C = graden Celsius
= Temperatuurschaal

V_{oc} = Open circuit voltage

I_{sc} = Short circuit voltage

Lijst van figuren

Figuur 1: Energieconsumptie in de wereld (quadrijoen Btu), 1990-2035	2
Figuur 2: Verklaring band gap	8
Figuur 3: Hoogste celefficiënties bereikt bij onderzoek voor de verschillende technologieën	10
Figuur 4: Verschillende lagen in een CIGS zonnecel.....	11
Figuur 5: Monolithische celintegratie op een polyimide substraat	17
Figuur 6: Effect hoeveelheid zonnestrallen op stroom en spanning bij constante celtemperatuur	22
Figuur 7: Module efficiëntie bij verschillende irradiatieniveaus.....	23
Figuur 8: Variatie in bruikbaar daglicht gedurende een heldere winterdag.....	24
Figuur 9: Variatie in bruikbaar daglicht gedurende een heldere zomerdag	25
Figuur 10: Variatie in bruikbaar zonlicht per seizoen (Data: mei 1998 tot december 2000).....	26
Figuur 11: Opgewekt vermogen gerelateerd aan radiatieniveau in een dag (12 augustus, 1997).....	27
Figuur 12: Tabel van Hespul	28
Figuur 13: Effect van temperatuur op celkarakteristieken	28
Figuur 14: Effect temperatuur op de stroom en de spanning bij constante zonnestraling.....	29
Figuur 15: Effect van stof op het vermogen van een zonnecel bij verschillende windsnelheden	31
Figuur 16: Efficiëntievermindering module voor verschillende modules	32
Figuur 17: Efficiëntievermindering modules voor verschillende oppervlaktmaterialen	33
Figuur 18: Productieproces CIGS modules	35
Figuur 19: Doorsnede CIGS module	36
Figuur 20: Evolutie jaarlijks geïnstalleerde PV installaties in GWp (1992-2012)	38
Figuur 21: PV marktgroei in Vlaanderen 2006-2020.....	40
Figuur 22: Reëel netgebruik lokale producent (Afname + injectie)	44
Figuur 23: Flexibele CIGS zonnecel.....	48
Figuur 24: Geïntegreerd fotovoltaïsch systeem in Ranst	55
Figuur 25: 'Sensitivity chart' (Vaste ranges).....	73
Figuur 26: 'Sensitivity chart' (Vrije ranges)	76
Figuur 27: 'Sensitivity chart' (Invloed kost BIPV).....	78

Lijst van tabellen

Tabel 1: Steunbedragen voor PV van 1 januari tot 30 juni 2013	42
Tabel 2: Netvergoedingen en distributietarieven van alle Vlaamse netbeheerders	44
Tabel 3: Kosten gesimuleerd fotovoltäisch systeem.....	61
Tabel 4: Verandering in Belgische elektriciteitsprijzen van 2001 tot 2012.....	64
Tabel 5: Discontovoeten in verschillende landen voor residentiële installaties.....	65
Tabel 6: Resterende inputfactoren investeringsanalyse	66
Tabel 7: Effectieve radiatie.....	66
Tabel 8: Opgewekte energie bij STC.....	67
Tabel 9: Opgewekt vermogen na in rekening brengen van verliesfactoren	67
Tabel 10: Basisveronderstellingen investeringsanalyse	69
Tabel 11: Financiële maatstaven basisveronderstelling	69
Tabel 12: Financiële maatstaven zonder integratiekost	70
Tabel 13: Break-even waarde variabelen.....	71
Tabel 14: Variabelen in Monte-carlosimulatie met hun basisveronderstelling en hun vaste ranges... 72	
Tabel 15: Variabelen in Monte-carlosimulatie met hun basisveronderstelling en hun vrije ranges 74	
Tabel 16: Variabelen in Monte-Carlosimulatie met invloed kost BIPV als extra variabele..... 77	
Tabel 17: Sensitiviteitsanalyse met kostprijs installatie en discontovoet..... 79	
Tabel 18: Sensitiviteitsanalyse met kostprijs installatie en verandering in elektriciteitsprijs..... 80	
Tabel 19: Sensitiviteitsanalyse discontovoet en verandering in elektriciteitsprijs	81
Tabel 20: Kostprijs monokristallijn BAPV systeem	82
Tabel 21: Financiële evaluatiemaatstaven BAPV systeem	83
Tabel 22: Rendabiliteit onderzochte fotovoltäische systemen.....	85

Inhoudsopgave

Woord vooraf

Samenvatting

Lijst van gebruikte afkortingen

Lijst van voorvoegsels en eenheden

Lijst van figuren

Lijst van tabellen

Inleiding	1
1. Onderzoeksopzet	5
1.1. Centrale onderzoeksvraag.....	5
1.2. Deelvragen.....	5
2. Literatuurstudie	7
2.1. Efficiëntieverliezen	7
2.2. Celniveau	8
2.2.1. Opbouw CIGS zonnecel	11
2.2.1.1. Glas substraat	11
2.2.1.2. Achtercontact	13
2.2.1.3. Absorptielaag.....	13
2.2.1.4. Bufferlaag	14
2.2.1.5. Vensterlaag.....	15
2.3. Moduleniveau.....	16
2.4. Systeemniveau	19
2.4.1. Werking fotovoltaïsch systeem	19
2.4.2. Omvormer	20
2.4.3. Keuze omvormer	20
2.5. Externe factoren.....	22
2.5.1. Zonnestraling.....	22
2.5.2. Temperatuur.....	28
2.5.3. Stof	31
2.6. Productieproces CIGS	35

2.7.	Marktsituatie en beleidsmaatregelen Vlaanderen	38
2.7.1.	Huidige situatie.....	38
2.7.2.	Situatie Vlaanderen	39
2.7.3.	Netvergoeding.....	43
2.8.	BIPV	46
2.8.1.	Toekomst BIPV	48
3.	Methode.....	49
3.1.	Financiële maatstaven.....	49
3.1.1.	Netto contante waarde	49
3.1.2.	Interne opbrengstvoet	50
3.1.3.	Terugverdientijd	50
3.1.4.	Verdisconteerde terugverdientijd	51
3.1.5.	Break-even waarden en andere evaluatiemaatstaven	51
3.2.	Monte-Carlosimulatie & Sensitiviteitsanalyse	53
4.	Praktijkstudie	55
4.1.	Referentiecase.....	55
4.2.	Simulatie PVsyst	56
4.3.	Kosten en baten fotovoltaïsche systemen	60
4.3.1.	Kosten.....	61
4.3.2.	Bijkomende kosten.....	61
4.3.2.1.	Verzekering.....	61
4.3.2.2.	Onderhouds- & herstelkosten	62
4.3.3.	Baten	62
4.4.	Resterende inputfactoren investeringsanalyse.....	65
4.4.1.	Discontovoet	65
4.4.2.	Andere inputfactoren	66
4.5.	Financiële evaluatiemaatstaven.....	68
4.6.	Resultaat investeringsanalyse	69
4.7.	Monte-Carlosimulatie.....	72
4.7.1.	Vaste ranges	72
4.7.2.	Vrije ranges.....	74
4.7.3.	Invloed kost BIPV.....	76

4.8.	Sensitiviteitsanalyse	79
4.8.1.	Kostprijs installatie en discontovoet	79
4.8.2.	Kostprijs installatie en verandering in elektriciteitsprijs	80
4.8.3.	Discontovoet en verandering in elektriciteitsprijs	80
4.9.	Vergelijking monokristallijn BAPV systeem	82
Besluit	84
	Technische aspecten	84
	Investeringsanalyse	85
	Nuancering economische analyse	86
	Vragen voor verder onderzoek	88

Lijst van geraadpleegde werken

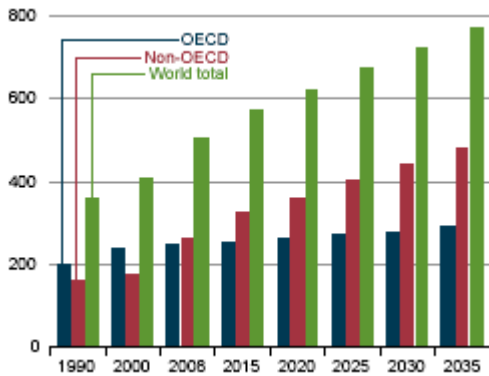
Bijlagen

Inleiding

De laatste jaren is het duidelijk geworden dat het opwekken van hernieuwbare energie steeds belangrijker zal worden. Voor deze verandering zijn er verschillende redenen. Een eerste argument betreft de klimaatverandering die men niet langer in vraag kan stellen. Marques en Fuinhas (2010) beweren dat de klimaatverandering vooral bevestigd wordt door het smelten van de ijskappen. De mogelijke oorzaken voor deze klimaatverandering zijn cyclische fenomenen doorheen de tijd, uitstoot van broeikasgassen door verbranding van fossiele brandstoffen of beiden. Hernieuwbare energie kan hier zijn steentje bijdragen door de vervuilende uitstoot van niet-hernieuwbare energiebronnen tegen te gaan.

Een tweede reden om hernieuwbare energie te gebruiken is dat niet-hernieuwbare energiebronnen uitgeput raken. Shafiee en Topal (2009) voorspellen dat de koolstof reserves beschikbaar zijn tot 2112 en dit de enige fossiele brandstof zal zijn vanaf 2042. Bij de oliereserves spreekt men over de 'peak oil'. Dit is het punt waarop maximale olieproductie wordt bereikt waarna de geproduceerde hoeveelheid alleen nog maar zal afnemen. Dit punt zal waarschijnlijk voor 2030 bereikt worden. Er is zelfs een significant risico dat deze piek voor 2020 gehaald wordt (Sorrell et al., 2010).

Ten derde heeft de wereld te maken met een populatie-explosie waardoor de vraag naar energie nog meer zal stijgen zoals te zien op onderstaande figuur. Hierdoor zullen hernieuwbare energiebronnen nog meer in belang toenemen. De toekomstige energie consumptie is een belangrijke drijfveer voor beslissingen rond toekomstige investeringen in energie. Het is dus zeer belangrijk om toekomstige energie consumptie zo accuraat mogelijk te voorspellen. Chang et al. (2012) vergelijken hun voorspelling met deze van het US Energy Information Administration (EIA) voor 8 landen. Ze geven een alternatieve berekening voor de primaire energieconsumptie in China, de Verenigde Staten, India, Japan, Brazilië, Canada, Zuid-Korea en Mexico. Met primaire energieconsumptie doelt men op het gebruik van energiebronnen in hun oorspronkelijke vorm zoals steenkool, olie, aardgas, uranium, zonne-energie, windenergie en dergelijke. Deze alternatieve berekening maakt gebruik van historische trends van energie-intensiteit. De voorspellingen van het EIA zijn hoger en verschillen significant van de studie voor China, de Verenigde Staten, India, Japan en Mexico. Dit wordt veroorzaakt door de verschillende assumpties in beide studies. Het EIA houdt rekening met de toekomstige structuur van verschillende industrieën en de energie-efficiëntie in elke industrie. Het 'world energy outlook 2012' rapport van het EIA bevestigt een sterke groei in de globale energievraag. Deze zou met meer dan 1/3de stijging in de periode naar 2035. Hierbij zorgt China, India en het Midden-Oosten voor 60 % van de stijging.



Figuur 1: Energieconsumptie in de wereld (quadriljoen Btu), 1990-2035

Bron: www.eia.doe.gov

PWC (Waarom duurzame energie?, 2012) wijst op een vierde reden om over te schakelen naar hernieuwbare energie. Deze energie levert geen afval op dat gedurende lange termijn veilig opgeslagen moet worden, zoals bij het gebruik van kernenergie het geval is. Bovendien zit het gevaar voor de maatschappij niet enkel in het opslaan van nucleair afval, ook bij de productie van kernenergie is er gevaar. Rampen zoals in Fukushima of Tsjernobyl konden in het verleden niet worden voorkomen, ondanks de strenge controles die men doet in deze centrales.

Een laatste reden betreft politiek-economische afhankelijkheid. Slechts een klein aantal landen kan fossiele brandstoffen winnen en verkopen. Zij hebben hierdoor een machtspositie ten opzichte van andere landen, zowel in ontwikkelde landen als in ontwikkelingslanden. Deze kunnen immers niet zonder deze brandstoffen aangezien energie een noodzaak is. Sovacool B. (2012) wijst op een probleem in de ontwikkelingslanden. In deze landen worden gezinnen er toe gedreven om biomassa te gebruiken. Hierdoor spenderen gezinnen 1/5^{de} van hun inkomen aan hout en dergelijke. Door de inefficiënte verbranding wordt de lucht binnenshuis vervuild wat hun gezondheid niet ten goede komt. Vivoda V. (2009) bevestigt dat deze afhankelijkheid ook in de ontwikkelde landen impact heeft. De drie landen die het meeste olie importeren zijn de Verenigde Staten, China en Japan. Deze landen proberen zich te weren tegen deze afhankelijkheid door diversificatie van de geïmporteerde oliebronnen. De drie landen zijn hier succesvol in maar de Verenigde Staten en vooral China moeten blijven opletten voor potentiële verstoringen in de toevoer van olie. Terwijl in Japan de import gedaald is, is deze in Amerika en China blijven stijgen. In China is deze zelfs verviervoudigd in de afgelopen 15 jaar en er wordt verwacht dat de import snel zal blijven groeien. Hernieuwbare energie kan er aan bijdragen om de machtspositie van de olie-exporterende landen te beperken.

In Europa is men reeds bezig met zuiniger en duurzamer omspringen met energie. Zo hebben ze voor zichzelf de 20-20-20 doelstellingen opgelegd die men kan terug vinden in het EU-klimaatplan. De Europese Unie moet tegen 2020 20 % minder CO₂ uitstoten, het energieverbruik moet met 20 % dalen en het aandeel van hernieuwbare energie in het totale energiegebruik moet 20 % bedragen. Voor België betekent dit dat 13 % van de energieconsumptie uit hernieuwbare energiebronnen moet gewonnen worden. In 2010 zaten we slechts aan 4,8 %, dit betekent dat er nog een hele inspanning moet geleverd worden (EU-klimaatplan, 2012).

Uit de verschillende bronnen van hernieuwbare energie is de zon degene met het meeste potentieel zowel in directe (warmte) als indirecte vormen (elektriciteit). De zon verspreidt $3,8 \times 10^{23}$ kW aan energie waarvan ongeveer $1,8 \times 10^{14}$ kW door de aarde, die 150 miljoen km van de zon verwijderd is, wordt onderschept. Hiervan bereikt 60 % het oppervlakte van de aarde doordat een deel wordt gereflecteerd en wordt geabsorbeerd in de atmosfeer. Dit betekent dat de zon de aarde voorziet van $1,08 \times 10^{14}$ kW energie. Als 0,1 % hiervan zou omgezet worden aan een efficiëntie van 10 % kan dit 3000 GW aan energie opleveren. Dit is ongeveer 4 keer meer dan de energie die men in 2009 kon opwekken. De wereld gebruikt ongeveer 450 EJ per jaar aan primaire energie. De totale jaarlijkse zonnestrallen bieden 7500 keer meer aan primaire energie. Deze jaarlijkse zonnestrallen, die ongeveer 3 400 000 EJ aan energie voorzien, bieden heel wat meer energie dan de geschatte niet-hernieuwbare energiebronnen (inclusief fossiele brandstoffen en nucleaire energie). (Thirugnanasambandam M. et al, 2010)

Uit het voorgaande blijkt dat opwekken van elektriciteit uit zonlicht heel wat potentieel heeft. Hiervoor zijn er al heel wat systemen op de markt. Er bestaan ondertussen al 3 generaties van zonnecellen. De eerste generatie zonnepanelen bestond uit silicium kristallijne zonnecellen. Deze vormen nog steeds het grootste gedeelte van de markt. Volgens het EPIA bestaat ongeveer 90 % van de markt uit kristallijne zonnepanelen. Dit komt omdat deze zonnepanelen een hoog rendement hebben dat tussen de 15 en 22 % ligt. (Razykov et al., 2011) De tweede generatie zonnepanelen bestaat uit dunne filmzonnecellen. Deze dunne filmzonnecellen ervaren een snelle ontwikkeling met korte innovatiecycli (Huld et al., 2010). Dit zorgt ervoor dat deze tweede generatie het potentieel heeft om een deel van de markt te veroveren. De derde generatie worden ook wel organische zonnecellen genoemd. De voordelen van deze generatie is dat ze samengesteld kunnen worden uit een goedkope synthese en ze makkelijk vervaardigd kunnen worden. De zonnecellen zouden echter nog te maken hebben met een lage efficiëntie en een korte levensduur door lage stabiliteit. (Powell et al., 2009)

Van de tweede generatie zijn er reeds verschillende dunne filmzonnecellen in Vlaanderen in gebruik voor commerciële doeleinden (EPIA, 2011):

- a-Si
- CdTe
- CIS, CIGS
- a-Si/m-Si

Bij de tweede generatie worden er slechts dunne laagjes van halfgeleiders gebruikt die bevestigd worden op een vast dragermateriaal. Deze generatie is interessant doordat er heel wat minder materiaal voor halfgeleiders gebruikt moet worden. Dit heeft een kostenreductie voor de geproduceerde zonnecellen tot gevolg. Volgens Parida et al. (2011) is momenteel a-Si de populairste dunne filmtechnologie met een ceffeiciëntie van 5 tot 13 %. Deze techniek heeft een absorptiegraad van licht die 40 keer hoger licht dan monokristalijn silicium maar heeft echter last van snelle degradatiegraad. Deze verschilt per productietechniek maar gaat van 22 % tot 45 %. Tyagi et al. (2013) wijzen op een hoge efficiëntie van 15 % bij CdTe zonnecellen. Deze cellen zouden ook lang stabiel blijven. Deze technologie heeft echter te maken met milieuproblemen rond het materiaal cadmium en met een schaarste voor het materiaal tellurium. Volgens Petter en Breivik (2012) hebben de dunne filmtechnologie CIS en CIGS een mogelijke efficiëntie die hoger ligt, namelijk tussen 11 % en 18,7 %. Momenteel is er zelfs al een ceffeiciëntie van 20,4 % vastgesteld voor deze technologie zoals te zien in figuur 3. De meest efficiënte modules die gebruikt worden hebben tot nu toe een efficiëntie van 13 %. Vooral de CIGS gebaseerde zonnecellen zouden het hoogste potentieel tot kostenreductie hebben volgens Parida et al. (2011). Hiervoor zijn wel hoge productievolumes nodig met een hoge processnelheid, voldoende opbrengst en hoge kwaliteit om hoge efficiënties te bereiken.

De verschillende technologieën worden allemaal op een andere manier beïnvloed door verschillende factoren. De invloed van de factoren op CIGS zonnecellen zullen in de masterproef behandeld worden. Zo zijn dunne filmzonnecellen bijvoorbeeld minder gevoelig aan de temperatuur dan de huidige kristallijnen zonnecellen (Huld et al., 2010). Er zijn ook verschillen tussen de dunne filmtechnologieën zelf. Zo wordt er in de studie van Huld et al. bijvoorbeeld aangetoond dat CIGS/CIS zonnecellen minder beïnvloed worden door verschillen in het zonnenspectrum dan amorfe silicium cellen of CdTe-cellen. Deze verschillen zijn belangrijk om te onderzoeken om zo te weten te komen of CIGS zonnecellen het uiteindelijke potentieel hebben om rendabel elektriciteit in Vlaanderen te produceren.

1. Onderzoeksopzet

1.1. Centrale onderzoeksvraag

“Is het rendabel om stroom te produceren met CIGS Building integrated photovoltaics in Vlaanderen voor residentiële installaties?”

Het ultieme doel van deze masterproef is uitzoeken of het rendabel kan zijn om met behulp van CIGS dunne filmzonnecellen, die geïntegreerd zijn in residentiële gebouwen, energie te produceren in Vlaanderen. Om dit zo goed mogelijk te kunnen onderzoeken, is deze centrale onderzoeksvraag opgesplitst in verschillende deelvragen. De oplossing van deze deelvragen zal ons in staat stellen om een techno-economische analyse uit te voeren en zo een antwoord te verkrijgen op deze centrale onderzoeksvraag.

1.2. Deelvragen

1. *“Uit welke materialen bestaat een CIGS zonnecel?”*

De efficiëntie van een zonnecel is voor elke soort verschillend en wordt door verschillende parameters beïnvloed. Om te weten te komen waar de efficiëntieverliezen zitten op celniveau, zal een analyse van de opbouw van een CIGS zonnecel noodzakelijk zijn. Er zijn bovendien verschillende manieren om dergelijke zonnecel te produceren. Dit zorgt ervoor dat de efficiëntie ook afhankelijk is van de gebruikte materialen en het productieproces. De analyse van de materialen is nodig om de efficiëntieverliezen te kunnen begrijpen. De simulatiesoftware PVsyst zal deze efficiëntieverliezen in rekening brengen voor de gesimuleerde installatie.

2. *“Welke externe factoren beïnvloeden de efficiëntie van een zonnecel?”*

Externe factoren zoals weersomstandigheden, de hellingshoek van de installatie en geografische condities beïnvloeden ook de efficiëntie van een zonnecel. Wat is hun invloed op de CIGS zonnecellen? Wat zijn de voor en nadelen van het gebruik van CIGS zonnecellen ten opzichte van andere soorten zonnecellen? De externe factoren zullen ook door de simulatiesoftware in rekening worden gebracht om een zo correct mogelijke analyse te kunnen uitvoeren.

3. *“Met welke andere soorten efficiëntieverliezen hebben fotovoltaïsche systemen te maken?”*

Er vindt niet enkel efficiëntieverlies plaats op celniveau. Ook op module- en systeemniveau komt dit voor. Bij de koppeling van de verschillende cellen tot modules daalt de efficiëntie. Daarnaast zal op systeemniveau ook verlies geleden worden. Voor de omzetting van zonne-energie is er immers een systeem nodig dat voor de uiteindelijk geproduceerde elektriciteit zorgt. Deze verliezen worden eveneens door de simulatiesoftware in rekening gebracht.

4. *“Van welke beleidsmaatregelen in Vlaanderen kan men momenteel gebruik maken bij het installeren van een fotovoltaïsche installatie?”*

Aangezien in Vlaanderen het aantal zonne-uren beperkt is ten opzichte van landen zoals Spanje of Italië is het belangrijk dat men in Vlaanderen kan genieten van de juiste steunmaatregelen. De regering is echter recent begonnen met het afbouwen van deze steunmaatregelen voor fotovoltaïsche systemen. Is het rendabel om met deze steunmaatregelen gebruik te maken van een geïntegreerd CIGS systeem?

5. *“Welke belangrijke aspecten van BIPV kunnen leiden tot investeringen in fotovoltaïsche systemen?”*

BIPV biedt verschillende mogelijkheden om fotovoltaïsche systemen te integreren in gebouwen. Welke voordelen bieden BIPV systemen ten opzichte van BAPV systemen? Er zal bekeken worden of BIPV systemen tot kostenbesparingen kunnen leiden. Ook zal er onderzocht worden of BIPV systemen met andere verliesfactoren te maken hebben dan BAPV systemen. Als laatste wordt er gekeken naar het feit of dunne filmtechnologieën, met name de CIGS technologie, kan bijdragen aan het succes van BIPV.

2. Literatuurstudie

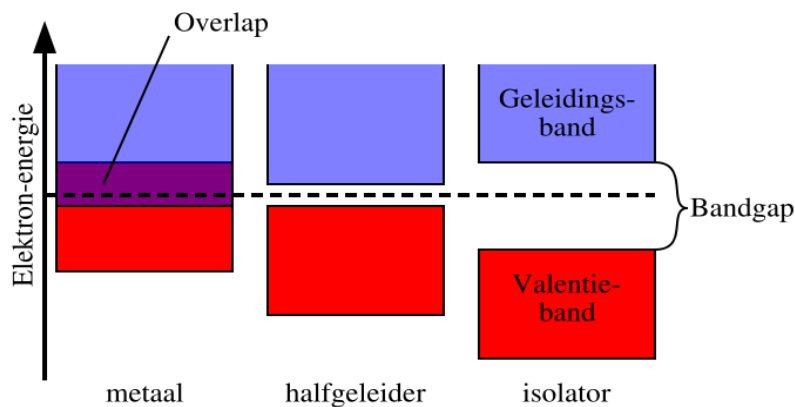
2.1. Efficiëntieverliezen

De energieopbrengst van fotovoltaïsche systemen is van verschillende factoren afhankelijk. Huld et al. (2010) bespreken deze factoren. De belangrijkste factor is de hoeveelheid zonnestralen die het oppervlak van de zonnecellen raken. Deze factor is op zich dan weer afhankelijk van het klimaat. Als deze de enige factoren zouden zijn waarvan de rendabiliteit afhankelijk is, zou men gewoon de beste helling moeten vinden voor de geplaatste zonnecellen. Dit is echter niet het geval en men moet nog met veel andere factoren rekening houden bij het plaatsen van fotovoltaïsche systemen. Zo is ook de temperatuur van de modules belangrijk die op zich dan weer afhankelijk is van een paar andere factoren. Deze zijn de luchttemperatuur, het aantal uren zon, de manier waarop de module geplaatst wordt en de wind. Een BIPV systeem is een bepaalde montagemanier en kan ervoor zorgen dat de efficiëntie van het systeem verschilt ten opzichte van een BAPV systeem. De omzettingsefficiëntie naar energie daalt ook indien er minder zonnestralen of hogere temperaturen in het spel zijn. Nog een belangrijke factor is de reflectie van de module die afhankelijk is van het type module en van de invalshoek van het zonlicht. De reflectie zorgt voor minder inval van licht en heeft dus invloed op de temperatuur van de module en de energie die wordt geproduceerd. Een andere factor die de rendabiliteit beïnvloedt is het zonnenspectrum die dan weer afhankelijk is van meteorologische condities. Gottschalg (2003) heeft hier al onderzoek naar gedaan maar de invloed van de condities worden nog niet goed begrepen. Voor sommige modules verandert de efficiëntie door blootstelling aan licht en is de levensijd van de module ook een belangrijke factor. De blootstelling aan licht kan zowel een positieve als negatieve invloed hebben op de verschillende soorten zonnecellen.

Huld et al. (2010) benadrukken dat de meeste van deze effecten worden beïnvloed door weeromstandigheden die dan weer sterk afhankelijk zijn van geografische condities. In het onderzoek wordt er gefocust op dunne filmzonnecellen. Deze zijn betaalbaar maar hebben echter nog niet zo een hoge efficiëntie ten opzichte van de huidige zonnepanelen. Dunne filmzonnecellen zijn goedkoop omdat ze slechts uit dunne lagen duur materiaal bestaan en op goedkope materialen geplaatst kunnen worden zoals glas, roestvrij staal of plastic. Petter et al. (2012) wijst op het feit dat silicium het meest gebruikte materiaal is voor fotovoltaïsche systemen. Er bestaan verschillende types silicium die gebruikt wordt. De amorfe silicium cellen worden geklasseerd als dunne filmzonnecellen. Hun efficiëntie ligt echter lager dan de andere soorten silicium zonnecellen, namelijk tussen de 4 en 10 %. In de volgende hoofdstukken zal de opbouw van CIGS zonnecellen besproken worden en wordt er besproken waar er juist efficiëntieverliezen voorkomen en wat de invloed is van een aantal belangrijke externe factoren.

2.2. Celniveau

Faraj et al. (2012) wijzen op het grote voordeel van de CIGS-technologie ten opzichte van andere fotovoltaïsche technologieën. Deze bestaat uit een unieke combinatie van verschillende eigenschappen. Deze bestaan uit een hoge absorptiecoëfficiënt, een directe band gap, matige recombinatie snelheden aan de laagoppervlakten en stralingshardheid. De hoge absorptiecoëfficiënt zorgt voor een goede absorptie van het licht. Een band gap wordt direct genoemd als de impuls van de elektronen en de gaten in de conductie- en valentieband gelijk zijn. De impuls is een grootheid die gerelateerd is aan de massa en snelheid van een voorwerp en wordt uitgedrukt in kg.m/s. De impuls is dus het product van de massa van een voorwerp en de snelheid van dat voorwerp. In onderstaande afbeelding worden verschillende bandkloven of 'band gaps' getoond voor isolators, halfgeleiders en geleiders (metalen).



Figuur 2: Verklaring band gap

Bron: <http://www.zonnepanelen-info.nl/zonnecellen/band-gap/>

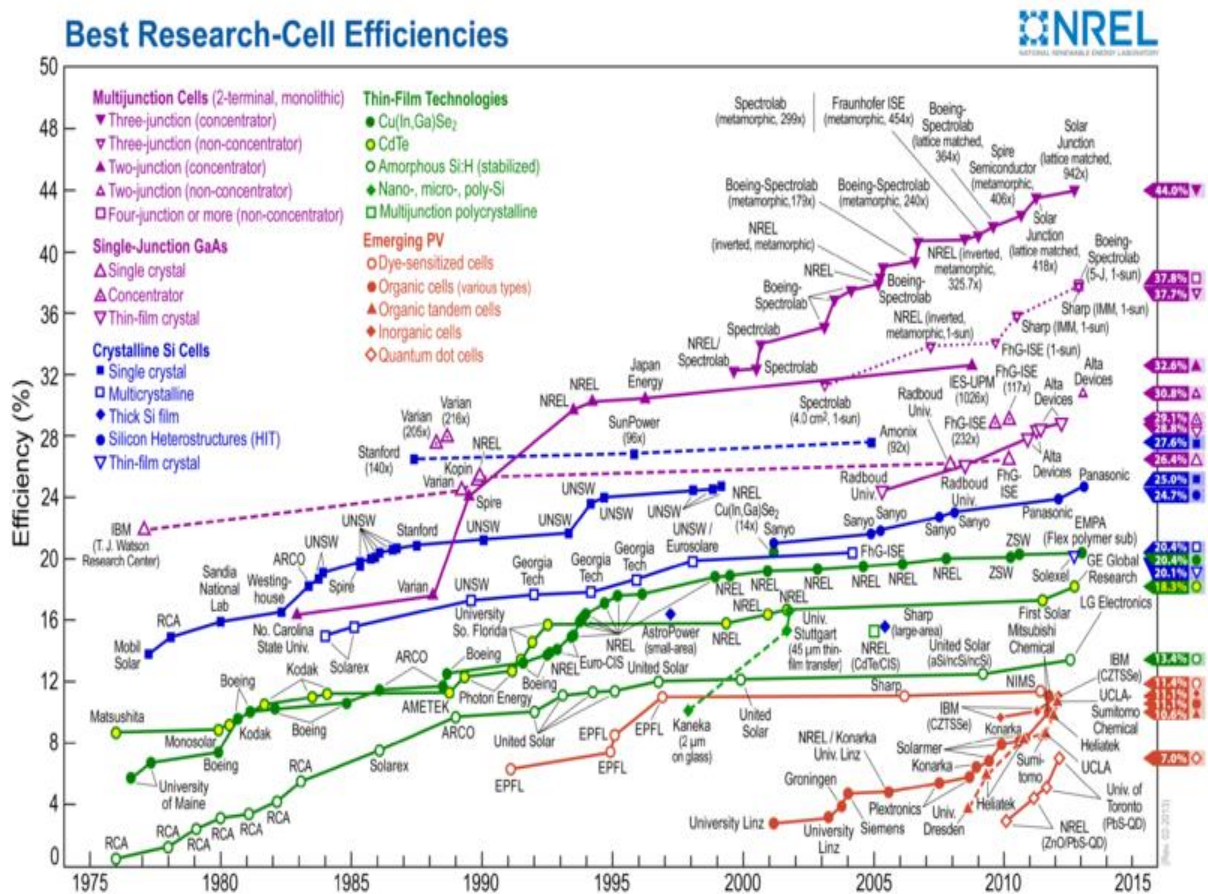
Om zonnecellen te produceren worden halfgeleiders gebruikt zoals te zien op de afbeelding in het midden van de bovenstaande figuur. De band gap is het energieverval tussen de conductieband en de valentieband. Om in de conductieband terecht te komen heeft een elektron energie nodig die groter is dan de band gap (E_g). Deze energie wordt geleverd door de invallende zonnestraling op de zonnecel. Deze zonnestraling bestaat uit lichtdeeltjes, namelijk de fotonen. De fotonen leveren de nodige energie aan het elektron om te immigreren van de valentieband naar de conductieband. De fotonen waarvan de energie groter is dan deze van de band gap wekken uiteindelijk een stroom op. Afhankelijk van de grootte van de band gap worden verschillende spectra van het licht opgevangen. Het groot voordeel van de CIGS zonnecellen, is dat men de band gap kan laten variëren van 1,0 eV tot ongeveer 1,7 eV.

De atomaire compositie kan dus tot meetbare veranderingen leiden in de prestatie van de zonnecel. (Contreras et al., 2006) Zo heeft de grootte van de band gap invloed op de resulterende spanning. Als de grootte van de band gap toeneemt, zal ook de spanning toenemen. Een hogere spanning leidt tot meer vermogen maar een grote band gap brengt ook limieten met zich mee. Het zonlicht met een hoge energie is immers beperkt waardoor er dus minder zonlicht kan worden opgevangen bij een grotere band gap. Bij het ontwikkelen van zonnecellen moet men dus streven naar een optimale band gap die voldoende zonlicht kan opvangen en die een zo hoog mogelijke spanning heeft. Enkel zo kan de opbrengst gemaximaliseerd worden. Contreras et al. (2006) tonen empirisch aan dat een band gap van 1,14 eV voor een maximale prestatie van de zonnecel zorgt mits een bepaalde oriëntatie en samenstelling van de zonnecel. Černivec et al. (2006) besluiten ook dat het belangrijk is om de band gap af te stemmen op de samenstelling van de zonnecel. Zonnepanelen-info (2013) vermelden een ideale band gap van 1,4 eV voor het opvangen van zonlicht. Een mogelijkheid om dit band gap probleem aan te pakken en meerdere delen van het zonnenspectrum te benutten, is het boven elkaar plaatsen van verschillende zonnecellen met een verschillende band gap. Dit worden ook wel tandem zonnecellen genoemd. Een bespreking van deze zonnecellen valt echter buiten deze masterproef.

Petter en Breivik (2012) wijzen er op dat om een BIPV systeem te beoordelen, er rekening moet worden gehouden met verschillende eigenschappen op celniveau. Een eerste eigenschap is de zonnecel-efficiëntie $\eta = P_{max}/(\Phi A)$. In de vergelijking staat Φ voor het aantal zonnestrallen uitgedrukt in W/m^2 , A voor de oppervlakte van de zonnecel en P_{max} voor het maximale vermogen uitgedrukt in watt of Watt-piek (Wp). Ook de open circuit spanning (V_{oc}) en de elektrische stroom die tot kortsluiting leidt (I_{sc}), zijn belangrijke parameters.. Een voorlaatste eigenschap die in rekening moet worden gebracht is de band gap van de zonnecel die reeds besproken werd. Een laatste belangrijke parameter is de kwantumopbrengst (ϕ) die de verhouding weergeeft tussen het aantal foto-elektronen en fotonen.

Sommige eigenschappen, die zullen terug komen bij de invloed van de externe factoren, hebben nog een verdere uitleg nodig. Dit zijn de V_{oc} en de I_{sc} . Deze karakteristieken kunnen begrepen worden indien een zonnecel wordt voorgesteld die is aangesloten op een variabele weerstand. In het elektrisch circuit is ook een spanningsmeter en een stroommeter aangesloten. Deze voorstelling wordt gebruikt in Boyle G. (2004) om deze karakteristieken te verklaren. Bij het instellen van de weerstand op oneindig of als er dus een open circuit wordt gecreëerd, is de stroom over de zonnecel gelijk aan nul. De spanning over de zonnecel is in dit geval maximaal en dit is de V_{oc} . In het andere extreme geval, als de weerstand gelijk is aan nul, is er een kortsluiting in de zonnecel.

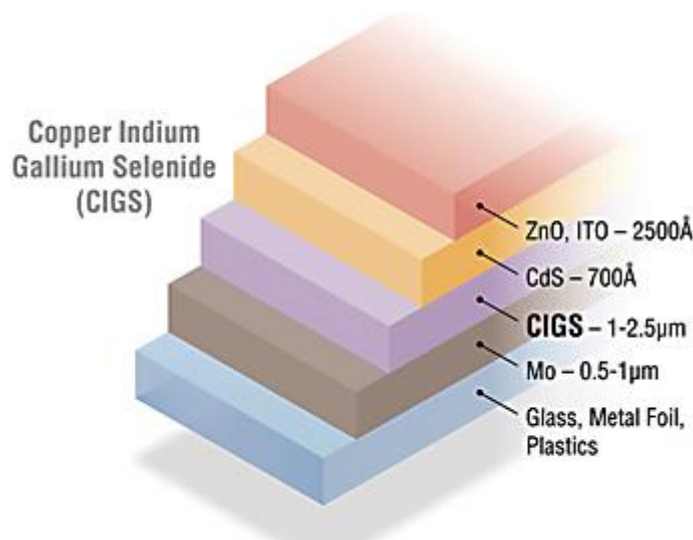
Bij een kortsluiting is de spanning over de zonnecel gelijk aan nul maar is de stroom maximaal. Dit maximum van de stroom door de zonnecel is de I_{SC} . Het verband van deze karakteristieken is terug te vinden in figuur 6 bij de bespreking van de invloed van de externe factor zonnestraling. Het opgewekt vermogen zal dus nul zijn bij het bereiken van de V_{OC} en bij het bereiken van de I_{SC} . Het opgewekt vermogen varieert tussen deze twee karakteristieken. Tussen deze twee punten ligt er een punt waar het opgewekt vermogen maximaal is. Dit wordt bij de simulatie het 'Maximum Power Point' (MPP) genoemd. Externe factoren hebben invloed op deze eigenschappen van de cellen en dus ook op de uiteindelijke modules. Zo zal de I_{SC} sterk afnemen indien de zonnestraling per m^2 verlaagt zoals te zien in figuur 6. Bij het verhogen van de celtemperatuur, verlagen beide karakteristieken (V_{OC} en I_{SC}). De invloed hiervan zal bij de bespreking van externe factoren verder behandeld worden. Om het deel over de efficiëntie op celniveau te beëindigen, wordt er in onderstaande figuur de hoogst bereikte efficiëntie bij onderzoek weergegeven voor elk type van cellen waarbij de dunne filmzonnecellen in het groen op de grafiek zijn afgebeeld.



Figuur 3: Hoogste celefficiënties bereikt bij onderzoek voor de verschillende technologieën
Bron: Koronowski (2013)

Deze grafiek wordt elk jaar door het NREL vernieuwd. Zoals te zien heeft de CIGS technologie de hoogste onderzoeksefficiëntie van de dunne filmzonnecellen, namelijk 20,4 %. Deze efficiëntie neemt echter af bij het produceren van modules. Om te begrijpen hoe de efficiëntie op celniveau beïnvloed wordt, is het belangrijk om de opbouw van een CIGS zonnecel te kennen. Deze opbouw wordt behandeld in het volgende deel.

2.2.1. Opbouw CIGS zonnecel



Figuur 4: Verschillende lagen in een CIGS zonnecel

Bron: <http://www.nrel.gov/pv/thinfilm.html>

Een CIGS of $\text{CuIn}_{1-x}\text{Ga}_x\text{Se}_2$ zonnecel bestaat uit verschillende dunne filmlagen zoals te zien op bovenstaande afbeelding. Deze lagen staan in verbinding met elkaar en hebben elk hun specifieke eigenschap. De bestanddelen van de verschillende lagen kunnen aangepast worden om zo tot betere prestaties te komen bij CIGS zonnecellen. De verschillende lagen zullen elk besproken worden.

2.2.1.1. Glas substraat

Volgens Kessler en Rudmann (2004) zijn er verschillende vereisten waaraan een substraat moet voldoen bij de productie van CIGS zonnecellen. Een eerste vereiste is de vacuüm compatibiliteit. Het bevestigen van andere lagen kan gebeuren met vacuümdepositie. Het is belangrijk dat hierbij het substraat niet ontgast. Deze ontgassing kan plaatsvinden bij depositie van de CIGS-laag waarbij het substraat verhit moet worden. Ontgassing kan zorgen voor verlies van isolatie terwijl dit nodig is om de zonnecel te beschermen. Hiermee gerelateerd is de thermische stabiliteit. Bij het aanbrengen van de absorptielaag bij temperaturen van lager dan 350 °C, vermindert de absorptiekwiteit en verlaagt de efficiëntie van de zonnecel. Voor een hoge efficiëntie moet het substraat kunnen weerstaan aan temperaturen van 500 tot 600 °C.

Nog een eigenschap die in verband staat met temperatuur is de thermische expantiecoëfficiënt (CTE) van het substraat. Deze moet in het bereik liggen van de TCE van CIGS. Anders kunnen er problemen ontstaan met de hechting van de CIGS-laag aan de cel. Een substraat met een lage CTE kan bovendien scheuren veroorzaken in het molybdeen achtercontact. Chemische inertie van het substraat is ook cruciaal. Het substraat zou niet met andere materialen mogen reageren. Zo mag er geen roest optreden tijdens het proces of tijdens het gebruik. In het bijzonder is het belangrijk dat er geen sterke reacties optreden met het selenium bij de depositie van de CIGS-laag. Ook moet men oppassen dat het substraat niet wordt ontbonden bij de depositie van bufferlagen met behulp van waterige oplossingen. Zulke depositiemethode vindt bijvoorbeeld plaats bij de 'chemical bath deposition' methode. Deze methode zal bij het voorbeeld van een productieproces verder besproken worden. Ook mogen onzuiverheden in de substraat niet leiden tot diffusie in de absorptielaag. Deze diffusie is echter wel gewenst bij het gebruik van soda-lime glas (SLG) waarbij Natrium zal diffunderen met de absorptielaag. Natrium zorgt voor verbeterde foto-elektrische eigenschappen. (Chen et al., 2012) Deze eigenschap zal bij het productieproces nog verder besproken worden.

Een substraat moet ook zorgen voor een vochtbarrière. Deze barrière beschermt de lagen in de zonnecel bij langdurig gebruik tegen de invloed van het klimaat. De ondergrond zorgt voor bescherming tegen het binnendringen van waterdamp. Een voorlaatste vereiste van een substraat is dat ze een glad oppervlak nodig hebben. Punten of holtes aan het oppervlak kunnen leiden tot een slechte verbinding tussen het voor- en achtercontact wat de prestatie van de zonnecel niet ten goede komt. Een glad oppervlak maakt het afzetten van diffusiebarrières of isolatielagen ook makkelijker. Ten slotte is een ideale substraat goedkoop, beschikbaar in overvloed, niet zwaar en vereist de productie ervan weinig energie. Deze laatste punten zijn uiteraard afhankelijk van de dikte van het substraat.

SLG blijkt een interessant substraatmateriaal te zijn. Bij het productieproces van Honda werd er echter een andere substraat gebruikt die ook bleek te voldoen aan de eisen. Deze soort wordt verder besproken bij het voorbeeld van een productieproces van CIGS zonnecellen. De glazen substraten kunnen ook zo dun gekozen worden dat het mogelijk is om zeer lichte modules op glas te produceren. Het enige nadeel van deze glazen substraten is dat ze broos en niet flexibel zijn. Hierdoor is het interessant om ook metalen of polymeren als kandidaten voor substraten te overwegen. De hoge temperatuur die nodig is om CIGS zonnecellen te produceren maakt het echter moeilijk om polymeren te gebruiken. Er zijn er echter wel die bruikbaar zijn voor de productie. Zo zijn er polyimides die temperaturen van 400 ° C of meer kunnen weerstaan.

Bij metalen substraten doet er zich een ander probleem voor. Hier moet er een isolatielaag gevormd worden tussen het geleidende substraat en de andere lagen van de zonnecel. Geschikte kandidaten hiervoor zijn SiO_x en Al_2O_3 lagen. Een ander nadeel van deze substraten (polymeren en metaal) is dat ze geen Natrium bevatten. Dit maakt het proces ingewikkelder maar komt echter wel de homogeniteit en dus uiteindelijk ook de reproduceerbaarheid ten goede. Het geselecteerde substraat, de oppervlaktemorfologie en het voorreinigen ervan blijken een belangrijke invloed te hebben op de eigenschappen van de andere lagen en uiteindelijk dus ook op de prestatie van de zonnecel zelf. (Kessler & Rudmann, 2004)

2.2.1.2. Achtercontact

Het achtercontact van een CIGS zonnecel bestaat meestal uit een dun laagje molybdeen op het substraat. Molybdeen bezit belangrijke eigenschappen die nodig zijn om de zonnecel goed te laten presteren. Deze zullen bij het productieproces verder besproken worden. Er zijn echter ook andere stoffen die dienst kunnen doen als achtercontact. Molybdeen is immers niet transparant en het is dus onmogelijk om door deze metalen elektrodenlaag licht door te laten. Een semi-transparante cel heeft echter het potentieel om dienst te doen in bepaalde applicaties zoals zonnepanelen. Om dit mogelijk te maken kunnen er TCO achtercontacten gebruikt worden of 'Transparent Conducting Oxide' achtercontacten. Hierdoor kan er licht door de gehele zonnecelstructuur. De cel prestaties van CIGS zonnecellen met een TCO achtercontact evenaarden ongeveer deze van conventionele cellen met een achtercontact van molybdeen. Hierbij moest wel de temperatuur bij de depositie van de CIGS laag genoeg gehouden worden. Twee van deze mogelijke TCO achtercontacten zijn $\text{SnO}_2:\text{F}$ en ITO. Respectievelijk moet de temperatuur bij het bevestigen van de CIGS laag onder $500\text{ }^\circ\text{C}$ en $520\text{ }^\circ\text{C}$ gehouden worden om een soortgelijke prestatie te verkrijgen als bij het molybdeen achtercontact. De oorzaak van de prestatievermindering van de cel wordt toegewezen aan een verhoogde weerstand door de TCO's. Vooral de vulfactor ondervindt hier last van die besproken zal worden bij het hoofdstuk rond efficiëntieverliezen op modulenniveau. (Nakada, 2005)

2.2.1.3. Absorptielaag

De CIGS laag wordt op het achtercontact geplaatst. De absorptielaag absorbeert invallende fotonen waardoor elektrische stroom zal geproduceerd worden. Enkel fotonen met een energie groter dan de band gap zullen geabsorbeerd worden. De absorptielaag bestaat uit koper, indium, gallium en selenium. Deze materialen worden beschouwd als efficiënte absorptiematerialen. Faraj et al. (2012) wijzen op het grote voordeel van de unieke eigenschappen van deze materialen. Door deze unieke combinatie bezitten de CIGS-zonnecellen een hoge absorptiecoëfficiënt die heel wat hoger ligt dan bij een Si absorptielaag.

Volgens Contreras et al. (2006) kan er experimenteel worden aangetoond dat een optimale atomische compositie bestaat waaruit een maximale prestatie volgt. Vooral het Cu-gehalte en het Ga-gehalte hebben hier invloed op. Het Cu-gehalte zorgt voor afwijkingen in de stoichiometrie waardoor de verhouding tussen de gebruikte stoffen in de chemische reactie verandert. Het Ga-gehalte heeft een directe invloed op de band gap waarde. De ideale atomaire verhouding tussen de verschillende metalen in de CIGS laag is als volgt voor het Cu-gehalte: $0,88 < \text{Cu} / (\text{In} + \text{Ga}) < 0,95$. Voor het Ga-gehalte wordt volgende verhouding aangeraden: $\text{Ga} / (\text{In} + \text{Ga}) \approx 0,3$. Chelvanathan et al. (2010) hebben ondervonden dat de optimale dikte van de absorptielaag tussen 2 en 3 μm ligt.

2.2.1.4. Bufferlaag

CdS of CadmiumSulfide wordt het meeste gebruikt als bufferlaag. Deze laag wordt meestal bevestigd met een techniek genaamd 'Chemical Bath Deposition'. Deze methode zal bij het voorbeeld van een productieproces van CIGS verder besproken worden. De bufferlaag dient als bescherming van de absorptielaag en zorgt ervoor dat deze niet reageert met de vensterlaag. Chelvanathan et al. (2010) kwamen tot een optimale dikte van de CdS-bufferlaag tussen 40 en 50 nm. Ze wijzen ook op verschillende alternatieven als bufferlaag zoals ZnO, ZnS en ZnSe. Shirakata et al. (2009) wijzen op enkele voordelen van de CdS-bufferlaag bevestigd met de CBD-methode. De bufferlaag leidt tot een verbetering van de fotoluminescentie intensiteit waardoor er dus meer fotonen kunnen worden opgevangen in de absorptielaag. Door de bufferlaag diffunderen Cd-atomen in de CIGS laag en vervangen hier Cu-atomen. Hierdoor ontstaan onzuiverheden die zich als donoren gedragen en dus voor positieve ladingen zorgen in de grenslaag CdS/CIGS. Dit zorgt ervoor dat de CIGS-laag niet verder kan reageren met de bufferlaag of de vensterlaag. Het gebruik van een CdS laag heeft niet enkel voordelen. Hariskos et al. (2005) wijzen op vier redenen die het gebruik van een CdS laag afraden. Eerst en vooral houdt het gebruik van Cd milieurisico's in aangezien het een giftige stof is. Het is ook technologisch moeilijk om een methode zoals CBD te integreren in een productieproces waarbij al de andere lagen vacuüm aangebracht worden. Andere bufferlagen hebben bovendien het potentieel om de efficiëntie te verhogen doordat ze stroom kunnen genereren uit lichtstralen met golflengtes tussen 350 en 550 nm. Bovendien is er in sommige landen een verbod op Cd in elektrische en elektronische apparatuur wat voor verkoopproblemen kan zorgen voor CIGS modules waarin Cd is verwerkt. Het is noodzakelijk dat andere buffermaterialen kunnen geïntegreerd worden in productieprocessen en voldoen aan verwachtingen in verband met kostenreductie. Hiervoor is bijvoorbeeld een korte depositietijd of de mogelijkheid om een depositie op grote oppervlaktes uit te voeren belangrijk. De effecten van andere processtappen op de alternatieve buffermaterialen moeten goed begrepen worden. Zo kunnen deze buffermaterialen geoptimaliseerd worden zodat ze efficiënt kunnen aangebracht worden en het rendement van de CIGS modules ten goede komen.

2.2.1.5. Vensterlaag

Sang et al. (2001) wijzen op belangrijke eigenschappen die noodzakelijk zijn voor vensterlagen in CIGS zonnecellen. Deze moeten voldoende transparant zijn en moeten een goed geleidingsvermogen hebben. Materialen die hier meestal voor gebruikt worden zijn TCO's of 'Transparent Conducting Oxides'. De vensterlaag moet voldoende transparant zijn zodat er voldoende licht wordt doorgelaten om geabsorbeerd te worden in de absorptielaag. TCO's zouden ook gebruikt kunnen worden als achtercontacten zoals reeds werd besproken. Om een goed geleidingsvermogen te verkrijgen moeten de weerstandsverliezen zo laag mogelijk gehouden worden. Zo kunnen geproduceerde stromen efficiënt naar het externe circuit geleid worden. TCO's garanderen ook stabiliteit aan de zonnecel wat belangrijk is voor de werking van de zonnecel. Een recente studie van Warasawa et al. (2012) wijst op de voordelen van een IZO vensterlaag ten opzichte van de conventionele Ga-gedopeerde ZnO vensterlaag. De elektrische eigenschappen van IZO zijn onafhankelijk van de laagdikte. De IZO vensterlaag heeft ook een hogere elektronen mobiliteit en heeft een lagere weerstand. Er zijn verschillende methoden om deze laag aan te brengen. Zo is er de RF of DC sputtering techniek. De DC sputter techniek zal verklaard worden bij het besproken productieproces. RF staat voor radio frequency. Er wordt net als bij DC sputteren gebruik gemaakt van energetische golven door een inert gas om positieve ionen te creëren die zo aangebracht worden op de andere lagen. RF sputteren verschilt van DC sputteren door het gebruik van een andere potentiaalverschil, een andere systeemdruk, een ander sputterpatroon en door het type materiaal waarop de laag wordt aangebracht. Een derde methode is de chemische dampdepositie. Hierbij wordt het laagje aangebracht door het materiaal te laten opdampen. Nog een andere techniek is de gepulste laserdepositie. Hier wordt een laserstraal gebruikt in een vacuümkamer om het materiaal te raken dat moet worden aangebracht. Door de laserstraal wordt het materiaal ook in damptoestand aangebracht. De sputtermethodes worden gebruikt om modules economisch op grote schaal te produceren. Hierbij kan de dikte en het doperen goed gecontroleerd worden. Verwarming van de substraat tijdens het depositieproces is een belangrijke factor die in rekening moet worden gebracht aangezien dit zorgt voor lage weerstanden in de TCO laag. Doperen zorgt ook voor verlaging van de weerstand en voor een verhoging van de ladingsdichtheid. Het doperingsproces beïnvloedt echter wel de optische transparantie in de 'NIR' regio of de 'near-infrared region' wat het opvangen van dit zonnespectrum niet ten goede komt. Warasawa et al. (2012) besluiten dat het gebruik van IZO als vensterlaag verwacht wordt de efficiëntie van CIGS-zonnecellen te verhogen.

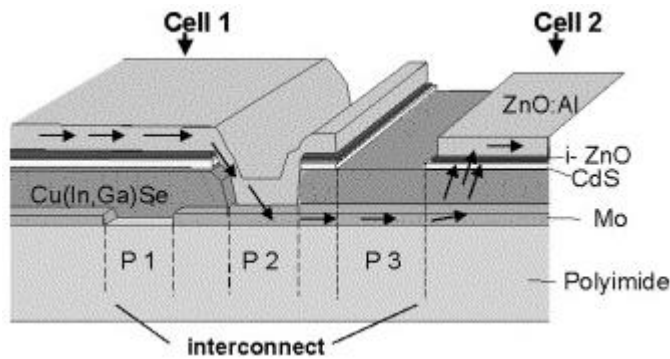
2.3. Moduleniveau

Idealiter zouden alle modules voor hetzelfde rendement moeten zorgen zodat het volledige vermogen van het fotovoltaïsche systeem de som is van de opbrengst van de verschillende modules. Dit is echter niet het geval aangezien er verschillen kunnen bestaan tussen de modules in het systeem. Deze verschillen in het systeem zullen verder besproken worden bij het systeemniveau. De efficiëntie van de modules wordt voornamelijk beïnvloed bij de productie en door klimaatfactoren. De belangrijkste factoren zijn de zonnestraling, de vulfactor en de temperatuur van de module bij het produceren van stroom. Een hoge hoeveelheid zonnestraling zorgt voor meer fotonen die de module bereiken. Door het grotere aantal fotonen dat de module bereikt, worden er meer gaten gevormd. Hierdoor zal er meer stroom opgewekt kunnen worden in de fotovoltaïsche cellen. Het elektrisch vermogen van de module wordt ook beïnvloed door de vulfactor van fotovoltaïsche cellen in de absorptielaag. Een hogere vulfactor zorgt dus voor extra elektrisch vermogen voor een bepaalde oppervlakte. De verhoogde vulfactor zorgt echter wel voor een verhoogde temperatuur van de module. Hierdoor vermindert de efficiëntie van de module. Hogere celtemperaturen hebben nochtans tot gevolg dat de stroom lichtjes toeneemt. De significante daling in de spanning, ook veroorzaakt door hogere celtemperaturen, zorgt er echter voor dat dit positief effect teniet gedaan wordt. (Kumar & Rosen, 2011)

Aangezien de productie een belangrijke factor is voor efficiëntieverliezen is het belangrijk om te weten hoe modules worden ontwikkeld en hoe de cellen aan elkaar worden gekoppeld. Er wordt gebruik gemaakt van 'patterning' technieken. Bij het productieproces dat besproken zal worden, worden de cellen bevestigd op een glazen substraat. Kessler en Rudmann (2004) bespreken het gebruik van flexibele substraten zoals polyimide in plaats van glazen substraten. Voor glassubstraten worden drie stappen uitgevoerd bij ZSW (Zentrum fuer Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung):

1. 'Patterning' of het aanbrengen van een patroon op het molybdeen achtercontact. (P 1) Dit patroon definieert het aantal cellen, de breedte van de cellen en het celoppervlak.
2. Mechanisch verwijderen of wegkrassen van de CIGS absorptielaag en bufferlaag. (P 2) Zo wordt er een verbinding gemaakt tussen het ZnO-voorcontact van de naburige cel met het Mo-achtercontact van de gepatroneerde cel.
3. Scheiden van de individuele cellen na het aanbrengen van het geleidende en transparante ZnO vensterlaag. (P 3) Deze transparante vensterlaag wordt ook mechanisch weggehaald.

Op onderstaande figuur is dit proces uitgevoerd op een polyimide substraat.



Figuur 5: Monolithische celintegratie op een polyimide substraat
Bron: Kessler en Rudmann (2004)

Dit proces wordt ook wel monolithische celintegratie genoemd. Via dit proces worden de verschillende kleine cellen met elkaar in verbinding gebracht. De techniek die bij glassubstraten gebruikt wordt, zoals hierboven beschreven, vereist aanpassingen wanneer flexibele substraten gebruikt worden. Dunne polyimidelagen of metaalfolies zijn moeilijk te behandelen met mechanisch gereedschap zonder het zachte polymeeroppervlak of het gevoelige di-elektrische isolatielaagje bij metaalfolies te beschadigen. Gladde en harde glassubstraten hebben hier geen problemen mee maar bij de gevoeligere substraten zouden de laagjes zo selectief mogelijk moeten worden verwijderd. Er zou dus zo weinig mogelijk contact moeten zijn bij het proces met de gevoelige substraten.

De eerste stap waarbij het patroon in de substraat wordt aangebracht met een laser werkte goed voor verschillende types van polyimide substraten met diktes van 7,5 μm tot 50 μm . Deze methode faalde echter voor metaalfolies. De moeilijkheid hierin is om de laserintensiteit juist in te stellen zodat enkel een deel van het Mo-laagje wordt verwijderd en de di-elektrische laag niet beschadigd wordt. Hierdoor werden door het ZSW fotolithografische technieken onderzocht die in principe het chemisch en selectief behandelen van alle lagen toestaat. Een bespreking van deze techniek valt buiten deze masterproef maar is wel succesvol in het productieproces van modules met polyimide en metaalfoliesubstraten.

Zoals eerder vermeld is de vulfactor ook belangrijk voor de efficiëntie op moduleniveau. Het is een maat voor de kwaliteit van de panelen en kan als volgt berekend worden: $FF = P_{max} / (V_{oc} * I_{sc})$. FF staat hier voor fill factor. De prestaties van de modules verhogen als deze vulfactor verhoogt. Dit kan gebeuren door het 'light soaking' effect. Dit effect zal ook in rekening worden genomen bij de simulatie in PVsyst. Dit effect heeft een positieve invloed op de efficiëntie van CIGS/CIS modules. De elektrische eigenschappen van dunne filmmodules vertonen metastabiel gedrag wanneer ze blootgesteld worden aan licht. Zo verhoogt de FF, de V_{oc} en het MPP. De grote van deze veranderingen verschillen van technologie tot technologie.

Novalin et al. (2013) wijzen er op dat het effect voor CdTe dunne filmzonnecellen het grootste is. Het verschil tussen de dunne filmtechnologieën (CdTe en CIGS) betreft echter de V_{OC} . CdTe zonnecellen vertonen een significante stijging in zowel de FF en de V_{OC} . CIGS zonnecellen vertonen enkel een stijging in de FF wat een positief effect heeft op de prestaties van de technologie. Verschillen in het metastabiel gedrag werden ook vastgesteld voor de relaxatie tijden in het duister waarbij de karakteristieken terug vallen naar hun oorspronkelijke waarden. Hier zit nu juist het voordeel voor de CIGS technologie. Terwijl de besproken karakteristieken reeds na enkele uren terug keren naar hun oorspronkelijke waarde, duurt dit voor CIGS modules enkele weken. Het onderzoek van Novalin et al. (2013) toont aan dat deze effecten zich niet enkel voor doen op celniveau maar ook op modulenniveau. Het 'light soaking' effect zou bij 1000 W/m^2 niet hetzelfde resultaat hebben als bij lagere radiatieniveaus. In de studie werd gewerkt met 50 W/m^2 als laag radiatieniveau. Er zijn wel indicaties dat de verbetering in de karakteristieken sneller zouden gebeuren bij een hoog radiatieniveau. Er zouden dan echter wel risico's zijn op tegeneffecten die zorgen voor een daling in de karakteristieken van de modules. De studie besluit dat de effecten op de modules zeer dynamisch kunnen zijn en dat het 'light soaking' effect en het gedrag van de modules nog niet volledig begrepen wordt. Een studie van Igalson et al. (2007) bespreekt de metastabiliteit van CIGS zonnecellen met behulp van defecten en de relaxatie van de zonnecellen. Deze studie heeft het echter niet over de prestaties van de zonnecellen, enkel over het effect op de elektrische karakteristieken. Een verdere bespreking van deze elektrische karakteristieken maakt geen onderdeel uit van deze masterproef maar zou wel interessant zijn aangezien dit 'light soaking' effect een belangrijk voordeel kan zijn voor de CIGS/CIS technologie op de fotovoltaïsche markt.

2.4. Systeemniveau

Door het aaneenschakelen van de verschillende modules is het opgewekt vermogen door het volledige fotovoltaïsche systeem niet gelijk aan de som van het opgewekt vermogen van de modules afzonderlijk. Dit komt doordat er verschillen bestaan tussen de modules gebruikt in een systeem die reeds bij het moduleniveau besproken werden. In een rapport van IEA-PVPS (2000) worden de oorzaken voor de lagere efficiëntie op systeemniveau gegeven. Deze worden ook aangehaald in een studie van Román et al. (2008). Er kunnen bijvoorbeeld ladingsverschillen optreden die de prestaties verminderen. Dit wordt in de meeste fotovoltaïsche systemen verhinderd door een MPPT of “Maximum Power Point Tracking”. Dit systeem zit in de meeste omvormers ingebouwd en wordt bij de keuze van de omvormer verder besproken. Jammer genoeg kan ook deze MPPT tot verliezen leiden. Verder kan ook schaduw en stof op het systeem tot slechtere prestaties leiden en kan een omvormer ook efficiëntieverliezen veroorzaken. Een groot deel van de verliezen wordt toegeschreven aan een verkeerde verbinding of aaneenschakeling van modules. Zo kan de helling of de oriëntatiehoek verschillen van module tot module. Ook de temperatuur per module kan verschillen wat gevolgen heeft voor het uiteindelijk opgewekt vermogen. Bij het productieproces kan er ook reeds iets misgelopen zijn waardoor de I-V karakteristieken kunnen verschillen. Deze verliezen worden nog erger bij complexe configuraties wat meestal het geval is bij BIPV systemen. Hier treden grote verschillen op wat betreft irradiatie door de verschillende oriëntatie of hellingshoeken van de modules. De complexiteit zorgt ook voor een probleem in onderhoud aangezien een faling in een module, geplaatst op bijvoorbeeld een grote gevel, moeilijker op te sporen is. De laatste jaren is er heel wat onderzoek gebeurd om oplossingen te zoeken die deze efficiëntieverliezen kunnen verminderen. Om te begrijpen hoe een fotovoltaïsch systeem juist werkt zal een dergelijk systeem, dat is aangesloten op het netwerk, besproken worden.

2.4.1. Werking fotovoltaïsch systeem

Een fotovoltaïsch systeem bestaat uit verschillende componenten. In bijlage 1 wordt de opstelling van dergelijk systeem weergegeven. De opgevangen stroom uit het zonlicht wordt via een omvormer omgezet van DC-stroom naar AC-stroom. Vanuit de omvormer gaat de stroom naar de groene stroomteller die het opgewekte vermogen van de zonnecellen weergeeft. Dit vermogen hebt u nodig om groenestroomcertificaten te verkrijgen. Deze teller is vervolgens aangesloten op de zekeringskast die verbonden is met de elektriciteitsinstallatie in het huis en de kWh-meter van de stroomleverancier. Deze meter is een terugdraaiende teller die terug draait als de geproduceerde stroom niet volledig wordt gebruikt in het huis.

De niet gebruikte stroom wordt dan via deze meter geleverd aan het elektriciteitsnet van de stroomleverancier. Het is ook via deze meter dat uw installatie aangesloten is op het distributienet. (Eco-volution, 2012)

2.4.2. Omvormer

De omvormer speelt een zeer belangrijke rol in het systeem. Het zorgt, buiten het omzetten van de gelijkstroom in wisselstroom, ook voor kwaliteitsbewaking en beveiliging van de stroomlevering aan het elektriciteitsnet. Volgens een studie van ODE Vlaanderen is het omzettingsrendement zelfs bij kleine vermogens hoog en bedraagt het minstens 90 % op jaarbasis. De plaatsing ervan zou zo dicht mogelijk bij de elektriciteitskast moeten gebeuren. Er zijn drie mogelijke omvormers voor netgekoppelde systemen. Er is de centrale omvormer waarop alle ketens van PV-panelen zijn aangesloten. De serie-omvormer wordt per keten, van PV-panelen in serie, geplaatst. Deze omvormers worden vervolgens gekoppeld aan het netwerk. Een andere soort is de paneel-omvormer. Hier wordt de gelijkstroom voor elk afzonderlijk paneel in wisselstroom omgezet door een mini-omvormer. Omvormers hebben verschillende vermogens. In West-Europese landen is het aanbevolen om het vermogen van de omvormer lager te kiezen dan het totale vermogen van de PV-panelen. De regel hierbij is dat het gelijkstroomvermogen van de omvormer 20 % lager mag liggen. Voor een klein PV-systeem volstaat meestal één omvormer die bijvoorbeeld een vermogen heeft van 2000 watt voor een PV-systeem van 2,4 kWp. (Bouwen met fotovoltaïsche zonne-energie, 2004) Yamegueu et al. (2013) bespreken ook het belang van de omvormer in het systeem. De omvorming van de DC stroom naar een AC stroom is essentieel zodat de installatie kan aangesloten en gesynchroniseerd worden met het distributienet. Ze benadrukken dat de omvormer de kwaliteit van de stroom nog mag laten dalen. Ook de waarde van de MPPT van de omvormer moet juist gekozen worden aangezien de installatie anders te maken zal hebben met productieverliezen. De MPPT, zoals eerder besproken, is een elektrisch circuit dat wordt geassocieerd met een interactieve omvormer die continu het DC vermogen aanpast aan het maximale vermogen dat beschikbaar is uit de fotovoltaïsche modules.

2.4.3. Keuze omvormer

Volgens SMA Solar Technology (2012) moet er met verschillende aspecten rekening worden gehouden bij het uitkiezen van de juiste omvormer voor een fotovoltaïsche installatie. De gebruikte omvormer in de analyse is van het bedrijf SMA. Bij de keuze moet er rekening worden gehouden met het type paneel dat wordt gebruikt. Ook uw elektrische aansluiting, de oriëntatie en de hellingshoek van de installatie zijn van belang om de omvormer optimaal te kunnen benutten. Uiteraard moet er ook rekening worden gehouden met het vermogen dat er geplaatst wordt.

Wat de elektrische aansluiting betreft, wordt er in de meeste gebieden een maximum van 5 kW opgelegd voor het vermogen van de omvormer aangesloten op één fase. In een fase wordt er elektriciteit aangevoerd. Dit gebeurt via een fasedraad. Indien er meer vermogen geplaatst wordt, moet dit verdeeld worden over meerdere fasen met een maximaal faseverschil van 20 Ampère. Als men dit gegeven in rekening brengt voor een normale netspanning van 230 V, komt dit neer op een maximaal verschil in vermogen van 4 600 W (230 V X 20 A). Indien er geen nulgeleider aanwezig is in het netwerk, is het belangrijk dat er nog een transformator voorzien wordt in de omvormer. Bij de investeringsanalyses nemen we aan dat er een nulgeleider aanwezig is en wordt er gebruik gemaakt van meerdere fasen. De meeste panelen kunnen met elk type van omvormer gebruikt worden. Voor sommige panelen is echter wel een transformator nodig in de omvormer. Indien dit het geval is moet dit duidelijk worden aangegeven door de producent van de panelen. Een ander belangrijk gegeven is het vermogen van de omvormer. Doordat er in de Benelux slechts zelden het werkelijk vermogen (Wp) van uw panelen wordt geproduceerd, kiest men vaak een omvormer die kleiner is dan het piekvermogen van de panelen. Een omvormer is efficiënter als deze voldoende hoog wordt belast. Een onderdimensionering zorgt uiteindelijk voor een grotere opbrengst. Vaak wordt het ingangsvermogen (DC zijde) rond 90 % van het piekvermogen van de panelen gekozen. Dit is het geval bij een ideale oriëntatie en hellingshoek. Dit percentage kan nog verlaagd worden indien de panelen geen hellingshoek van 35 ° hebben of de oriëntatie niet pal naar het zuiden is gericht. Dit percentage wordt ook wel de 'Power Ratio' genoemd. Deze wordt als volgt berekend:

$$\text{Power ratio} = \text{ingangsvermogen omvormer (DC zijde)} / \text{piekvermogen panelen}$$

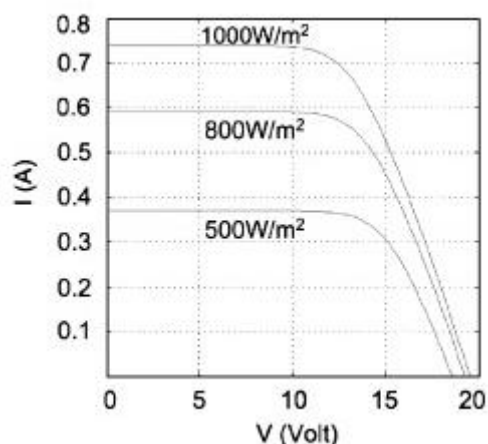
Toch kunnen er momenten voorkomen waarop uw panelen meer vermogen produceren dan wat de omvormer aankan. Deze momenten zijn echter schaars in de Benelux. Als dit toch het geval zou zijn, zal de MPP spanning (Maximum Power Point) over de panelen worden aangepast door de omvormer. Hierdoor zal het geproduceerd vermogen niet hoger liggen dan het maximale ingangsvermogen van de omvormer. Een overschot aan energie zal niet moeten worden afgevoerd. De omvormer zal dus geen schade oplopen bij een milde onderdimensionering in de Benelux. In andere regio's zullen andere richtlijnen gehanteerd worden. De juiste dimensionering is afhankelijk van de instraling en de temperatuur. (SMA Solar Technology, 2012) SMA Solar Technology biedt een software aan (Sunny Design) die gebruikt kan worden voor het berekenen van de ideale dimensionering van omvormers. Er wordt rekening gehouden met de oriëntatie van het systeem en de hellingshoek. De software geeft vervolgens de beste keuze gebaseerd op de verwachte opbrengst van de omvormer. Dit programma zal gebruikt worden om de BAPV analyse te ondersteunen. Andere systeemverliezen die nog in rekening worden gebracht, worden besproken bij de simulatie van het BIPV systeem.

2.5. Externe factoren

Tyagi et al. (2013) bespreken drie externe factoren die het meeste invloed hebben op de efficiëntie van zonnecellen. De eerste factor is de hoeveelheid zonnestraling. Een tweede factor is de invloed van de temperatuur op de prestatie van de zonnecellen. De laatste factor is het effect van stof dat terecht komt op de zonnecellen.

2.5.1. Zonnestraling

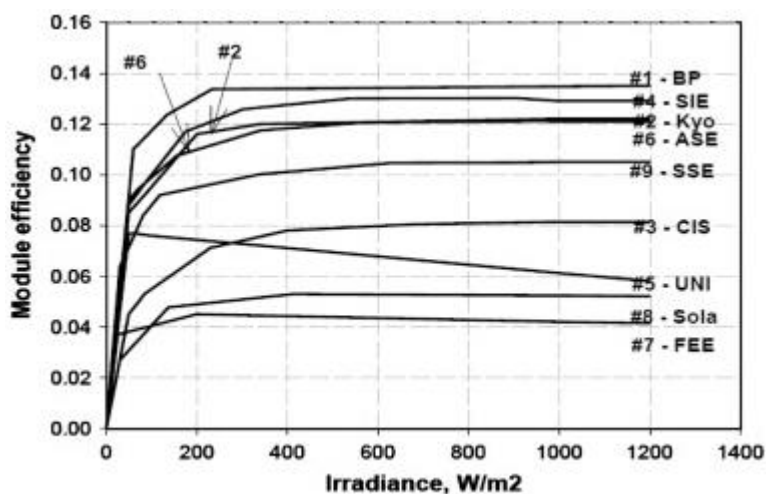
Koutroulis et al. (2009) wijzen op het belang van de hoeveelheid zonnestraling per m^2 . Als de zonnestraling verhoogt, verhoogt de efficiëntie van een fotovoltaïsche module ook door het hogere aantal fotonen die de module bereiken. Er kunnen meerdere elektron-gaten paren gevormd worden door de extra zonnestralen waardoor er meer stroom wordt geproduceerd. (Kumar & Rosen, 2011) In onderstaande grafiek wordt het effect van verhoogde zonnestraling op de stroom en spanning weergegeven bij constante celtemperatuur.



Figuur 6: Effect hoeveelheid zonnestralen op stroom en spanning bij constante celtemperatuur
Bron: Koutroulis et al. (2009)

Eikelboom en Jansen (2000) hebben in een studie een test uitgevoerd op negen verschillende fotovoltaïsche modules van verschillende producenten. Hierbij zat reeds een CIS-module van Siemens. De andere acht modules waren van Solarex en Siemens (Monokristallijn), Kyocera en Shell (Polykristallijn), United Solar System, Free Energy Europe en BP Solarex (Amorf) en ASE (EFG Si Sheet). De laatste is een Si-module die op een specifieke manier werd geproduceerd. Zo is er een direct contact tussen de laag silicium en de matrijs bij het productieproces en wordt er met hoge thermische spanningen gewerkt bij de productie. De modules werden zowel binnen als buiten getest.

Na de blootstelling aan een externe omgeving bleken de CIS-module en de amorfe silicium modules onderhevig te zijn aan een sterke degradatie van het maximaal vermogen bij standaard test condities. De monokristallijne modules vertoonden geen degradatie en de polykristallijne vertoonden slechts kleine veranderingen in hun stroom-spanning karakteristieken. In de module van ASE kon men de veranderingen als verwaarloosbaar beschouwen. Een interessant besluit van de studie was het gegeven dat dunne filmmodules beter presteren bij een lager niveau van zonnestraling. (Tyagi et al., 2013) Dit maakt het gebruik van dunne filmtechnologieën in gebieden waar minder zonnestraling is, zoals België, interessant. In onderstaande grafiek worden de verschillende efficiëntieniveaus van de modules weergegeven bij variërende irradiatie.



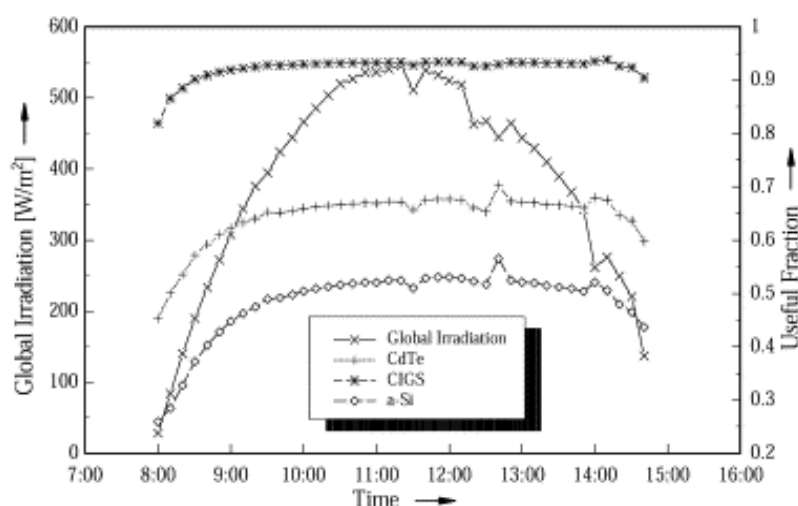
Figuur 7: Module efficiëntie bij verschillende irradiatieniveaus
 Bron: Eikelboom en Jansen (2000)

Vanaf een bepaald irradiatieniveau blijft de efficiëntie van de verschillende module ongeveer constant. De efficiëntieniveaus liggen hier wel een stuk lager dan de niveaus op dit moment. Zoals reeds aangehaald in de inleiding heeft CIS modules een efficiëntie van 13 % bereikt. Dit is 5 % hoger als de bestudeerde CIS-module in 2000.

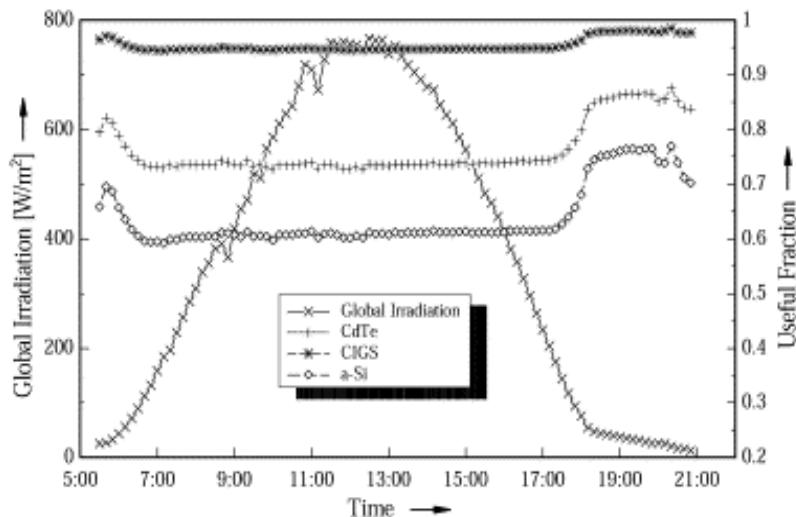
De variatie in het zonnenspectrum kan ook van belang zijn voor zonnecellen. Gottschalg et al. (2003) hebben het effect van de variatie in het zonnenspectrum experimenteel onderzocht voor dunne filmzonnecellen in het Verenigd Koninkrijk. Er werden drie verschillende dunne filmtechnologieën onderzocht, namelijk amorf silicium, CdTe en CIS. Doordat dunne filmmodules een verschillende band gap hebben dan standaard kristallijn silicium modules reageren ze anders op het zonnenspectrum. De verschillende technologieën bezitten alle drie een andere bovengrens voor golflengtes van bruikbare zonnestralen.

CIGS heeft een bovengrens van 1360 nm, CdTe 900 nm, a-Si 780 nm en c-Si 1100 nm. Voor de a-Si technologieën gaat het hier over enkele juncties en geen meervoudige juncties. Meervoudige juncties konden niet gemodelleerd worden met het gebruikte model in de studie. Het zonnenspectrum wordt beïnvloed door de luchtmassa en het weer. De invloed van het weer wordt voornamelijk veroorzaakt door bewolking of de klaarheidsindex. Deze bewolking kan een grote invloed hebben op de bruikbaarheid van het zonlicht. Deze klaarheidsindex is niet volledig afhankelijk van de luchtmassa. Een hogere luchtmassa zorgt namelijk voor een lagere klaarheid. Dit komt door een hogere absorptie van het licht in de atmosfeer. De studie toont aan dat de fractie bruikbaar licht door het seizoen en het tijdstip van de dag wordt beïnvloed. Zo zal de luchtmassa hoger zijn in de winter en ook vroeg of laat op de dag. Een dik wolkendek werkt als een filter van infrarood licht. De studie wijst nochtans uit dat metingen met bewolking, leiden tot een grotere fractie van bruikbaar licht maar dat de totale zonnestraling wel aanzienlijk daalt. In de maand december van 1999 verschilt de bruikbare fractie niet aanzienlijk veel maar verschilt de totale irradiatie per dag wel aanzienlijk. Zo werd er op een bepaalde dag slechts een globaal maximum van 45 W/m^2 gehaald. Op een zonnigere dag werd er daarentegen een globaal maximum van 600 W/m^2 gehaald.

De variatie in het bruikbaar licht, veroorzaakt door de luchtmassa, verschilt van de lineaire relatie die gevonden werd in Israël door Berman et al. (1999). Het verschil wordt toegewezen aan andere klimatologische omstandigheden. In onderstaande grafieken wordt de variatie getoond in bruikbaar licht ten opzichte van de totale radiatie voor de verschillende zonnecellen in de winter en de zomer. In beide grafieken wordt de globale radiatie geplot op een bepaald tijdstip van de dag. De bruikbare fractie zonlicht voor de verschillende technologieën wordt vergeleken met deze globale irradiatie.



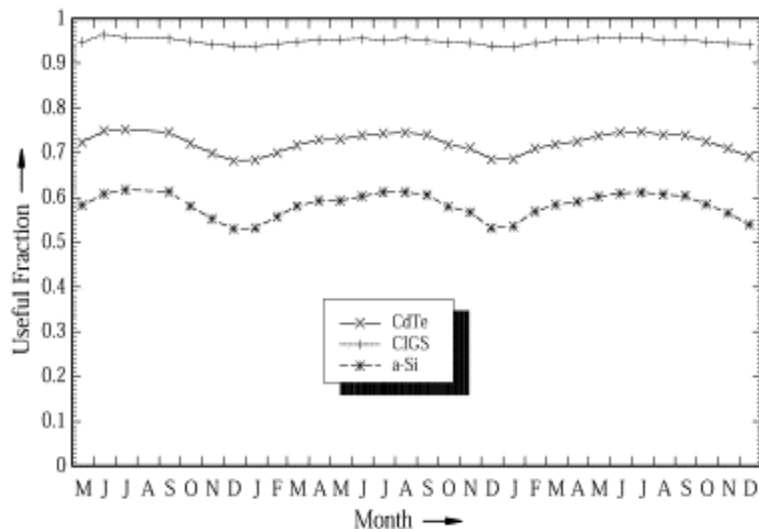
Figuur 8: Variatie in bruikbaar daglicht gedurende een heldere winterdag
Bron: Gottschalg et al. (2003)



Figuur 9: Variatie in bruikbaar daglicht gedurende een heldere zomerdag
Bron: Gottschalg et al. (2003)

Zowel in de winter als in de zomer is het opmerkelijk hoe hoog de CIGS zonnecellen scoren. De technologie kan 80 % van het zonlicht gebruiken. In de zomer daalt deze bruikbare fractie zelfs niet onder 90 %. Een interessant effect voor de drie types is te zien in de grafiek van een heldere zomerdag. De bruikbare irradiatie daalt rond 6u 30 's morgens en stijgt opnieuw rond 18u 30 in de avond. Deze tijden vallen samen met het moment waarop de samenstelling van de zonnestraling verandert. Rond 6u 30 komt de directe straling van de zon bij de globale irradiatie. Deze straling valt 's avonds rond 18u 30 weg waardoor de bruikbare fractie van het zonlicht opnieuw stijgt. Het wegvallen van deze straling heeft echter ook een negatief effect. De totale straling neemt hierdoor sterk af waardoor de energieproductie ook sterk vermindert. Dit ondanks de positieve stijging in de bruikbare fractie van het zonlicht.

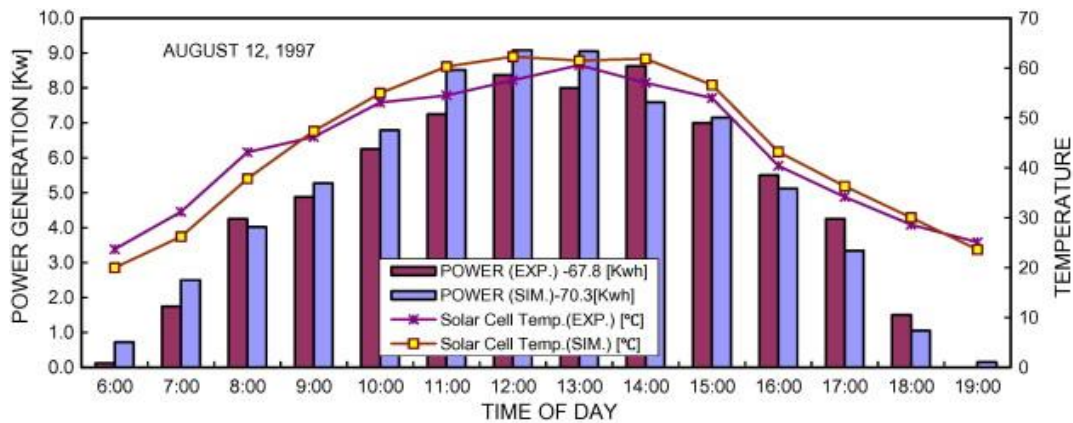
Uiteindelijk werd er in de studie van Gottschalg et al. (2003) ook nog het jaarlijks effect op dunne filmzonnecellen onderzocht rekening houdend met het gehele spectrum. Zo kon men de variatie van het bruikbare zonlicht per seizoen in kaart brengen. In onderstaande figuur is te zien dat het spectrale effect op CIGS zonnecellen verwaarloosbaar is en dat het effect het sterkst is voor a-Si zonnecellen. De drie soorten vertonen alle drie betere prestaties gedurende de zomermaanden.



Figuur 10: Variatie in bruikbaar zonlicht per seizoen (Data: mei 1998 tot december 2000)
Bron: Gottschalg et al. (2003)

In de studie wordt er ook een reden gegeven waarom er geen rapporten bestaan rond variaties per seizoen voor alle soorten zonnecellen. Enkel voor a-Si zonnecellen zijn deze er. Dit komt doordat de andere soorten meer gevoelig zijn voor thermische aspecten. Deze aspecten zullen bij de volgende externe factor temperatuur besproken worden. De grote van de variatie rond de jaarlijks gemiddelde bruikbare fractie is het laagste voor de CIGS-technologie. Deze variëren met minder dan 1,5 % rond het jaarlijkse gemiddelde. Het spectrumeffect heeft meer invloed op de andere twee soorten. Zo variëren de CdTe zonnecellen van +4 % tot -6 % rond het jaarlijkse gemiddelde. Het meeste invloed wordt uitgeoefend op a-Si zonnecellen waar de variatie van +6 % tot -9 % ligt. Dit wijst op het belang van het effect in spectrumveranderingen. Deze zouden dus ook in rekening moeten worden gebracht bij het bestuderen van fotonvoltaïsche systemen. Het spectrumaspect zou volgens deze studie een significant effect hebben op de prestatie van een fotonvoltaïsch systeem.

Yoo SH (2011) heeft het opgewekt vermogen van een BIPV systeem in Korea onderzocht. Hij heeft hierbij een simulatie en een veldstudie uitgevoerd gedurende een jaar. De resultaten in verband met het irradiatieniveau zijn terug te vinden in onderstaande figuur voor zowel de simulatie als het veldexperiment. Naast het opgewekt vermogen, zijn de zonneceltemperaturen gedurende de dag ook terug te vinden in de grafiek.



Figuur 11: Opgewekt vermogen gerelateerd aan radiatieniveau in een dag (12 augustus, 1997)
Bron: Yoo SH (2011)

Er werd vastgesteld dat gedurende de namiddag, als het radiatieniveau het hoogst is, het opgewekt vermogen ook het hoogst is. De prestatie van een fotonvoltaïsch systeem is dus afhankelijk van het radiatieniveau dat het oppervlakte van het systeem bereikt. Als men de resultaten van de zomer vergelijkt met deze van de winter komt men tot een opmerkelijke conclusie. De effectief gebruikte radiatie blijkt in de winter (februari) hoger te zijn dan in de zomer (augustus). In februari wordt 62 % van de globale radiatie opgevangen door het systeem. In augustus wordt er slechts 58 % opgevangen. De studie werd uitgevoerd op een BIPV zonnepanelen. De studie schrijft het verschil in effectieve radiatie toe aan schaduwen en reflectie rond het BIPV systeem. Deze verschillen in de zomer en de winter worden toegeschreven aan de positie van de zon gerelateerd aan hellende of vlakke oppervlaktes in het systeem.

In West-Europa wordt vaak gebruikt gemaakt van de tabel van Hespul om de ideale oriëntatie en hellingshoek te bepalen. Zo kan men de installatie op de meest efficiëntste manier plaatsen om zo optimaal gebruik te maken van de zonnestraling. Hespul is een Franse organisatie rond energie-efficiëntie en hernieuwbare energiebronnen. De organisatie spitst zich vooral toe op fotonvoltaïsche energie. Hun tabel is terug te vinden in onderstaande figuur. In de figuur wordt de hoogste gemiddelde jaarlijkse zonnestraling weergegeven door het getal 100. De negatieve oriëntatiegetallen staan voor het oosten, de positieve getallen voor het westen. Een installatie met een oriëntatie 20 ° Zuidwesten en een hellingshoek van 30° of 35° zal nog steeds het hoogste aantal zonnestraling in een jaar opvangen volgens de tabel. De keuze van deze parameters in de praktijkstudie zal gebaseerd zijn op deze tabel.

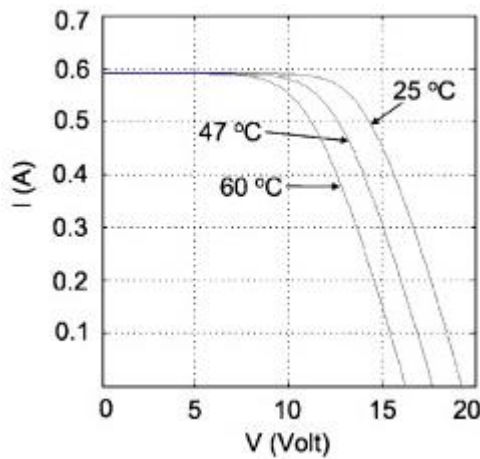
Kumar en Rosen (2011) bespreken deze celtemperatuur (T_C) in functie van verschillende klimaatparameters. Hiervoor zijn reeds in andere studies verschillende lineaire relaties opgesteld die rekening houden met onder andere zonnestraling, luchttemperatuur en windsnelheden. De lineaire relatie die werd gebruikt door Kumar en Rosen is de volgende:

$$\eta_c = \eta_{ref}[1 - \beta_{ref}(T_C - T_{ref})]$$

Deze formule wordt meestal gebruikt en kan als nauwkeurig worden beschouwd. η_{ref} staat voor de efficiëntie van de cel bij de referentietemperatuur T_{ref} . De temperatuurscoëfficiënt wordt vooral bepaald door het materiaal waaruit de cel bestaat en door T_{ref} . Deze info wordt meestal voorzien door de producent van de modules. De temperatuurscoëfficiënt kan als volgt weergegeven worden:

$$\beta_{ref} = \frac{1}{(T_0 - T_{ref})}$$

T_0 staat voor de temperatuur waarbij de efficiëntie van de fotovoltaïsche cellen tot nul daalt. Voor kristallijn silicium is deze temperatuur ongeveer 270 ° C. Bij CIGS zonnecellen zal deze temperatuur hoger liggen aangezien dunne film zonnecellen minder beïnvloed worden door hogere temperaturen. In onderstaande figuur wordt de invloed van bepaalde temperaturen op de karakteristieken van een module weergegeven. Het betreft een gesimuleerde module en de invloed op de I_{sc} wordt verondersteld verwaarloosbaar te zijn.



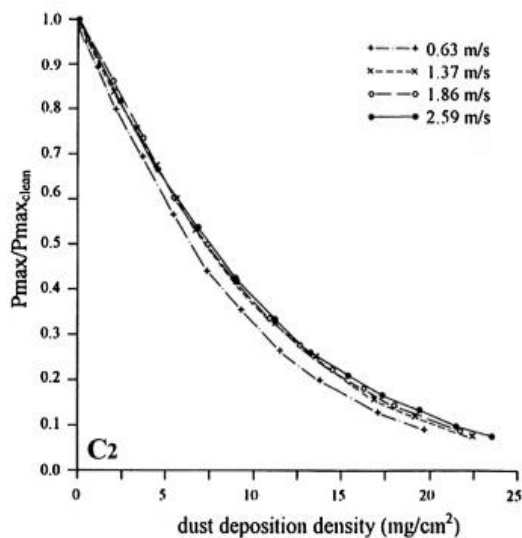
Figuur 14: Effect temperatuur op de stroom en de spanning bij constante zonnestraling
Bron: Koutroulis et al. (2009)

Zoals reeds aangehaald bij het deel over zonnestraling wordt er in de studie van gottschalg et al. (2003) aangehaald dat andere materialen dan a-Si (CIGS en CdTe) meer gevoelig zijn voor thermische effecten. Hier zijn twee redenen voor. De eerste reden betreft de band gap die bij a-Si hoger ligt dan bij de andere technologieën. Een stijgende temperatuur zorgt voor een verkleining van de band gap waardoor de theoretische efficiëntie van het systeem stijgt. Een tweede reden is dat de degradatie in elektronische eigenschappen, door de temperatuur, voor de a-Si technologie wordt verminderd door de structuur van de zonnecellen. De structuur zorgt voor een driftstroom veroorzaakt door een elektrisch veld. Deze stroom zorgt ervoor dat de zonnecellen beter kunnen omgaan met verminderde elektronische eigenschappen. Bij de CIGS- of de CdTe-technologie is er geen sprake van deze driftstroom. Hierdoor werkt de temperatuur van de zonnecellen het positief effect van verhoogde zonnestraling tegen.

Een studie van Jahn U. et al. (2004) bespreekt ook de invloed van thermische effecten op de prestaties van fotovoltaïsche systemen. De verliezen door warmte worden vergeleken met de hoeveelheid zonnestraling. De verliezen door hogere moduletemperatuur werden onderzocht voor verschillende montagemanieren waaronder ook BIPV systemen. In de studie werden metingen uitgevoerd voor achttien op het net aangesloten installaties uit Oostenrijk, Duitsland, Japan en Zwitserland. De montagethoden die onderzocht werden bestonden uit hellende daken, platte daken, gevels, niet gemonteerde modules en geïntegreerde modules in hellende daken. Deze laatste montagemethode zal in de praktijkstudie onderzocht worden. Wat blijkt uit de studie is dat een goed geventileerd systeem een temperatuurstijging van 25 K kan verdragen bij een radiatie van 1000 W/m². Hierbij hoort slechts een energieverlies van minder dan 4 % door een verhoogde moduletemperatuur. Er wordt besloten dat vrijstaande systemen en systemen gemonteerd op platte daken de laagste temperatuurstijging van de modules vertonen. Systemen bevestigd op hellende daken moeten, om het effect te beperken, voorzien worden van een vrije luchtcirculatie tussen het dak en de modules. Systemen geïntegreerd in gevels en hellende daken moeten ook voldoende gekoeld worden om de prestaties van het systeem te behouden. De studie wijst niet op technieken die hiervoor geschikt zijn. Er wordt enkel aangeraden dat hier gesofisticeerde montagethoden voor gebruikt moeten worden. Voor BIPV systemen moet het design zo optimaal mogelijk gemaakt worden om zo de modules efficiënt af te koelen en de prestatie van de systemen in het algemeen te verbeteren.

2.5.3. Stof

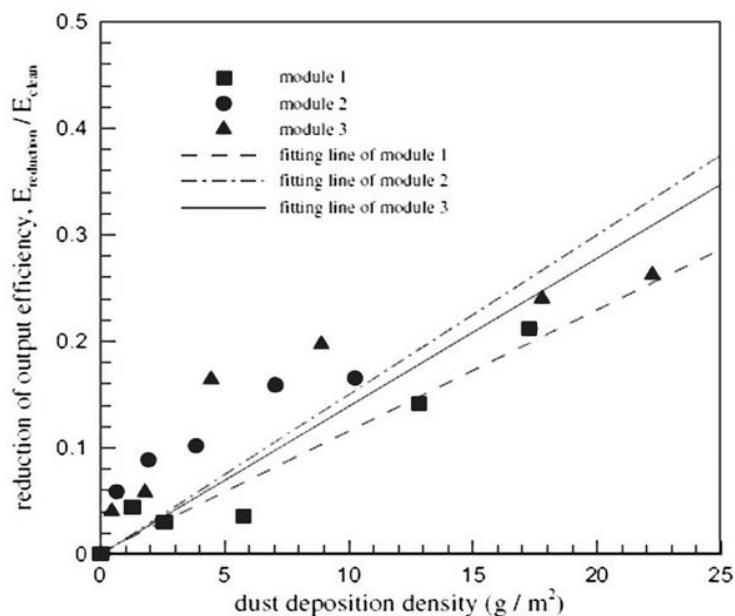
Stof beïnvloedt, net zoals voorgaande factoren, de efficiëntie van een fotovoltaïsch systeem. Stof kan immers de inkomende zonnestrallen blokkeren. Tyagi et al. (2013) verwijzen naar een studie van Goossens en Van Kerschaever (1999) waar wordt aangetoond dat stof het opgewekt vermogen drastisch doet dalen. De studie werd uitgevoerd in een laboratorium in Leuven. In deze studie werd het effect van windsnelheden, de stofconcentratie in de lucht en het gevolg hiervan op de prestatie van de zonnecellen onderzocht. De daling in de prestatie van de fotovoltaïsche cel wordt veroorzaakt door de opeenstapeling van stof op het celoppervlak zoals te zien op onderstaande afbeelding.



Figuur 15: Effect van stof op het vermogen van een zonnecel bij verschillende windsnelheden
Bron: Goossens en Van Kerschaever (1999)

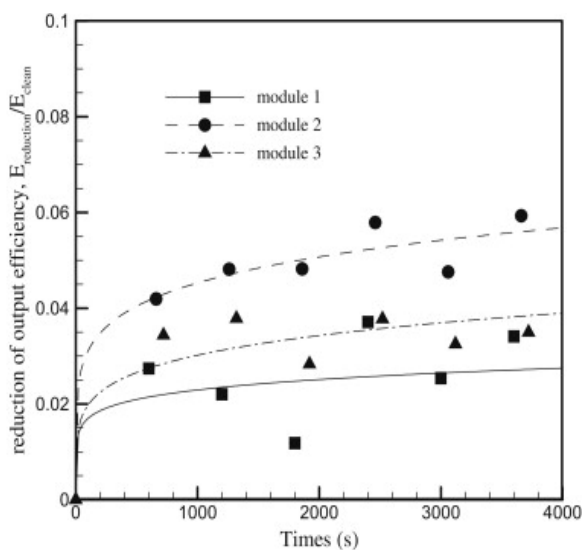
Het stof wordt meestal opeengestapeld doordat modules zeer glad zijn. Hierdoor komen er extreme adhesiekrachten voor tussen de stofdeeltjes en het oppervlak van de module. Door deze sterke krachten kunnen hoge windsnelheden (tot 100 km/u) fijne stofdeeltjes niet verwijderen van het oppervlak. In het algemeen zorgen hoge windsnelheden wel voor betere lichttransmissie dan lage windsnelheden. Stof vertoont een typisch patroon bij opeenstapeling ervan. Zo worden er dwarse microstructuren van stof gevormd. Deze microstructuren zijn de oorzaak voor deze betere lichttransmissie bij hoge windsnelheden. In de studie worden hier drie significante redenen voor gegeven. Een eerste reden is dat de dwarse structuren verder uit elkaar gelegen zijn bij hogere windsnelheden. De hoogte van deze structuren speelt ook een rol. Deze hoogte neemt af bij hogere windsnelheden. Een laatste oorzaak van prestatievermindering, die vermindert kan worden door hoge windsnelheden, is de tijd dat het stof al aanwezig is op het oppervlak.

Als het stof al lang aanwezig is, zorgt dit voor morfologische homogeniteit. Hierdoor worden er structuren van dezelfde grootte en richting gevormd en worden spaties tussen deze structuren nog verder verminderd. Deze morfologische homogeniteit kan door hoge windsnelheden verminderd worden. Uiteraard zorgt een hoge concentratie van stofdeeltjes in de lucht voor meer stofophoping. De concentratie van deze stofdeeltjes heeft echter wel geen effect op de lichttransmissie terwijl dat de windsnelheid hier wel een effect op heeft. In het algemeen kan men dus besluiten dat een daling in de prestatievermindering van fotovoltaïsche cellen door stofophoping hoger is bij lage windsnelheden en bij een hoge concentratie van stof in de lucht. De voordelen bij hoge windsnelheden die net besproken werden wegen niet op tegen de nadelen van wind op stofophoping. Hoe lager de windsnelheid, hoe groter de daling in de prestatie van de zonnecel door stofophoping. Een andere studie van Jiang et al. (2011) vergelijkt drie verschillende moduletypes. Er wordt eerst verwezen naar bevindingen van andere studies die er op wijzen dat stofophoping gerelateerd is aan de hellingsgraad van de module, de duur van de blootstelling aan de lucht, klimatologische omstandigheden, windrichtingen en eigenschappen van het aanwezige stof in de lucht. Weinige studies hebben echter de invloed van het soort moduletype op stofophoping en efficiëntievermindering onderzocht. Zo werd er nooit nagegaan of het type zonnecellen of het oppervlakmateriaal enige invloed had op stofontwikkeling. Het effect van stof op mono-, polykristallijne en amorfe silicium modules, respectievelijk module 1, module 2 en module 3, werd vergeleken door Jiang et al. (2011). De experimenten werden ook uitgevoerd in een laboratorium. Er werd gebruikt gemaakt van een zonn simulator en een testkamer voor de modules. De resultaten zijn terug te vinden in onderstaande grafiek.



Figuur 16: Efficiëntievermindering module voor verschillende modules
 Bron: Jiang et al. (2011)

In de grafiek is te zien dat de efficiëntie lineair afneemt bij een stijgende stofconcentratie op de module. Het stof zal de kortsluitstroom verminderen wat de efficiëntie van de module laat dalen. Als de stofafzetting toeneemt van 0 tot 22 g/m^2 , zal de efficiëntie in elektriciteitsproductie dalen van 0 tot 26 %. De verschillen tussen de verschillende moduletipes was in de studie niet duidelijk. Bij een vaste dichtheid van stofophoping werd er wel bevonden dat er ernstigere efficiëntieverminderingen kunnen optreden bij een hoge lichtintensiteit. Dit wordt waarschijnlijk veroorzaakt door de relatief hogere reflectiegraad van het afgezette stof ten opzichte van het licht. In de studie werd ook het effect van het oppervlaktemateriaal onderzocht. De resultaten zijn terug te vinden in onderstaande grafiek.



Figuur 17: Efficiëntievermindering modules voor verschillende oppervlaktematerialen
Bron: Jiang et al. (2011)

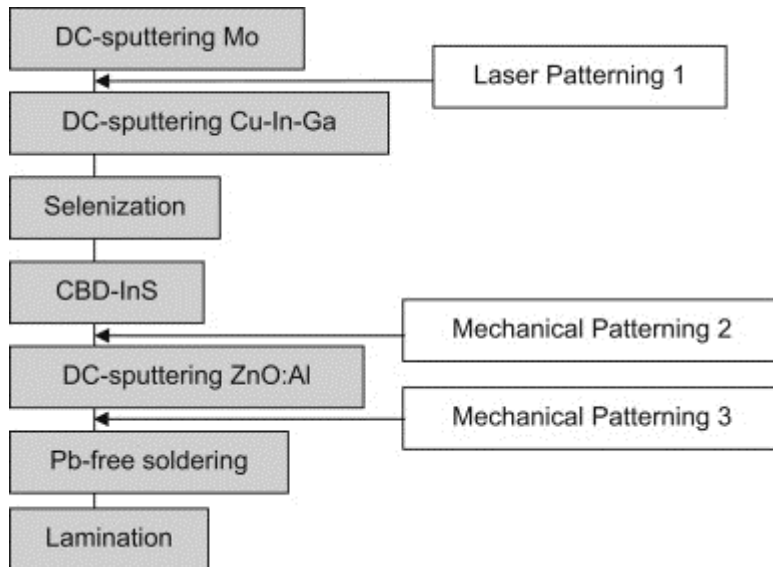
Er werd bevonden dat de degradatie van fotovoltaïsche modules vooral veroorzaakt wordt door grote stofdeeltjes. De degradatiesnelheid verschilt voor de drie modules. Zo degradeert de monokristallijne module (module 1) minder snel dan de amorf silicium module (module 3). Module 1 wordt minder beïnvloed door stofophoping dan module 3. De polykristallijne module degradeerde nog sneller dan module 3. Deze module maakt gebruik van een epoxy-oppervlak in plaats van een glasoppervlak. Beide oppervlakken zijn nochtans glad maar dit wijst erop dat het oppervlakmateriaal toch enige invloed kan uitoefenen. Zo zou het materiaal invloed kunnen uitoefenen op de depositiesnelheid van stof in de lucht onder invloed van wind. We kunnen besluiten dat het regelmatig zuiver maken van fotovoltaïsche systemen een goede oplossing is om een maximale stroomopwekking te behouden. Vooral in droge en vervuilde stedelijke gebieden, zoals het Noordwesten van China, wordt dit aangeraden. Het aantal keer dat een systeem zuiver gemaakt moet worden, hangt van het soort module af. De module met het epoxy-oppervlak zou meer zuiver gemaakt moeten worden dan modules met een glasoppervlak.

De selectie van de module en het oppervlakmateriaal is dus belangrijk om stofophopingen te voorkomen. Zelfreinigend glas is een goede oplossing om de maximale prestatie van systemen te bekomen. Elminir et al. (2006) hebben hun studie specifiek op glas gericht en de transmissie van het zonlicht door dit glas. Voor BIPV, waar vaak gebruik wordt gemaakt van glas, is het dus belangrijk dat er met het effect van stof rekening wordt gehouden. In de studie werd een steekproef bestudeerd van honderd opstellingen met verschillende hellings- en oriëntatiehoeken. De reductie in de transmissie van glas is sterk afhankelijk van de stofophoping in combinatie met de hellingshoek van de glasplaat en de oriëntatie van het oppervlak ten opzicht van de overheersende windrichting. Er werd bijvoorbeeld vastgesteld dat een hellingsgraad van 0° zorgde voor een stofophoping van $15,84 \text{ g/m}^2$. Als men echter voor een opstelling koos met een hellingshoek van 90° en een oriëntatiehoek van 135° ten opzichte van het noorden, was er slechts een stofophoping van $4,48 \text{ g/m}^2$. In het eerste geval verlaagde de transmissie van zonlicht tot 52,54 % en in het tweede geval slechts met 12,38 %. Bij een kleine hellingshoek wordt stofophoping dus in de hand gewerkt.

Hoewel eerder gezegd werd dat vooral grote stofdeeltjes de prestaties van systemen beïnvloed besluiten Al-Shobokshy en Hussein (1993) dat fijn stof en fijne bouwmaterialen zoals cement in stedelijke gebieden significant de prestatie van fotovoltaïsche cellen verminderen. Ook hier wordt door het stof op de cellen voor een vermindering van de kortsluitstroom en een vermindering van het opgewekt vermogen gezorgd. In een recentere studie van Sulaiman et al. (2011, in Tyagi et al., 2013) wordt het effect van verschillende soorten stof besproken bij constante zonnestraling. Zij kwamen tot de conclusie dat het effect van stof daalt als het stralingsniveau toeneemt. Meer zonnestralen zorgen er dus voor dat stof minder effect heeft op de prestaties van fotovoltaïsche systemen. Ook zij raden aan om systemen regelmatig zuiver te maken om maximale prestaties van systemen te verwezenlijken. Het is duidelijk dat stof invloed kan hebben op de prestatie van een fotovoltaïsch systeem. Producenten moeten dus zorgvuldig materialen uitkiezen en bij de plaatsing van de systemen moet de invloed van de wind, de helling en de oriëntatiehoek van het systeem in rekening worden genomen.

2.6. Productieproces CIGS

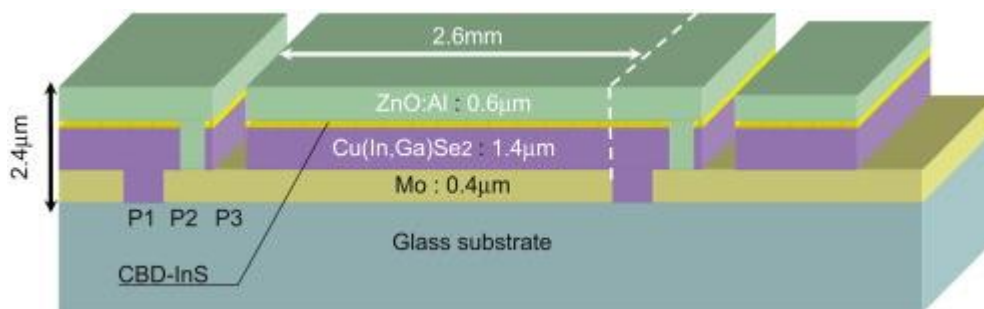
Om een goed beeld te krijgen van een productieproces van CIGS modules zal er één van de mogelijkheden in detail worden besproken. Matsunaga et al. (2009) bespreken het productieproces van CIGS modules voor commercieel gebruik. Deze productie vond plaats in het Japans bedrijf Honda Soltec. Het productieproces kan men terugvinden in onderstaande figuur.



Figuur 18: Productieproces CIGS modules
Bron: Matsunaga et al. (2009)

Het proces begint met het afzetten van een dun laagje molybdeen met een techniek genaamd 'DC-sputtering' of 'direct current sputtering'. Deze techniek wordt meerdere malen gebruikt in het proces en zorgt ervoor dat het substraat van dunne laagjes verschillend materiaal kan voorzien worden. Het donor materiaal, in dit geval molybdeen, wordt beschoten met geïoniseerde gasmoleculen. Hierdoor vindt er een verplaatsing van atomen plaats in het donor materiaal. Deze atomen worden vervolgens gehecht aan een negatief geladen acceptor materiaal waardoor er een dunne film ontstaat aan het oppervlak van dit materiaal. Het dunne laagje molybdeen doet dienst als 'back contact' met het glassubstraat en zorgt ervoor dat het licht dat niet geabsorbeerd werd, wordt teruggekaatst naar de absorptielaag. Er wordt molybdeen gebruikt omdat dit voor een lage weerstand zorgt. Molybdeen is bovendien ook relatief stabiel tijdens de productie van de CIGS zonnecel op hoge temperatuur. Ook zorgt molybdeen voor een uitstekende hechting tussen het glazen substraat en de rest van de zonnecel. Molybdeen heeft dus een goede invloed op de prestatie van CIGS zonnecellen. Om het dunne laagje molybdeen te isoleren wordt er gebruik gemaakt van lasers.

Vervolgens wordt er opnieuw met de techniek 'DC sputtering' een precursor laagje aangebracht dat bestaat uit koper, indium en gallium. Dit precursor laagje is slechts een tussenstof waarvan de chemische samenstelling nog zal veranderen. Op dit laagje wordt dan selenium in gastoestand aangebracht, een chemische reactie die men ook wel selenisatie noemt. Deze chemische reactie zorgt voor de absorptie eigenschap van de zonnecel. Om interactie tussen de verschillende lagen te vermijden wordt er een bufferlaag van Indium en Selenium gevormd met de 'Chemical Bath Deposition' methode of de CBD-methode. Bij deze methode bevinden de componenten Indium en Selenium zich in een wateroplossing waarna ze zich vestigen als een dunne film op de andere lagen van de zonnecel. Voor het aanbrengen van de volgende laag (Zinkoxide gedoteerd met aluminium) wordt er eerst nog een connectie gemaakt tussen deze laag en het laagje molybdeen met behulp van een techniek genaamd 'Mechanical patterning'. Deze zinkoxide laag die gedoteerd is met aluminium doet dienst als een transparante en geleidende laag. De techniek 'mechanical patterning' wordt opnieuw gebruikt voor men een loodvrije soldering aanbrengt die dient als bescherming voor de verschillende lagen. Als laatste stap lamineert men alle lagen om deze nog extra te beschermen. De geproduceerde module is te zien op onderstaande figuur.



Figuur 19: Doorsnede CIGS module
Bron: Matsunaga et al. (2009)

In tegenstelling tot de eerder gebruikte soda lime glasssubstraten, werden voor deze cellen 'low-alkali' glasssubstraten gebruikt. Deze maken een selenisatie mogelijk op een hogere temperatuur wat de efficiëntie van de zonnecel ten goede komt. Soda lime glasssubstraten vervormen bij de hoge temperaturen die nodig zijn om een hoge efficiëntie te verwezenlijken. Door het gebruik van een hogere depositietemperatuur van Selenium wordt de absorptielaag verbeterd. (Haarstrich J., 2011) De hogere temperatuur leidt tot verhoogde homogeniteit in de absorptielaag, zowel horizontaal als verticaal. Hierdoor wordt het open circuit spanning ook sterk verbeterd. De zonnecel werd vervolgens ook nog met natrium gedopeerd. Eerder had men hiervoor nog een barrièrelaag nodig bestaande uit alkali maar aangezien dit nu al in de glassubstraat zit, is dit niet meer nodig. De zonnecel werd nog met Natrium gedopeerd omdat dit zorgt voor verbeterde foto-elektrische eigenschappen. (Chen C. et al., 2012)

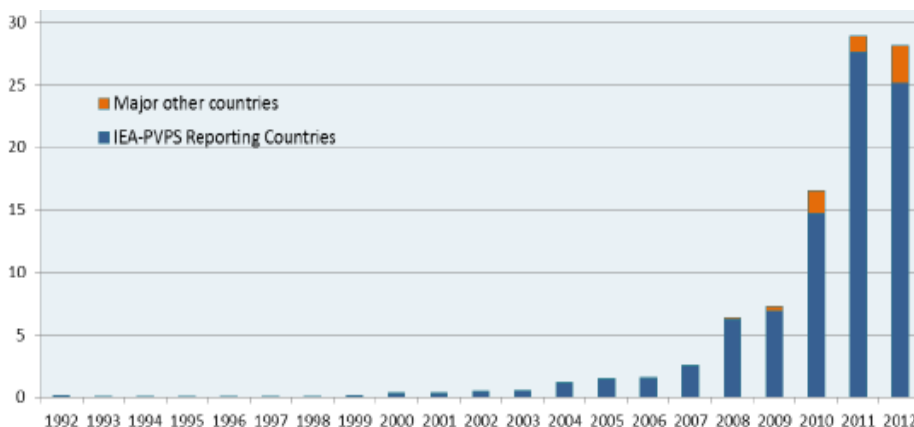
Deze Natrium diffusie vond eerder plaats door het 'soda lime' glassubstraat dat nu niet meer aanwezig is in de CIGS zonnecel. Nog een verbetering op andere productietechnieken is het gebruik van de bufferlaag InS in plaats van een Cds bufferlaag. Deze gebruikte bufferlaag door Honda is milieuvriendelijker. Bij deze zonnecel werd dus geen gebruik gemaakt van een CdS-bufferlaag die nochtans noodzakelijk is voor de bescherming van de zonnecel tegen de blootstelling aan lucht. De InS-laag blijkt echter ook efficiënt te zijn na een vochtige warmtetest van 1000 uren. De test wordt verondersteld de CIGS modules te confronteren met de hoogst mogelijke belasting van de cellen. Honda behaalde met hun massaproductielijn een gemeten maximum efficiëntie van 11,6 % in 2007. (Matsunaga et al., 2009)

2.7. Marktsituatie en beleidsmaatregelen Vlaanderen

Een studie van Dinçer F. (2011) wijst op het grote marktaandeel van Duitsland in 2008 waar meer dan 1/3^{de} van de capaciteit om zonne-energie op te wekken is geïnstalleerd. Dit is grotendeels te danken aan de overheid door grote investeringen in fotovoltaïsche systemen. Het marktaandeel was in 2008 wel aan het krimpen doordat Spanje en Italië hun aandeel sterk aan stijgen was. De gulle financiële steun van de overheid heeft ervoor gezorgd dat de elektriciteitsproductie met behulp van hernieuwbare energiebronnen in Duitsland in 2008 gestegen was tot 5,3 GW. We kunnen hieruit afleiden dat sterke aanmoedigingen van de overheid, investeerders kunnen overtuigen om te investeren in zonne-energie. Hierdoor kan de overheid de fotovoltaïsche markt sterk laten groeien. Er is een algemene consensus dat voor een effectief en efficiënt energiebeleid een combinatie van maatregelen nodig is. Zo is er in verschillende landen nood aan regelgeving, financiële steun en een betere voorziening van informatie. Deze mix moet wel worden aangepast aan de situatie van elk land. Hierbij moet gelet worden op demografische en economische omstandigheden.

2.7.1. Huidige situatie

De marktsituatie is in de afgelopen jaren sterk veranderd. In een PVPS rapport van het IEA worden enkele opmerkelijke trends van 2012 aangehaald. Het gaat hier wel om voorlopige marktgegevens maar het geeft al een goed overzicht van wat er zich de laatste jaren heeft afgespeeld op de fotovoltaïsche markt. In onderstaande figuur is een lichte daling te zien van PV-installaties die werden geïnstalleerd in 2012. De IEA-PVPS groep bestaat uit 23 landen. Deze rapporteren aan het IEA en hadden een gezamenlijk vermogen van 89,5 MW op het einde van 2012. Het oranje deel in de grafiek staat voor 6 andere landen die niet rapporteren aan het IEA. Deze landen nemen 7 GW van het geïnstalleerd vermogen voor zich.



Figuur 20: Evolutie jaarlijks geïnstalleerde PV installaties in GWp (1992-2012)

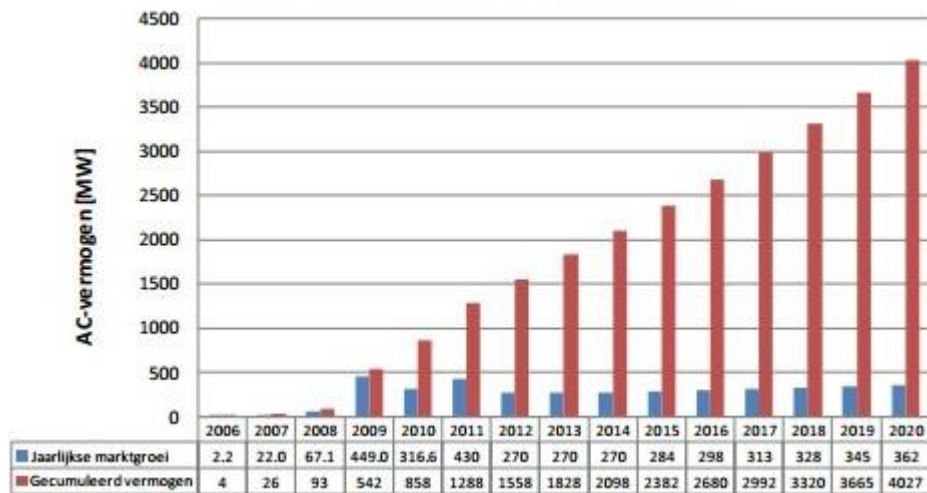
Bron: PVPS report – A snapshot of global PV 1992-2012 (IEA)

Een overzicht van de verschillende landen met de finale elektriciteitsconsumptie, het cumulatief geïnstalleerd vermogen, het vermogen geïnstalleerd in 2012, de theoretische elektriciteitsproductie en de bijdrage van fotovoltaïsche systemen ten opzicht van de totale elektriciteitsconsumptie per land is terug te vinden in bijlage 2. De nieuwe installaties in de Europese markt zijn significant gedaald. Terwijl er 22 GW in 2011 werd geïnstalleerd, werd er in 2012 slechts 16,9 GW geïnstalleerd. Europa heeft nog wel steeds het grootste marktaandeel (59 %) in de fotovoltaïsche markt. Duitsland en Italië kunnen reeds respectievelijk 5,6 % en 5,75 % van de nodige jaarlijkse elektriciteit opwekken met fotovoltaïsche installaties. De grootste groei werd geboekt door de Aziatische markt met een groei van maar liefst 66 %. Dit heeft veel te maken met China waar ze momenteel de tweede grootste geïnstalleerde fotovoltaïsche capaciteit hebben.

In de top tien van de landen met de grootste capaciteit staan vijf Europese landen, namelijk Duitsland, Italië, Spanje, Frankrijk en België. De resterende vijf landen zijn de Verenigde Staten, Japan, China, Australië en de Tsjechische Republiek. België neemt de achtste plaats in met een totaal geïnstalleerde capaciteit van 2 567 MW. België is echter wel niet meer terug te vinden in de top 10 van de geïnstalleerde systemen van 2012. Ondertussen zijn er reeds 13 landen die een cumulatieve capaciteit van 1 GW hebben bereikt. In de studie wordt er ook op gewezen dat er 'grid parity' of netwerkpariteit in bepaalde landen werd bereikt in 2012. Dit wil zeggen dat de prijs van het opwekken van energie met fotovoltaïsche systemen gelijk is aan de aankoopprijs van elektriciteit. De redenen die hiervoor worden gegeven zijn dalingen in de prijzen van fotovoltaïsche systemen en elektriciteitsprijzen die stijgen. Er wordt in de studie wel niet vermeld om welke landen het gaat.

2.7.2. Situatie Vlaanderen

Als je weet dat de zon ongeveer 1000 kWh/m² aan energie kan voorzien op een horizontaal vlak in Vlaanderen per jaar en een gezin gemiddeld 3500 kWh per jaar verbruikt, is het duidelijk dat zonne-energie een enorm potentieel biedt om energie op te wekken (Bouwen met fotovoltaïsche zonne-energie, 2004). In een groeiscenario vooropgesteld door het BelpV zou de Vlaamse PV-markt in 2020 7 % van het Vlaamse stoomverbruik moeten kunnen leveren. Dit komt neer op een vooropgestelde groei van het gecumuleerd vermogen zoals te zien in onderstaande figuur.



Figuur 21: PV marktgroei in Vlaanderen 2006-2020

Bron: www.ode.be

Dit percentage is uiteraard wel afhankelijk van de evolutie van de elektriciteitsvraag. (Visietekst PV-Vlaanderen, 2012) In deze visietekst vermeldt men metingen van het onderzoekscentrum JRC. Deze metingen hebben het over gemiddeld 1240 kWh per m² per jaar. Dit is heel wat meer dan de 1000 kWh per m² uit de publicatie uit 2004. Als men rekening houdt met deze metingen kunnen optimaal opgestelde panelen jaarlijks ongeveer 950 kWh elektriciteit opwekken per kWp. Een gezin zou zo met 30 m² dakoppervlakte voldoende stroom produceren om een volledig jaarlijks verbruik te produceren van ongeveer 4 000 kWh. Dit gaat dan over een installatie van kristallijn silicium panelen van 140 Wp per m² die uiteindelijk 133 kWh per m² zouden produceren. PV Vlaanderen vermeldt echter slechts een opbrengst van 850 kWh/kWp op hun website. Ze vermelden hierbij echter wel dat het om een voorzichtig cijfer gaat.

Een persbericht van PV Vlaanderen wijst op een terugval van het vermogen dat werd geïnstalleerd in 2012. Er werd slechts 306 MW aan fotovoltaïsch vermogen geïnstalleerd terwijl dit in 2011 nog 804 MW aan vermogen was. De eerste maanden van 2013 gaan ook niet de juiste richting uit. Vandaag heeft Vlaanderen een geïnstalleerd vermogen van ongeveer 2 GW. Volgens het IEA-PVPS ligt het marktpotentieel in Vlaanderen op 200 km² dakoppervlakte voor fotovoltaïsche systemen. Het VITO heeft het in haar 2050-studie over een potentieel van 250 km². Als men uitgaat van de VITO gegevens zou dit betekenen dat er 30 GW aan fotovoltaïsch vermogen kan geïnstalleerd worden. Dit gaat enkel over de dakoppervlakte. Gebouweïntegreerde systemen in gevels en ramen worden hier niet bijgerekend. Dit zou het potentieel in Vlaanderen nog kunnen verhogen. Door de nieuwe beleidsmaatregelen in Vlaanderen is het volgens PV Vlaanderen belangrijk om de gezinnen en bedrijfsleiders te overtuigen van het duurzame rendement en de kwalitatieve meerwaarde van een investering in zonnestroom.

Fotovoltaïsche zonne-energie heeft verschillende economische voordelen. Ten eerste zijn er de investeringen door gezinnen en bedrijven. Deze zorgen voor werk en zorgen ook voor inkomsten voor de overheid. Deze inkomsten voor de overheid bestaan niet enkel uit BTW-inkomsten door de aankoop van de zonnepanelen maar ook uit belastingen en sociale bijdragen van de werknemers. De Vlaamse onderzoeksinstelling Vito heeft uitgerekend dat Vlaanderen 3,8 eurocent/kWh kan besparen. Deze besparing kan men verwezenlijken door CO₂-uitstoot te vermijden en te besparen op brandstof. Hierdoor wordt ook de import van fossiele brandstoffen voorkomen, wat de besparing nog meer ten goede komt. Als men rekening houdt met een groeiscenario tot 4000 MW in 2020 kan Vlaanderen gemiddeld 110 miljoen euro per jaar besparen. Dit zijn zelfs niet de enige financiële besparingen voor Vlaanderen. Door piekstroom tijdens zonnige dagen kan de zon zelfs invloed hebben op de beursprijzen voor elektriciteit. Zo kunnen alle eindverbruikers besparen op hun elektriciteitsrekening. Als men dan gezamenlijk rekening houdt met de andere financiële besparingen kwam men in het jaar 2010 op een besparing van 225 miljoen euro. Dit totaal bestaat uit de BTW-inkomsten, CO₂-reductie, brandstofbesparing en invloed op de beursprijzen. Als men in 2010 al aan zulke besparing kwam, kan dit bedrag de komende jaren sterk stijgen als de markt voor zonne-energie groeit. (Visietekst PV-Vlaanderen, 2012) Bovendien heeft de overheid de installatie van deze zonnepanelen sterk gestimuleerd met groene stroomcertificaten. Zo kreeg men via groenestroomcertificaten nog 230 euro per 1000 kWh in 2012 en krijgt men een vergoeding voor de geproduceerde stroom met behulp van de terugdraaiende teller aan het geldende elektriciteitsstarief. (Elektriciteit uit zonlicht, 2012)

Momenteel zijn er nog geen specifieke subsidies voor BIPV installaties in België maar men kan echter wel genieten van de financiële steun voor fotovoltaïsche zonnepanelen. Deze zijn echter flink gedaald en de financiële steun die men ontvangt is recent nog aangepast. De regeling is van toepassing op PV-installaties met een vermogen tot 10 kW. Doordat het VEA tot de conclusie kwam dat woningen bijna geen overheidssteun meer nodig hebben, krijgt men nog slechts een groenestroomcertificaat van 93 euro na de productie van 4348 kWh. Deze steun wordt halfjaarlijks opnieuw berekend en houdt zo rekening met prijsevoluties op de energiemarkt.

De steun wordt berekend op basis van een standaard fotovoltaïsche installatie met een rendement van 5 % op de totale investeringskost zodat de installatie op 15 jaar terugverdiend kan worden. De huidige installaties hebben een minimum levensduur van 20 jaar. Dit betekent dat een standaard installatie nog minstens 5 jaar lang gratis stroom kan produceren. Hieruit kan besloten worden dat een investering in zonnepanelen een goede investering is mits voldaan aan de juiste omstandigheden. De opbrengst van een groenestroomcertificaat wordt berekend met behulp van een correctiefactor die, zoals eerder aangehaald, halfjaarlijks berekend zal worden.

Zoals eerder het geval was, zal er niet langer 1 groenestroomcertificaat per 1000 kWh toegekend worden. Dit is enkel het geval indien de correctiefactor 1 bedraagt. De correctiefactor houdt onder andere rekening met:

- de gemiddelde aankoop prijs van een referentie-installatie van 5 kW
- eventuele kosten voor vervanging van de omvormer (Gemiddeld na 12 jaar)
- de gemiddelde elektriciteitsprijs
- de gemiddelde netvergoeding

De laatst berekende correctiefactor of bandingfactor voor een nieuwe PV-installatie tot 15 kW bedraagt 0,23. Dit brengt, zoals eerder gezegd, 1 groenestroomcertificaat op ter waarde van 93 euro na de productie van 4348 kWh. (VEA, 2013) In de infofiche van PV Vlaanderen over de nieuwe groenestroomcertificaten (GSC) worden volgende steunbedragen vermeld.

PV- vermogen	Onrendabele top (Euro/MWh)	Banding factor	Minimumprijs (Euro/GSC)	Minimumsteun (Euro/MWh)
≤ 10 kW AC	22,6	0,23	93	21,4

Tabel 1: Steunbedragen voor PV van 1 januari tot 30 juni 2013
Bron: PV Vlaanderen (2013)

Bovenstaande tabel geeft de situatie van 1 januari tot 30 juni in 2013 weer. De onrendabele top is berekend op basis van het onrendabele topmodel of 'OT-model'. Dit wordt gebruikt om een correct steunbedrag per MWh te berekenen. De onrendabele top is het nettobedrag dat nodig is om het vereiste rendement over de levensduur te verzekeren. Dit nettobedrag wordt uitgedrukt in euro per MWh geproduceerde groene stroom. Ook de steunperiode en het financieel rendement dat de installatie moet opleveren worden wettelijk bepaald in een besluit. Voor de meeste hernieuwbare energiebronnen is de steunperiode 10 jaar, voor fotovoltaïsche systemen ligt de steunperiode op 15 jaar. Het vastgelegde financieel rendement (ROI, return on investment) is 5 %. In deze ROI is de geplande netvergoeding reeds ingecalculleerd.

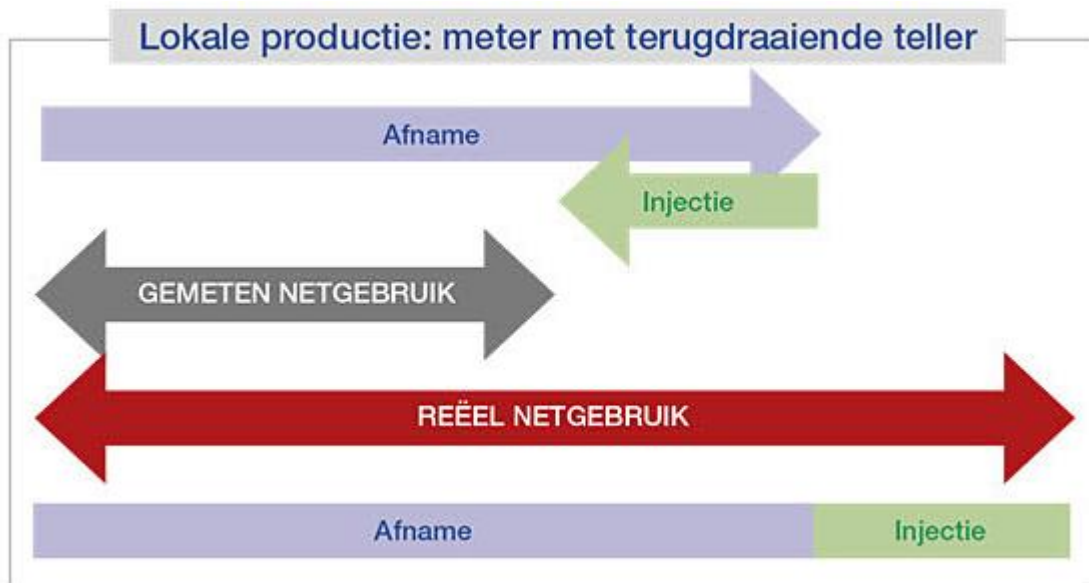
Een tweede financiële steun of opbrengstfactor is de terugdraaiende teller. Energie opgewekt met behulp van een fotovoltaïsch systeem kan geleverd worden aan het net en doet de elektriciteitsmeter achteruit draaien. Dit gebeurt uiteraard alleen als het volledige huishouden al van stroom is voorzien. Het terugdraaien van de teller zal dus afhangen van het energieverbruik in het huishouden en van de geleverde energie door de zon. De terugdraaiende teller is van toepassing op systemen met een vermogen kleiner dan of gelijk aan 10 kWp of voor een jaarproductie die kleiner is of gelijk is aan 10 000 kWh. Naast de terugdraaiende teller kan men ook nog genieten van een verlaagd BTW-tarief bij renovaties.

Om hiervoor in aanmerking te komen moet het netgekoppeld systeem geïnstalleerd worden op een woning ouder dan 5 jaar. Het moet gaan om een privéwoning of een residentiële woning. Ook is het belangrijk dat de werken uitgevoerd worden door een geregistreerd aannemer. Als aan al deze voorwaarden voldaan is geniet men van een BTW-tarief van 6 %. Dit tarief geldt zowel voor de bouwmaterialen als voor de werkuren van de aannemer. Naast deze financiële steun kan men ook nog plaatselijk genieten van bijkomende financiële tegemoetkomingen maar dit hangt van gemeente tot gemeente af. (Elektriciteit uit zonlicht, 2012)

2.7.3. Netvergoeding

Vanaf 1 januari 2013 moet men een netvergoeding betalen indien men in het bezit is van een fotovoltaïsche installatie. Door het gebruik van een terugdraaiende teller was de eindfactuur van eigenaars van zonnepanelen vaak lager of zelfs nul. Hierdoor betaalden ze minder of niet voor het gebruik van het net dat ze eigenlijk dubbel gebruiken. Ze nemen immers stroom af en injecteren, op piekmomenten van hun fotovoltaïsch systeem, stroom in het net. Om deze discriminatie weg te werken werd door de netbeheerders en het CREG (Commissie voor de regulering van de elektriciteit en het gas) beslist om gezinnen met zonnepanelen een netvergoeding aan te rekenen. Deze vergoeding wordt aangerekend aan alle lokale productie-installaties met een geïnstalleerd vermogen van maximaal 10 kW. Bij installaties boven 10 kW moeten afname en injectie in het net immers afzonderlijk gemeten worden. De netvergoeding verschilt van netgebied tot netgebied maar bedraagt gemiddeld 53 EUR per kW geïnstalleerd vermogen. Dit vermogen is gelijk aan het maximaal AC-vermogen van de omvormer. (Netvergoeding zonnepanelen, 2013)

Onderstaande figuur geeft de problematiek van het dubbel gebruik goed weer. De lokale producenten betaalden minder door de terugdraaiende teller die de geïnjecteerde stroom in mindering bracht van de afgenomen stroom. Voor deze geïnjecteerde stroom betaalden ze geen netvergoeding. Het doel van de netvergoeding is om dit onevenwicht weg te werken en de lokale producenten te laten betalen voor het dubbele gebruik of het reëel gebruik van het net. Dit reële gebruik is de rode pijl in onderstaande figuur.



Figuur 22: Reëel netgebruik lokale producent (Afname + injectie)

Bron: www.eandis.be

De verschillen tussen de netvergoedingen worden veroorzaakt door verschillende berekeningen door de netbeheerders. Deze zijn gebaseerd op een tarieflijst voor afname en injectie. De verschillen worden echter gecompenseerd door een hoger distributietarief bij netbeheerders met hoge netvergoedingen. Het totale stroomtarief ligt hierdoor hoger en dus ook de financiële opbrengsten van een terugdraaiende teller. In onderstaande tabel worden de verschillende netvergoedingen per netbeheerder weergegeven.

Netbeheerder	Netvergoeding (EUR/kW) excl. BTW	Netvergoeding (EUR/kW) incl. BTW	Distributietarief (EUR/kW) incl. BTW
Gaselwest	68,90	83,37	0,127
Imea	43,99	53,23	0,077
Imewo	55,47	67,12	0,100
Infrac West	47,23	57,15	0,088
Inter-energa	46,25	55,96	0,087
Intergem	52,11	63,05	0,113
Iveg	54,76	66,26	0,103
Iveka	52,00	62,92	0,093
Iverlek	56,01	67,77	0,100
PBE	49,89	60,37	0,092
Sibelgas	51,25	62,01	0,090

Tabel 2: Netvergoedingen en distributietarieven van alle Vlaamse netbeheerders

Bron: www.vlaanderen.be

PV Vlaanderen is akkoord met het toekennen van een correcte netvergoeding om het effectief gebruik van het net te verdelen. Ze hebben echter een juridische klacht ingediend tegen de beslissingen van het CREG. Eigenaars van grotere fotovoltaïsche installaties (> 10 kW) betalen voor de injectie tussen 3 en 6 euro per MWh. Dit is heel wat minder dan wat de eigenaars van een klein systeem moeten betalen. De netvergoeding is nu bepaald voor 2 jaar en de regulatie zal uiteindelijk worden overgeheveld naar de gewesten en het VREG. Voor de meeste PV eigenaars is het voordelig om deze forfaitaire bijdrage te betalen. Het alternatief, het gebruik van een dubbele meter, is slechts voordelig als ongeveer 75 % van de opgewekte stroom gelijktijdig zelf wordt gebruikt. Uit een proefproject met slimme meters werd wel gevonden dat ongeveer 75 % van de jaarlijks geproduceerde zonnestroom op het ogenblik zelf intern wordt verbruikt. Klanten die dat wensen kunnen kiezen voor een dubbele meter waarbij afname en injectie apart gemeten wordt.

2.8. BIPV

Bij Building Integrated Photovoltaics (BIPV) of geïntegreerde zonnecellen in gebouwen worden conventionele bouwmaterialen vervangen door fotovoltaïsche materialen in het gebouw. Zo kunnen daken of gevels volledig uit fotovoltaïsche materialen bestaan. Hierdoor is er ook geen nood aan extra ruimte voor de plaatsing van het systeem en kan er bespaard worden op extra kosten voor het plaatsen van zonnepanelen. Enerzijds bespaart men dus op bouwmaterialen aangezien fotovoltaïsche materialen als dak- of gevelbedekking dienst kunnen doen. Anderzijds bespaart men op installatiekosten doordat BIPV geen extra componenten nodig heeft om de fotovoltaïsche materialen te kunnen plaatsen. De kosten die komen kijken bij het integreren van installaties kunnen echter hoog oplopen. BIPV kan men gebruiken in vier delen van een gebouw. Het kan gebruikt worden op schuine daken, platte daken, gevels en in zonneweringssystemen (Petter et al., 2012).

Om een beeld te krijgen van het voordeel van dunne filmzonnecellen ten opzichte van de huidige kristallijne panelen wordt een studie van Hwang et al. (2012) besproken. Hwang et al. vermelden een paar aanbevelingen in verband met de applicatie van BIPV systemen met behulp van de huidige kristallijne panelen. Deze systemen kunnen ook beschouwd worden als Building Applied Photovoltaics (BAPV) aangezien ze niet daadwerkelijk geïntegreerd zijn en andere bouwmaterialen niet vervangen. Bij zulke systemen, al dan niet daadwerkelijk geïntegreerd, moet er ten eerste rekening gehouden worden met het feit dat de piekbelasting van het gebouw mogelijk niet zou kunnen dalen doordat het maximale vermogen van het systeem niet beschikbaar is op het moment van de piekbelasting. Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn door een foute oriëntatie van het systeem. Ten tweede moet er bij de berekening van de uitgespaarde energie rekening worden gehouden met alle elektronische producten en de gebruiksduur ervan. Er zouden geen gemiddelden of schattingen gebruikt mogen worden. Ook zou er, om energieverstopping te voorkomen, gebruik gemaakt moeten worden van een netgekoppeld systeem als het systeem stand-by staat. Ten slotte moet men opletten dat de koelbehoefte niet groter is dan de opgewekte energie door het fotovoltaïsche systeem indien het systeem gebruikt zou worden als zonnewering. Uit het onderzoek van Hwang et al. (2012) blijkt dat de maximale hoeveelheid opgevangen zonlicht afhankelijk is van horizontaal en verticaal geneigde hoeken en van de D/L –verhouding. De D staat voor de afstand tussen de panelen en de L voor de lengte van de panelen. In bijlage 3 en 4 is het onderzoeksopzet weergegeven. Als men de zonnecellen op dergelijke manier zou aanbrengen is de ideale situatie als volgt:

- Een horizontaal hellende hoek van 60°
- Een verticaal hellende hoek van minder dan 15 °
- Een hoge D/L verhouding

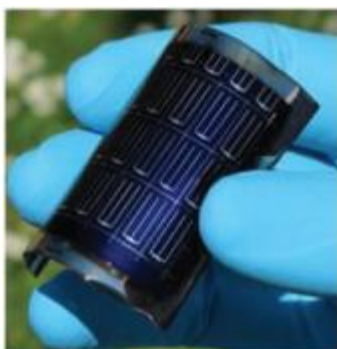
Zoals hierboven reeds vermeld, is een hoge D/L ratio gewenst. De stijging van de hoeveelheid zonlicht en de stijging in de hoeveelheid geproduceerde energie is echter niet evenredig. Hierdoor wordt een D/L – verhouding aanbevolen die ligt tussen 1 en 3 en die rekening houdt met de vereiste hoeveelheid energie. De uiteindelijke beslissing zal ook afhankelijk zijn van andere factoren zoals de systeemprijs en esthetische elementen. Dergelijke opstelling op de bouwmuren van de geobserveerde gebouwen zorgde slechts voor 4,7 % van het jaarlijkse stroomverbruik van het bestudeerde gebouw. De gegevens van het onderzoek vormen een nuttige referentie voor de toepassing van BIPV systemen op andere gebouwen.

Dergelijke opstellingen zijn echter onaanvaardbaar doordat ze ondoorzichtig zijn en omwille van esthetische redenen. Hwang et al. (2012) wijzen op 5 belangrijke punten waar een optimale oplossing rekening mee moet houden:

- Geveloppervlakte
- De helling en de D/L – verhouding van de panelen
- Het type PV systeem en de efficiëntie van het systeem
- Kosten van het PV systeem
- Beperkingen betreffende functies en aerostatica van het gebouw

Volgens Jelle en Breivik (2012) moeten BIPV systemen beschouwd worden als een functioneel deel van het gebouw of moeten ze vooraf geïntegreerd worden in het ontwerp van het gebouw wat bij de systemen van Hwang et al. (2012) met kristallijne panelen niet altijd mogelijk is. Een BIPV systeem heeft twee functies. Het doet namelijk dienst als bouw materiaal en het zorgt voor energie. Er zijn reeds verschillende soorten BIPV-systemen ontwikkeld. Deze soorten kan men volgens Jelle en Breivik indelen in vier groepen, namelijk folieproducten, tegelproducten, moduleproducten en zonnecelbeglazing. Deze laatste categorie kan verschillende functies hebben voor een gebouw. Zo kan zonnecelbeglazing de hoeveelheid daglicht in het gebouw ten goede komen ten opzichte van de eerder besproken panelen. Met deze methode kan de warmte van de zon bovendien gebruikt worden. Zulke beglazing kan ook dienst doen als zonnewering en kan door architecten gebruikt worden om gebouwen esthetisch aantrekkelijker te maken.

Jelle & Breivik vermelden een uitspraak van het Duitse bedrijf PVflex Solar GmbH. Dit bedrijf beweert dat door flexibele laminatie, de CIGS zonnecellen hun potentieel als de meest efficiënte dunne filmzonnecel kunnen waarmaken. Daarnaast zouden de cellen ook de BIPV markt in de toekomst kunnen domineren. Deze flexibele CIGS zonnecel kan men op onderstaande figuur terugvinden. Dow chemical heeft met behulp van deze CIGS zonneceltechnologie shingles geïntroduceerd. Dit wordt verwacht een grote bijdrage te leveren aan het aanbieden van betaalbare hernieuwbare energie.



Figuur 23: Flexibele CIGS zonnecel
Bron: Jelle & Breivik (2012)

Dow zelf verwacht dat de opbrengsten zullen stijgen tot \$5 biljoen in 2015 en zelfs tot \$10 - \$11 biljoen tegen 2020. De shingles kunnen gezamenlijk met conventionele shingles geïnstalleerd worden. Doordat deze shingles minder broos zijn dan andere materialen, zijn deze shingles even waterbestendig en duurzaam als de asfalt variant. Hierdoor verwacht Dow een levensduur van 15 tot 20 jaar zoals de conventionele shingles. Voor de productie worden polymeren gebruikt en geautomatiseerde processen die massaproductie mogelijk maken. Het consulting bedrijf NanoMarkets beweert dat de CIGS-technologie 17 % van de BIPV-markt zal innemen tegen 2016. (Coons R., 2009)

2.8.1. Toekomst BIPV

De sleutelfactoren voor BIPV van de toekomst zijn lage productiekosten, lage milieu-impact en hoge efficiëntie van de systemen. Een ander belangrijke voorwaarde is dat het energienetwerk de toevoer van elektriciteit moet kunnen verwerken. Bij onderzoek en ontwikkeling van BIPV producten moet men bovendien rekening houden met het feit dat er veel meer bestaande gebouwen zijn dan gebouwen die nog gebouwd moeten worden. Hierdoor is het belangrijk dat de BIPV systemen makkelijk kunnen worden geïntegreerd op bestaande materialen in de gebouwen. Dit is bijvoorbeeld mogelijk met verschillende verftechnieken of dunne soorten laminaat. Met deze technieken zou men met behulp van verschillende soorten verf elektriciteit kunnen opwekken. Een andere techniek die handig zou zijn voor toekomstige zonnecellen is interne energieopslag. Zo is er nu bijvoorbeeld al de foto-elektrochemische zonnecel met interne opslag. Verschillende batterijtechnologieën met nanotechnologie kunnen hierbij de zonnecelsector vooruithelpen. Buiten de reeds opgenoemde technologieën zijn er nog ongelooflijk veel opportuniteiten voor beglazingsproducten die ook zonnewering bieden. Er zijn twee ontwikkelingen die voor het noordelijke deel van Europa belangrijk zijn, en dus ook voor België. Deze zijn de ontwikkelingen naar een hogere celefficiëntie en betere thermische isolatie eigenschappen van de systemen. Zo kan de efficiëntie van omzetting in energie verhoogd worden en wordt de terugverdientijd korter. (Petter et al., 2012)

3. Methode

Om het project economisch te evalueren, zal een investeringsanalyse uitgewerkt worden in Excel. In het model zal rekening worden gehouden met de prestatie van het systeem onder Vlaamse omstandigheden. Ook zullen de beleidsmaatregelen in Vlaanderen opgenomen worden in de analyse. Door gebruik te maken van de investeringsanalyse zullen bepaalde financiële evaluatiemaatstaven berekend kunnen worden.

3.1. Financiële maatstaven

Deze financiële evaluatiemaatstaven zullen duidelijk maken of het nog steeds rendabel is in Vlaanderen om te investeren in fotonvoltaïsche systemen, al dan niet geïntegreerd in gebouwen. De recente aanpassingen in de beleidsmaatregelen zullen namelijk een sterke invloed hebben op de financiële maatstaven. De financiële evaluatiemaatstaven die berekend zullen worden zijn de netto contante waarde (NCW), de interne opbrengstvoet (IO), de terugverdientijd (TVT), de verdisconteerde terugverdientijd (VTVT) en nog een paar andere evaluatiemaatstaven. Vervolgens zal er een Monte-Carlosimulatie en een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd worden op de parameters die het meeste invloed hebben op de financiële maatstaven.

3.1.1. Netto contante waarde

Mercken (2004) omschrijft de netto contante waarde (NCW) als de huidige waarde van de kasstromen van het project door die kasstromen te verdisconteren tegen een gekende kapitaalkost. Als deze NCW positief blijkt, is de investering aanvaardbaar. Bij de vergelijking tussen verschillende investeringsprojecten kiest men diegene met de hoogste NCW. Dit criterium wordt het meeste gebruikt om projecten te beoordelen. De NCW wordt in het boek Laveren et al. (2002) als volgt voorgesteld:

$$NCW = \sum_{t=1}^N \frac{VOKS_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

$VOKS_t$ = Vrije operationele kasstromen na belastingen in periode t

I_0 = Initiële investeringsbedrag

N = Economische levensduur van het project

T = tijdsindex voor de perioden

k = kapitaalkost

3.1.2. Interne opbrengstvoet

De interne opbrengstvoet (IOV) wordt in Mercken (2004) omschreven als de discontovoet die leidt tot een NCW van 0. Het investeringsproject wordt verworpen indien de IOV kleiner is als het vereiste rendement. Bij de berekening van de IOV bekomt men een percentage in tegenstelling tot de NCW waar men een absoluut bedrag uitkomt. Laveren et al. (2002) stelt de berekening van de IOV als volgt voor:

$$NCW = \sum_{t=1}^N \frac{VOKS_t}{(1+IOV)^t} - I_0 = 0$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

$VOKS_t$ = Vrije operationele kasstromen na belastingen in periode t

I_0 = Initiële investeringsbedrag

N = Economische levensduur van het project

T = tijdsindex voor de perioden

IOV = Interne opbrengstvoet

Het berekende IOV percentage dient vergeleken te worden met het vereiste rendement of de kapitaalkost (k). Deze financiële maatstaf wordt normaal bekomen via een 'trial and error' procedure. Excel heeft echter een functie die de IOV berekend, de IRR-functie. Deze functie zal gebruikt worden om de IOV te bepalen.

3.1.3. Terugverdientijd

Laveren et al. (2002) omschrijft de terugverdientijd (TVT) als de tijd die nodig is om het geïnvesteerde bedrag terug te verdienen. Hierbij wordt geen rekening gehouden met de tijdswaarde van geld. Zo wordt het aantal jaren berekend dat verloopt vooraleer de cumulatieve kasstromen gelijk is aan de initiële investeringsuitgave. Met de kasstromen die na de TVT komen, wordt geen rekening gehouden. Een laatste bemerking is dat de bepaling van een norm niet theoretisch verantwoord kan worden. Zo kunnen heel wat winstgevende projecten verworpen worden terwijl dit niet zou moeten. Mercken (2004) wijst erop dat de maximaal toegelaten TVT meestal bepaald wordt door het management. Door de eenvoud van deze methode gaan we de financiële maatstaf toch gebruiken. Samen met de andere maatstaven, zoals de NCW en de IOV, kan het investeringsproject op een goede manier beoordeeld worden. Indien de kasstromen constant zouden zijn, kan men volgende formule gebruiken:

$$TVT = \frac{I_0}{K}$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

I_0 = Initiële investeringsbedrag

K = Constante kasstromen over de verschillende jaren in het investeringsproject

In de gebruikte Excel-file zal er echter een aangepaste formule gebruikt moeten worden aangezien het bij een investering in een fotonvoltaïsch systeem niet gaat om constante kasstromen. Dit wordt veroorzaakt door de verschillen in opbrengsten per jaar. De opgewekte elektriciteit en de elektriciteitsprijs verschilt immers van jaar tot jaar.

3.1.4. Verdisconteerde terugverdientijd

De verdisconteerde terugverdientijd (VTVT) houdt wel rekening met de tijdswaarde van geld. De VTVT wordt ook wel eens de kapitaalrecuperatie-methode of break-even leeftijd genoemd. (Mercken, 2004) Het is de tijd die nodig is om de cumulatieve waarde van de verdisconteerde kasstromen positief te laten worden. Projecten met een VTVT die lager is dan de levensduur van het project worden aanvaard. De formule van de TVT kan hiervoor gebruikt worden indien het opnieuw gaat om constante kasstromen. De berekening zal echter gebeuren met verdisconteerde kasstromen. In Excel zullen we opnieuw onze formule moeten aanpassen aangezien het niet gaat om constante kasstromen zoals hierboven reeds besproken werd.

3.1.5. Break-even waarden en andere evaluatiemaatstaven

Voor de belangrijkste variabelen uit de analyse zal ook de break-even waarde bepaald worden. Deze berekening zal gebeuren met de functie Solver in Excel. Hierbij worden de andere variabelen constant gehouden waarbij deze hun meest waarschijnlijke waarden behouden. De break-even waarde geeft de maximum of minimum waarde van de variabele aan die ervoor zorgt dat de NCW nul is. Indien deze waarde stijgt of daalt, zal ook de NCW stijgen of dalen. Dit hangt van het verband af tussen de variabele die onderzocht wordt en de NCW.

In een studie van Audenaert et al. (2010) worden nog twee interessante evaluatiemaatstaven gebruikt. Deze zijn de 'yield unit cost' (YUC) en de 'yield unit revenue' (YUR). De YUC is de gemiddelde verdisconteerde kost per kWh voor de investeerder die zijn eigen elektriciteit produceert gedurende 25 jaar in deze praktijkstudie. De YUC wordt als volgt berekend:

$$YUC = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{C_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{25} E_i}$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

I_0 = Initiële investeringsbedrag

C_i = Jaarlijkse kosten installatie

k = Kapitaalkost

E_i = Jaarlijks opgewekte energie in kWh

De YUR is de gemiddelde verdisconteerde opbrengst per kWh voor de investeerder die zijn eigen elektriciteit produceert gedurende 25 jaar. De waarde van de YUR zal dus hoger moeten liggen als de YUC om de investering interessant te maken. De YUR wordt als volgt berekend:

$$YUR = \frac{\sum_{i=1}^{25} \frac{R_i}{(1+k)^i}}{\sum_{i=1}^{25} E_i}$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

I_0 = Initiële investeringsbedrag

R_i = Jaarlijkse opbrengsten installatie

k = Kapitaalkost

E_i = Jaarlijks opgewekte energie in kWh

Audenaert et al. (2010) geven aan dat het nuttig is om de YUC te vergelijken met de prijs van elektriciteit van een leverancier en de jaarlijkse subsidies die worden verkregen. Indien de prijs om zelf elektriciteit te produceren lager is dan de prijs om elektriciteit aan te kopen, is het uiteraard aangeraden om te investeren in een fotovoltaïsch systeem. Indien dit niet het geval is moeten de subsidies of, in Vlaanderen, de GSC ervoor zorgen dat het produceren van eigen elektriciteit even voordelig is als elektriciteit aankopen. Dit is nodig om investeringen in groene energie te blijven stimuleren. De YUR zal berekend worden zowel met de opbrengst van GSC als zonder de opbrengst van GSC. Zo kan bepaald worden of de GSC bepalend zijn om de investering rendabel te maken.

3.2. Monte-Carlosimulatie & Sensitiviteitsanalyse

Bovenstaande evaluatiemaatstaven geven slechts een beeld van een bepaald moment in de tijd met constante gegevens. Het is ook interessant om de invloed van de variabelen op de NCW te bekijken als er telkens meerdere variabelen tegelijkertijd een andere waarde krijgen toegewezen. Hiervoor kan een Monte-Carlosimulatie gebruikt worden die ook beschreven wordt in Laveren et al. (2002). Ze baseren zich op een oude studie van Hertz D.B. (1964). De simulatie berekend, op basis van lukraak gekozen waarden van de variabelen, de NCW van het project. Deze gekozen waarden van de variabelen liggen binnen een onder- en bovengrens. Er zal gebruik gemaakt worden van een driehoeksverdeling met de meest waarschijnlijke waarde, een onder- en een bovengrens. Hertz D.B. (1964) maakt een onderscheid tussen drie verschillende soorten analyses. Deze drie verschillende analyses zijn een marktanalyse, een investeringskostenanalyse en een operationele kostenanalyse. Wij maken gebruik van een investeringskostenanalyse waarbij men verschillende stappen moet doorlopen.

Eerst en vooral moet er een model geformuleerd worden van het investeringsproject. Dit model zal in Excel worden voorgesteld waarbij de NCW moet berekend worden op basis van parameters en exogene variabelen. Parameters zijn waarden die door de beslissingsnemers worden bepaald. Zo zullen we verzekeringskosten en herstelkosten als parameters behandelen. Exogene variabelen zijn stochastisch en worden door externe omstandigheden bepaald. GSC en de netvergoeding worden door het bevoegde beleid bepaald. We zullen deze toch beschouwen als exogene variabelen om de invloed op de NCW te kunnen bepalen. Ten tweede moet de waarde van de parameters bepaald worden en moet een waarschijnlijkheidsverdeling worden opgesteld voor de exogene variabelen. Deze waarschijnlijkheidsverdeling zal zo goed mogelijk naar de realiteit geschat moeten worden. Vervolgens zal er voor de resterende stappen met het programma 'crystal ball' worden gewerkt. Dit programma zal waardes kiezen voor elke exogene variabele uit de waarschijnlijkheidsverdeling. Vervolgens wordt de NCW berekend met deze gekozen exogene variabelen en de parameters.

Deze stappen worden vervolgens een groot aantal keren herhaald. Wij zullen deze stappen 10 000 keer herhalen om zo het effect van de exogene variabelen op onze output parameter (NCW) te kunnen bepalen. Na deze stappen bekomen we een frequentieverdeling van de bekomen NCW van het project. Laveren et al. (2002) benadrukken dat de waarschijnlijkheidsverdelingen van de exogene variabelen goed bepaald moeten worden om tot een zinvolle simulatieanalyse te komen. Bij onze simulatie zal er worden gekozen voor een driehoeksverdeling die werkt met een vrije range. Hier wordt een boven- en ondergrens of een minimum en een maximum gekozen waarbij de waarschijnlijkste waarde hier tussen ligt.

Uit de frequentieverdeling of de kansverdeling van de NCW zullen we kunnen afleiden wat de kans is dat deze waarde positief is. Bijkomend zullen we ook sensitiviteitsgrafieken bekomen die tonen voor hoeveel procent de onzekere exogene variabelen de variatie in de outputparameter kunnen verklaren. (Crystal ball user manual, 2006)

Om de invloed van de belangrijkste variabelen te bepalen, wordt er ook nog een sensitiviteitsanalyse uitgevoerd voor deze variabelen. De belangrijkste zullen geselecteerd worden op basis van de invloed op de spreiding in de NCW. Audenaert et al. (2010) gebruiken een sensitiviteitsanalyse om algemene conclusies te kunnen trekken uit een investeringsanalyse. Dit doen ze door hun drie meest beïnvloedende variabelen te laten variëren. De NCW is immers een samenvatting in actuele geldtermen van diverse beïnvloedende elementen. Een sensitiviteitsanalyse laat ons toe om bepaalde inputvariabelen te laten variëren. Laveren et al. (2002) beschrijven de procedure voor het uitvoeren van een sensitiviteitsanalyse. Ze bespreken hiervoor vier stappen. In de eerste stap worden de variabelen geïdentificeerd die de winstgevendheid van het project beïnvloeden. Vervolgens moet de meest waarschijnlijke waarde van de verschillende variabelen bepaald worden evenals een range van mogelijke waarden die deze variabelen kunnen aannemen. Als derde stap wordt de winstgevendheid van het project berekend op basis van de meest waarschijnlijke waarden van de verschillende inputvariabelen. Dit zal gebeuren met behulp van een 'wat-als' analyse in Excel. Bij de laatste stap wordt de invloed van elke parameter op de NCW van het project berekend door telkens één parameter te veranderen. Praktisch zullen we telkens kijken naar twee parameters en het effect van de verandering op de NCW. Met behulp van de sensitiviteitsanalyse zullen we variabelen kunnen identificeren die voor de NCW het belangrijkste zijn.

4. Praktijkstudie

4.1. Referentiecasi

De simulatie van het BIPV systeem is gebaseerd op een bestaande installatie in Ranst. Deze installatie werd geplaatst op 14 maart 2012 en heeft als geografische coördinaten 51,18 ° noorderbreedte en 4,62° oosterlengte. In Ranst is er een jaarlijkse globale straling van 1030 kWh/m². De jaarlijkse gemiddelde temperatuur bedraagt er 10,5 °C en er valt gemiddeld een jaarlijkse neerslag van 800 mm. Het systeem heeft een vermogen van 8,7 kWp. Het betreft hier dus geïntegreerde modules, meer specifiek CIS modules van het type SF 145-L (145 W) geproduceerd door Solar Frontier. 60 modules werden geïntegreerd in het dak met als hellingshoek 30 ° en een oriëntatiehoek van 45 ° Zuidwest. De verwachte opbrengst van het systeem bedraagt 8 100 kWh per jaar en er zou 4 900 kg CO₂ bespaard worden per jaar. De gebruikte omvormer is van het bedrijf SMA. Het gaat om een omvormer van het type STP8000 TL. In onderstaande afbeelding is het duidelijk dat de integratie van de panelen in het huis in Ranst aantoont dat architectuur en fotovoltaïsche systemen wel degelijk gecombineerd kunnen worden.



Figuur 24: Geïntegreerd fotovoltaïsch systeem in Ranst
Bron: Case study Ikaros Solar (Solar Frontier Europe BVBA)

De eigenaar van het huis is Guy Vandendungen en hij heeft voor de nodige kostgegevens gezorgd om de investeringsanalyse te kunnen uitvoeren. Meneer Vandendungen werkt bij Ikaros Solar NV als Director Engineering & Supply, een partner van Solar Frontier die de gebruikte CIS-modules produceren. De esthetische oplossing wordt bekomen door de egale zwarte panelen die kenmerkend zijn voor de CIS technologie van Solar Frontier. Zwart gemoffeld aluminium zorgt voor de esthetische ondersteuning die vergelijkbaar is met ramenbouw. Hierbij worden de openingen tussen de modules egaal afgedekt en wordt er een vlak geheel bekomen. (Persoonlijke communicatie dhr. Vandendungen, mei 2013)

4.2. Simulatie PVsyst

De referentiecasi zal gesimuleerd worden met de software PVsyst om zo input te verschaffen voor de investeringsanalyse. De simulatie zal gebeuren met meteorologische gegevens uit Ukkel die de software ter beschikking stelt. Ukkel is niet zo ver van Ranst gelegen en heeft als coördinaten 50,8 ° noorderbreedte en 4,4 ° oosterlengte. Het betreft een ideaal gepositioneerde installatie met een hellingshoek van 35 ° en die pal naar het zuiden gericht is. We gaan er van uit dat er geen schaduw op de modules valt. In PVsyst was het niet mogelijk om de opstelling van het bestaande systeem na te bootsen. PVsyst zal zelf een opstelling van het systeem genereren van tien maal zes modules in serie. Als omvormer werd dezelfde gekozen als in de bestaande installatie, namelijk een Sunny Tripower 8000 TL.

Bij de investeringsanalyse zal er rekening gehouden worden met factoren die voor efficiëntieverlies zorgen die door PVsyst zullen gesimuleerd worden. Dit zal de klimaatfactor vervangen die meestal gebruikt wordt bij investeringsanalyses van fotovoltaïsche installaties. De verliezen worden door de software geschat en geven een goed beeld van het uiteindelijk opgewekte vermogen. Deze worden weergegeven in een verlies diagram. Het diagram geeft een goed inzicht in de kwaliteit van het gesimuleerde fotovoltaïsch systeem. De uitleg van onderstaande verliezen vindt men terug in de helpfunctie van PVsyst. De software start met de berekening van de nominale energie bij STC. Deze wordt berekend met behulp van de horizontale globale radiatie die voor Ukkel gelijk is aan 965 kWh/m². Hierbij komt een correctiefactor voor de hellingshoek en de oriëntatie van de modules. Bij deze installatie zorgt dit voor een verhoging van 13,9 % op de initiële radiatie. Een andere factor die ook in rekening wordt gebracht voor de berekening van de effectieve radiatie is de IAM factor of de 'Incidence Angle Modifier' factor. Dit is een optisch effect dat zorgt voor reflectieverlies. De reflectie zorgt voor een verzwakking van de straling waardoor er minder straling het oppervlak van de fotovoltaïsche cellen bereikt. Deze IAM factor wordt door de software geschat op 3,4 %. Hierbij wordt rekening gehouden met de wet van Fresnel die de transmissie en reflectie beschrijft op het grensvlak van twee transparante materialen met een verschillende brekingsindex. De wet laat toe om het licht dat effectief het celoppervlak raakt te berekenen. Het gaat hier echter om complexe berekeningen doordat er mogelijk een antireflectie coating is gebruikt en er meerdere breekpunten aanwezig zijn in een zonnecel. Daarom wordt er vaak gebruikt gemaakt van een benadering die slechts afhangt van één parameter. De volgende formule wordt hiervoor gebruikt:

$$F_{IAM} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos i} - 1 \right) \text{ waarbij } i = \text{invalshoek van het licht op de modules}$$

De waarde b_0 houdt rekening met de brekingsindex. Als er sprake is van een hoge brekingsindex, is er een lage waarde voor b_0 . Zo hebben bijvoorbeeld kristallijne modules een waarde van 0,5 voor b_0 . Aangezien de modules van Solar Frontier aanwezig zijn in de database van PVsyst wordt deze IAM waarde berekend door de software. (PVsyst 6 help, 2013)

Het laatste verlies dat in rekening gebracht moet worden voor het berekenen van de effectieve radiatie is het verlies door vuil op de panelen zoals stof en dergelijke. Dit is een zeer onzekere factor die sterk afhankelijk is van de omgeving waar het systeem is geplaatst. In Midden-Europa kan dit meestal genegeerd worden door de regen die er valt. PVsyst houdt echter rekening met een verlies van 3 % voor Ukkel. Hier houden ze bijvoorbeeld ook rekening met de uitwerpselen van vogels die niet door regen verwijderd worden. Het ophopen van stof aan de kaders van modules zou ook een probleem zijn aangezien ze voor schaduw kunnen zorgen. Bij het geïnstalleerd systeem uit de investeringsanalyse kan men dit verlies echter verwaarlozen aangezien het gaat om een egaal afgewerkt geheel. Sneeuw is ook nog een factor die men niet mag vergeten en ook invloed heeft op de opbrengst in de wintermaanden. Deze verliezen zitten niet inbegrepen in de software. Hierdoor zullen we toch het verlies van 3 % behouden. Dit is ook verantwoord doordat er geen rekening wordt gehouden met eventuele reinigingskosten van de modules in de investeringsanalyse. De verliezen geleden door vervuiling worden besproken door Thevenard & Pelland (2013).

Na het berekenen van de effectieve radiatie kunnen de verliezen, veroorzaakt door het systeem, in achtving genomen worden. Deze zullen in rekening worden gebracht als een percentage van het nominaal vermogen dat wordt aangegeven door de fabrikant onder STC. Deze berekening wordt ook gebruikt door het JRC waarbij ook de prestatieverhouding in rekening wordt genomen. De prestatieverhouding is de verhouding tussen de effectief geproduceerde energie en de energie die geproduceerd zou zijn door een perfect systeem onder STC en onder constante radiatie. Verschillende van de besproken verliezen zijn niet direct meetbaar. Om dit nominaal vermogen te schatten wordt in PVsyst de conversie efficiëntie van de modules in acht genomen. Het programma houdt rekening met een efficiëntie van 11,82 % onder STC. De verkregen nominale energie wordt door de software afgerond. In Excell zullen we dus andere cijfers bekomen aangezien we niet zullen afronden.

Het eerste verlies dat de software in rekening brengt, is het radiatieverlies. Zoals besproken bij het deel over externe factoren daalt de efficiëntie van het systeem als er minder straling wordt waargenomen. De software brengt voor de CIS-modules een verlies van 1,3 % in rekening. Doordat CIGS en CIS modules meer bruikbaar licht kunnen opvangen, scoren ze hier beter op dan kristallijne modules. Een simulatie met polykristallijne modules gaf hier bijvoorbeeld een verlies aan van 3,1 %.

Een verlies waar de modules minder goed op scoren is het verlies dat veroorzaakt wordt door de temperatuur. Dit is ook te danken aan het feit dat het om een geïntegreerd systeem gaat met volledig geïsoleerde achtergrond. Afkoeling door luchtcirculatie achter de modules is hier dus niet mogelijk. De software geeft een verlies van 5,5 % voor het gesimuleerde systeem. Deze schatting is gebaseerd op een vergelijking die de energiebalans tussen de omgevingstemperatuur en de opwarming van de zonnecellen door invallende zonnestrallen weergeeft. Deze energiebalans ziet er als volgt uit:

$$U * (T_{Cel} - T_O) = \alpha * G_{inc} * (1 - Effic)$$

De U staat voor thermische verliesfactor, T_{Cel} voor de celtemperatuur, T_O voor de omgevingstemperatuur, α is de absorptiecoëfficiënt van de zonnestrallen, G_{inc} staat voor de totale zonnestraling en $Effic$ staat voor de efficiëntie van de modules. Deze parameters worden afgesteld op de gekozen CIS-modules voor de simulatie. Bovenstaande U -waarde kan opgesplitst worden in twee componenten als volgt:

$$U = U_c + U_v * v$$

U_c staat voor een constante factor en U_v is de thermische verliesfactor die afhankelijk is van de windsnelheid v . Zoals eerder gezegd zal deze verliesfactor hoger liggen in ons geval wat neerkomt op een vermindering in de U -factor. Doordat ons systeem volledig geïntegreerd is zou de waarde theoretisch gezien met de helft moeten verminderen. Bij een niet geïntegreerd systeem kan de wind immers de voor- en achterkant van de modules afkoelen. De gebruikersgids van PVsyst wijst er echter wel op dat men voorzichtig moet omgaan aangezien deze parameters niet direct te bepalen zijn. Zo beschikt de software nog niet over voldoende data rond geïntegreerde systemen maar probeert men de verliezen toch zo goed mogelijk te schatten. Ook het in rekening brengen van windsnelheden moet met enige voorzichtigheid gebeuren. Betrouwbare kennis rond windsnelheden is immers zeer zeldzaam. Indien deze data helemaal ontbreekt in bepaalde gebieden, wordt de invloed van de wind opgenomen in de constante verliesfactor U_c . (PVsyst 6 help, 2013)

Bij modules die gebruik maken van de CIGS/CIS technologie moet er, buiten al de verliezen, ook rekening worden gehouden met een positief effect. Dit effect staat beter bekend als het 'light soaking' effect dat reeds besproken werd. PVsyst houdt rekening met een verbetering van 3 % op de nominaal opgewekte energie. Meestal wordt er een verbetering in de prestatie van het systeem vastgesteld nadat de installatie enkele honderden uren aan de zon werd blootgesteld. Deze verbetering is te danken aan een verandering in de celstructuur die veroorzaakt wordt door de blootstelling aan licht. De software neemt deze verbetering voor de gehele levensduur in rekening. Men weet echter niet hoelang dit positieve effect van toepassing is op de modules.

Na dit positieve effect wordt er opnieuw een verliesfactor in rekening gebracht. Het gaat hier om de kwaliteit van de modules. Deze kan zelf ingesteld worden naargelang het vertrouwen in de modules. De software kan hier echter opnieuw een standaardwaarde kiezen afgestemd op de gekozen CIS modules. Hierbij wordt er rekening gehouden met het vermogen en het gegarandeerd vermogen. PVsyst neemt het gemiddelde tussen de laagste grenswaarde van de toleranties en het nominaal vermogen van de module. Deze factor zal gedurende de simulatie in rekening worden gebracht bij de productie van elektriciteit gebaseerd op het piekvermogen van het systeem. De software heeft voor deze simulatie een verliespercentage van 2,5 % ingesteld.

Volgende twee factoren hebben slechts een kleine invloed op de geproduceerde energie maar zullen toch in rekening gebracht worden. Het eerste verlies is het 'mismatch' verlies dat veroorzaakt wordt door verschillen tussen de modules in het systeem. Zo zullen nooit alle modules identiek hetzelfde zijn. Bij het aaneenschakelen van deze modules zal de module met de laagste stroom, de stroom in de volledige serie van modules bepalen. Meestal wordt een standaard waarde van 2 % gebruikt door PVsyst. Voor de CIS modules wordt het verlies door PVsyst echter op 0,8 % ingesteld doordat de software beschikt over gedetailleerde gegevens van de modules. Een ander verlies is het efficiëntieverlies dat wordt geleden door bedradingen in het systeem. De bedrading tussen de modules en de bedrading van de modules naar de omvormer zorgen voor het CIS systeem voor een verlies van 0,8 % volgens de software. Dit verlies wordt veroorzaakt door een spanningsdaling die afhankelijk is van de lengte van de bedrading en de grootte van de stroom in de bedrading. Standaard staat dit verlies opnieuw wat hoger ingesteld, namelijk op 3 %. Door het optimaal plaatsen van de bekabeling in het systeem kan dit verlies echter omlaag gehaald worden zoals in het gesimuleerde systeem het geval is. Buiten al deze verliezen, zorgt ook de omvormer nog voor energieverlies. PVsyst rekent een efficiëntieverlies van 3,4 % aan voor de gebruikte omvormer. Er wordt ook nog een verlies geleden van 0,2 % op de minimum input van vermogen dat nodig is om de omvormer te laten werken. Dit input vermogen wordt door de omvormer zelf geconsumeerd. Als het opgewekte vermogen dus onder dit minimum vermogen ligt zal de omvormer niet functioneren. Het laatste verlies dat de software in rekening brengt is het verlies door onbeschikbaarheid van het systeem door systeemfalingen en onderhoudswerken. Deze perioden van onbeschikbaarheid worden random gecreëerd en kunnen verschillen van simulatie tot simulatie. Het energieverlies bij het random selecteren is immers afhankelijk van het seizoen en het weer gedurende deze periodes van onbeschikbaarheid. Voor de uitgevoerde simulatie werd er rekening gehouden met een verliesfactor van 3,3 %. De uiteindelijke hoeveelheid opgewekte energie en de verliezen worden bij de bespreking van de investeringsanalyse weergegeven. (PVsyst 6 help, 2013)

4.3. Kosten en baten fotovoltaïsche systemen

In de studie bouwen met fotovoltaïsche zonne-energie (2004) wordt er gewezen op het feit dat er naast de investeringskosten nog met andere aspecten moet rekening gehouden worden. Zo moet er uiteraard rekening worden gehouden met de financiële opbrengsten door besparing op elektriciteit en eventueel de verkoop van geproduceerde elektriciteit. Ook de steunmaatregelen van de overheid moeten in rekening worden gebracht. Deze zijn in de laatste jaren sterk afgenomen zoals besproken in de literatuurstudie. Bij BIPV kan men ook de vermeden kosten door vervanging van klassieke bouwmaterialen in rekening brengen. In dit geval gaat het om het inwerken van modules in het dak. Een vermeden kost hierbij is de dakbedekking door bijvoorbeeld leien pannen. Om van het BTW-tarief van 6% te genieten, nemen we aan dat het om een vervanging gaat van een bestaand dak. Hierdoor zullen we de vermeden kost van dakbedekking niet in rekening brengen. Toegevoegde waarde wat betreft esthetiek zou in rekening moeten worden gebracht. Er wordt in de analyse gekeken wat het effect op de financiële maatstaven is. Dit kan verantwoord worden door een maatstaf, namelijk de 'willingnes to pay' (WTP) om deze baat (esthetische oplossing) te bekomen. Bateman et al. (2002) beschrijven de WTP en hoe deze maatstaf economisch geëvalueerd kan worden. Het bereidt zijn om te betalen voor esthetische oplossingen verschilt sterk van persoon tot persoon. De investeerders van de referentiecasse waren bereid om deze meerprijs te betalen om de esthetische oplossing te verkrijgen. We zullen bekijken wat het weglaten van de integratiekost als effect heeft op de rendabiliteit van de investering.

In het stappenplan fotovoltaïsche zonnepanelen van leefmilieu Brussel (2010) wordt een overzicht gegeven van de verschillende kosten bij het installeren van het systeem. De prijzen voor een fotovoltaïsche installatie zijn afhankelijk van het gewenste vermogen, de installatiewijze, de omvormer en de installatiekosten. De installatiekosten nemen ongeveer 20 % van de investering in. Deze kost kan variëren naargelang de leeftijd van het gebouw, de opbouw of integratie in het dak, de afstand tussen de panelen en de omvormer en tussen de omvormer en de elektriciteitskast. De grootste investeringskost blijven de materiaalkosten die ongeveer 80 % van de investering innemen. Deze blijven sterk dalen jaar na jaar. Onderhoudskosten achteraf zijn miniem ten opzichte van de materiaal- en installatiekost.

4.3.1. Kosten

De kosten van het gesimuleerde fotovoltaïsche systeem zijn gebaseerd op het bestaande systeem in Ranst. De kostprijs is bekomen via de eigenaar van het systeem die reeds vernoemd werd bij de voorstelling van de referentiecasse. Ook de esthetische kosten zijn gebaseerd op het ondersteuningssysteem met zwart gemoffeld aluminium dat reeds vermeld werd bij de referentiecasse. Het gebruikte Btw-tarief bedraagt 6 %. Om in aanmerking te komen voor dit Btw-tarief moet het om een netgekoppeld fotovoltaïsch systeem gaan dat geïnstalleerd wordt op een residentiële woning die ouder is dan 5 jaar zoals blijkt uit de literatuurstudie. Er wordt aangenomen dat aan deze voorwaarden voldaan is.

	Aantal	Eenheidsprijs	Totaal (€)
<i>Solar frontier SF 145-L</i>	60	€ 159,27	€ 9.556,20
<i>STP 8000 TL-10</i>	1	€ 2.660,47	€ 2.660,47
<i>Garantieverlenging</i>	1	€ 325,92	€ 325,92
<i>Bekabelingskosten</i>	1	€ 245,79	€ 245,79
<i>Trifase connectie</i>	1	€ 285,85	€ 285,85
<i>Installatiekost panelen / bekabeling</i>	1	€ 3.023,31	€ 3.023,31
<i>Installatiekost omvormers</i>	1	€ 76,53	€ 76,53
<i>Dossierkosten</i>	1	€ 40,51	€ 40,51
<i>Kosten esthetische oplossing</i>	1	€ 1.860,28	€ 1.860,28
Totaalkost (excl. BTW)			€ 18.074,86
BTW	6%		€ 1.084,49
Totaalkost (incl. BTW)			€ 19.159,35

Tabel 3: Kosten gesimuleerd fotovoltaïsch systeem

4.3.2. Bijkomende kosten

De netvergoeding werd reeds besproken bij de beleidsmaatregelen in Vlaanderen. De bijkomende kosten waarmee we nog rekening zullen houden in de analyse worden nog besproken.

4.3.2.1. Verzekering

De verzekering van zonnepanelen is voor de meeste investeerders toch wel belangrijk. Het gaat immers om een relatief hoge investering. In een dossier van test-aankoop (2013) wordt vermeld dat schade en diefstal meestal gedekt worden door de woonverzekering die beter bekend staat als de brandverzekering. Meestal hebt u dus geen extra verzekering nodig. Het is echter wel belangrijk dat u de zonnepanelen laat opnemen in de lijst van zaken die onder de dekking van de woonverzekering vallen. Hiervoor dient men contact op te nemen met de verzekeraar.

Soms dekt een gewone woonverzekering niet alle schade en kan het toch interessant zijn om een bijkomende verzekering aan te gaan. Solar Insurance & Finance biedt een zonnepanelenverzekering aan. Het is een internationaal werkende en onafhankelijke verzekeringsmakelaar. De dekking wordt volledig gedragen door toonaangevende Europese verzekeringsmaatschappijen met een A-rating. De verzekering die wordt aangeboden bestaat uit 2 delen, namelijk een van buitenkomende onheilendekking en een dekking van het productieverlies. De installatie is hier bijvoorbeeld ook verzekerd voor diefstal zonder braakschade en het productieverlies wat bij de woonverzekering soms niet het geval is. De premie bedraagt 0,225 % per jaar over het totale factuurbedrag inclusief installatiekosten en BTW. Hierbij komen ook nog eens poliskosten, wettelijke toeslagen en taksen. Bij de polis geldt een minimumbedrag van 45 EUR. Als er rekening wordt gehouden met een kostprijs van de installatie van 16 000 euro (incl. BTW) komt men op een bedrag van 36 EUR. In de analyse zal dus gebruik gemaakt worden van het minimumbedrag van 45 EUR waarbij poliskosten, wettelijke toeslagen en taksen al zijn inbegrepen.

4.3.2.2. Onderhouds- & herstelkosten

Volgens een onderzoek van het Vlaams Kenniscentrum Publiek-Private Samenwerking (PPS) blijven herstelkosten bij fotovoltaïsche installaties beperkt tot 50 EUR per jaar. De kosten voor jaarlijks onderhoud zouden zelfs onbestaande zijn. Hoewel in het hoofdstuk van externe factoren stof een grote rol kan spelen in de opbrengst van de panelen, stellen we dat onderhoud toch niet nodig is. Dit is te verantwoorden door regen en wind die ervoor zorgen dat het meeste stof van de installatie verwijderd zal worden en dat de simulatiesoftware rekening houdt met een 'soiling' loss. Voor de herstelkosten wordt het bedrag van 50 EUR per jaar gevolgd. Hieronder worden vervangingen van defecte of beschadigde onderdelen verstaan die niet door de verzekering gedekt worden.

4.3.3. Baten

In de analyse zal er uiteraard ook rekening gehouden worden met de baten van een fotovoltaïsche installatie. De opbrengsten van de GSC werden reeds besproken in de literatuurstudie. Deze zullen zorgen voor een opbrengst van 93 EUR bij het opwekken van 4348 kWh. Voor de gesimuleerde simulatie zal er dus per jaar minstens een opbrengst van 93 EUR zijn. Deze opbrengst kan oplopen tot 186 EUR (2 GSC) aangezien de resterende productie van een jaar opgeteld wordt bij het volgende jaar. We stellen in de analyse dat de opbrengst van de certificaten niet veranderd gedurende de levensduur van de installatie.

In de realiteit worden de opbrengsten van de certificaten echter om het half jaar berekend. Dit wordt gedaan om oversubsidiëring te voorkomen en een rendement van 5 % op de investering te behouden. In de sensitiviteitsanalyse wordt er gekeken naar de invloed van de opbrengst van GSC op het rendabel zijn van de investering.

Een andere baat die zeer belangrijk is voor de rendabiliteit van een investering is de elektriciteitsprijs. De investeerders besparen immers op hun elektriciteitskosten als ze zelf stroom opwekken. Door de jaarlijkse opgewekte stroom te vermenigvuldigen met de elektriciteitsprijs wordt de jaarlijkse besparing berekend in de investeringsanalyse. Een studie van het CREG (2012) toont aan dat de totale elektriciteitsfactuur over de periode van 2009 tot 2011 in België stijgt. In deze totaalprijs zit echter niet enkel de geïndexeerde energieprijs. Ook nettarieven en toeslagen werden meegenomen in deze totale elektriciteitsfactuur. De sterkste stijging van de totale factuur vond plaats in Vlaanderen van 2010 naar 2011. Dit was een gevolg van het grote succes van fotovoltaïsche installaties en de ondersteuning van het rationeel energiegebruik, het economisch en economisch verantwoord omgaan met verschillende energiebronnen. De belangrijkste componenten in deze totale factuurprijs zijn de leveranciersprijs en het distributietarief. Deze leveranciersprijs bestaat in de studie uit een vaste vergoeding per jaar waarbij de prijs per kWh wordt opgeteld voor de piek- en daluren. Het distributietarief bestaat uit werkingskosten, billijke vergoedingen, financiële lasten, kosten voor gebruik van het transmissienet, openbare dienstverplichtingen, netverliezen en heffingen. Bovenstaande kosten zitten in de elektriciteitsprijs. Eurostat geeft via statistieken rond energieprijzen de halfjaarlijkse prijs voor Belgische gezinnen. Deze prijzen hebben telkens betrekking op de tweede helft van het jaar.

In 2009 werd er een elektriciteitsprijs genoteerd van 0,186 EUR/kWh. In 2010 noteerde men een prijs van 0,197 EUR/kWh en in 2011 een prijs van 0,212 EUR/kWh. De prijzen zijn gebaseerd op een jaarlijks verbruik van 2 500 tot 5 000 kWh. Dit verbruik wordt verondersteld voor gezinnen van een gemiddelde grote van 4 personen. Door de esthetische oplossing wordt er echter heel wat meer energie opgewekt door de gesimuleerde installatie. We veronderstellen dus dat het gaat om een groot gezin met een hoog elektriciteitsverbruik. In de prijzen van 2011 zit volgende opsplitsing. De kost van energie en aanbod bedraagt 0,076 EUR/kWh. Voor netwerkkosten in België betaalde men 0,084 EUR/kWh in 2012. Een laatste factor die in de elektriciteitsprijs zit, zijn belastingen en andere heffingen. Deze maakte 0,052 EUR/kWh uit van de totale elektriciteitsprijs. In onderstaande tabel wordt de evolutie van de elektriciteitsprijzen in België weergegeven.

Jaar	Elektriciteitsprijs (EUR/kWh)	Procentuele verandering (%)
2001	0,1184	/
2002	0,1137	-3,97%
2003	0,112	-1,50%
2004	0,1145	2,23%
2005	0,1116	-2,53%
2006	0,1123	0,63%
2007	0,1229	9,44%
2008	0,15	22,05%
2009	0,1431	-4,60%
2010	0,1449	1,26%
2011	0,1572	8,49%
2012	0,159	1,15%

Tabel 4: Verandering in Belgische elektriciteitsprijzen van 2001 tot 2012.

Bron: epp.eurostat.ec.europa.eu

Bovenstaande prijzen liggen heel wat lager dan de eerder vermelde elektriciteitsprijzen. Er wordt bij de prijzen in de tabel immers geen rekening gehouden met belastingen en andere heffingen. Bij het in rekening brengen van BTW komen we in 2011 bijvoorbeeld bij een prijs van 0,1902 EUR/kWh. Dit komt al dichterbij de totale elektriciteitsprijs die eerder vermeld werd voor 2011. Om de procentuele verandering van de prijzen in rekening te brengen in de analyse zullen we het gemiddelde berekenen van de procentuele veranderingen de laatste jaren. De laatste jaren wijst het gemiddelde een stijging van 2,97 % aan. Dit gemiddelde zal gebruikt worden om de elektriciteitsprijzen voor 2013 te berekenen. We starten met een elektriciteitsprijs in 2013 van 0,2248 EUR/kWh. Deze werd als volgt berekend: $0,212 * (0,0297)^2$. 0,212 EUR/kWh was de elektriciteitsprijs uit 2011 die we vervolgens met behulp van de gemiddelde procentuele stijging berekend hebben voor 2013. Bhandari en Stadler (2009) vermelden een jaarlijkse stijging van 2 % tot 4 %. Beliën et al. (2013) vermelden een studie van Lise en Kruseman (2008) waarbij een jaarlijkse gemiddelde stijging tussen 1 en 3 % wordt vermeld. In de studie worden lange termijnvoorspellingen van elektriciteitsprijzen gemaakt met behulp van complexe modellen waarbij alle relevante factoren in rekening worden gebracht. Zelf gebruiken ze een stijging van 4 % doordat de Belgische markt rond elektriciteitsproductie kan bekeken worden als een monopolie. Hier kan men echter een verandering vast stellen. Zo verlaagde Electrabel begin 2013 zijn prijzen onder druk van concurrerende bedrijven. De gemiddelde aangenomen stijging van 2,97 % in de analyse lijkt hoog om gedurende 25 jaar aan te houden. Zo gebruikte Talavera et al. (2010) slechts een jaarlijkse stijging van 2 %. We kiezen voor een lagere gemiddelde stijging van 1,5 % gebaseerd op de vermelde studies van Beliën et al. en Talavera et al. Ook de verlaging van de prijzen in 2013 draagt bij aan dit lagere percentage.

4.4. Resterende inputfactoren investeringsanalyse

4.4.1. Discontovoet

Eén van de belangrijkste input parameters volgens Hernández-Moro en Martínez-Duart (2013) is de discontofactor die de tijdswaarde van geld en het risico van de investering in rekening neemt. Doordat fotovoltaïsche systemen geassocieerd worden met hogere technologische risico's vergeleken met traditionele energiesystemen, kennen ze meestal een hogere discontovoet. De waarde van de discontovoet moet zorgvuldig gekozen worden aangezien het de beslissing van de investeerder kan beïnvloeden. Het IEA neemt voor fotovoltaïsche systemen discontovoeten van 10 tot 12 % aan. Er werden echter ook al lagere discontovoeten gerapporteerd van ongeveer 5 %.

Zo worden er, in een studie van het EPIA (2011), voor residentiële installaties in verschillende landen discontovoeten voorgesteld. Voor elk land wordt er een risico in rekening genomen waarbij rekening wordt gehouden met de opbrengst van lange termijn staatsobligaties. In onderstaande tabel worden de verschillende discontovoeten voor vijf landen weergegeven. Deze discontovoeten nemen echter niet de volledige financieringskost van fotovoltaïsche systemen in rekening. Ze houden rekening met de stabiliteit van het financiële klimaat in de verschillende landen maar houden geen rekening met de perceptie van financiële instituties rond fotovoltaïsche technologieën vandaag en in de toekomst.

Landen	Discontovoet
Frankrijk	4,6%
Duitsland	4,4%
Italië	5,5%
Spanje	6,1%
Verenigd koninkrijk	4,6%

Tabel 5: Discontovoeten in verschillende landen voor residentiële installaties

Bron: Solar photovoltaics - Competing in the energy sector (EPIA, 2011)

Het huidige verwachte rendement door investeerders kan echter beginnen dalen. Deze daling wordt onder andere veroorzaakt door een betere kennis van de technologieën door financiële instellingen. Een andere reden is dat een investering in een fotovoltaïsch systeem tegenwoordig als een investering met een laag risico wordt bekeken. Een gemiddelde discontovoet in 2011 in de residentiële sector werd geschat tussen 6 en 8 %. Deze zou kunnen dalen tot een percentage tussen 4,4 % en 6,1 %. Deze daling zou verwezenlijkt kunnen worden doordat het lage risico dat men loopt goed gekend is bij de investeerders en de risico's gerelateerd aan het politieke klimaat worden opgeheven. Een studie van Solarbuzz (Murphy, 2013) gebruikte voor Vlaanderen een discontovoet van 6 %. Beliën et al. (2013) gebruikten in hun studie echter een discontovoet van 3 %.

Het NREL gebruikt daarentegen een discontovoet van 5 % bij een studie over de impact van verschillende economische prestatie maatstaven op de waarde van fotovoltaïsche systemen die ervaren wordt door verschillende investeerders. (Drury et al., 2011) Gebaseerd op deze gegevens nemen we een discontovoet aan van 4,5 % voor onze investeringsanalyse.

4.4.2. Andere inputfactoren

Kostprijs installatie	€ 2,20
Vermogen installatie	8 700 Wp
AC-vermogen omvormer	8 000 W
Degradatie panelen	0,80%
Effectief vermogen	7 821,94 kWh

Tabel 6: Resterende inputfactoren investeringsanalyse

De resterende inputfactoren die gebruikt worden in de analyse zijn terug te vinden in bovenstaande figuur. Het vermogen van de installatie wordt gebruikt om de kostprijs van de installatie te berekenen. Bij het delen van de totaalkost van de installatie door het vermogen (8 700 Wp) krijgen we de kostprijs van de installatie per Wp. Deze bedraagt 2,20 EUR en is afgerond op twee cijfers na de komma. Het AC-vermogen van de omvormer is nodig om de netvergoeding te berekenen gedurende de levensduur van de installatie. Bij het gebruik van een omvormer met een AC-vermogen van 8 000 W, moet er een jaarlijkse netvergoeding van 508,52 EUR betaald worden. De degradatie van de panelen is gebaseerd op de levensduur van 25 jaar en de prestatiegarantie van 80 % van het initiële vermogen. Dit is gelijk aan de garanties die worden gegeven voor de traditionele kristallijne technologie. De degradatie zal in rekening worden gebracht in de investeringsanalyse. Telkens zal het opgewekt vermogen dalen om uiteindelijk na 25 jaar nog 80 % van het opgewekte vermogen uit het eerste jaar te produceren. Het effectief vermogen dat door de installatie het eerste jaar opgewekt wordt is 7 821,94 kWh. Dit opgewekt vermogen is bekomen via de simulatiesoftware. In onderstaande tabellen is terug te vinden hoe dit vermogen werd berekend.

	Verlies / winst (%)	Verlies / winst (kWh/m ²)	Resterende radiatie (kWh/m ²)
Horizontale globale radiatie			965
<i>Correctiefactor oriëntatie & hellingshoek</i>	13,90%	134,14	1099,14
<i>IAM factor</i>	-3,40%	-37,37	1061,76
<i>Stofverlies</i>	-3,00%	-31,85	1029,91
Effectieve radiatie			1029,91

Tabel 7: Effectieve radiatie

Bovenstaande tabel houdt rekening met een horizontale globale radiatie van 965 kWh/m² in Ukkel. Uit de literatuur blijkt dit een redelijke globale radiatie. De visietekst van Vlaanderen had het over metingen van 1 240 kWh/m². De software houdt rekening met de hellingshoek en de oriëntatie van de panelen. Dit leidt tot een resterende radiatie van 1 099,14 kWh/m². Als men ook nog de verliesfactoren in rekening brengt, die eerder besproken werden, geeft de software een effectieve radiatie aan van 1 029,91 kWh/m². Indien bij deze radiatie de gebruikte modules in rekening worden gebracht, wordt de opgewekte energie bij standaard test condities (STC) bekomen. Deze is uitgedrukt in kWh en is terug te vinden in onderstaande tabel.

Effectieve radiatie	1029,91
<i>Oppervlakte (m²)</i>	73,70
Totale radiatie	75.904,48
<i>Efficiëntie modules</i>	11,82%
Energie bij STC (kWh)	8.971,91

Tabel 8: Opgewekte energie bij STC

Na het berekenen van de opgewekte energie bij STC moeten er ook nog een aantal andere verliesfactoren in rekening gebracht worden. Deze werden ook reeds bespreken bij de simulatie in PVsyst en zijn terug te vinden in onderstaande tabel.

	Verlies / winst (%)	Verlies / winst (kWh)	Resterende energie (kWh)
Energie onder STC (kWh)			8.971,91
<i>Radiatieniveau</i>	-1,30%	-116,63	8.855,27
<i>Temperatuursverlies</i>	-5,50%	-487,04	8.368,23
<i>'Light soaking' factor</i>	3,00%	251,05	8.619,28
<i>Kwaliteitsverlies module</i>	-2,50%	-215,48	8.403,80
<i>'Mismatch' verlies</i>	-0,08%	-6,72	8.397,08
<i>Bedradingsverlies</i>	-0,08%	-6,72	8.390,36
Energie (MPP)			8.390,36
<i>Efficiëntieverlies omvormer</i>	-3,40%	-285,27	8.105,09
<i>Nodige input omvormer</i>	-0,20%	-16,21	8.088,88
Output omvormer			8.088,88
<i>Systeem onbeschikbaarheid</i>	-3,30%	-266,93	7.821,94
Opgewekt vermogen			7.821,94

Tabel 9: Opgewekt vermogen na in rekening brengen van verliesfactoren

Het opgewekt vermogen van 7 821,94 kWh zal gebruikt worden in de investeringsanalyse. Dit vermogen zal zoals eerder gezegd elk jaar afnemen rekening houdend met een degradatiefactor.

4.5. Financiële evaluatiemaatstaven

Als de formule voor de netto contante waarde wordt aangepast aan het scenario van de analyse, kan men de formule als volgt schrijven:

$$NCW = \sum_{t=1}^N \frac{-(NE + V + H) + GSC_t + BE_t}{(1 + k)^t} - I_0$$

Hierbij staan de verschillende afkortingen voor:

NE = Netvergoeding

V = Verzekeringskosten

H = Herstelkosten

GSC_t = Opbrengst groenestroomcertificaten in periode t

BE_t = Besparing op elektriciteit in periode t

N = economische levensduur van het project

t = tijdsindex voor de perioden

k = kapitaalkost

Bij het aanpassen van de formule voor de berekening van de interne opbrengstvoet, krijgt men volgende formule:

$$NCW = \sum_{t=1}^N \frac{-(NE + V + H) + GSC_t + BE_t}{(1 + IOV)^t} - I_0 = 0$$

Het verschil met de formule van de NCW is dat de kapitaalkost wordt vervangen door de interne opbrengstvoet. Deze zal berekend worden door de formule gelijk te stellen aan 0. Dit zal in de Excel-file gebeuren met behulp van de IRR-functie van Excel. Ook de TVT en de VTVT zullen in Excel worden berekend. De twee resterende evaluatiemaatstaven (YUC en YUR) zien er als volgt uit:

$$YUC = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^{25} \frac{(NE + V + H)}{(1 + k)^i}}{\sum_{i=1}^{25} E_i}$$

$$YUR = \frac{\sum_{i=1}^{25} \frac{GSC_t + BE_t}{(1 + k)^i}}{\sum_{i=1}^{25} E_i}$$

De gebruikte afkorting zijn net dezelfde als bij de NCW. Een bijkomende afkorting is echter de E_i . Deze staat voor de jaarlijks opgewekte energie in kWh.

4.6. Resultaat investeringsanalyse

Het resultaat van de investeringsanalyse zal gebaseerd zijn op de basisveronderstelling in onderstaande tabel. Deze bevat de meest waarschijnlijke waarde van de variabelen die ook gebruikt zullen worden in de Monte-Carlosimulatie. Het opgewekt vermogen van 7 821,94 kWh wordt enkel het eerste jaar gebruikt. Dit vermogen degradeert elk jaar met 0,80 %. De kostprijs van de installatie bevat in dit geval ook de integratie van de panelen. Het weglaten van de integratie zal nog apart onderzocht worden. De investeringsanalyse is terug te vinden in bijlage 5 en 6. Het betreft de jaren van 0 tot en met 7 en van 18 tot en met 25 uit de investeringsanalyse.

Variabelen	Basisveronderstelling
Opgewekt vermogen	7 821,94 kWh
Degradatie panelen	0,80 %
Verandering elektriciteitsprijs	1,50 %
Kostprijs installatie	€ 2,20
Discontovoet	4,50 %
Netvergoeding	€ 508,52
GSC	€ 93,00

Tabel 10: Basisveronderstellingen investeringsanalyse

Het gebruik van deze basisveronderstellingen leidt tot de resultaten in onderstaande tabel.

NCW	€ -430,62
IOV	4,30 %
TVT	15,01
VTVT	/
YUC	€ 0,1691
YUR (met GSC)	€ 0,1666
YUR (zonder GSC)	€ 0,1571

Tabel 11: Financiële maatstaven basisveronderstelling

De NCW is negatief, dit wijst erop dat de investering niet aanvaardbaar is. De IOV is 4,30 %, dit is de discontovoet waarbij de NCW gelijk is aan nul. Deze is niet helemaal correct, dit blijkt uit het gebruik van de functie solver in Excel. Hier wordt zo dadelijk verder op in gegaan. De TVT is 15,01 jaar. Dit is het aantal jaar waarop de investering is terugverdiend. Indien men rekening houdt met de tijdswaarde van het geld bij het bepalen van de VTVT, wordt het investeringsbedrag niet terugverdiend gedurende de levensduur van de investering. De kost per opgewekte kWh (YUC) bedraagt 0,1691 EUR voor de gehele levensduur van de investering. Deze is hoger dan de opbrengst per kWh, zowel met als zonder GSC. Deze bedragen respectievelijk 0,1666 EUR en 0,1571 EUR. Ook met GSC is de investering in een geïntegreerd fotonvoltaïsch systeem met CIS modules niet rendabel.

Bij het weglaten van de integratiekost wordt de investering wel aanvaardbaar. De kostprijs voor het systeem daalt immers tot 1,98 EUR per Wp. In onderstaande tabel worden de financiële maatstaven weergegeven indien men de integratiekost zou weglaten. Het gaat dan om een BAPV systeem met een dunne filmtechnologie. De rendementsverliezen zijn wel nog afgestemd op een geïntegreerd systeem. Indien we deze zouden aanpassen, zouden de financiële maatstaven waarschijnlijk nog meer verbeteren aangezien het opgewekt vermogen toeneemt zonder integratie. Zoals eerder aangehaald kunnen deze integratiekosten ook gezien worden als esthetische baten. Investeerders die deze kost willen betalen kunnen de kost eventueel niet in rekening brengen bij de investeringsanalyse. Dit hangt van de WTP af van de investeerder. In dit geval zou het dus nog wel gaan om het BIPV systeem waarbij de integratiekosten niet in rekening worden genomen door de WTP van de investeerder. De investeringsanalyse is terug te vinden in bijlage 7 en 8. Het betreft opnieuw de jaren van 0 tot en met 7 en van 18 tot en met 25.

NCW	€ 1.483,38
IOV	5,25%
TVT	13,70
VTVT	21,95
YUC	€ 0,1581
YUR (met GSC)	€ 0,1666
YUR (zonder GSC)	€ 0,1571

Tabel 12: Financiële maatstaven zonder integratiekost

De NCW is in deze situatie positief en bedraagt 1 483,38 EUR. Dit resulteert ook in een hogere IOV van 5,25 %. De TVT is gedaald tot 13,70 jaar en indien we rekening houden met de tijdswaarde van geld kan de investering in dit geval wel terugverdiend worden. De VTVT bedraagt 21,95 jaar. Het zal dus ongeveer 22 jaar duren voor het initiële investeringsbedrag is terugverdiend indien de tijdswaarde van het geld in rekening wordt genomen. De YUC is gedaald tot 0,1581 EUR waardoor de kosten per kWh lager zijn dan de opbrengsten per kWh met GSC gedurende de levensduur van de investering. Deze zijn uiteraard niet veranderd en bedragen 0,1666 EUR met GSC en 0,1571 EUR zonder GSC. Zonder de GSC zouden de kosten per kWh nog steeds hoger liggen dan de opbrengsten per kWh. Al gaat het hier om een zeer klein verschil van 0,001 EUR.

Ten slotte wordt de break-even waarde voor elke variabele ook nog berekend met behulp van de functie solver in Excel. De NCW is nul indien de variabele de break-even waarde aanneemt waarbij de andere variabelen constant gehouden worden. De andere variabelen nemen, bij het berekenen van de break-even waarde, hun waarde uit de basisveronderstellingen aan. De break-even waarden zijn terug te vinden in onderstaande tabel.

Variabele	Break-even waarde
Opgewekt vermogen	7 942,13 kWh
Degradatie panelen	0,68 %
Verandering elektriciteitsprijs	1,66 %
Kostprijs installatie	€ 2,15
Discontovoet	4,28 %
Netvergoeding	€ 479,48
GSC	€ 117,11

Tabel 13: Break-even waarde variabelen

Bovenstaande waarden verschillen niet veel van de veronderstelde basiswaarden. De spreiding in deze variabelen en de invloed hiervan op de NCW zal aan bod komen bij de Monte-Carlosimulatie.

4.7. Monte-Carlosimulatie

4.7.1. Vaste ranges

De eerste simulatie gebeurt met vaste ranges voor de variabelen. Er zal een driehoeksverdeling gebruikt worden waarbij het minimum en het maximum telkens 10 % afwijkt van de meest waarschijnlijke waarde. Deze kansverdeling wordt gekozen voor elke variabele. Het model trekt willekeurige waardes uit elke verdeling van de variabelen. De verdeling bepaalt de kans dat een bepaalde waarde getrokken wordt. Per simulatie zal de NCW opnieuw berekend worden. Zo wordt er na 10 000 herhalingen een kansverdeling van de NCW bekomen. In onderstaande tabel zijn de variabelen terug te vinden met hun meest waarschijnlijke waarden en hun 10 % ranges in de driehoeksverdeling.

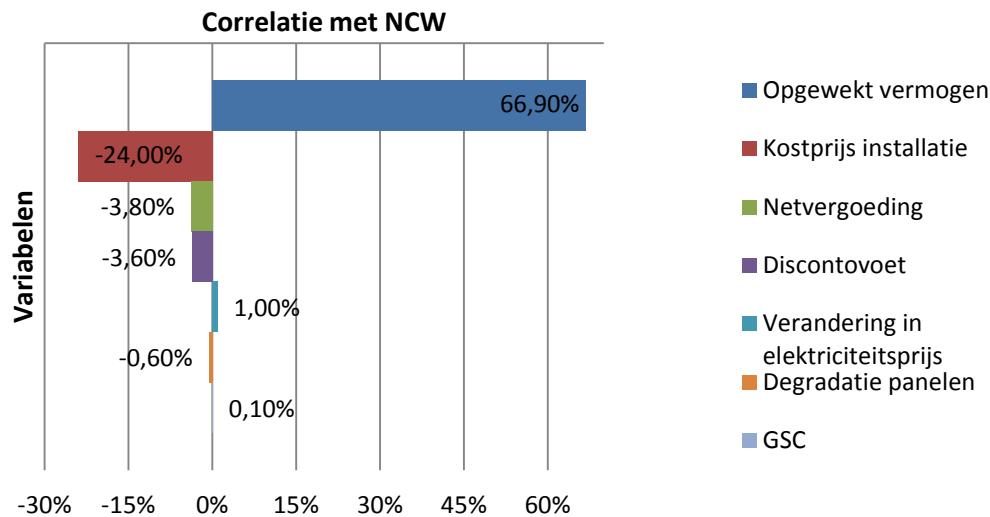
Variabelen	Basisveronderstelling	Range
Opgewekt vermogen	7 821,94	[7 039,75 ; 8 604,13]
Degradatie panelen	0,80 %	[0,72 ; 0,88]
Verandering elektriciteitsprijs	1,50 %	[1,35 ; 1,65]
Kostprijs installatie	€ 2,20	[1,98 ; 2,42]
Discontovoet	4,50 %	[4,05 ; 4,95]
Netvergoeding	€ 508,52	[457,67 ; 559,37]
GSC	€ 93,00	[83,70 ; 102,30]

Tabel 14: Variabelen in Monte-carlosimulatie met hun basisveronderstelling en hun vaste ranges

Na het uitvoeren van de simulatie krijgen we een kansverdeling voor de waarde van de NCW. Deze kansverdeling is terug te vinden in bijlage 9. Uit de figuur kunnen we de kans op een positieve NCW afleiden bij de kansverdeling met vaste ranges. De kans op een positieve NCW is 38,58 % volgens deze simulatie. De gemiddelde waarde is -434,89 EUR, deze waarde ligt rond de waarde van de NCW bij de basisveronderstellingen. De simulatie had een minimumwaarde van - 5 291,72 EUR en een maximumwaarde van 4 326,55 EUR.

De simulatie stelt ook een 'sensitivity chart' op. Uit de 'sensitivity chart' kunnen we afleiden voor hoeveel procent de variatie in de NCW wordt verklaard door een bepaalde variabele. Via de 'sensitivity chart' komen we te weten welke variabele de NCW het meeste beïnvloed en welke de NCW minder beïnvloeden. Tijdens de simulatie wordt telkens de rangcorrelatie berekend tussen elke variabele en elke voorspelling. Dit is een methode waarbij de waarde van de variabelen telkens vervangen wordt door een waarde die gelegen is in de ranges voordat de correlatiecoëfficiënt wordt berekend. Deze coëfficiënten geven aan hoe de variabele en de NCW samen veranderen. Als de variabele en de NCW een hoge correlatiecoëfficiënt hebben, betekent dit dat de variabele een significante impact heeft op de NCW.

Een hoge coëfficiënt komt overeen met een sterke relatie tussen de variabele en de NCW. Positieve waarden duiden aan dat een stijging van de variabele, een stijging in de NCW als gevolg heeft. Negatieve waarden wijzen bij een stijging van de variabele op een daling in de NCW. Onderstaande grafiek geeft de 'sensitivity chart' weer bij vaste ranges van 10 %.



Figuur 25: 'Sensitivity chart' (Vaste ranges)

Uit de grafiek kunnen we afleiden dat er twee variabelen zijn met een belangrijke invloed op de NCW waarvan het opgewekt vermogen het meeste invloed heeft. Deze grote invloed kan verklaard worden door de vaste range op de basisveronderstelling van 7821,94 EUR. 10 % van een groot getal zal een grotere invloed hebben dan 10 % op een kleiner getal zoals de kostprijs. Als we bijvoorbeeld de range van het opgewekt vermogen veranderen naar 5 % van de basisveronderstelling, daalt de invloed tot 31,4 % en wordt de kostprijs van de installatie de belangrijkste variabele met een correlatie van -48,6 %. De andere variabelen nemen dan ook in belang toe maar blijven echter aan de lage kant. Bij het bekijken van bovenstaande grafiek kunnen we zien dat 66,90 % van de spreiding in de NCW wordt veroorzaakt door het opgewekt vermogen van de installatie. Bij een stijging in het opgewekt vermogen, zal de NCW ook stijgen. De tweede belangrijkste parameter is de kostprijs van de installatie die voor 24 % verantwoordelijk is voor de spreiding van de NCW. Bij een daling van de kostprijs zal de NCW stijgen. De andere variabelen hebben een minder grote invloed. Wat wel nog de moeite is om te vermelden, is de positieve of negatieve relatie tussen de variabelen en de NCW. Bij een daling van de netvergoeding, de discontovoet en de degradatie van de panelen zal de NCW stijgen. Daarnaast zal bij een stijging van de elektriciteitsprijs en de GSC, de NCW ook stijgen. De lage percentages kunnen verklaard worden met dezelfde reden die gegeven werd bij het hoge percentage van het opgewekt vermogen. Dit spreidingsprobleem zullen we proberen op te lossen door het gebruik van vrije ranges.

4.7.2. Vrije ranges

Om tot een zinvolle simulatie te komen, moet men de inputvariabelen een realistische waarschijnlijkheidsverdeling geven. (Laveren et al., 2002) Zo klinkt het bijvoorbeeld logisch dat de prijs per Wp waarschijnlijk zal dalen in de toekomst door goedkopere en efficiëntere productietechnieken. Het bleek al uit het vorige deel dat een kleine verandering van de ranges een sterke invloed kan hebben op de invloed van de variabele op de NCW. In onderstaande tabel zijn opnieuw de variabelen terug te vinden. Nu zijn de verschillende ranges echter aangepast aan een meer realistisch scenario.

Variabelen	Basisveronderstelling	Range
Opgewekt vermogen	7 821,94	[7 395 ; 9 239,4]
Degradatie panelen	0,80 %	[0,10 ; 0,80]
Verandering elektriciteitsprijs	1,50 %	[1 ; 4]
Kostprijs installatie	€ 2,20	[0,5 ; 2,2]
Discontovoet	4,50 %	[3 ; 8]
Netvergoeding	€ 508,52	[457,67 ; 559,37]

Tabel 15: Variabelen in Monte-carlosimulatie met hun basisveronderstelling en hun vrije ranges

De range van het opgewekt vermogen is aangepast aan de klimaatfactor. Zo geldt voor België een factor van 85 % wat neerkomt op een 0,85 kWh/Wp. We stellen dat dit het minimum vermogen is dat de installatie zal opwekken. Dit komt neer op een minimaal opgewekt vermogen van 7 395 kWh. Dit is 85 % van het vermogen van de installatie (8 700 Wp). Volgens de eigenaar van de installatie van de referentiecasse wakte zijn modules het eerste jaar 1 062 kWh/kWp. (Persoonlijke communicatie dhr. Vandendungen, mei 2013) Dit zou veroorzaakt worden door het brede lightspectrum dat opgevangen wordt door de CIS-technologie en het 'light soaking' effect. Dit zou er op neer komen dat het opgewekt vermogen in het eerste jaar 106,2 % is van het vermogen van de installatie. Dit geeft een maximum range van 9239,4 kWh. We zullen dit in rekening nemen aangezien het gaat om gegevens uit een praktijkvoorbeeld. Dit is zeker verantwoord voor onze installatie aangezien de modules optimaal opgesteld zijn. Het gaat hier echter wel opnieuw om een zeer breed bereik van het opgewekt vermogen.

Het maximum percentage voor de degradatie van de panelen zullen we instellen op 0,80 % aangezien het bedrijf een garantie geeft voor het opgewekt vermogen van 80 % na 25 jaar van het initieel vermogen van de installatie. Radue & van Dyk (2009) hebben de degradatie van dunne filmodules bestudeerd. Uit deze studie bleek dat CIGS modules veel minder last hadden van degradatie. Een bepaalde CIGS module bleek zelfs geen enkel effect van degradatie te vertonen. Het ging hier wel echter om kleine modules van 20 W tot 40 W en de studie werd uitgevoerd in Port Elizabeth in Zuid-Afrika.

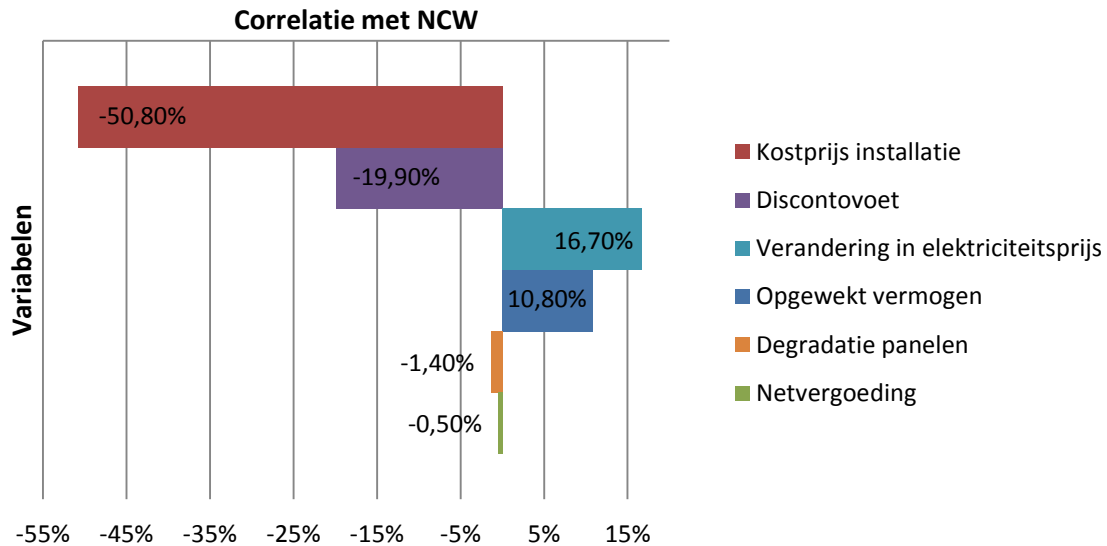
Door dit gegeven zullen we de minimumrange van degradatie vrij laag instellen. Als we uitgaan van een degradatiepercentage van 0,1 % komt dit neer op een degradatie van de panelen over 25 jaar tussen de 2 en 3 %. Deze 3 % lijkt een redelijke aanname gebaseerd op de studie van Radue & van Dyk (2009).

Gebaseerd op de besproken literatuur rond prijsstijgingen van elektriciteit bij het bepalen van de meest waarschijnlijke waarde, gebruiken we het besproken minimum van 1 % en maximum van 4 %. De kostprijs van een BIPV installatie is zeer moeilijk in te schatten aangezien elk project verschillend is van het vorige. We zullen de range dus specifiek bepalen voor dit BIPV-project. Hierdoor kunnen we er van uitgaan dat de prijs enkel kan dalen door goedkopere en efficiëntere productietechnieken. Volgens LUXresearch (2012) hebben CIGS het grootste potentieel om kosten te doen dalen. Zo wijzen ze op een kostenreductie tot 0,64 US-\$/W. Dit komt ongeveer overeen met slechts 0,50 EUR/W. Dimmler (2012) beweert zelfs een mogelijke kostenreductie tot 0,4 US-\$/W of 0,31 EUR/W. Dit is echter een voorspelling op lange termijn. We zullen als minimum het bedrag van 0,50 EUR/W gebruiken.

De discontovoet zullen we net als bij de prijsstijgingen van elektriciteit baseren op de bespreking van de meest waarschijnlijke waarde. Als minimum zullen we voor de simulatie 3 % nemen en als maximum 8 %. Wat de netvergoeding betreft is er nog heel wat onzekerheid. Deze ligt vast voor de komende twee jaar en zal nadien worden overgeheveld naar de gewesten en het VREG. We zullen de range van 10 % van het gemiddelde dus behouden om deze onzekerheid in rekening te brengen. De range van de GSC kan genegeerd worden. Volgens de huidige wetgeving betaalt de netbeheerder de minimumsteun van 93 EUR gedurende 10 jaar. Momenteel is er een ontwerp van een decreet om deze periode te wijzigen tot 15 jaar. (VREG, 2013) Ook is het onwaarschijnlijk dat deze variabele zal stijgen door de recente oversubsidiëring die leidde tot kritiek. Bovendien zullen belangrijke variabelen zoals de kostprijs en het opgewekt vermogen in de toekomst verbeteren. Hierdoor zal de steun voor fotovoltaïsche systemen niet toenemen en kan er aangenomen worden dat de GSC geen spreiding in de NCW zullen veroorzaken. We zullen de variabele GSC dus weglaten uit de simulatie. Er moet echter wel worden opgemerkt dat bij het weglaten van de GSC de NCW negatief wordt in de basisveronderstelling met integratiekost. De NCW daalt dan tot -1 324,46 EUR.

Na het uitvoeren van de analyse met de vrije ranges krijgen we opnieuw de kansverdeling van de NCW. Deze is terug te vinden in bijlage 10. Door gebruik te maken van de vrije ranges is de kans op een positieve NCW gelijk aan 94,90 %. Het gemiddelde ligt ook heel wat hoger dan bij de vaste ranges en bedraagt 7 385,91 EUR. Dit wordt veroorzaakt door de vrije ranges waarbij de meest waarschijnlijke waarde niet juist in het midden van de driehoeksverdeling ligt.

Hierdoor ligt de NCW van de investeringsanalyse heel wat lager dan de gemiddelde NCW van de simulatie. Het minimum ligt hier op -4 600,64 EUR. Het maximum voor de NCW ligt hier heel wat hoger dan bij de simulatie met vaste ranges. De simulatie geeft een maximale NCW aan van 28 143,30 EUR. Onderstaande grafiek geeft de ‘sensitivity chart’ weer voor de vrije ranges.



Figuur 26: ‘Sensitivity chart’ (Vrije ranges)

De vrije ranges hebben tot andere resultaten geleid wat de spreiding in de NCW betreft. Er zijn nu vier variabelen die een belangrijke invloed hebben op de spreiding in de NCW. De degradatie van de panelen en de netvergoeding verklaren respectievelijk slechts 1,4 % en 0,5 % van de spreiding in de NCW. De correlatie met het opgewekt vermogen is heel wat verminderd waardoor deze variabele nog slechts 10,8 % van de spreiding verklaard. De invloed van de verandering in de elektriciteitsprijs en de discontovoet op de NCW zijn in belang toegenomen. Deze verklaren in deze simulatie respectievelijk 16,7 % en 19,9 % van de spreiding. De nieuwe ranges hebben er toe geleid dat de kostprijs van de installatie nu het meeste invloed heeft op de spreiding van de NCW. Het positieve of negatieve verband tussen de variabelen en de NCW blijft uiteraard gelijk aan het verband tussen beiden zoals bij de vaste ranges.

4.7.3. Invloed kost BIPV

Aangezien de kostprijs van BIPV sterk kan verschillen, zullen we in een laatste simulatie deze kost ook als variabele beschouwen. Eerder werd deze kost opgenomen in de kosten van de installatie. De assumptie dat deze kost niet meer zou stijgen door goedkopere en efficiëntere productietechnieken geldt enkel indien BIPV projecten niet zouden verschillen. Nu laten we deze kost dus variëren doordat elk BIPV project uniek is.

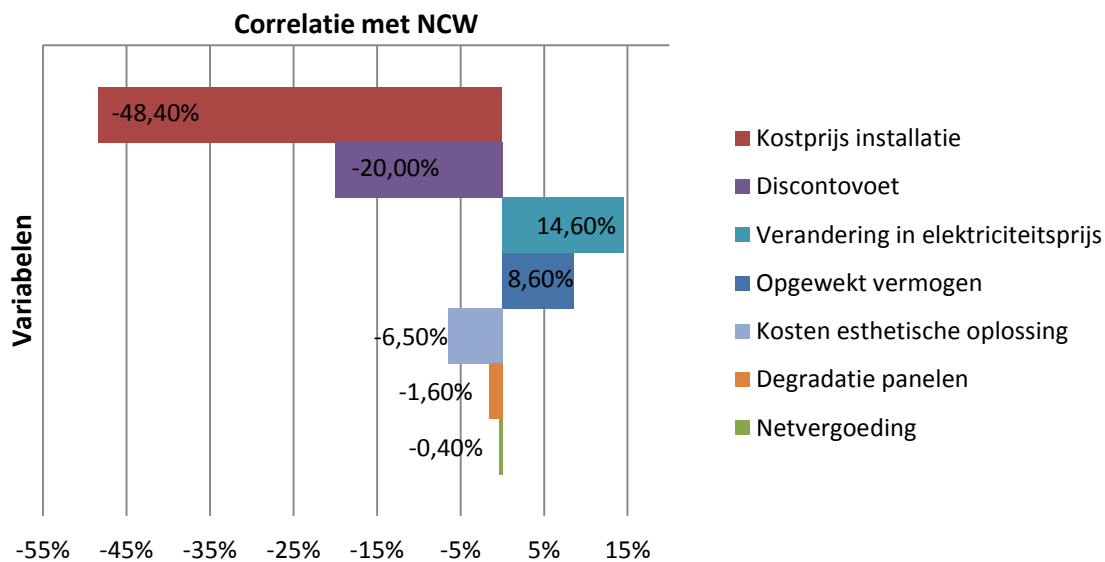
Er moet echter wel worden opgemerkt dat het hier om een eenvoudige assumptie gaat. Andere integratietechnieken zorgen immers ook voor verandering in de andere variabelen. Zo zal het opgewekt vermogen bijvoorbeeld dalen als de modules geïntegreerd zouden worden in de gevels van gebouwen. Het is nodig om te benadrukken dat het hier dus enkel gaat om de kost van de esthetische oplossing en niet om de kost van verschillende BIPV technieken. We zullen een range van 10 % gebruiken voor het minimum en het maximum. Net zoals bij de netvergoeding, waar we ook ranges van 10 % gebruiken, is er onzekerheid over deze kostprijs. We weten immers enkel dat dit de integratiekost is. Specifieke gegevens over de materialen en eventuele mogelijkheden tot verbetering zijn onbekend. Het opname van deze variabele zal ons echter een beeld geven van de invloed van de integratiekost op de spreiding van de NCW. De range van de kostprijs van de installatie moet ook aangepast worden doordat de kostprijs van integratie een aparte variabele is geworden. Deze daalt tot 1,98 EUR zoals in het geval waarbij de integratiekost niet in rekening wordt gebracht. In onderstaande tabel is een overzicht terug te vinden van de gebruikte ranges bij de simulatie met een extra variabele.

Variabelen	Basisveronderstelling	Range
Opgewekt vermogen	7 821,94	[7 395 ; 9 239,4]
Degradatie panelen	0,80 %	[0,10 ; 0,80]
Verandering elektriciteitsprijs	1,50 %	[1 ; 4]
Kostprijs installatie	€ 1,98	[0,5 ; 1,98]
Discontovoet	4,50 %	[3 ; 8]
Netvergoeding	€ 508,52	[457,67 ; 559,37]
Kosten esthetische oplossing	€ 1 860,28	[1 674,25 ; 2 046,31]

Tabel 16: Variabelen in Monte-Carlosimulatie met invloed kost BIPV als extra variabele

De simulatie geeft aan dat de kosten voor de esthetische oplossing geen invloed hebben op de spreiding in de NCW. Dit is wederom te danken aan de ranges van 10 % die te weinig verschil opleveren om invloed te hebben op de spreiding. Hierdoor zullen we een extra simulatie uitvoeren met nieuwe ranges voor de kosten van de esthetische oplossing. Tom Martens, de CEO van Verisol, benadrukte dat BIPV projecten meestal duurder zijn. (Persoonlijke communicatie dhr. Tom Martens, april 2013) We zullen aannemen dat het minimum voor de variabele gelijk is aan de basisveronderstelling. Het maximum van de esthetische oplossing zullen we in de nieuwe simulatie laten oplopen tot 7 500 EUR. Dit kan als realistisch worden beschouwd aangezien de kostprijs van de installatie (zonder integratie) gelijk is aan 18 769,13 EUR en dus niet overdreven veel is. In deze prijs zit ook de eenmalige vervanging van de omvormer inbegrepen na 15 jaar.

Het opnemen van de mogelijke stijging van de kostprijs om modules te integreren zorgt ervoor dat de variabele wel verantwoordelijk is voor spreiding in de NCW. In bijlage 11 is de kansverdeling van de NCW terug te vinden. De kans op een positieve NCW is bij deze simulatie gelijk aan 75,42 %. De simulatie heeft nog maar een gemiddelde van 3 725,15 EUR met een minimum van -9 260,32 EUR en een maximum van 23 281,34 EUR. De kans op een kostenstijging door integratie heeft dus zeker een invloed op de kans dat de NCW positief is.



Figuur 27: 'Sensitivity chart' (Invloed kost BIPV)

In bovenstaande grafiek is de invloed van de variabelen terug te vinden indien men de invloed van de integratiekost ook als variabele beschouwt. Er zijn nu vijf variabelen die een opmerkelijk belang hebben in de spreiding van de NCW. De degradatie in de panelen en de netvergoeding veroorzaken respectievelijk slechts 1,60 % en 0,40 % spreiding in de NCW. De nieuwe variabele, kosten esthetische oplossing, is verantwoordelijk voor 6,50 % van de variatie in de NCW en is negatief. Dit wil zeggen dat indien de variabele stijgt, de NCW zal dalen. De andere vier variabelen hebben ongeveer dezelfde invloed op de NCW als bij de vrije ranges. De kostprijs van de installatie en de discontovoet zijn respectievelijk voor 48,40 % en 20 % verantwoordelijk voor spreiding in de NCW. De verandering in de elektriciteitsprijs en in het opgewekt vermogen zijn respectievelijk voor 14,60 % en 8,60 % verantwoordelijk voor de spreiding in de NCW in deze simulatie. De belangrijkste variabelen zullen in de sensitiviteitsanalyse verder aan bod komen.

4.8. Sensitiviteitsanalyse

Aangezien de berekening van de NCW afhankelijk is van de waarde van de variabelen in de investeringsanalyse, is het belangrijk om te kijken naar de wijzigingen in de NCW als een of meerdere variabelen veranderen. Verschillende variabelen kunnen immers sterk variëren zoals reeds aangehaald werd bij de Monte-Carlosimulatie. Met behulp van de sensitiviteitsanalyse kan er nagegaan worden of het project nog steeds rendabel is indien er zich wijzigingen voordoen in de belangrijkste variabelen met het meeste invloed op de NCW. Bij het bespreken van de investeringsanalyse werden de break-even waarden voor de variabelen reeds bepaald. De invloed van de drie belangrijkste variabelen, diegene die voor het meeste spreiding zorgen in de NCW, worden nu verder besproken.

4.8.1. Kostprijs installatie en discountvoet

Met behulp van een 'Wat-als-analyse' zal er in Excel telkens naar de invloed van belangrijke variabelen op de NCW gekeken worden. Deze analyse laat toe om de invloed van twee variabelen gelijktijdig te bekijken. We zullen dus telkens gegevenstabellen maken voor twee variabelen gebaseerd op hun vrije en meest waarschijnlijke ranges. Voor de drie sensitiviteitsanalyses zal gebruik gemaakt worden van de investeringsanalyse waarbij de kost van de esthetische oplossing niet is inbegrepen in de kostprijs van de installatie. Er wordt dus gewerkt met de kostprijs van 1,98 EUR waarbij de kost van integratie als een vaste kost wordt beschouwd. Onderstaande tabel geeft de NCW bij variatie van de kostprijs van de installatie en bij variatie in de discountvoet. De waarde van de variabele kostprijs is terug te vinden in de linkse kolom. De waarde van de discountvoet is terug te vinden bovenaan in de tabel.

	3%	4%	5%	6%	7%	8%
€ 1,98	€ 2.815,76	€ 603,20	-€ 1.283,19	-€ 2.900,53	-€ 4.294,86	-€ 5.503,44
€ 1,50	€ 6.991,76	€ 4.779,20	€ 2.892,81	€ 1.275,47	-€ 118,86	-€ 1.327,44
€ 1,00	€ 11.341,76	€ 9.129,20	€ 7.242,81	€ 5.625,47	€ 4.231,14	€ 3.022,56
€ 0,50	€ 15.691,76	€ 13.479,20	€ 11.592,81	€ 9.975,47	€ 8.581,14	€ 7.372,56

Tabel 17: Sensitiviteitsanalyse met kostprijs installatie en discountvoet

De variatie in de waarden is afgestemd op de vrije ranges die eerder bepaald werden. Uit de tabel blijkt dat de hoogste NCW bereikt wordt bij een lage discountvoet en een lage kostprijs van de installatie. Het is duidelijk dat een lage kostprijs meer invloed heeft op de NCW aangezien bij een hoge discountvoet de NCW nog steeds positief is voor een kostprijs van 1,34 EUR/Wp en dus ook voor een kostprijs van 1 EUR/Wp zoals te zien in de tabel. Bij de minst voordelige waarden van de variabelen voor de NCW van de investering, is er een negatieve NCW van - 5 503, 44 EUR.

De hoogste NCW wordt bereikt indien de discontovoet gelijk is aan 3 % en de kostprijs van de installatie gelijk is aan 0,50 EUR. De NCW bedraagt dan 15 691,76 EUR. Er moet echter wel benadrukt worden dat deze resultaten ook gebaseerd zijn op de andere variabelen. Deze worden constant gehouden bij het uitvoeren van de sensitiviteitsanalyse.

4.8.2. Kostprijs installatie en verandering in elektriciteitsprijs

Net als bij de vorige sensitiviteitsanalyse worden er twee belangrijke variabelen gebruikt die spreiding in de NCW veroorzaken. Opnieuw zal er rekening gehouden worden met de vrije ranges die eerder gebruikt werden. In onderstaande tabel is de sensitiviteitsanalyse terug te vinden voor de kostprijs van de installatie en de verandering in de elektriciteitsprijs.

	1%	2%	3%	4%
€ 1,98	-€ 1.694,23	-€ 376,90	€ 4.169,77	€ 7.779,87
€ 1,34	€ 2.481,77	€ 3.799,10	€ 8.345,77	€ 11.955,87
€ 1,00	€ 6.831,77	€ 8.149,10	€ 12.695,77	€ 16.305,87
€ 0,50	€ 11.181,77	€ 12.499,10	€ 17.045,77	€ 20.655,87

Tabel 18: Sensitiviteitsanalyse met kostprijs installatie en verandering in elektriciteitsprijs

De kostprijs van de installatie staat opnieuw in de linkse kolom. In deze sensitiviteitsanalyse staat de verandering van de elektriciteitsprijs in de bovenste rij. Samen hebben deze variabelen een grotere invloed op de NCW dan de twee variabelen in de vorige analyse. De hoogst mogelijke NCW ligt heel wat hoger en heeft een waarde van 20 655,87 EUR. De variabele kostprijs van de installatie moet hiervoor de waarde 0,50 EUR aannemen en er moet een gemiddelde jaarlijkse stijging in de elektriciteitsprijs zijn van 4 %. De laagste mogelijke NCW in deze sensitiviteitsanalyse is -1 694,23 EUR. Deze waarde is enkel mogelijk indien de kostprijs van de installatie niet daalt en de gemiddelde jaarlijkse stijging van de elektriciteitsprijs slechts 1 % bedraagt. Indien deze twee variabelen in de positieve richting evalueren voor de NCW, zorgt dit ervoor dat een investering in dergelijke installatie zeker aanvaardbaar wordt.

4.8.3. Discontovoet en verandering in elektriciteitsprijs

Als laatste sensitiviteitsanalyse zullen we de verandering in de discontovoet gelijktijdig bekijken met veranderingen in de elektriciteitsprijs. De analyse wordt uitgevoerd zoals in de voorgaande sensitiviteitsanalyses het geval was. In onderstaande tabel zijn staan de verschillende NCW bij verschillende waarden voor de variabelen.

	3%	4%	5%	6%	7%	8%
1%	€ 1.151,60	-€ 819,12	-€ 2.504,74	-€ 3.954,69	-€ 5.208,87	-€ 6.299,63
2%	€ 4.603,26	€ 2.128,33	€ 24,39	-€ 1.774,09	-€ 3.319,87	-€ 4.655,63
3%	€ 8.589,53	€ 5.520,86	€ 2.925,54	€ 718,69	-€ 1.167,90	-€ 2.789,23
4%	€ 13.201,87	€ 9.433,49	€ 6.260,44	€ 3.574,61	€ 1.289,29	-€ 665,34

Tabel 19: Sensitiviteitsanalyse discontovoet en verandering in elektriciteitsprijs

Bij een discontovoet van 3 % en een stijging in de elektriciteitsprijs van 4 % wordt de hoogste NCW bereikt voor deze variabelen. Deze bedraagt 13 201,87 EUR. Bij deze sensitiviteitsanalyse kan de NCW het hardste dalen bij het bekijken van de drie analyses. Een discontovoet van 8 % en een gemiddelde jaarlijkse verandering in de elektriciteitsprijs van 1 % levert een NCW van -6 299,63 EUR op. Zoals blijkt uit bovenstaande analyses kan een daling in de kostprijs deze negatieve NCW ten goede komen. Zo kunnen negatieve evoluties in de variabelen voor de NCW door een positieve evolutie in andere variabelen worden opgeheven. Een daling in de kostprijs van de installatie, een daling in de discontovoet en een stijging van de gemiddelde jaarlijkse stijging in de elektriciteitsprijs levert de hoogste NCW op.

4.9. Vergelijking monokristallijn BAPV systeem

Om een groter marktaandeel te verwerven op de fotovoltaïsche markt is het belangrijk dat de CIGS/CIS technologie kan concurreren met de eerste generatie zonnepanelen. Daarom zullen we de investeringsanalyse vergelijken met een investering in een monokristallijn BAPV systeem. De kost van de installatie bedraagt 15 029,06 EUR. Dit is de kostprijs van het systeem exclusief BTW. In onderstaande tabel zijn de kosten terug te vinden waarop deze prijs is gebaseerd.

Kost materialen	€ 12.335,06
Arbeidskosten	€ 2.574,00
Keuringskosten	€ 120,00
Totaal	€ 15.029,06

Tabel 20: Kostprijs monokristallijn BAPV systeem

Een gedetailleerd overzicht van de materiaalkosten is terug te vinden in bijlage 12 en 13. De arbeidskosten zijn berekend op basis van het aantal Wp. Er wordt gewerkt met een kost van 0,30 EUR per Wp. (Persoonlijke communicatie dhr. Tom Martens, april 2013) Het gaat om een fotovoltaïsch systeem van 8580 Wp wat leidt tot de arbeidskost van 2 574 EUR. Keuringskosten worden ook in rekening gebracht aangezien een keuring altijd vereist wordt. Deze kosten werden ook bekomen via Verisol en bedragen gewoonlijk 120 EUR. Bij het BIPV systeem zat de keuring inbegrepen in de installatie. Bovenstaande kostengegevens en de kosten in bijlage 12 en 13 werden bekomen via dhr. Dirk Gijsbrechts uit Ham. Deze kosten resulteren tot een kostprijs voor de installatie van 1,86 EUR/Wp. Deze zal gebruikt worden om de financiële maatstaven van de analyse te bepalen.

De modules uit de offerte staan niet in de database van de software PVsyst. De producent van de omvormer heeft echter ook een software, 'SMA Sunny Design 2.30', ter beschikking die voor drie verschillende plaatsen in Vlaanderen het opgewekt vermogen schat voor de installatie. Er wordt gekeken naar de verschillen in opgewekt vermogen tussen Brussel, Luik en Oostende. In Brussel wekt dergelijke installatie 857 kWh/kWp op. Het opgewekt vermogen ligt in Luik al heel wat hoger, hier wordt 961 kWh/kWp opgewekt. In Oostende wordt een nog hogere opbrengst geschat. Het monokristallijn systeem zou in Oostende een energieopbrengst verwezenlijken van 1 035 kWh/kWp. De software geeft aan dat de opbrengstwaarden geschatte waarden zijn. Er kunnen afwijkingen veroorzaakt worden door verschillende externe omstandigheden zoals verontreiniging van de modules of door schommelingen in het rendement van de modules. We zullen voor de analyse de energieopbrengst uit Luik gebruiken.

Indien we de simulatie met de CIS-modules met deze software zouden uitvoeren krijgen we een opbrengst van 933 kWh/kWp. De gedetailleerde berekening met PVsyst en het in rekening brengen van de verschillende verliesfactoren en de integratie van de panelen geeft ongeveer 900 kWh/kWp weer. Het opgewekt vermogen in Luik voor de BAPV installatie is dus verantwoord om te gebruiken bij de analyse voor deze installatie.

Indien we 961 kWh/kWp in rekening brengen voor het eerste jaar levert dit een opgewekt vermogen op van 8 245,38 kWh. De resterende variabelen blijven gelijk aan de waarden uit de analyse van de BIPV installatie. Enkel het opgewekt vermogen en de installatiekost verschillen dus voor beide technologieën. Het Btw-tarief blijft 6 % en de omvormer wordt na 15 jaar vervangen. De investeringsanalyse is terug te vinden in bijlage 13 en 14. Het betreft opnieuw de jaren van 0 tot en met 7 en van 18 tot en met 25 uit de levensduur van de investeringsanalyse. De financiële maatstaven voor deze analyse zijn terug te vinden in onderstaande tabel.

NCW	€ 4.334,67
IOV	6,76%
Terugverdiëntijd	11,92
Verdisconteerde terugverdiëntijd	17,42
YUC	€ 0,1431
YUR (met GSC)	€ 0,1665
YUR (zonder GSC)	€ 0,1571

Tabel 21: Financiële evaluatiemaatstaven BAPV systeem

De investering is aanvaardbaar aangezien de NCW een positieve waarde heeft van 4 334,67 EUR. De IOV is dus ook voldoende hoog en heeft een waarde van 6,76 %. De investering wordt terugverdiend op 11,92 jaar. Indien men rekening houdt met de tijds waarde van geld wordt deze investering ook terugverdiend in tegenstelling tot de investering in een CIS BIPV systeem. De investering wordt dan op 17,42 jaar terugverdiend. Uit de YUC en de YUR blijkt nu dat de investering ook zonder GSC rendabel is. De kost per geproduceerde kWh bedraagt voor deze installatie 0,1431 EUR. Zowel de YUR met GSC als deze zonder GSC ligt boven de kost voor het produceren van 1 kWh. De YUR met GSC bedraagt 0,1665 EUR en deze zonder GSC bedraagt 0,1571 EUR. Het is duidelijk dat de GSC nog steeds een sterke invloed hebben op de opbrengst per opgewekte kWh.

Besluit

Technische aspecten

Uit de technische analyse blijkt dat de hoeveelheid zonnestralen, die de installatie bereiken, één van de belangrijkste factoren is voor de elektrische opbrengst van een fotovoltaïsche installatie. Het voordeel van de CIGS/CIS technologie is dat ze een groter deel van het lichtspectrum kunnen gebruiken zowel in de zomer als in de winter. Een ander technisch voordeel van de technologie is het 'light soaking' effect. Dit zorgt er voor dat bij blootstelling aan licht, de efficiëntie, zowel op celniveau als op moduleniveau, toeneemt. Wat het 'building integrated' aspect betreft, is het belangrijk om op zoek te gaan naar optimale montagemanieren om zo het negatieve temperatuuraspect van geïntegreerde systemen weg te werken. Indien de positieve effecten van de CIGS/CIS technologie optimaal begrepen en gebruikt kunnen worden en de efficiëntie op moduleniveau verder kan toenemen, kan de technologie het marktaandeel in de fotovoltaïsche markt verder uitbreiden. De eerste generatie zonnepanelen zijn momenteel nog steeds rendabeler. Dit blijkt uit de vergelijking met een 'building applied' monokristallijn systeem. Het is niet zeker of CIGS/CIS systemen deze efficiëntie ooit kunnen overtreffen. De mogelijkheid tot kostenreductie kan echter wel een ommekeer in de vergelijking tussen de twee systemen veroorzaken.

De eigenschappen van dunne filmtechnologieën, zoals de CIGS/CIS technologie, zijn voordeliger in andere aspecten van de fotovoltaïsche markt. Zo kan de technologie toegepast worden in gebieden waar de eerste generatie zonnepanelen niet capabel voor zijn. Dunne filmzonnecellen kunnen verwerkt worden in de beglazing of andere functionele delen van gebouwen. Zoals in de behandelde CIS modules het geval was, kon er een esthetisch aantrekkelijke oplossing gevonden worden door de zwarte kleur van de panelen. Met kristallijne panelen kan dit effect niet bekomen worden, aangezien het uitzicht van deze panelen met niet veel gebouwen samen gaat. De mogelijke flexibiliteit zorgt voor verdere mogelijke toepassingen zoals de verwerking in dakpannen, zonneweringen of andere bouwmaterialen. Deze flexibiliteit biedt ook nog andere mogelijkheden dan enkel energieopwekking in gebouwen. Flexibele dunne filmzonnecellen kunnen geïntegreerd worden in consumentenproducten zoals rugzakken, jassen en dergelijke om bijvoorbeeld gsm's of andere elektronische producten van stroom te voorzien. Zelfs in auto's kan de technologie geïntegreerd worden om bijvoorbeeld de ontwikkeling van elektrische auto's te ondersteunen. Er zijn dus verschillende mogelijkheden waarin de CIGS/CIS technologie toepasbaar is. Het efficiënt en goedkoop produceren van deze technologie is cruciaal om succesvol te worden op de fotovoltaïsche markt.

Investeringsanalyse

Economisch gezien blijkt de onderzochte geïntegreerde CIS installatie nog niet rendabel in Vlaanderen. Bij het weglaten van de integratiekost blijkt de dunne filmtechnologie echter wel rendabel maar kan het de rendabiliteit van een monokristallijn systeem nog niet evenaren. De financiële evaluatiemaatstaven voor de behandelde systemen zijn terug te vinden in onderstaande tabel.

	CIS BIPV systeem	CIS systeem	Monokristallijn systeem
Netto contante waarde (NCW)	€ -430,62	€ 1.483,38	€ 4.334,67
Interne opbrengstvoet (IOV)	4,30 %	5,25%	6,76%
Terugverdientijd (TVT)	15,01	13,70	11,92
Verdisconteerde TVT (VTVT)	/	21,95	17,42
Yield unit cost	€ 0,1691	€ 0,1581	€ 0,1431
Yield unit revenue (met GSC)	€ 0,1666	€ 0,1666	€ 0,1665
Yield unit revenue (zonder GSC)	€ 0,1571	€ 0,1571	€ 0,1571

Tabel 22: Rendabiliteit onderzochte fotovoltaïsche systemen

De keuze van één van bovenstaande installaties zal afhankelijk zijn van wat het doel is van de investeerder. Indien de investering puur economisch bekeken wordt, dient de monokristallijne installatie geïnstalleerd te worden. Deze biedt immers de hoogste rendabiliteit en is zowel met als zonder groenestroomcertificaten (GSC) rendabel. Indien de investeerder echter op zoek is naar een milieuvriendelijke manier om energie te consumeren en een esthetische oplossing wenst, dient hij te kiezen voor het CIS BIPV systeem. Mogelijk kan ook voor het CIS systeem gekozen worden aangezien de zwarte panelen reeds een mogelijkheid bieden om esthetisch aanvaardbaar te zijn in sommige gebouwen. De keuze tussen een geïntegreerd systeem of niet hangt dan af van de bereidheid tot betalen voor een esthetische oplossing. Deze bereidheid is afhankelijk van investeerder tot investeerder.

Uit de Monte-Carlosimulatie en de sensitiviteitsanalyses blijkt dat de kostprijs van het systeem de belangrijkste variabele is met het meeste invloed op de rendabiliteit van een CIS fotovoltaïsch systeem. Verder is een belangrijke factor de financiële opbrengst van de installatie die sterk afhankelijk is van de energieprijzen en de evolutie hiervan in de energiemarkt. Een hogere efficiëntie kan ook bijdragen aan de rendabiliteit van een investering in CIGS/CIS 'building integrated' systemen. De dalende kostprijs en de verhoging van de efficiëntie van de elektriciteitsproductie werden ook reeds aangehaald in verschillende andere studies zoals blijkt uit de literatuurstudie. De Monte-Carlosimulatie geeft aan dat, bij het gebruik van de meest waarschijnlijke ranges, er 94,90 % kans is op een positieve netto contante waarde.

Er wordt hier onder andere in rekening gebracht dat de kostprijs van het systeem enkel nog maar zal dalen door goedkopere en efficiëntere productietechnieken. Aangezien het niet realistisch was om aan te nemen dat 'building integrated' kosten enkel kunnen dalen, werd deze kost ook nog apart in rekening gebracht voor een bijkomende Monte-Carlosimulatie. Hierdoor daalde de kans op een positieve netto contante waarde tot 75, 42%. De gemiddelde netto contante waarde voor beide simulaties bedragen respectievelijk 7 385,91 EUR en 3 725,15 EUR. Het in rekening brengen van een mogelijke dure integratiekost zorgt voor een daling in de mogelijke rendabiliteit van het investeringsproject.

Nuancering economische analyse

Bij de economische analyse kunnen enkele kritische bemerkingen gemaakt worden die de resultaten nuanceren. Eerst en vooral hangt de economische haalbaarheid van de investering af van de energiebehoefte van de investeerder. De installatie uit de economische analyse is zeer groot voor een normaal gezin. De energiebehoefte van een residentiële woning kan wel sterk toenemen, door bijvoorbeeld het installeren van een warmtepomp, maar dan nog ligt het vermogen van deze installatie zeer hoog. Om de esthetische oplossing te bekomen was het echter noodzakelijk om dergelijke installatie op te stellen. Een nadeel voor de opbrengsten van de installatie is dat de terugdraaiende teller niet verder kan terugdraaien dan nul. Te veel opgewekte energie wordt dus niet terugbetaald door de netbeheerder. Er is wel een alternatief. Er kan bijvoorbeeld een injectiemeter geïnstalleerd worden die alle opgewekte elektriciteit registreert. De aangeboden prijs voor deze elektriciteit ligt echter veel lager en leveranciers zijn niet verplicht om deze elektriciteit aan te kopen. Een mogelijke oplossing om niet te veel capaciteit te installeren en om toch een esthetische oplossing te verwezenlijken, is het installeren van dummy panelen.

Deze dummy panelen kunnen ook handig zijn om andere redenen en brengt ons bij een andere nuancering van de economische analyse. Zo is het onwaarschijnlijk dat het gehele systeem volledig naar het zuiden gericht kan zijn. Dit wordt echter wel aangenomen in de simulatie en is nogal kort door de bocht. Om de esthetische oplossing te bekomen moet het volledige dak, ook de kant naar het noorden gericht, immers van modules voorzien worden. In de analyse kan echter wel gesteld worden dat het noordelijk gedeelte van het dak voorzien is van een dakbedekking gelijkend op de panelen. Deze kost zou dan inbegrepen moeten zitten in de kost voor de esthetische oplossing. Dummy panelen zouden kunnen bijdragen aan een esthetische oplossing voor het dak dat er, bij het gebruik van dummy panelen, volledig hetzelfde uitziet.

Verschillende variabelen in de analyse zijn onderhevig aan onzekerheid en kunnen veranderen gedurende de levensduur van het project. De discontovoet kan bijvoorbeeld sterk veranderen in de toekomst door de inflatie die opnieuw kan stijgen. Hierdoor zal de discontovoet niet constant blijven gedurende het hele investeringsproject. Ook over de elektriciteitsprijzen bestaat sterke onzekerheid doordat de energiemarkt sterk onderhevig is aan verandering. Het opgewekt vermogen kan ook verschillen van installatie tot installatie. Bovendien wordt het 'light soaking' effect op moduleniveau nog niet goed begrepen. Hoelang een investeerder kan profiteren van dit voordelige effect is nog niet geweten.

Een andere belangrijke onzekere factor die zeker vermeld moet worden, is de kost van een geïntegreerd systeem. Deze kost hangt af van de soort van integratie die men gebruikt. De resultaten die worden vermeld bij de Monte-Carlosimulatie, mogen niet veralgemeend worden naar bijvoorbeeld systemen geïntegreerd in ramen of naar systemen die dienst doen als zonnepanelen. De esthetische oplossing is hier bovendien vrij eenvoudig en goedkoop. Prestigieuze 'building integrated photovoltaics' projecten zullen een veel hoger kostenplaatje met zich meebrengen.

Een laatste onzekere factor, die van invloed kan zijn op de rendabiliteit, zijn de beleidsmaatregelen. Uit de Monte-Carlosimulatie blijkt wel dat ze weinig invloed hebben op de spreiding in de netto contante waarde. Het stijgen van de netvergoeding en het volledig afbouwen van groenestroomcertificaten kunnen echter wel degelijk een sterk effect hebben op de rendabiliteit. Zo bleek uit de analyse van het CIS systeem zonder integratie dat bij het wegvallen van de huidige groenestroomcertificaten de yield unit cost hoger ligt dan de yield unit revenue. Hierdoor zouden de kosten per kWh dus hoger liggen dan de opbrengsten per kWh wat met de huidige groenestroomcertificaten niet het geval is.

Een laatste nuancering kan gemaakt worden bij de eenmalige vervanging van de omvormer na 15 jaar en de aangeboden kwaliteit van de producenten. De aangeboden garantieperiode van SMA is slechts 5 jaar, bij alle analyses wordt echter een bijkomende (betalende) garantie in rekening gebracht. Hierdoor verhoogt de garantie tot 10 jaar. Indien we om de 10 jaar de omvormer zouden moeten vervangen, komt dit de rendabiliteit van het project niet ten goede. De aangeboden kwaliteit van het systeem door de producenten is ook cruciaal om de investering te beoordelen. Indien het systeem niet zou voldoen aan de beloofde kwaliteit, kan dit de rendabiliteit sterk doen verminderen. Indien bijvoorbeeld het CIS systeem (zonder integratie) slechts 20 jaar zou functioneren, kan het systeem niet tijdig terugverdiend worden.

Vragen voor verder onderzoek

Het is interessant om de economische haalbaarheid van andere geïntegreerde systemen zoals fotovoltaïsche beglazing of integratie in dakpannen te bekijken. Dergelijke projecten zijn echter zeer prestigieus en de kostengegevens rond deze projecten geeft men niet graag prijs. De mogelijkheden voor CIGS/CIS zonnecellen in zulke integratieprojecten zouden ook onderzocht kunnen worden. Hierbij aansluitend is een onderzoek, naar de betalingsbereidheid van investeerders in esthetische oplossingen, ook interessant. Zo kan men naar efficiënte en goedkope oplossingen zoeken om 'building integrated photovoltaics' interessant te maken voor investeerders in fotovoltaïsche energie.

Op technisch vlak is het belangrijk om de positieve technische eigenschappen van de CIGS/CIS technologie verder te onderzoeken. Het 'light soaking' effect heeft bijvoorbeeld een positieve invloed op de prestaties van de zonnecellen. Is dit effect blijvend of neemt het opnieuw af na enige tijd? Het is belangrijk om dit effect op een juiste manier te beoordelen om zo de efficiëntie van de modules op systeemniveau beter te kunnen voorspellen. Een andere positieve eigenschap van de CIGS/CIS technologie is het brede lichtspectrum dat ze kunnen opvangen. Kan deze eigenschap nog verbeterd worden en hoe kan deze het beste benut worden?

Het productieproces van de CIGS/CIS technologie kan zeer verschillend zijn. Welk productieproces leidt nu juist tot de meest efficiënte modules? Om dit uit te zoeken moeten al de productiestappen grondig geëvalueerd worden om zo te weten te komen welke het efficiëntste zijn. Ook de mogelijkheden tot kostenreductie bij de verschillende productiestappen is belangrijk aangezien zo de CIGS/CIS technologie aantrekkelijker kan worden voor investeerders. Een laatste interessant onderzoeksthema is de volledige levenscycluskost voor CIGS/CIS zonnecellen en de impact van de cyclus op het milieu. Zo kan bijvoorbeeld een volledige maatschappelijke kosten-batenanalyse interessant zijn voor CIGS/CIS modules van productie tot recyclage.

Lijst van geraadpleegde werken

Wetenschappelijke artikels

Audenaert, A., et al. (2010). "An economic evaluation of photovoltaic grid connected systems (PVGCS) in Flanders for companies: A generic model." *Renewable Energy* 35(12): 2674-2682.

Beliën, J., et al. (2013). "The best time to invest in photovoltaic panels in Flanders." *Renewable Energy* 50(0): 348-358.

Bhandari, R. and I. Stadler (2009). "Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Germany using experience curves." *Solar Energy* 83(9): 1634-1644.

Berman, D., et al. (1999). "Sinusoidal spectral correction for high precision outdoor module characterization." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 58(3): 253-264.

Breivik, C., et al. (2013). "Large-scale experimental wind-driven rain exposure investigations of building integrated photovoltaics." *Solar Energy* 90(0): 179-187.

Černivec, G., et al. (2006). "Band-gap engineering in CIGS solar cells using Nelder–Mead simplex optimization algorithm." *Thin Solid Films* 511–512(0): 60-65.

Chang, J.-C., et al. (2012) "Effects of substrate temperature on the properties of transparent conducting AZO thin films and CIGS solar cells." *Surface and Coatings Technology*(0).

Chang, Y., et al. (2012). "Alternative projection of the world energy consumption-in comparison with the 2010 international energy outlook." *Energy Policy* 50(0): 154-160.

Chelvanathan, P., et al. (2010). "Performance analysis of copper–indium–gallium–diselenide (CIGS) solar cells with various buffer layers by SCAPS." *Current Applied Physics* 10(3, Supplement): S387-S391.

Chen, C.-C., et al. (2012) "Low-temperature growth of Na doped CIGS films on flexible polymer substrates by pulsed laser ablation from a Na containing target." *Surface and Coatings Technology*(0).

Cheng, C. L., C. Y. Chan, et al. (2005). "Empirical approach to BIPV evaluation of solar irradiation for building applications." *Renewable Energy* 30(7): 1055-1074.

Contreras, M. A., et al. (2006). "Characterization of Cu(In,Ga)Se₂ materials used in record performance solar cells." *Thin Solid Films* 511–512(0)

Coons, R. (2009). "Dow: Solar Shingles Could Generate \$5 Billion by 2015." *Chemical Week* 171(25): 9-9.

Dhere, N. G. (2007). "Toward GW/year of CIGS production within the next decade." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 91(15–16): 1376-1382.

Dhere, N. G. (2011). "Scale-up issues of CIGS thin film PV modules." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95(1): 277-280.

Dinçer, F. (2011). "The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(1): 713-720.

Eikelboom J. & Jansen M. (2000). "Characterisation of PV modules of new generations" *Results of tests and simulations* (2000)

El Chaar, L., L. A. Lamont, et al. (2011). "Review of photovoltaic technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(5): 2165-2175.

El-Shobokshy, M. S. and Y. G. Al-Saedi (1993). "Atmospheric turbidity and transmittance of solar radiation in Riyadh, Saudi Arabia." *Atmospheric Environment. Part B. Urban Atmosphere* 27(4): 401-411.

Elminir, H. K., et al. (2006). "Effect of dust on the transparent cover of solar collectors." *Energy Conversion and Management* 47(18–19): 3192-3203.

Faraj, M. G., et al. (2012). "Fabrication and characterization of thin-film Cu (In, Ga) Se₂ solar cells on a PET plastic substrate using screen printing." *Materials Science in Semiconductor Processing* 15(2): 165-173.

Goossens, D. and E. Van Kerschaever (1999). "Aeolian dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance." *Solar Energy* 66(4): 277-289.

Gottschalg, R., et al. (2003). "Experimental study of variations of the solar spectrum of relevance to thin film solar cells." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 79(4): 527-537.

Haarstrich, J., et al. (2011). "Increased homogeneity and open-circuit voltage of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells due to higher deposition temperature." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 95(3): 1028-10

Hariskos, D., et al. (2005). "Buffer layers in Cu(In,Ga)Se₂ solar cells and modules." *Thin Solid Films* 480–481(0): 99-109.

Hernández-Moro, J. and J. M. Martínez-Duart (2013). "Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20(0): 119-132.

Hwang, T., et al. (2012). "Optimization of the building integrated photovoltaic system in office buildings—Focus on the orientation, inclined angle and installed area." *Energy and Buildings* 46(0): 92-104.

Huld, T., R. Gottschalg, et al. (2010). "Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging." *Solar Energy* 84(2): 324-338.

Igalson, M., et al. (2007). "Metastabilities in the electrical characteristics of CIGS devices: Experimental results vs theoretical predictions." *Thin Solid Films* 515(15): 6142-6146.

Jelle, B. P. and C. Breivik (2012). "State-of-the-art Building Integrated Photovoltaics." *Energy Procedia* 20(0): 68-77.

Jelle, B. P. and C. Breivik (2012). "The Path to the Building Integrated Photovoltaics of Tomorrow." *Energy Procedia* 20(0): 78-87.

Jiang, H., et al. (2011). "Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules." *Atmospheric Environment* 45(25): 4299-4304.

Karg, F. (2012). "High Efficiency CIGS Solar Modules." *Energy Procedia* 15(0): 275-282.

Kessler, F. and D. Rudmann (2004). "Technological aspects of flexible CIGS solar cells and modules." *Solar Energy* 77(6): 685-695.

Koutroulis, E., et al. (2009). "Development of an FPGA-based system for real-time simulation of photovoltaic modules." *Microelectronics Journal* 40(7): 1094-1102.

Kumar, R. and M. A. Rosen (2011). "Performance evaluation of a double pass PV/T solar air heater with and without fins." *Applied Thermal Engineering* 31(8-9): 1402-1410.

Lee, D.-W., et al. (2012). "Effects of ZnO:Al films on CIGS PV modules degraded under accelerated damp heat." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 105(0): 15-20.

Leloux, J., L. Narvarte, et al. (2012). "Review of the performance of residential PV systems in Belgium." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16(1): 178-184.

Lise, W. and G. Kruseman (2008). "Long-term price and environmental effects in a liberalised electricity market." *Energy Economics* 30(2): 230-248.

Marques, A. C. and J. A. Fuinhas (2011). "Drivers promoting renewable energy: A dynamic panel approach." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(3): 1601-1608.

Matsunaga, K., et al. (2009). "Mass-production technology for CIGS modules." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93(6-7): 1134-1138.

Mousazadeh, H., et al. (2009). "A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(8): 1800-1818.

Nakada, T. (2005). "Microstructural and diffusion properties of CIGS thin film solar cells fabricated using transparent conducting oxide back contacts." *Thin Solid Films* 480-481(0): 419-425.

Novalin, S., et al. (2013). "Electrical metastabilities in chalcogenide photovoltaic devices." *Thin Solid Films* 535(0): 261-264.

Parida, B., et al. (2011). "A review of solar photovoltaic technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15(3): 1625-1636.

Petter Jelle, B., et al. (2012). "Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 100(0): 69-96.

Powell, C., et al. (2009). "A model to determine financial indicators for organic solar cells." *Solar Energy* 83(11): 1977-1984.

Radue, C. and E. E. van Dyk (2009). "Degradation analysis of thin film photovoltaic modules." *Physica B: Condensed Matter* 404(22): 4449-4451.

Razykov, T. M., et al. (2011). "Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects." *Solar Energy* 85(8): 1580-1608.

Román, E., et al. (2008). "Experimental results of controlled PV module for building integrated PV systems." *Solar Energy* 82(5): 471-480.

Sang, B., et al. (2001). "Performance improvement of CIGS-based modules by depositing high-quality Ga-doped ZnO windows with magnetron sputtering." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 67(1-4): 237-245.

Shafiee, S. and E. Topal (2009). "When will fossil fuel reserves be diminished?" *Energy Policy* 37(1): 181-189.

Shirakata, S., et al. (2009). "Effects of CdS buffer layers on photoluminescence properties of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells." *Solar Energy Materials and Solar Cells* 93(6-7): 988-992.

Sorrell, S., et al. (2010). "Global oil depletion: A review of the evidence." *Energy Policy* 38(9): 5290-5295.

Sovacool, B. K. (2012). "The political economy of energy poverty: A review of key challenges." *Energy for Sustainable Development* 16(3): 272-282.

Thevenard, D. and S. Pelland (2013). "Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions." *Solar Energy* 91(0): 432-445.

Thirugnanasambandam, M., et al. (2010). "A review of solar thermal technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14(1): 312-322.

Tyagi, V. V., et al. (2013). "Progress in solar PV technology: Research and achievement." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 20(0): 443-461.

Vivoda, V. (2009). "Diversification of oil import sources and energy security: A key strategy or an elusive objective?" *Energy Policy* 37(11): 4615-4623.

Warasawa, M., et al. (2012). "Advantages of using amorphous indium zinc oxide films for window layer in Cu(In,Ga)Se₂ solar cells." *Thin Solid Films* 520(6): 2119-2122.

Yamegueu, D., et al. (2013). "Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 44(1): 267-274.

Yoo, S.-H. (2011). "Simulation for an optimal application of BIPV through parameter variation." *Solar Energy* 85(7): 1291-1301.

Yoon, J.-H., J. Song, et al. (2011). "Practical application of building integrated photovoltaic (BIPV) system using transparent amorphous silicon thin-film PV module." *Solar Energy* 85(5): 723-733.

Boeken

Bateman J., et al. (2002). *Economic valuation with stated preference techniques*. Great Britain: Marston book services limited, Didcot.

Boyle, G. (2004). *Renewable energy - Power for a sustainable future (Second edition)*. New York: Oxford university press inc.

Laveren E., et al. (2009). *Handboek financieel beheer. (3^{de} druk)* Antwerpen - Oxford: Intersentia.

Mercken, R. (2004). *De investeringsanalyse - Een beleidsgerichte analyse*. Antwerpen: Garant-uitgevers N.V.

Publicaties

Drury E., et al. (2011). *The impact of different economic performance metrics on the perceived value of solar photovoltaics*.

Jahn, U., et al. (2004). *Achievements of task 2 of IEA PV power systems programme: final results on pv system performance*.

Lorenz, P., et al. (2008). *"The economics of solar power."* The McKinsey Quarterly

CREG (2012). *De hoogte en de evolutie van de energieprijzen*.

EPIA (2011). *Solar photovoltaics -competing in the energy sector*.

International Energy Agency. *Annual report 2000*.

International Energy Agency. *World energy outlook 2012: In-depth study on energy-efficiency*.

International Energy Agency. *PVPS report - a snapshot of global PV 1992-2012*.

Leefmilieu Brussel (2010). *Stappenplan fotovoltaïsche panelen*.

ODE Vlaanderen (2004). *Bouwen met fotovoltaïsche zonne-energie*.

PV Vlaanderen (2013). *Zonne-energiesector wil particuliere en KMO markt opnieuw enthousiast maken voor investeringen in zonnestroom*.

Internetbronnen

Crystal ball (2006). *Crystal ball 7.2.2 - User Manual*. Opgevraagd op 30 april, 2013, via <http://www.uca.edu.sv/facultad/clases/maestrias/mafi/m230106/CB7%20User%20Manual.pdf>

Dimmler B., 2012. *CIGS and CdTe based thin film PV modules, an industrial r/evolution*. Opgevraagd op 16 mei, 2013, via <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?reload=true&arnumber=6318101&contentType=Conference+Publications>

Eandis, 2013. *Forfaitaire netvergoeding lokale producten*. Opgevraagd op 17 april, 2013, via <http://www.eandis.be/eandis/faq.htm?dataId=9123708>

Ecovolution, 2013. *Ecovolution, your ecological evolution*. Opgevraagd op 10 maart, 2013, via <http://www.eco-volution.be/OLD/NL/zonnepanelen/werking.html>

European Photovoltaic Industry Association, 2012. *Solar Photovoltaic Technology*. Opgevraagd op 14 mei, 2012, via <http://www.epia.org/solar-pv/pv-technologies-cells-and-modules.html>

Eurostat, 2013. *File: Half-yearly electricity and gas prices, second half of year, 2009-2011 (EUR per kWh)*. Opgevraagd op 15 mei, 2013, via [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices,_second_half_of_year,_2009-2011_\(EUR_per_kWh\).png&filetimestamp=20130116115243](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php?title=File:Half-yearly_electricity_and_gas_prices,_second_half_of_year,_2009-2011_(EUR_per_kWh).png&filetimestamp=20130116115243)

Eurostat, 2013. *Electricity prices for household consumers*. Opgevraagd op 15 mei, 2013, <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=ten00115>

Infrax, 2013. *Netbijdrage voor lokale elektriciteitsproducenten*. Opgevraagd op 17 april, 2013, via <http://www.infrax.be/nl/over-infrax/nieuws/2013/20121212-netbijdrage-producenten>

Koronowski R., 2013. *Toward perpetuity: Global solar is skyrocketing, will soon be net positive energy source*. Opgevraagd op 14 mei, 2013, via <http://thinkprogress.org/tag/solar-energy/page/2/?mobile=nc>

LUXresearch, 2013. *Solar modules costs fall as low as \$0,48/W in 2017*. Opgevraagd op 16 mei, 2013, via <http://www.luxresearchinc.com/news-and-events/press-releases/139.html>

Murphy T., 2013. *Addressing PV grid-access barriers across Europe*. Opgevraagd op 14 mei, 2013, via <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2013/02/addressing-pv-grid-access-barriers-across-europe>

NREL, 2011. *Polycrystalline thin-film materials and devices R&D*. Opgevraagd op 28 april, 2013, via <http://www.nrel.gov/pv/thinfilm.html>

PV-Vlaanderen, 2012. *Een zonnige toekomst voor Vlaanderen*. Opgevraagd op 10 mei, 2012, via http://www.ode.be/images/zonnestroom/BelPV/pvvl_visietekst_boekje_jan2012.pdf

PWC, 2012. *Waarom duurzame energie?* Opgevraagd op 9 mei, 2012, via <http://www.pwc.nl/nl/renewables/waarom-duurzame-energie.html>

Ryckvelde vzw, 2012. *Het EU klimaatplan.* Opgevraagd op 9 mei, 2012, via [http://www.ryckvelde.be/data/files/Het%20EU%20klimaatplan\(1\).pdf](http://www.ryckvelde.be/data/files/Het%20EU%20klimaatplan(1).pdf)

SMA Solar Technology, 2013. *Dimensioneren van uw PV installatie.* Opgevraagd op 16 april, 2013, via http://www.sma-benelux.com/nl_BE/producten/knowledgebase-articles-be/dimensioneren-van-uw-pv-installatie.html

Solar Insurance & finance, 2013. *Verzekering aanvragen.* Opgevraagd op 25 april, 2013, via <http://www.solarif.be/verzekering-aanvragen>

Solarbuzz, 2013. *Retail price environment.* Opgevraagd op 10 maart, 2013, via <http://www.solarbuzz.com/facts-and-figures/retail-price-environment>

Sunrise, 2012. *Building integrated PV.* Opgevraagd op 14 mei, 2012, via <http://www.pvsunrise.eu/>

Test-aankoop, 2013. *Zonnepanelen: nog interessant?* Opgevraagd op 25 april, 2013, via <http://www.test-aankoop.be/woning-energie/energie/dossier/zonnepanelen-nog-interessant/afdrukken>

Test-aankoop, 2009. *Zonnepanelen scoren hoog.* Opgevraagd op 25 april, 2013, via http://www2.vlaanderen.be/economie/energiesparen/milieuvriendelijke/Zonnepanelen_TA_0509.pdf

VEA, 2013. *Groenestroomcertificaten voor fotovoltaïsche panelen.* Opgevraagd op 17 april, 2013, via <http://www.energiesparen.be/groenestroomcertificaten>

Vlaanderen, 2012. *Elektriciteit uit zonlicht.* Opgevraagd op 15 mei, 2012, via http://publicaties.vlaanderen.be/docfolder/27903/brochure_elektriciteit_uit_zonlicht_mei_2012.pdf

Vlaanderen, 2013. *Netvergoeding voor zonnepanelen.* Opgevraagd op 17 april, 2013, via <http://www.vlaanderen.be/nl/bouwen-wonen-en-energie/energie/zelf-energie-produceren/netvergoeding-voor-zonnepanelen>

Vreg, 2012. *Info over het gemiddelde elektriciteits- en aardgasverbruik.* Opgevraagd op 9 mei, 2012, via <http://www.vreg.be/info-over-het-gemiddelde-elektriciteits-en-aardgasverbruik>

Vreg, 2013. *Certificatensysteem voor nieuwe zonnepanelen vanaf 2013.* Opgevraagd op 16 mei, 2013, via <http://www.vreg.be/certificatensysteem-voor-nieuwe-zonnepanelen-vanaf-2013>

Zonnepanelen-info, 2013. *Band gap.* Opgevraagd op 5 mei, 2013, via <http://www.zonnepanelen-info.nl/zonnecellen/band-gap/>

Bijlagen

Bijlage 1: Fotovoltaïsch systeem aangesloten op het distributienet



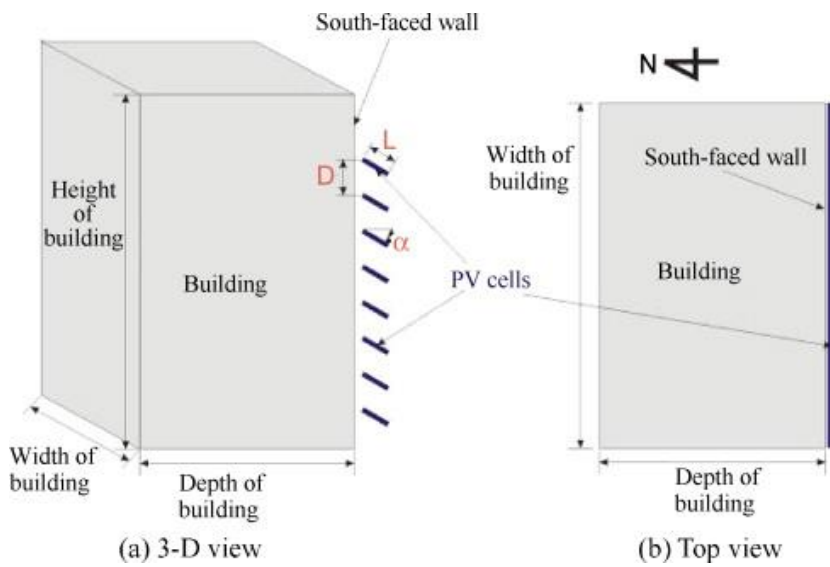
Bron: <http://www.eco-volution.be/OLD/NL/zonnepanelen/werking.html>

Bijlage 2: Cijfergegevens huidige marktsituatie fotovoltaïsche systemen

Land	Finale elektriciteitsconsumptie in 2012	Geïnstalleerd fotovoltaïsch vermogen (Cumulatief) 31/12/2012	Systemen geïnstalleerd in 2012	Theoretische PV-productie met installaties in 2012	Contributie fotovoltaïsche systemen aan elektriciteitsconsumptie
	GWh	MW	MW	GWh	%
IEA-PVPS landen					
Australië	229.000	2.400	1.000	2.800	1,23%
België	87.000	2.567	599	2.195	2,52%
Canada	504.800	765	268	860	0,17%
China	4.693.000	7.000	3.510	6.678	0,14%
Denemarken	34.500	327	316	280	0,81%
Duitsland	544.000	32.411	7.604	30.300	5,57%
Frankrijk	479.000	4.003	1.079	3.750	0,78%
Israël	45.600	237	43	310	0,68%
Italië	335.000	16.250	3.337	19.150	5,75%
Japan	859.700	7.000	2.000	6.600	0,77%
Korea	455.100	981	252	920	0,20%
Maleisië	95.000	25	22	34	0,04%
Mexico	203.800	52	15	83	0,04%
Nederland	118.000	256	125	220	0,19%
Noorwegen	122.000	9	0	7	0,01%
Oostenrijk	68.500	412	230	400	0,58%
Portugal	50.500	223	66	310	0,61%
Spanje	255.000	5.100*	223	7.115	2,79%
Turkije	155.000	9	2	10	0,01%
Verenigd Koninkrijk	329.000	1.830	1.000	1.600	0,49%
Verenigde Staten	3.889.000	7.221	3.313	9.750	0,25%
Zweden	139.000	24	8	19	0,01%
Zwitserland	58.000	410	200	370	0,25%
Andere landen					
Bulgarije	33.380	908	767	1.015	3,05%
Griekenland	53.000	1.536	912	1.850	3,50%
Indië	637.600	1.205	980	2.115	0,33%
Oekraïne	134.000	373	188	410	0,31%
Slovakije	27.000	523	15	480	1,79%
Thailand	131.900	360	210	530	0,40%
Tsjechische Republiek	63.000	2.085	113	1.930	3,07%

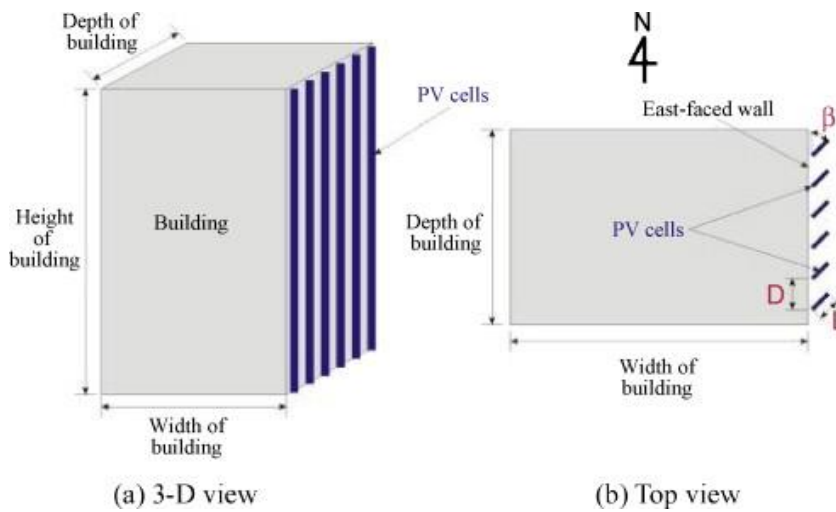
Bron: PVPS report - a snapshot of global PV 1992-2012

Bijlage 3: Fotovoltaïsch systeem met horizontale hellende hoeken



Bron: Hwang et al. (2012)

Bijlage 4: Fotovoltaïsch systeem met verticaal hellende hoeken



Bron: Hwang et al. (2012)

Bijlage 5: Investeringsanalyse van jaar 1 tot en met 7 (met integratiekost)

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	0	1	2	3	4	5	6	7
Kostprijs installatie	-€ 20.683,13 ¹							
Verzekeringskosten		€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstelkosten		€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding		€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)		7.821,94	7696,79	7634,21	7571,64	7509,06	7446,49	7383,91
Elektriciteitsprijs		€ 0,2248	€ 0,2282	€ 0,2316	€ 0,2351	€ 0,2386	€ 0,2422	€ 0,2458
Besparing elektriciteit		€ 1.758,37	€ 1.756,19	€ 1.768,04	€ 1.779,85	€ 1.791,62	€ 1.803,34	€ 1.815,01
Groenestroomcertificaat		€ 93,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 93,00	€ 186,00	€ 186,00
Totaal elektriciteit (voor GSC)		7821,94	11170,73	10108,94	8984,58	7797,64	10896,13	9584,04
Rest elektriciteit		3473,94	6822,73	5760,94	4636,58	3449,64	6548,13	5236,04
Aantal GSC		1	2	2	2	1	2	2
Jaaropbrengst	-€ 20.683,13	€ 1.247,85	€ 1.338,67	€ 1.350,52	€ 1.362,33	€ 1.281,10	€ 1.385,82	€ 1.397,49
Cumulatieve jaaropbrengst	-€ 20.683,13	-€ 19.435,28	-€ 18.096,60	-€ 16.746,08	-€ 15.383,75	-€ 14.102,65	-€ 12.716,83	-€ 11.319,34
Verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 20.683,13	€ 1.194,12	€ 1.225,86	€ 1.183,46	€ 1.142,40	€ 1.028,02	€ 1.064,17	€ 1.026,92
Cumulatieve verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 20.683,13	-€ 19.489,01	-€ 18.263,15	-€ 17.079,69	-€ 15.937,29	-€ 14.909,27	-€ 13.845,10	-€ 12.818,19

¹ Kostprijs installatie (met integratie) + het in rekening brengen van een vervanging van de omvormer na 15 jaar

Bijlage 6: Investeringsanalyse van jaar 18 tot en met 25 (met integratiekost)

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	18	19	20	21	22	23	24	25
Verzekeringskosten	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstellkosten	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)	6695,58	6633,01	6570,43	6507,85	6445,28	6382,70	6320,13	6257,55
Elektriciteitsprijs	€ 0,2895	€ 0,2939	€ 0,2983	€ 0,3028	€ 0,3073	€ 0,3119	€ 0,3166	€ 0,3214
Besparing elektriciteit	€ 1.938,69	€ 1.949,38	€ 1.959,95	€ 1.970,40	€ 1.980,73	€ 1.990,92	€ 2.000,97	€ 2.010,88
Groenestroomcertificaat	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Totaal elektriciteit (voor GSC)								
Rest elektriciteit								
Aantal GSC								
Jaaropbrengst	€ 1.335,17	€ 1.345,86	€ 1.356,43	€ 1.366,88	€ 1.377,21	€ 1.387,40	€ 1.397,45	€ 1.407,36
Cumulatieve jaaropbrengst	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87	€ 2.631,87
Verdisconteerde jaaropbrengst	€ 604,56	€ 583,16	€ 562,43	€ 542,36	€ 522,93	€ 504,11	€ 485,90	€ 468,27
Cumulatieve verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 4.099,79	-€ 3.516,63	-€ 2.954,20	-€ 2.411,83	-€ 1.888,91	-€ 1.384,80	-€ 898,90	-€ 430,62

Bijlage 7: Investeringsanalyse van jaar 1 tot en met jaar 7 (zonder integratiekost)

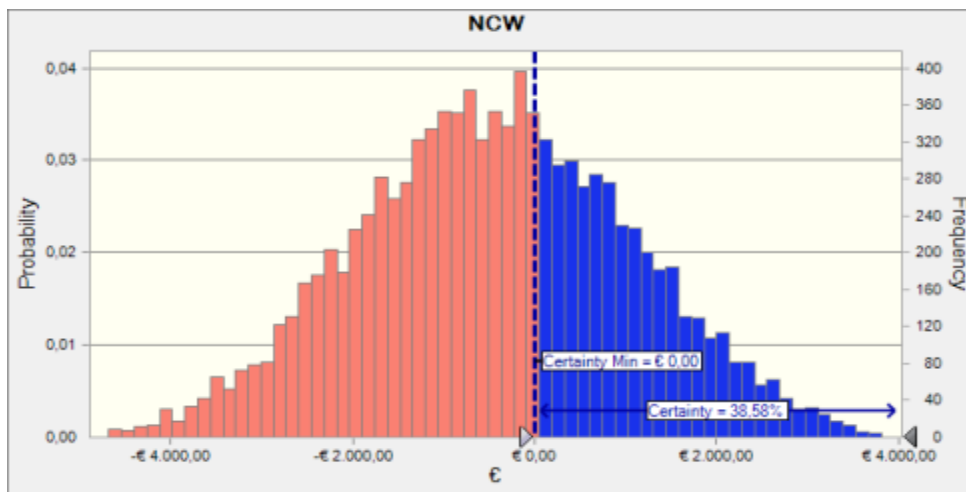
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
	0	1	2	3	4	5	6	7
Kostprijs installatie	-€ 18.769,13 ²							
Verzekeringskosten	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstelkosten	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)	7.821,94	7696,79	7634,21	7571,64	7509,06	7446,49	7383,91	
Elektriciteitsprijs	€ 0,2248	€ 0,2282	€ 0,2316	€ 0,2351	€ 0,2386	€ 0,2422	€ 0,2458	
Besparing elektriciteit	€ 1.758,37	€ 1.756,19	€ 1.768,04	€ 1.779,85	€ 1.791,62	€ 1.803,34	€ 1.815,01	
Groenestroomcertificaten	€ 93,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 93,00	€ 186,00	€ 186,00	
Totaal elektriciteit (voor GSC)	7821,94	11170,73	10108,94	8984,58	7797,64	10896,13	9584,04	
Rest elektriciteit	3473,94	6822,73	5760,94	4636,58	3449,64	6548,13	5236,04	
Aantal GSC		1	2	2	2	1	2	2
Jaaropbrengst	-€ 18.769,13	€ 1.247,85	€ 1.338,67	€ 1.350,52	€ 1.362,33	€ 1.281,10	€ 1.385,82	€ 1.397,49
Cumulatieve jaaropbrengst	-€ 18.769,13	-€ 17.521,28	-€ 16.182,60	-€ 14.832,08	-€ 13.469,75	-€ 12.188,65	-€ 10.802,83	-€ 9.405,34
Verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 18.769,13	€ 1.194,12	€ 1.225,86	€ 1.183,46	€ 1.142,40	€ 1.028,02	€ 1.064,17	€ 1.026,92
Cumulatieve verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 18.769,13	-€ 17.575,01	-€ 16.349,15	-€ 15.165,69	-€ 14.023,29	-€ 12.995,27	-€ 11.931,10	-€ 10.904,19

² Kostprijs installatie (zonder integratie) + het in rekening brengen van een vervanging van de omvormer na 15 jaar

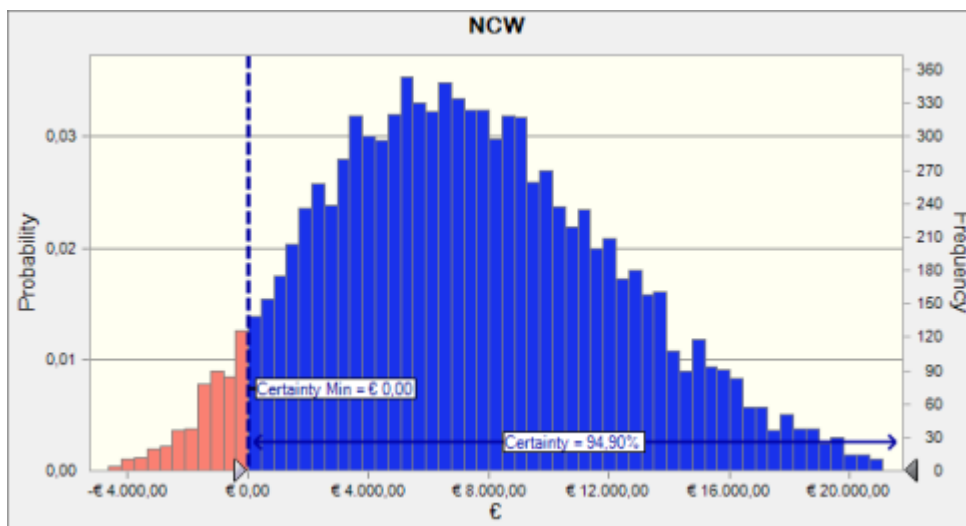
Bijlage 8: Investeringsanalyse van jaar 18 tot en met jaar 25 (zonder integratiekost)

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	18	19	20	21	22	23	24	25
Verzekeringskosten	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstelkosten	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)	6695,58	6633,01	6570,43	6507,85	6445,28	6382,70	6320,13	6257,55
Elektriciteitsprijs	€ 0,2895	€ 0,2939	€ 0,2983	€ 0,3028	€ 0,3073	€ 0,3119	€ 0,3166	€ 0,3214
Besparing elektriciteit	€ 1.938,69	€ 1.949,38	€ 1.959,95	€ 1.970,40	€ 1.980,73	€ 1.990,92	€ 2.000,97	€ 2.010,88
Groenestroomcertificaat	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Totaal elektriciteit (voor GSC)								
Rest elektriciteit								
Aantal GSC								
Jaaropbrengst	€ 1.335,17	€ 1.345,86	€ 1.356,43	€ 1.366,88	€ 1.377,21	€ 1.387,40	€ 1.397,45	€ 1.407,36
Cumulatieve jaaropbrengst	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87	€ 4.545,87
Verdisconteerde jaaropbrengst	€ 604,56	€ 583,16	€ 562,43	€ 542,36	€ 522,93	€ 504,11	€ 485,90	€ 468,27
Cumulatieve verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 2.185,79	-€ 1.602,63	-€ 1.040,20	-€ 497,83	€ 25,09	€ 529,20	€ 1.015,10	€ 1.483,38

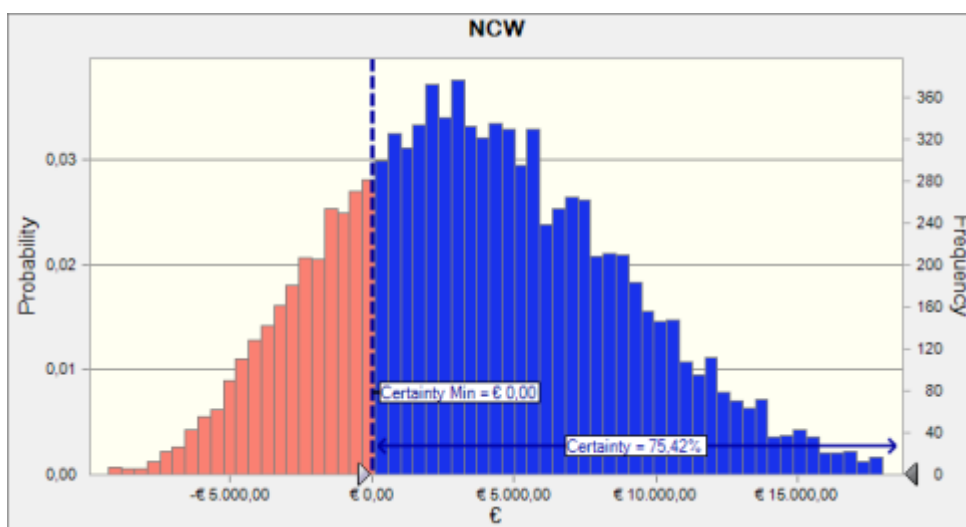
Bijlage 9: Kansverdeling NCW bij vaste ranges



Bijlage 10: Kansverdeling NCW bij vrije ranges



Bijlage 11: Kansverdeling NCW bij vrije ranges met invloed kost BIPV



Bijlage 12: Kosten monokristallijn BAPV systeem (Excl. BTW)

Panelen		€ 7.593,52
Aantal	44	
Eenheidsprijs	€ 172,58	
Omvormer		€ 2.999,05
Tripower 8000TL20	€ 2.539,79	
Verlenging garantie	€ 459,26	
Materiaal DC-verbinding		€ 239,48
DC stekker mannelijk		€ 13,90
Aantal	10	
Eenheidsprijs	€ 1,39	
DC stekker vrouwelijk		€ 18,30
Aantal	10	
Eenheidsprijs	€ 1,83	
Kabel		€ 207,28
Aantal	2	
Eenheidsprijs	€ 103,64	
Materiaal AC-verbinding		€ 462,99
KWh teller	€ 369,12	
Veiligheidsautomaat	€ 50,94	
Schakeldoos	€ 42,93	
Plaatsing³	<i>Constructie op pannen dak</i>	€ 1.040,02
Totale kost materialen		€ 12.335,06

Bron: Persoonlijke communicatie dhr. Gijsbrechts, april 2013

³ De kosten plaatsing betreffen de materiaalkosten voor de plaatsing zoals bijv. montageprofielen, Dakhaken, bouten,...

Bijlage 13: Investeringsanalyse van jaar 0 tot en met jaar 7 (Monokristallijn BAPV systeem)

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	0	1	2	3	4	5	6	7
Kostprijs installatie	-€ 17.480,47 ⁴							
Verzekeringskosten		€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstelkosten		€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding		€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)		8244,3	8112,39	8046,44	7980,48	7914,53	7848,57	7782,62
Elektriciteitsprijs		€ 0,2248	€ 0,2282	€ 0,2316	€ 0,2351	€ 0,2386	€ 0,2422	€ 0,2458
Besparing elektriciteit		€ 1.853,32	€ 1.851,02	€ 1.863,51	€ 1.875,96	€ 1.888,36	€ 1.900,72	€ 1.913,01
Groenestroomcertificaat		€ 93,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 186,00	€ 93,00
Totaal elektriciteit (voor GSC)		8244,3	12008,69	11359,13	10643,61	9862,14	9014,71	8101,33
Rest elektriciteit		3896,30	7660,69	7011,13	6295,61	5514,14	4666,71	3753,33
Aantal GSC		1	2	2	2	2	2	1
Jaaropbrengst	-€ 17.480,47	€ 1.342,80	€ 1.433,50	€ 1.445,99	€ 1.458,44	€ 1.470,85	€ 1.483,20	€ 1.402,50
Cumulatieve jaaropbrengst	-€ 17.480,47	-€ 16.137,67	-€ 14.704,17	-€ 13.258,17	-€ 11.799,73	-€ 10.328,88	-€ 8.845,69	-€ 7.443,19
Verdisconteerde jaaropbrengst	-€ 17.480,47	€ 1.284,98	€ 1.312,70	€ 1.267,12	€ 1.222,99	€ 1.180,28	€ 1.138,94	€ 1.030,60
Cumulatieve gediscoteerde jaaropbrengst	-€ 17.480,47	-€ 16.195,50	-€ 14.882,79	-€ 13.615,67	-€ 12.392,68	-€ 11.212,40	-€ 10.073,46	-€ 9.042,86

⁴ Kostprijs installatie + het in rekening brengen van een vervanging van de omvormer na 15 jaar

Bijlage 14: Investeringsanalyse van jaar 18 tot en met jaar 25 (Monokristallijn BAPV systeem)

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	18	19	20	21	22	23	24	25
Verzekeringskosten	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00	€ 45,00
Herstelkosten	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00	€ 50,00
Netvergoeding	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52	€ 508,52
Geleverd vermogen (kWh)	7057,12	6991,17	6925,21	6859,26	6793,30	6727,35	6661,39	6595,44
Elektriciteitsprijs	€ 0,2895	€ 0,2939	€ 0,2983	€ 0,3028	€ 0,3073	€ 0,3119	€ 0,3166	€ 0,3214
Besparing elektriciteit	€ 2.043,37	€ 2.054,64	€ 2.065,78	€ 2.076,80	€ 2.087,68	€ 2.098,42	€ 2.109,02	€ 2.119,46
Groenestroomcertificaat	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00	€ 0,00
Totaal elektriciteit (voor GSC)								
Rest elektriciteit								
Aantal GSC								
Jaaropbrengst	€ 1.439,85	€ 1.451,12	€ 1.462,26	€ 1.473,28	€ 1.484,16	€ 1.494,91	€ 1.505,50	€ 1.515,94
Cumulatieve jaaropbrengst	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97	€ 7.614,97
Verdisconteerde jaaropbrengst	€ 651,97	€ 628,77	€ 606,32	€ 584,58	€ 563,54	€ 543,17	€ 523,47	€ 504,40
Cumulatieve gedisconteerde jaaropbrengst	€ 376,62	€ 1.005,39	€ 1.611,71	€ 2.196,29	€ 2.759,83	€ 3.303,00	€ 3.826,47	€ 4.330,87

Auteursrechtelijke overeenkomst

Ik/wij verlenen het wereldwijde auteursrecht voor de ingediende eindverhandeling:

Technisch-economische analyse van CIGS BIPV in Vlaanderen

Richting: **master in de toegepaste economische wetenschappen:
handelsingenieur-technologie-, innovatie- en milieumanagement**

Jaar: **2013**

in alle mogelijke mediaformaten, - bestaande en in de toekomst te ontwikkelen - , aan de Universiteit Hasselt.

Niet tegenstaand deze toekenning van het auteursrecht aan de Universiteit Hasselt behoud ik als auteur het recht om de eindverhandeling, - in zijn geheel of gedeeltelijk -, vrij te reproduceren, (her)publiceren of distribueren zonder de toelating te moeten verkrijgen van de Universiteit Hasselt.

Ik bevestig dat de eindverhandeling mijn origineel werk is, en dat ik het recht heb om de rechten te verlenen die in deze overeenkomst worden beschreven. Ik verklaar tevens dat de eindverhandeling, naar mijn weten, het auteursrecht van anderen niet overtreedt.

Ik verklaar tevens dat ik voor het materiaal in de eindverhandeling dat beschermd wordt door het auteursrecht, de nodige toelatingen heb verkregen zodat ik deze ook aan de Universiteit Hasselt kan overdragen en dat dit duidelijk in de tekst en inhoud van de eindverhandeling werd genotificeerd.

Universiteit Hasselt zal mij als auteur(s) van de eindverhandeling identificeren en zal geen wijzigingen aanbrengen aan de eindverhandeling, uitgezonderd deze toegelaten door deze overeenkomst.

Voor akkoord,

Theys, Jan

Datum: **2/06/2013**