

# Project-IRR van PV- installaties d.d. pre- 2013 in Vlaanderen

Studie uitgevoerd in opdracht van ODE

02/09/2022  
FINAAL





# Project-IRR van PV-installaties d.d. pre-2013 in Vlaanderen

Studie uitgevoerd in opdracht van ODE

**Klant:**  
ODE nv – Organisatie Duurzame Energie

**Contactpersoon:**  
Iwein Goigne, [iwein.goigne@eneco.com](mailto:iwein.goigne@eneco.com)

**3E referentie:**  
PR115519

**3E contactpersoon:**  
Ruben Baetens, [ruben.baetens@3e.eu](mailto:ruben.baetens@3e.eu)

**Datum:**  
02/09/2022

**Versie:**  
Finaal

De algemene voorwaarden van 3E zijn van toepassing op dit document. Klant ontvangt het niet-exclusieve, niet-overdraagbare recht om dit document (met inbegrip van zijn bijlages indien van toepassing) uitsluitend te gebruiken voor zijn zakelijke doeleinden en activiteiten. Dit document is gebaseerd op een overeenkomst afgesloten enkel tussen Klant en 3E, en niet ten voordele van derde begunstigen. Tenzij de vertrouwelijkheidsclassificatie aangegeven door 3E het toelaat, gaat Klant akkoord dit document niet mee te delen aan of te kopiëren voor derden, noch geheel noch gedeeltelijk, zonder de voorafgaande schriftelijke toestemming van 3E. In ieder geval, en dit ongeacht de vertrouwelijkheidsclassificatie verspreiding toelaat of niet, zal 3E niet aansprakelijk zijn t.a.v. derden voor de gevolgen van het gebruik van deze offerte door een derde partij.

# Inhoudstafel

Documentgeschiedenis	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	6
2. Referentie-installaties	8
2.1. Categorieën	8
2.2. Referentie-installaties per categorie	9
2.3. Vergelijking met OXERA (2022)	16
3. Verdienmodellen	17
3.1. Residentiële installaties	18
3.2. Bedrijfsinstallaties	20
3.3. Derde partij installaties	24
3.4. Vergelijking met OXERA (2022)	25
4. Project-rendabiliteit	28
4.1. Veronderstelde project-IRR bij investering	28
4.2. Gerealiseerde project-IRR dd 01/2022	31
5. Benchmark-waarde	33
5.1. Marktconforme project-IRR in 2006-2012	33
5.2. Evaluatie gerealiseerde project-IRR	35
5.3. Vergelijking met OXERA (2022)	35
Referenties	37

## Documentgeschiedenis

---

N°	Datum	Auteur	Review	Samenvatting van de wijzigingen
1	23/08/2022	RBA	--	Draft hoofdstuk 2-3
2	26/08/2022	RBA	JCO	Draft rapport voor interne review
3	29/08/2022	RBA	JCO	Finale versie voor externe review
4	02/09/2022	RBA	--	Finale versie

Vertrouwelijkheid van het document:

Algemeen publiek

Omschrijving:

Bestemd voor het brede publiek.

## Samenvatting

De Vlaamse regering kondigde op 04/02/2022 aan dat de bestaande steunmaatregel voor PV-installaties geïnstalleerd voor 01/2013 moet worden aangepast omwille van de EU staatssteunregels.

Onder deze regels moet de steun, onder meer, voldoen aan het evenredigheidsbeginsel. Dit betekent dat de lidstaten erop moeten toezien dat de steun beperkt blijft tot het minimum dat noodzakelijk is om het gesteunde project of de gesteunde activiteit uit te voeren.

In 06/2022 finaliseerde OXERA een economische studie waaruit de Vlaamse regering in het Ontwerpdecreet van 15/07/2022 concludeerde dat er sprake is van overcompensatie voor PV-installaties uit de periode 2006-2012. Daaropvolgend gaf ODE aan 3E de opdracht om een analyse uit te voeren van de financiële rendementen van PV-installaties uit deze periode.

### **Referentie-installaties**

3E spitte zich toe op de referentie-installaties die het VEA in 2012 definieerde op basis van VREG-data uit 2011, i.e. een residentiële installatie van 5 kW<sub>p</sub>, en grotere installaties van 125 kW<sub>p</sub> en 400 kW<sub>p</sub> bij bedrijven. Alle inschattingen van investerings- en onderhoudskosten werden gemaakt op basis van studies van 3E, VITO, CREG en VEA uit 2006, 2010 en 2012. Deze verschillen amper van de door OXERA gehanteerde kosten, ondanks verschillende referentie-installaties.

3E maakte een onderscheid tussen de twee opgenomen verdienmodellen in de Memorie van Toelichting van het Ontwerpdecreet, i.e. een eigen investering door de gebouw- of bedrijfseigenaar en een investering door een derde partij via een PPA en recht van opstal. We maken in tegenstelling tot OXERA ook het onderscheid tussen de verwachte IRR op het moment van de investering en de reeds gerealiseerde IRR na de invoer van een injectie- en prosumemententarium, een lager-dan-verwachte inflatie bij bedrijven, een hoger-dan-verwachte inflatie bij gezinnen en een sterk stijgende correctie voor onbalans bij injectie.

Net als VEA hanteert 3E hierbij 100% zelfafname voor residentiële installaties met een terugdraaiende meter en 65% zelfafname bij bedrijven met een 4-kwadranten meter. 3E is van mening dat OXERA's aanname van 100% zelfafname bij bedrijven slechts in erg uitzonderlijke gevallen kan gerealiseerd worden.

### **Resultaten**

De berekening van de gerealiseerde kasstromen tonen aan dat bij benadering 78% van de residentiële installaties uit 2006-2012 op 01/2022 reeds een project-IRR van 8,0% heeft gerealiseerd.

Dit staat in contrast tot de resultaten van de grotere installaties: op 01/2022 heeft bij benadering nog maar 12% van de bedrijfsinstallaties en 0% van de derde partij installaties (of 6% van alle niet-residentiële PV-installaties) uit 2006-2012 reeds een project-IRR van 8,0% gerealiseerd.

# 1. Inleiding

## Context

De Vlaamse regering kondigde op 04/02/2022 aan dat de bestaande steunmaatregel voor PV-installaties geïnstalleerd voor 2013 moet worden aangepast omwille van de Europese staatssteunregels.

De regering verwees hierbij naar het gewijzigd standpunt van de Europese Commissie, die in haar beslissing van 16/02/2018 bepaalde dat de GSC-regeling voor PV-installaties geïnstalleerd in 2013 of later wel staatssteun betreft; in tegenstelling tot hetgeen ze had bepaald in eerdere beslissingen.

De regering verwees eveneens naar de inwerkingtreding van de 'Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy' (CEEAG). De CEEAG bevestigen een verbod op overcompensatie. Dit betekent dat de Europese Commissie bij de goedkeuring van nieuwe steun of monitoring van bestaande steun erop moeten toezien dat het steunbedrag per begunstigde beperkt blijft tot het minimum dat noodzakelijk is om het gesteunde project of de gesteunde activiteit uit te voeren. Volgens randnummer 48 van de CEEAG betekent dit dat het steunbedrag niet hoger mag liggen dan de zogenaamde netto meerkosten of financieringskloof die noodzakelijk zijn om de doelstelling van de steunmaatregel te bereiken.

Het concept van overcompensatie is niet nieuw en is inherent aan het evenredigheidsbeginsel: het was reeds expliciet aan de orde in de voorganger van de CEEAG alsook in de beslissing van de Europese Commissie van 16/02/2018. Ook de beslissing van de Europese Commissie van 25/07/2001 en het advies 51.535/3 van 18/06/2012 van de Raad van State stelde eerder al dat de Vlaamse overheid erop moet toezien dat de steunregeling geen aanleiding zou geven tot overcompensatie:

*"In zoverre die steun toekomt aan ondernemingen, moet er trouwens voor gewaakt worden dat ze geen verboden staatssteun wordt, in de zin van artikel 107 van het Verdrag over de werking van de Europese Unie. Dat zou onder meer het geval zijn als de steunregeling aanleiding kan geven tot overcompensatie."*

Op 09/06/2022 finaliseerde OXERA een financiële studie die de basis vormt voor het ontwerpdecreet van 15/07/2002, en waar uit de regering concludeert dat:

*"... de steunmaatregelen die van toepassing zijn op installaties in gebruik genomen vóór 2013, PV-installaties gebouwd tussen 2006 en juli 2012 overcompenseren. Dit betekent dat de huidige maatregelen resulteren in systematische en soms substantiële structurele overcompensatie voor referentie-installaties gebouwd in de desbetreffende periode."*

Naar aanleiding van deze conclusie gaf ODE op 16/08/2022 aan 3E de opdracht om een analyse te maken van de rendementen van PV-installaties van voor 2013.

In het voorliggend rapport bestuderen we aldus de verwachte en gerealiseerde project-rendementen van referentie-installaties uit de periode 2006-2012. In

tegenstelling tot OXERA (2022) spitsen we ons toe op de gangbare referentie-installaties zoals ze al 10 jaar gehanteerd worden door het Vlaams Energie- en Klimaatagentschap (VEKA), gebaseerd op een VREG-databank uit 2011.

We maken daarbij voor niet-residentiële installaties ook het onderscheid tussen de activiteit waarbij een gebouw- of bedrijfseigenaar zelf investeert in een PV-installatie op zijn dak enerzijds, en de activiteit waarbij een derde partij investeert via een recht van opstal anderzijds. Beide investeringsmethoden vormden elk ongeveer 50% van de markt in 2006-2012.

### Structuur document

Het voorliggend rapport bevat vier hoofdstukken en is als volgt gestructureerd:

- Hoofdstuk 2 beschrijft de gehanteerde project-categorieën, de gedefinieerde referentie-installaties per categorie en de evolutie van hun specifieke investeringskosten, onderhoudskosten en vervangingsinvesteringen in de periode 2006-2012.
- Hoofdstuk 3 bevat een overzicht van de verdienmodellen geldend op het moment van investering in 2006-2012, en opgetreden wijzigingen in de daaropvolgende jaren.
- Hoofdstuk 4 bevat de project-IRR van de gedefinieerde referentie-installaties en verdienmodellen. We maken hierbij het onderscheid tussen de veronderstelde IRR op het moment van investeren en de reeds gerealiseerde IRR op 01/2022.
- Hoofdstuk 5 definieert een marktconform referentie-rendement voor de bestudeerde periode, en toetst de gerealiseerde rendementen aan deze referentiewaarde.

## 2. Referentie-installaties

Door de grote verscheidenheid aan PV-installaties worden rendementsstudies typisch uitgevoerd op basis van referentie-installaties. Dit zijn type-installaties die relatief correct een bepaalde categorie of segment aan installaties beschrijven, en waarvan de analyse als representatief kan aanzien worden voor de gehele populatie.

We beschrijven in dit hoofdstuk achtereenvolgens de gehanteerde project-categorieën, de gekozen referentie-installatie per categorie, en de investerings- en onderhoudskosten voor elke referentie-installatie voor de periode 2006-2013. Tot slot vergelijken we deze beschrijving met de gehanteerde type-installatie(s) in OXERA (2022).<sup>1</sup>

### 2.1. Categorieën

In het Vlaamse steunbeleid werden PV-installaties origineel opgedeeld in drie verschillende representatieve project-categorieën, op basis van het maximaal AC-vermogen van de omvormer(s):

- Categorie 1: PV-installaties kleiner dan 10 kW<sub>p</sub>, typisch residentiële PV-installaties
- Categorie 2: PV-installaties tussen 10 en ≤250 kW<sub>p</sub>, typisch dak-installaties bij KMO's of op publieke gebouwen
- Categorie 3: PV-installaties tussen 250 en ≤750 kW<sub>p</sub>, typisch dak-installaties bij grotere industriële bedrijven

In de loop der jaren werden deze drie categorieën verder opgedeeld in cat. 2a voor installaties van ≤40 kW met burgerparticipatie, cat. 2b voor installaties van ≤40 kW excl. 2a, cat. 2/1a voor installaties van >40 kW met participatie, cat. 2/1b voor installaties van >40 kW excl. 2/1a, cat. 3a voor installaties van >250 kW met participatie en cat. 3b voor installaties van >250 kW zonder participatie.

We zullen voor de periode 2006-2013 echter enkel de drie oorspronkelijke categorieën hanteren, voor elk een type-installatie bepalen, en op basis van beschikbare bronnen *ex post* de investeringskosten, de onderhoudskosten en de vervangingsinvesteringen beschrijven.

Voor niet-residentiële installaties zal er verder een onderscheid maken in functie van het investeerdersprofiel:

- PV-installaties in eigendom van de gebouweigenaar, die mede worden terugverdiend via een daling van de stroomfactuur (cat. 2 en cat. 3)
- PV-installaties in eigendom van een derde partij investeerder, uitgevoerd met een recht van opstal en mede terugverdiend met een PPA tussen de investeerder en gebouweigenaar (cat. 2d en cat. 3d)

Het investeerdersprofiel heeft vooral een impact op het verdienmodel, en niet op de investeringen. Deze verfijning zal dan ook pas in Hoofdstuk 3 aan bod komen.

---

<sup>1</sup> OXERA (2022), "Overcompensation assessment in relation to the pre-2013 Flemish green certificates" i.o.v. VEKA



## 2.2. Referentie-installaties per categorie

Zes gangbare beleidsstudies beschrijven de lokale tendens in investerings- en onderhoudskosten voor PV-installaties in de periode 2006-2012, op basis van werkelijke offertes en internationale rapportering van kosten:

- 3E (2006)<sup>2</sup>, ECN (2006)<sup>3</sup> en VITO (2006)<sup>4</sup> bevatten een onderbouwing van de gangbare CapEx en OpEx voor PV-installaties in de periode 2006-2008, en werden opgemaakt voor de onderbouwing en bepaling van de initiële vaste steunregimes met GSC in Vlaanderen en Wallonië
- CREG (2010)<sup>5</sup> en VITO (2010)<sup>6</sup> bevatten een evaluatie en/of herziening onderbouwing van de gangbare CapEx en OpEx voor PV-installaties in 2008-2010 en werden opgemaakt voor een tussentijdse evaluatie en herziening van de vaste steunregimes met GSC
- VEA (2012)<sup>7</sup> werd opgemaakt ter onderbouwing van de overstap van een vast steunregime met GSC naar het OT/Bf model.

In VEA (2012) maakte VEA de eerder vermelde projectcategorieën 1-3 op op basis van de meest gangbare grootte(s) van werkelijk uitgevoerde PV-installaties in de periode pre-2012. Alle eerdere studies hanteerden enkel fictieve referentie-installaties.

### Kosten v. prijzen

Sommige van de bovenvermelde studies maken *kosten*-aannames op basis van internationale leercurves en sommigen op basis van *prijs*-aannames uit offertes. Dit zorgt ervoor dat niet alle vermelde investeringswaarden in deze studies 1-op-1 vergelijkbaar zijn.

Er is namelijk een verschil tussen leercurves die dalingen in kosten weergeven en leercurves die dalingen in prijzen weergeven. Prijsdalingen zijn een combinatie van dalingen in kosten en veranderingen in de markt. Prijscurves zijn dus niet zozeer enkel afhankelijk van technologische ontwikkeling, maar ook van prijsstrategieën van producenten, van een (al dan niet lokaal) over- of onderaanbod of van de concentratie van actoren.

Het verschil tussen *prijzen* en *kosten* is zeker in de vroege ontwikkelingsfase van een markt zichtbaar. BCG (1968)<sup>8</sup> identificeert hierin 4 fasen:

1. De ontwikkelingsfase: bij de lancering van een product kunnen producenten ervoor kiezen om hun product onder de kostprijs op de markt te zetten om de markt te ontwikkelen.
2. Het *umbrella*-effect: als een markt zich ontwikkelt, ontwikkelen de eerste producenten vaak een marktmacht of de mogelijkheid om goedkoper te produceren dan nieuwe concurrenten. In deze fase

<sup>2</sup> 3E (2006), "Surcoute de production de filières de production de l'électricité" i.o.v. CWaPe

<sup>3</sup> ECN (2006), "Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008 – Conceptadvies onrendabele topberekeningen" i.o.v. Ministerie van Economische Zaken

<sup>4</sup> VITO (2006), "Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen" i.o.v. VEA

<sup>5</sup> CREG (2010), "Studie (F)100520-CDC-966 over de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België"

<sup>6</sup> VITO (2010), "Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010" i.o.v. VEA

<sup>7</sup> VEA (2012), "Centraal Parameterdocument", Bijlage A.1 bij VEA (2012), "Rapport 2012 – Definitieve berekeningen OT/Bf"

<sup>8</sup> Boston Consulting Group (1968), "The Experience Curve"

compenseren zij vaak hun ontwikkelingsinvestering en stabiliseert de prijs boven de werkelijke, dalende kost.

3. De *shake-out*: wanneer de concurrentie groeit en meer producenten tegen lage kosten kunnen produceren, zullen de prijzen op een korte periode sterk zakken.
4. Stabiliteit: eens voorbij de *shake-out* fase is er een volwassen markt met een stabiele verhouding tussen prijzen en kosten.

In de context van de zich ontwikkelende markt van PV-installaties gebeurde de belangrijkste *shake-out* fase in 2009, midden in de te onderzoeken periode. De eindprijzen daalden toen met 38% door een overschot aan productie-capaciteit voor PV-panelen.<sup>9</sup> Dezelfde *shake-out* was bijvoorbeeld ook merkbaar in de prijsindex van Duitsland.<sup>10</sup>

De onderstaande vermelde CapEx en OpEx voor de referentie-installaties zijn aldus een vertaling van de kosten en prijzen uit de vermelde bronnen uit 2006, 2010 en 2012 tot jaar-per-jaar prijs-aannames, rekening houdend met de *shake-down* in 2009.

### Referentie-installatie Categorie 1, tot 10 kW

We beschrijven achtereenvolgens de dimensionering, de verwachte vollasturen, de zelfafname, de investerings- en onderhoudskosten, en de financiering van de referentie-installatie.

#### **Grootte**

VITO (2006) hanteerde origineel een fictieve referentie-installatie van 2 kW, een grootte die later ook overgenomen werd door CREG (2010). Cijfers van VREG in VEA (2012) duiden echter dat 37% van de installaties kleiner dan 10 kW<sub>p</sub> een grootte hadden tussen 4,1 en 5,1 kW<sub>p</sub>, met een gemiddelde grootte van 4,9 kW<sub>p</sub>.

Op basis van deze cijfers definieerde VEA een referentie-installatie van 5 kW<sub>p</sub> met een omvormer waarbij de AC-zijde gedimensioneerd is op 90% hiervan.

#### **Productie**

VITO (2006) vermeldde origineel een verwachte productie van 750 kWh/kW<sub>p</sub>, terwijl 3E (2006), CREG (2010), VITO (2010) en VEA (2012) een productie van 850 kWh/kW<sub>p</sub> hanteren. Vanaf de eerste actualisatie van het OT/Bf-model in 2013<sup>11</sup> corrigeerde VEA dit cijfer tot een gemiddelde van 897 kWh/kW<sub>p</sub> voor de gehele levensduur van de installatie.

Omdat cat. 1 typisch om residentiële installaties gaat met (op het moment van ingebruikname) een terugdraaiende teller, wordt door VEA (2012) verondersteld dat de zelfafname 100% is.

<sup>9</sup> SERV (2011), "Rapport hernieuwbare energie – informatiedossier voor het debat"

<sup>10</sup> IEA (2012), "National Survey Report of PV Power Applications in Germany"

<sup>11</sup> VEA(2013), "Rapport 2013/2 Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014"

### **Investerings- en onderhoudskosten**

Tabel 1 geeft een overzicht van de veronderstelde specifieke investeringskost (per kW<sub>p</sub>), onderhoudskost en vervangingsinvestering voor een PV-installatie van cat. 1 voor de periode 2006-2013.

De investeringskost omvat de aankoop en plaatsing van de PV-panelen, het montagesysteem en de omvormers, en de bekabeling en keuring van de installatie. We definiëren de specifieke investeringskost voor de periode 2006-2013 op basis van vijf referentiepunten waarvoor de werkelijke investeringskost gekend is, i.e. de kost in 2013 volgens VEA (2012), de kost in 2010 volgens VITO (2010), de relatieve daling van de kost in 2011 en 2012 volgens VE(2012) en in 2009 volgens SERV (2011), en de kost in 2006 volgens VITO (2006). De specifieke investeringskost voor 2007 en 2008 werd bepaald via lineaire interpolatie.

Aangezien het om residentiële installaties gaat, veronderstellen we net zoals in VEA (2012) dat er geen vaste onderhoudskosten zijn.

Voor de omvormer wordt een vervangingsinvestering voorzien na 12 jaar. VEA (2012) rekent hiervoor €320/kW<sub>p</sub> voor de installaties met een ingebruikname in 2013 en een vervangingsinvestering in 2025. VEA stelt dat de vervangingskost van omvormers zal afnemen in de tijd, dat het investeringsbedrag eveneens zal toenemen met inflatie en dat beide effecten elkaar zullen opheffen – zodat het nominaal bedrag in het jaar van de vervangingsinvestering ongewijzigd zal blijven. Aangezien ook alle installaties van 2006-2012 een vervangingsinvestering na 2013 zullen hebben, is de kost van €320/kW<sub>p</sub> dan ook van toepassing voor hen.

De referentie-installatie in cat. 1 is een residentiële PV-installatie op een woning ouder dan 5 jaar. Voor alle investeringskosten wordt dan ook een surplus van 6% BTW ingerekend.

### **Referentie-installatie Categorie 2, 10-250 kW**

We beschrijven achtereenvolgens de dimensionering, de verwachte vollasturen, de zelfafname, de investerings- en onderhoudskosten, en de financiering van de referentie-installatie.

#### **Grootte**

3E (2006), CREG (2010) en VITO (20) hanteren allen fictieve PV-installaties die passen binnen cat. 2, met een respectievelijke capaciteit 60 kW<sub>p</sub> (3E), 10 en 100 kW<sub>p</sub> (CREG), en 50 en 250 kW<sub>p</sub> (VITO). De mediaan van de geplaatste vermogens pre-2012 in de VREG-databank van deze categorie bedraagt 115 kW<sub>p</sub>, en het gemiddelde vermogen van deze categorie bedraagt 130 kW<sub>p</sub>.

Het vermogen van de referentie-installatie voor cat. 2 werd aldus in VEA (2012) vastgesteld op 125 kW<sub>p</sub>.

#### **Productie**

VITO (2006) vermeldde origineel een verwachte productie van 750 kWh/kW<sub>p</sub>, terwijl 3E (2006), CREG (2010), VITO (2010) en VEA (2012) een productie van 850 kWh/kW<sub>p</sub> hanteren. Vanaf de eerste actualisatie van het OT/Bf-model in

2013<sup>12</sup> corrigeerde VEA dit cijfer tot een gemiddelde van 897 kWh/kW<sub>p</sub> voor de gehele levensduur van de installatie.

Omdat cat. 2 typisch om professionele installaties gaat met een 4-kwadranten meting waarbij injectie afzonderlijk gemeten (en gevaloriseerd) wordt, wordt door VEA (2012) verondersteld dat de zelfafname 65% is.

### **Investerings- en onderhoudskosten**

Tabel 2 geeft een overzicht van de veronderstelde specifieke investeringskost, onderhoudskost en vervangingsinvestering voor een PV-installatie van cat. 2 voor de periode 2006-2013.

De investeringskost omvat de aankoop en plaatsing van de PV-panelen, het montagesysteem en de omvormers, en de bekabeling en keuring van de installatie. Verschillend van cat. 1 wordt er voor cat. 2 ook een netaansluitingskost verondersteld. We definiëren de specifieke investeringskost voor de periode 2006-2013 op basis van vijf referentiepunten waarvoor de werkelijke investerings-kost gekend is, i.e. de kost in 2013 volgens VEA (2012), de kost in 2010 volgens VITO (2010), de relatieve daling van de kost in 2011 en 2012 volgens VEA (2012) en in 2009 volgens SERV (2011), en de kost in 2006 volgens VITO (2006). De specifieke investeringskost voor 2007 en 2008 werd bepaald via lineaire interpolatie.

Aangezien de installaties in cat. 2 professionele installaties zijn, is er normaal gezien ook een onderhoudscontract. VEA (2012) bepaalde na rondvraag bij installateurs de jaarlijkse onderhoudskost op €19/kW<sub>p</sub>. We gaan voor deze kost uit van een inflatie van 2%, en passen deze ook toe op de installaties uit 2006-2012.

Voor de omvormer wordt een vervangingsinvestering voorzien na 12 jaar. VEA (2012) rekent hiervoor €190/kW<sub>p</sub> voor de installaties met een ingebruikname in 2013 en een vervangingsinvestering in 2025.

### **Referentie-installatie Categorie 3, 250-750 kW**

We beschrijven achtereenvolgens de dimensionering, de verwachte vollasturen, de zelfafname, de investerings- en onderhoudskosten, en de financiering van de referentie-installatie.

#### **Grootte**

3E (2006) en VITO (2006) hanteren beide fictieve PV-installaties die passen binnen cat. 3, met een respectievelijke capaciteit 400 kW<sub>p</sub> (3E), en 250 en 750 kW<sub>p</sub> (VITO). De mediaan van de geplaatste vermogens pre-2012 in de VREG-databank van deze categorie bedraagt 391 kW<sub>p</sub>, en het gemiddelde vermogen van deze categorie bedraagt 419 kW<sub>p</sub>.

Het vermogen van de referentie-installatie voor cat. 3 werd aldus in VEA (2012) vastgesteld op 400 kW<sub>p</sub>.

---

<sup>12</sup> VEA(2013), "Rapport 2013/2 Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014"

### **Productie**

VITO (2006) vermeldde origineel een verwachte productie van 750 kWh/kW<sub>p</sub>, terwijl 3E (2006), CREG (2010), VITO (2010) en VEA (2012) een productie van 850 kWh/kW<sub>p</sub> hanteren. Vanaf de eerste actualisatie van het OT/Bf-model in 2013<sup>13</sup> corrigeerde VEA dit cijfer tot een gemiddelde van 897 kWh/kW<sub>p</sub> voor de gehele levensduur van de installatie.

Omdat cat. 3 typisch om professionele installaties gaat met een 4-kwadranten meting waarbij injectie afzonderlijk gemeten (en gevaloriseerd) wordt, wordt door VEA (2012) verondersteld dat de zelfafname 65% is.

### **Investerings- en onderhoudskosten**

Tabel 3 geeft een overzicht van de veronderstelde specifieke investeringskost, onderhoudskost en vervangingsinvestering voor een PV-installatie van cat. 3 voor de periode 2006-2013.

De investeringskost omvat de aankoop en plaatsing van de PV-panelen, het montagesysteem en de omvormers, en de bekabeling en keuring van de installatie. Verschillend van cat. 1 wordt er (net zoals voor cat. 2) ook voor cat. 3 een extra netaansluitingskost verondersteld. We definiëren de specifieke investeringskost voor de periode 2006-2013 op basis van vijf referentiepunten waarvoor de werkelijke investerings-kost gekend is, i.e. de kost in 2013 volgens VEA (2012), de kost in 2010 volgens VITO (2010), de relatieve daling van de kost in 2011 en 2012 volgens VEA (2012) en in 2009 volgens SERV (2011), en de kost in 2006 volgens VITO (2006). De specifieke investeringskost voor 2007 en 2008 werd bepaald via lineaire interpolatie.

Aangezien de installaties in cat. 3 professionele installaties zijn, is er normaal gezien ook een onderhoudscontract. VEA (2012) bepaalde na rondvraag bij installateurs de jaarlijkse onderhoudskost op €14/kW<sub>p</sub>. We gaan voor deze kost uit van een inflatie van 2%, en passen deze ook toe op de installaties uit 2006-2012.

Voor de omvormer wordt een vervangingsinvestering voorzien na 12 jaar. VEA (2012) rekent hiervoor €190/kW<sub>p</sub> voor de installaties met een ingebruikname in 2013 en een vervangingsinvestering in 2025.

### **Samenvatting**

In de bovenstaande paragrafen werden drie verschillende referentie-installaties gedefinieerd, overeenkomend met de in VEA (2012) gedefinieerde referentie-installaties voor elke categorie in het initiële OT/Bf-model van 2013 op basis van de pre-2012 statistieken van VREG:

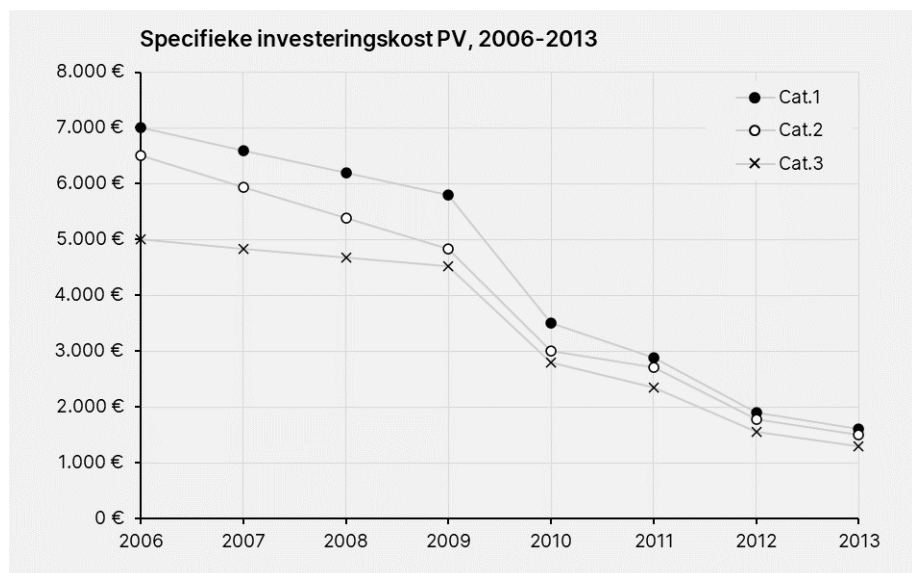
- Categorie 1: een residentiële installatie van 5 kW<sub>p</sub> met een gemiddelde productie van 897 kWh/kW<sub>p</sub> en 100% zelf-afname
- Categorie 2: een professionele installatie van 125 kW<sub>p</sub> met onderhoudscontract, met een gemiddelde productie van 897 kWh/kW<sub>p</sub> en 65% zelf-afname

<sup>13</sup> VEA(2013), "Rapport 2013/2 Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014"

- Categorie 3: een professionele installatie van 400 kW<sub>p</sub> met onderhoudscontract, met een gemiddelde productie van 897 kWh/kW<sub>p</sub> en 65% zelf-afname

Voor elk van deze in 2012 gedefinieerde referentie-installaties werd *ex post* de specifieke investeringskosten, onderhoudskosten en vervangingsinvestering bepaald voor de periode 2006-2013 op basis van VITO (2006), 3E (2006), ECN (2006), VITO (2010), CREG (2010), SERV (2011) en VEA (2012).

Figuur 1 geeft een samenvatting van de evolutie van de specifieke investeringskost voor de drie referentie-installaties in de periode 2006-2013. Deze toont dat de specifieke investeringskosten in deze periode daalden met 74-77%, en toont een schaalvoordeel voor grote installaties (cat. 3) t.o.v. residentiële installaties die daalt van 27% in 2006-2008 naar 20% post-2010.



Figuur 1. Samenvattende figuur van de evolutie van de specifieke investeringskosten voor PV-installaties in 2006-2013 voor Cat. 1-3

Tabel 1. Specifieke investeringskost, onderhoudskost en vervangingsinvestering van de referentie-installatie, excl. BTW

€/kW <sub>p</sub>	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>K<sub>inv</sub></b>	7.000	6.600	6.200	5.800	3.500	2.890	1.905	1.600
<b>K<sub>var</sub></b>	--	--	--	--	--	--	--	--
<b>I<sub>vervang</sub></b>	320	320	320	320	320	320	320	320

Tabel 2. Specifieke investeringskost, onderhoudskost en vervangingsinvestering van de referentie-installatie voor cat. 2

€/kW <sub>p</sub>	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>K<sub>inv</sub></b>	6.500	5.950	5.400	4.850	3.000	2.700	1.780	1.500
<b>K<sub>var</sub></b>	17	17	17	18	18	18	19	19
<b>I<sub>vervang</sub></b>	190	190	190	190	190	190	190	190

Tabel 3. Specifieke investeringskost, onderhoudskost en vervangingsinvestering van de referentie-installatie voor cat. 3

€/kW <sub>p</sub>	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>K<sub>inv</sub></b>	5.000	4.840	4.680	4.520	2.800	2.350	1.550	1.300
<b>K<sub>var</sub></b>	12	12	13	13	13	13	14	14
<b>I<sub>vervang</sub></b>	190	190	190	190	190	190	190	190

## 2.3. Vergelijking met OXERA (2022)

Tot slot vergelijken we de hierboven gedefinieerde referentie-installaties met de gehanteerde installaties in OXERA (2022). Als we focussen op de type-installaties en op de gehanteerde parameters, vallen volgende 5 verschillen op:

1. OXERA hanteert voor de periode 2006-2009 enkel de waarden van een fictieve referentie-installatie van 2 kW<sub>p</sub> zoals in VITO (2006), en geeft dus geen schaalvoordeel voor de installaties in cat. 2 en cat. 3. Dit is een conservatieve inschatting.
2. OXERA hanteert voor de periode 2010-2013 vier referentie-installaties, i.e. 50 kW<sub>p</sub>, 250 kW<sub>p</sub>, 750 kW<sub>p</sub> en 1.500 kW<sub>p</sub>. Dit betekent dat er voor deze periode geen residentiële installaties werden bestudeerd, en er steeds de bovengrens van cat. 2 (250 kW<sub>p</sub>) en cat. 3 (750 kW<sub>p</sub>) gehanteerd wordt. Dit komt niet overeen met de klassieke aanname in Vlaamse beleidsstudies.
3. OXERA hanteert referentie-investeringskosten voor 2010 die gemiddeld 5,2% lager liggen dan de vooropgestelde cijfers in deze studie, mogelijks door de grotere referentie-installaties (zie punt 2), maar hanteert wel exact dezelfde kosten (en bron) voor 2013. Door de Duitse prijsindex te hanteren om te interpoleren tussen deze jaartallen, treden er ook verschillen op voor 2011 en 2012: in OXERA (2022) ligt de investeringskost voor 2011 gemiddeld 4,6% lager en voor 2012 gemiddeld 9,9% hoger dan in deze studie.
4. OXERA past de aanname van 100% zelfafname voor residentiële installaties toe op alle installaties, ook deze van 50 kW<sub>p</sub>, 250 kW<sub>p</sub>, 750 kW<sub>p</sub> en 1.500 kW<sub>p</sub>. Dit komt niet overeen met de werkelijkheid, en zal tot een merkbaar hoger financieel rendement leiden.
5. OXERA hanteert met een jaarlijkse onderhoudskost tussen €20-36/kW<sub>p</sub> een merkbaar hogere jaarlijkse onderhoudskost dan de €14-19/kW<sub>p</sub> in VEA (2012). De gehanteerde vervangingsinvestering van de omvormer is wel gelijkaardig.

Samengevat hanteert OXERA (2022) niet de referentie-installaties noch de zelfafname die het Vlaamse Energie-agentschap sinds 2012 zelf hanteert als referentie-installaties op basis van de cijfers van VREG uit 2011.

OXERA hanteert bovendien licht lagere specifieke investeringskosten, maar hogere onderhoudskosten. Beide middelen zich waarschijnlijk uit, waardoor de kostenaannames vergelijkbaar zijn met deze in deze studie.

De referentie-installaties van 750 kW<sub>p</sub> en 1.500 kW<sub>p</sub> lijken wel grote tot zeer grote referenties voor de periode 2006-2012, en ook moeilijk verzoenbaar met de aanname van 100% zelfafname.



## 3. Verdienmodellen

PV-installaties kennen typisch drie verschillende verdienmodellen, afhankelijk van het type installatie en de manier van investeren:

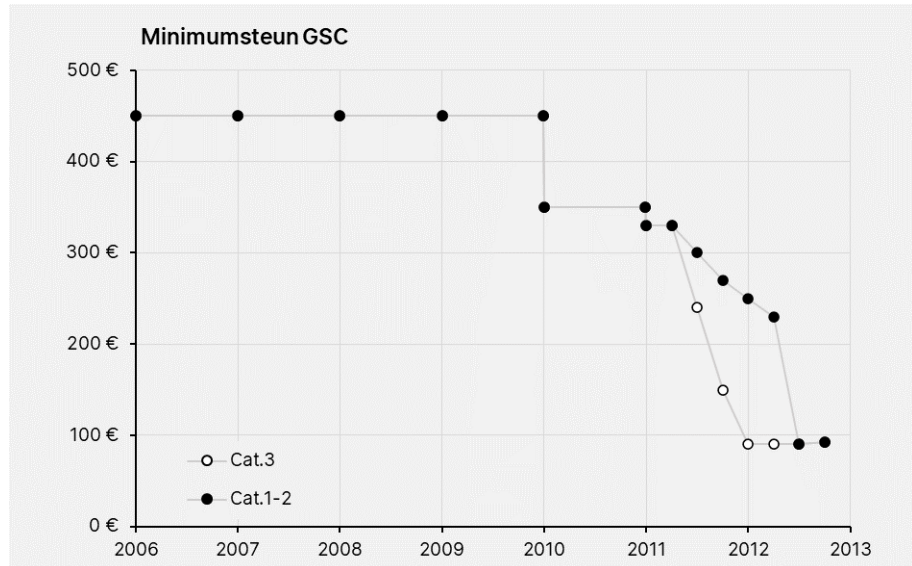
1. Residentiële installaties (cat. 1): de eigenaar investeert zelf in een PV-installatie op het dak van zijn woning, waarbij zijn investering resulteert in een daling van zijn elektriciteitsfactuur
2. Bedrijfsinstallaties (cat. 2 en cat. 3): een bedrijf investeert zelf in een PV-installatie op het dak van zijn bedrijf, waarbij zijn investering resulteert in een daling van zijn elektriciteitsfactuur
3. Derde partij installaties (cat. 2d en cat. 3d): een energiebedrijf investeert in een PV-installatie van cat. 2 of cat. 3 op het dak van derden via een recht van opstal, en sluit een power purchase agreement (PPA) af met de opstalgever.

De in Vlaanderen gerealiseerde niet-residentiële installaties in de periode 2006-2012 zijn bij benadering 50% bedrijfsinstallaties en 50% derde partij installaties. Het onderscheid tussen beide verdienmodellen werd ook opgenomen in de Memorie van Toelichting van het Ontwerpdecreet dd 15/07/2022.

Elk van deze verdienmodellen resulteert in een andere cashflow en ondervond andere risico's. Bovenstaande verdienmodellen werden in de periode 2006-2012 aangevuld met steun vanuit de overheid:

1. Particulieren kregen tot 2011 een belastingvermindering voor hun investering in een PV-installatie. Het belastingvoordeel bedroeg 40% van het werkelijke investeringsbedrag (incl. BTW) met een maximum van €3.600.
2. Bedrijven kenden een verhoogde investeringsaftrek voor investering in een PV-installatie van 13,5%. Na de verrekening van de vennootschapsbelasting zorgt dit voor een voordeel van 4,4%.
3. Elke investeerder kreeg in de periode 2006-2012 steun per geproduceerde MWh in de vorm van een gegarandeerde minimumprijs voor groenestroomcertificaten (GSC). Dit zorgde voor een gegarandeerde extra inkomstenstroom voor 20 jaar.

De gegarandeerde waarde hangt af van de project-categorie en het moment van ingebruikname, zoals samengevat in Figuur 2.



Figuur 2. Evolutie van de gegarandeerde minimumsteun voor PV-installaties in 2006-2013 voor Cat. 1-3

### 3.1. Residentiële installaties

Residentiële installaties zijn PV-installaties van cat. 1 op het dak van een gezin, en waar het gezin zelf heeft geïnvesteerd in de PV-installatie. Deze investering wordt terugbetaald via een daling van de stroomfactuur en inkomsten uit GSC.

We maken in het vervolg van deze studie een onderscheid tussen het in 2006-2012 veronderstelde verdienmodel op het moment van de investering, en het werkelijke verdienmodel ten gevolge van (beleids-)wijzigingen na de initiële ingebruikname.

#### Verondersteld verdienmodel op moment van investering

Residentiële installaties (cat. 1) zijn in de periode 2006-2012 PV-installaties gekoppeld aan een zogenaamde terugdraaiende teller, wat een zelfafname van 100% impliceert. Elke geproduceerde kWh resulteert aldus in een financiële besparing gelijk aan de totale variabele elektriciteitskost van 1 kWh voor een huishouden, i.e. de som van de variabele component van elektriciteitsprijs, de nettarieven en de heffingen op elektriciteit.

Omdat er een verschil bestaat tussen de variabele kost voor enkelvoudige en tweevoudige meters, wordt voor beleidsdoeleinden het gemiddelde tussen beide genomen. Omdat de eindprijs verschilt per gebied van netbeheerder, wordt ook hier voor beleidsdoeleinden een gemiddelde prijs gehanteerd.

Er wordt in VEA (2012) op basis van VITO (2010) van uitgegaan dat de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname gemiddeld jaarlijks 3,5% stijgt.

### Veranderingen in verdienmodel sinds ingebruikname

Tussen 2012 en nu zijn er drie opmerkelijke veranderingen in het verdienmodel van een residentiële PV-installatie:

- De inflatie van de stroomprijs lag met gemiddeld 4,7% merkbaar hoger dan de veronderstelde 3,5%
- De intrede van het prosumentarief in 7/2015 zorgde voor een extra kost in de stroomfactuur van PV-eigenaars
- De invoer van de digitale meter in 07/2019 zorgde voor een verandering van het verdienmodel.

We bespreken elk hieronder verder in detail.

#### **Inflatie**

Zoals gesteld werd er in VEA (2012) van uitgegaan dat de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname gemiddeld jaarlijks 3,5% stijgt.

In de periode 2006-2021 steeg de vermeden kost voor elektriciteit echter gemiddeld 4,7% per jaar. De belangrijkste toename was merkbaar in 2014-2016, met een toename van 46% in 2 jaar tijd. Tabel 5 geeft de gemiddelde werkelijke vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname voor de periode 2014-2021.

#### **Prosumentarief**

Op 01/07/2015 hervormde de VREG het distributietarief, en voerde die het prosumentarief in voor eigenaars van PV-installaties met een terugdraaiende teller. Het prosumentarief is een extra kostencomponent in de stroomfactuur, wat zorgt voor een daling van de rendabiliteit.

Het prosumentarief is proportioneel met het maximale AC-vermogen van de omvormer van de PV-installatie. Tabel 5 geeft het gemiddelde prosumentarief voor de periode 2015-2021.

#### **Digitale meter**

Op 01/07/2019 startte de uitrol van de digitale meter. Dit veranderde het verdienmodel van residentiële PV-installaties op twee manieren:

- De productie (kWh) werd niet langer gevaloriseerd aan 100% zelfafname, maar aan de werkelijke afname. Deze is voor huishoudens gemiddeld 28%. De overige 72% wordt geïnjecteerd in het net, waarvoor de leverancier een terugleververgoeding betaalt.
- Het prosumentarief vervalt. Gezinnen met een PV-installatie krijgen opnieuw enkel een kWh-gebaseerd distributietarief toegepast, verrekend op de werkelijke afname van het net.

Gezinnen met een PV-installatie hoorden op het moment van invoering tot de prioritaire doelgroep van de uitrol. Twee jaar later, op 9/07/2021, werden de doelgroepen echter aangepast en werd er beslist dat de zogenaamde prosumenten een digitale meter zullen krijgen volgens de normale, geografische uitrolplanning.

Aangezien gezinnen met een PV-installatie slechts 2 jaar tot een prioritaire groep behoorden, het aandeel weigeraars relatief hoog lag én iedereen die toch reeds een digitale meter geplaatst heeft recht heeft op een compensatievergoeding die

de impact van de digitale meter neutraliseert, gaan we er in deze studie van uit dat de gemiddelde installatie van cat. 1 tot op heden nog steeds een terugdraaiende teller heeft.

### 3.2. Bedrijfsinstallaties

Bedrijfsinstallaties zijn PV-installaties van cat. 2 of cat. 3 op het dak van een bedrijf, waarvan de eigenaar van het gebouw of bedrijf zelf heeft geïnvesteerd in de PV-installatie. Deze investering wordt terugbetaald via een daling van de stroomfactuur, en inkomsten uit GSC.

We maken een onderscheid tussen het in 2006-2012 veronderstelde verdienmodel op het moment van de investering, en het werkelijke verdienmodel ten gevolge van (beleids-)wijzigingen na de initiële ingebruikname.

#### Veronderstelde verdienmodel op moment van investering

Installaties van cat. 2 en cat. 3 zijn rooftop-installaties waarvan het gebouw aangesloten is op het 26-1 kV of TRANS LS net met een 4-kwadrantenmeter. Het verdienmodel van deze installaties omvat 3 aspecten:

- Een daling van de kost voor elektriciteitsafname door zelfafname van de geproduceerde kWh'n
- Verkoop van geïnjecteerde stroom aan de leverancier
- Inkomsten afkomstig uit GSC

Daarboven krijgt het bedrijf ook een verhoogde investeringsaftrek voor zijn investering in PV van 13,5%. Na de verrekening van de vennootschapsbelasting zorgt dit voor een voordeel van 4,4%.

#### Zelfafname

De veronderstelde zelf-afname voor cat. 2 en cat. 3 is 65%. Dit betekent dat 65% van elke geproduceerde kWh resulteert in een financiële besparing gelijk aan de totale variabele elektriciteitskost van 1 kWh voor een klant op het 26-1 kV of TRANS LS net, i.e. de som van de variabele component van elektriciteitsprijs, de nettarieven en de heffingen op elektriciteit.

1. De totale elektriciteitskost is verschillend voor bedrijven met een relatief klein of groot verbruik. We gaan voor een PV-installatie van cat. 2 uit van een verbruiker uit EUROSTAT cat. IB (i.e. 20-500 MWh) en voor een PV-installatie van cat. 2 uit van een verbruiker uit EUROSTAT cat. IC (i.e. 500-2000 MWh).
2. Het distributietarief is verschillend voor bedrijven aangesloten op het 26-1 kV of op het TRANS LS net. Aangezien het even waarschijnlijk is dat de referentie-installatie op één van beide is aangesloten, gaan we (daar waar relevant) uit van een gemiddeld tarief voor beide.

Tabel 6 toont de gehanteerde EUROSTAT prijzen. Er wordt in VEA (2012) op basis van VITO (2010) uitgegaan van een gemiddelde jaarlijkse stijging van 3,5% van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname.

Tabel 4. Gemiddelde prijs van elektriciteit voor huishoudens in de periode 2006-2013, inclusief BTW

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>ct/kWh</b>	15,0	15,0	17,7	16,5	17,3	20,4	20,7	20,1

Tabel 5. Gemiddelde (a) vermeden kost van elektriciteit en (b) voor huishoudens in de periode 2014-2032, inclusief BTW

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>ct/kWh</b>	18,4	20,9	27,0	28,4	27,9	27,1	25,1	29,8
<b>€/kVA</b>	--	48,0	95,7	104,4	100,7	92,6	85,6	88,6

### **Injectie**

Voor de geïnjecteerde elektriciteit wordt een PPA afgesloten met de leverancier die vaak zal vertrokken van de Cal Y+1 prijs op de ENDEX, gemiddeld over het kalenderjaar Y. Het gaat hierbij om de zgn. year-ahead prijzen voor een base load profiel. Stroom van PV-panelen wordt echter niet geproduceerd volgens een base load profiel en kan in principe alleen verkocht worden op de BELPEX, aan day-ahead prijzen. De gehanteerde Cal Y+1 prijs wordt daarom (meestal neerwaarts) gecorrigeerd voor kannibalisatie, onbalans en productieprofiel.

We gaan er, zoals gesteld in VEA (2012), vanuit dat in de vroeger periode 2006-2013 geen correctie op ENDEX Cal Y+1 werd toegepast voor onbalans en/of injectieprofiel. Voor de periode 2014-2021 gebeurt dit wel (zie verder).

Er wordt in VEA (2012) op basis van VITO (2010) van uitgegaan dat de waarde van injectie gemiddeld jaarlijks 2,0% stijgt.

### **Veranderingen in verdienmodel sinds ingebruikname**

Tussen 2010 en nu zijn er drie opmerkelijke veranderingen in het verdienmodel van een bedrijfsinstallatie:

- De inflatie van de waarde van zelfafname lag met gemiddeld 1,6% merkbaar lager dan de veronderstelde 3,5%
- De inflatie van de waarde van injectie lag met gemiddeld -5,5% significant lager dan de veronderstelde 2,0%
- De intrede van het injectietarief in 2/2011 zorgde voor een extra kost in de stroomfactuur van PV-eigenaars

We bespreken elke verandering hieronder verder in detail.

### **Inflatie**

Zoals gesteld werd er in VEA (2012) van uitgegaan dat de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname gemiddeld jaarlijks 3,5% stijgt en de ENDEX Cal Y+1 jaarlijks 2,0% stijgt.

In de periode 2007-2021 steeg de vermeden kost voor elektriciteit echter slechts gemiddeld 1,6% per jaar. Tabel 7 geeft de gemiddelde werkelijke vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname voor de periode 2014-2021.

In de periode 2007-2021 daalde de ENDEX Cal Y+1 echter gemiddeld 3,0% per jaar. Als we daarenboven rekening houden met een stijgende correctie voor onbalans en kannibalisatie door een sterke groei van PV, daalde de waarde van geïnjecteerde stroom in de periode 2007-2021 met gemiddeld 5,5% per jaar. Tabel 7 geeft de gemiddelde Cal Y+1, correctiefactor en waarde voor injectie voor de periode 2014-2021.

### **Injectietarieven**

Op 01/02/2011 hervormde de CREG het distributietarief, en voerde het een bijkomend injectietarief in voor eigenaars van een PV-installatie met een 4-kwadrantenmeter. Het injectietarief is een extra kostencomponent in de stroomfactuur, wat zorgt voor een daling van de rendabiliteit.

Het injectietarief is proportioneel met de geïnjecteerde kWh'n. Tabel 8 geeft het gemiddelde injectietarief voor de periode 2011-2021.

Tabel 6. Gemiddelde waarden voor zelfafname per categorie en Cal Y+1 base load prijzen voor 2006-2013, exclusief BTW<sup>14</sup>

€/MWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Cat. 2</b>	--	11,9	14,2	13,1	13,0	14,3	14,7	14,4
<b>Cat. 3</b>	--	9,5	10,1	10,9	10,5	11,2	10,9	10,9
<b>Cal Y+1</b>	--	59,6	56,3	76,0	51,0	50,0	55,2	50,6

Tabel 7. Gemiddelde vermeden kost bij zelfafname en waarde van geïnjecteerde elektriciteit in de periode 2014-2021, exclusief BTW

ct/kWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Cat. 2</b>	14,5	14,5	15,3	15,8	14,8	15,6	15,3	16,8
<b>Cat. 3</b>	10,9	10,9	11,4	11,0	11,2	11,5	11,8	13,3
<b>Cal Y+1</b>	43,4	46,9	43,4	33,4	37,3	51,0	51,0	40,7
<b>-%onbalans</b>	-12,3%	-15,3%	-19,8%	-19,2%	-20,0%	-21,4%	-20,0%	-21,0%
<b>Injectie</b>	38,1	39,7	34,8	27,0	29,8	40,1	40,8	32,2

Tabel 8. Gemiddeld injectietarief in de periode 2011-2021 in €/MWh, exclusief BTW

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>€/MWh</b>	2,1	2,3	2,3	2,3	2,6	3,3	2,4	4,2	3,8	3,8	3,3

<sup>14</sup> CREG (2018), "Study (F)1734 - Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017 drawn up pursuant to article 23, § 2, second paragraph, 2° and 19°, of the law of 29 April 1999 on the organisation of the electricity market."

### 3.3. Derde partij installaties

Derde partij installaties zijn PV-installaties van cat. 2 of cat. 3 op het dak van een bedrijf, maar waar een derde partij heeft geïnvesteerd in de PV-installatie via recht van opstal. Deze investering wordt terugbetaald via de verkoop van stroom van de opstalhouder aan de opstalgever, en inkomsten uit GSC.

We maken een onderscheid tussen het in 2006-2012 veronderstelde verdienmodel op het moment van de investering en het werkelijke verdienmodel ten gevolge van (beleids-)wijzigingen na de initiële ingebruikname.

#### Veronderstelde verdienmodel op moment van investering

Het verdienmodel van een derde betaler verschilt significant van dat van een bedrijfsinstallatie of residentiële installatie en omvat 4 aspecten:

- Verkoop van geïnjecteerde stroom
- Verkoop van de stroom aan de opstalgever via een power purchase agreement (PPA)
- Betalen van dakhuur in ruil voor het recht van opstal
- Inkomsten afkomstig uit GSC

Daarboven krijgt het bedrijf ook een verhoogde investeringsaftrek voor zijn investering in PV van 13,5%. Na de verrekening van de vennootschapsbelasting zorgt dit voor een voordeel van 4,4%.

#### **Injectie**

Injectie van stroom wordt op een gelijke manier gevaloriseerd zoals beschreven bij de bedrijfsinstallaties.

#### **PPA**

De derde partij investeert in een PV-installatie van cat. 2 of cat. 3 en komt met de gebouw- of bedrijfseigenaar een klassieke PPA overeen. Binnen deze PPA komt het bedrijf overeen om de hoeveelheid zelfafname op te kopen van de opstalhouder aan een vooraf overeengekomen prijs (of prijsformule).

Vroege PPA's in de periode 2008-2012 waren veelal PPA's met een vaste prijs en een looptijd gelijk aan de steunperiode van GSC's. De prijsbepaling was *typisch* 90% van de geldende ENDEX Cal Y+1, met een jaarlijkse indexatie aan 2%. In de werkelijkheid bestond er echter een grote verscheidenheid in de prijszetting omdat de afgesproken verkoopprijs van stroom voor zelfafname en dakhuur samen 'communicerende vaten' waren: bij uitzondering resulteerde een zeer lage dakhuur zelfs in het gratis leveren van stroom.

De waarden voor Cal Y+1 kunnen teruggevonden worden in Tabel 6.

#### **Dakhuur**

Binnen het recht van opstal van de installatie werd er typisch een vaste dakhuur afgesproken, proportioneel aan de ingenomen vierkante meters dak. Deze m<sup>2</sup> zijn op hun beurt proportioneel aan het totaal geïnstalleerde vermogen van de installatie. Tabel 9 geeft de gemiddelde jaarlijkse dakhuur voor de periode 2006-



2012 uitgedrukt in €/kW<sub>p</sub>, met een gemiddelde van resp. €21 en €37/kW<sub>p</sub>.<sup>15</sup> Deze kost wordt zoals in de contracten geïndexeerd aan 2%.

Ook was er typisch een clausule voorzien die voorzag dat de opstalgever eenmalig aan de opstalhouder mag vragen om de installatie van het dak te nemen en te her-installeren voor werken aan het dak, op kosten van de opstalhouder. Deze kost werd niet mee opgenomen in de studie.

Mogelijke kosten gelinkt aan de decommissioning van de installatie werden eveneens niet mee opgenomen in deze studie.

#### Veranderingen in verdienmodel sinds ingebruikname

De dakhuur en afgesproken prijs voor zelfafname zijn contractueel vastgelegd in de PPA, en dus niet onderhevig aan wijzigingen.

De werkelijke inflatie van de waarde van injectie evolueerde zoals beschreven in de bedrijfsinstallaties, en ook derde partij installaties zijn ondervonden de invoer van het injectietarief in 2011.

### 3.4. Vergelijking met OXERA (2022)

Tot slot vergelijken we de hierboven gedefinieerde verdienmodellen met het gehanteerde verdienmodel in OXERA (2022). Daarbij vallen de volgende 8 verschillen op:

1. OXERA bestudeert geen residentiële installatie. Hierdoor is geen vergelijking mogelijk voor cat. 1.
2. OXERA bestudeert geen installaties met een derde partij investeerder, ondanks dat deze 50% vertegenwoordigen van installaties >10 kW<sub>p</sub>.
3. OXERA hanteert een zelfafname van 100%. Dit is slechts mogelijk in twee extreme situaties: (A) Als de zelfafname fictief is, omdat er aan net metering gedaan wordt. Dit is het geval voor residentiële installaties met een terugdraaiende teller, maar niet voor bedrijven. (B) Als de installatie klein gedimensioneerd wordt en wordt aangesloten bij een industriële partij met een elektriciteitsverbruik dat in het weekend even hoog ligt als tijdens weekdagen. Indien het bedrijf in het weekend stilligt, is het realiseerbaar zelfverbruik ongeveer maximaal 75%.
4. OXERA hanteert voor een 250 kW<sub>p</sub> installatie een prijs voor zelfafname gebaseerd op EUROSTAT cat. IB (i.e. 20-500 MWh). Aangezien deze PV-installatie jaarlijks 220 MWh produceert, lijkt het echter onmogelijk om op basis van voorwaarde B uit punt 2 een zelfafname van 100% te realiseren. Dit suggereert dat OXERA mogelijks 'zelfafname' definieert volgens het concept van net metering, wat foutief zou zijn.
5. OXERA corrigeert de EUROSTAT-prijzen voor zelfafname voor zogenaamde laattijdige rapportering. De overzichtstabel in Appendix A prijzen voor zelfafname die gemiddeld 13% hoger liggen dan de cijfers in EUROSTAT.

<sup>15</sup> De gehanteerde data betreffende de dakhuur en de afgesproken prijzen voor zelfafname werden door 3E bekomen door een rondvraag in de sector dd 24/08/2022. De data zijn gebaseerd op de PPA's van 178 derde partij installaties uit de periode 2006-2012 met een totaalvermogen van 48,6 MW.

6. OXERA hanteert niet jaar-per-jaar de werkelijke waarde EUROSTAT-prijzen voor zelfafname, maar enkel de geldende waarde in het jaar van de investering, jaarlijks geïndexeerd aan 3,5%. Ze berekent dus enkel de verwachte return op het moment van investeren, niet de werkelijke gerealiseerde return.
7. OXERA hanteert geen injectie, en bepaalt dus ook geen gereduceerde waarde voor injectie t.o.v. afname.
8. OXERA hanteert geen injectie, en bepaalt dus ook geen injectietarieven.

Samengevat lijkt OXERA (2022) de werkelijke zelfafname te overschatten met 35%-pt.

Ook de waarde van zelfafname wordt door OXERA overschat. Het cumulatief effect van [5] en [6] zorgt voor een gemiddelde overschatting van 30% t.ov. de EUROSTAT waarden voor 2014-2021.

Tabel 9. Mediaan dakhuur 2006-2013,  
 exclusief BTW<sup>16</sup>

€/kW <sub>p</sub>	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
<b>Cat. 2d</b>	--	--	--	8	23	27	24	--
<b>Cat. 3d</b>	--	--	--	9	73	24	--	--

<sup>16</sup> Het gebruik van een derde partij investeerder voor de uitrol van PV kende in de periode 2006-2013 slechts een korte periode succes, en concentreert zich scherp rond 2011: 6% van de installaties uit de periode 2006-2013 werden geplaatst in 2009, 17% in 2010, 45% in 2011 en 30% in 2012.

## 4. Project-rendabiliteit

We hanteren het effectief rendement of de internal rate of return (IRR) van het gehele project als de graadmeter voor de financiële rendabiliteit van de PV-installaties. Ook het VEKA hanteert sinds 2012 de project-IRR als objectief in het OT/Bf model.

De IRR drukt het netto jaarlijks rendement van de investeringen in een project uit, en wordt berekend als de disconteringsvoet waarbij de netto huidige waarde (NHV) van het geheel van kosten en baten ( $K_t$ ) nul is:

$$\sum_{t=0}^n \frac{K_t}{(1+IRR)^t} = 0$$

Een project-IRR staat los van de financiering van de investering. Als kosten en baten hanteert het aldus (daar waar relevant):

- De initiële investering, de onderhoudskosten en de veronderstelde vervangingsinvesteringen na 12 jaar
- Het belastingvoordeel bij investering of investeringsaftrek
- De inkomsten (of besparingen) uit groenestroomcertificaten, zelfafname en injectie
- Het prosegmenttarief of het injectietarief, en dakhuur
- Vennootschapsbelastingen, en het boekhoudkundig afschrijven van de assets

We berekenen hierna voor elke projectcategorie en per jaar van ingebruikname de project-IRR. We maken daarbij het onderscheid tussen de veronderstelde IRR op het moment van ingebruikname enerzijds, en de reeds gerealiseerde IRR ander-zijds.

### 4.1. Veronderstelde project-IRR bij investering

De veronderstelde project-IRR op het moment van de investering is de IRR van de verwachte kasstromen over de gehele duur van het project (in dit geval 20 jaar) op basis van alle op dat moment gekende informatie. De veronderstelde IRR hanteert aldus:

- de op dat moment gekende waarde voor zelfafname, met een veronderstelde inflatie van 3,5%
- de op dat moment gekende waarde voor injectie, met een veronderstelde inflatie van 2,0%
- geen prosegmenttarief of injectietarief als deze op het moment van de investering nog niet in voege is

Figuur 3 en Tabel 10 geven het overzicht van de veronderstelde IRR voor residentiële installaties (cat. 1), bedrijfsinstallaties (cat. 2,3) en derde partij installaties (cat. 2d,3d) in de periode 2006-2012.

**Residentiële installaties**

De veronderstelde IRR op het moment van investering in een residentiële installatie (i.e. cat. 1) stijgt in de periode 2006-2012 van 6,4% in 2006, naar 10,0% in 2009, tot gemiddeld 20,3% in 2011. In 2012 daalt het verwachte rendement weer naar gemiddeld 15,3%.

Van alle project-categorieën is de residentiële installatie de PV-installatie met de hoogste veronderstelde project-IRR.

**Bedrijfsinstallaties**

De veronderstelde IRR op het moment van investering in bedrijfsinstallaties van cat. 2 (i.e. 125 kW<sub>p</sub>) stijgt in de periode 2006-2012 van 3,9% in 2006, naar 7,3% in 2009, tot gemiddeld 13,2% in 2011. In 2012 daalt het verwachte rendement weer naar gemiddeld 7,6%.

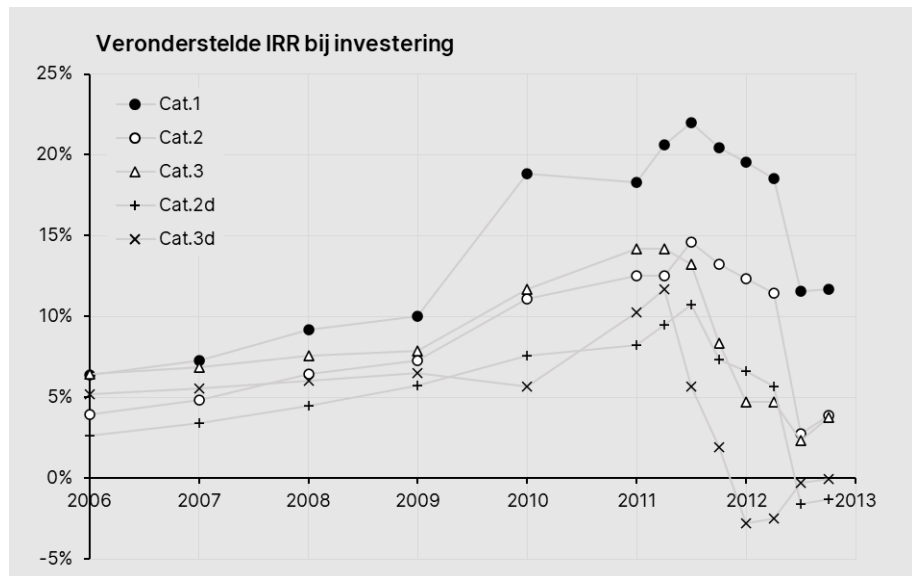
De veronderstelde IRR op het moment van investering in bedrijfsinstallaties van cat. 3 (i.e. 400 kW<sub>p</sub>) stijgt in de periode 2006-2012 van 6,4% in 2006, naar 7,9% in 2009, tot gemiddeld 13,3% in 2011. In 2012 daalt het verwachte rendement weer naar gemiddeld 4,0%.

**Derde partij installaties**

De veronderstelde IRR op het moment van investering in derde partij installaties van cat. 2d (i.e. 125 kW<sub>p</sub>) stijgt in de periode 2006-2012 van 2,6% in 2006, naar 5,7% in 2009, tot gemiddeld 9,0% in 2011. In 2012 daalt het verwachte rendement weer naar gemiddeld 2,4%.

De veronderstelde IRR van cat. 2d lag in 2006-2008 op gemiddeld 3,5%. Dit verklaart (deels) waarom er in deze periode (nog) geen derde partij installaties werden ontwikkeld. De veronderstelde IRR van cat. 2d daalt in H2 2012 tot gemiddeld -1,5%. Dit verklaart eveneens waarom er na 2012 geen derde partij installaties van cat. 2d meer werden ontwikkeld.

De veronderstelde IRR op het moment van investering in derde partij installaties van cat. 3d (i.e. 400 kW<sub>p</sub>) stijgt in de periode 2006-2012 van 5,2% in 2006, naar 6,5% in 2009, tot gemiddeld 8,3% in 2011. In 2012 daalt het verwachte rendement weer naar gemiddeld -1,4%. Dit verklaart waarom er in 2012 geen derde partij installaties van cat. 3d meer werden ontwikkeld.



Figuur 3. Veronderstelde IRR op het moment van de investering, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

Tabel 10. Veronderstelde IRR op het moment van de investering, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

%	'06	'07	'08	'09	'10	'11	Q2	Q3	Q4	'12	Q2	Q3	Q4
<b>Cat.1</b>	6,4	7,3	9,2	10,0	18,9	18,3	20,6	22,0	20,4	19,6	18,5	11,5	11,7
<b>Cat.2</b>	3,9	4,9	6,5	7,3	11,1	12,5	12,5	14,6	13,2	12,3	11,4	2,8	3,9
<b>Cat.3</b>	6,4	6,9	7,5	7,9	11,7	14,2	14,2	13,2	8,3	4,7	4,7	2,4	3,7
<b>Cat.2d</b>	2,6	3,4	4,5	5,7	7,6	8,2	9,5	10,8	7,3	6,6	5,7	-1,6	-1,3
<b>Cat.3d</b>	5,2	5,5	6,0	6,5	5,7	10,2	11,7	5,6	1,9	-2,8	-2,5	-0,3	-0,1

## 4.2. Gerealiseerde project-IRR dd 01/2022

De gerealiseerde project-IRR is de IRR van de reeds gerealiseerde verwachte kasstromen van het moment van investering tot 01/01/2022. De gerealiseerde IRR hanteert aldus:

- de werkelijke waarde voor zelfafname op basis van de gekende EUROSTAT prijzen
- de werkelijke waarde voor injectie op basis van de gekende ENDEX-prijzen en onbalans-correcties
- het werkelijke prosumementtarief of injectietarief

Figuur 4 en Tabel 11 geven het overzicht van de op 01/01/2022 gerealiseerde IRR voor uit de periode 2006-2012.

### **Residentiële installaties**

De op 01/2022 reeds gerealiseerde IRR voor een residentiële installatie (i.e. cat. 1) stijgt geleidelijk van 3,8% voor een installatie uit 2006, naar 4,9% voor een installatie uit 2009, tot gemiddeld 13,0% voor een installatie uit 2011. Voor 2012 daalt het gerealiseerde rendement weer naar gemiddeld 4,4%.

### **Bedrijfsinstallaties**

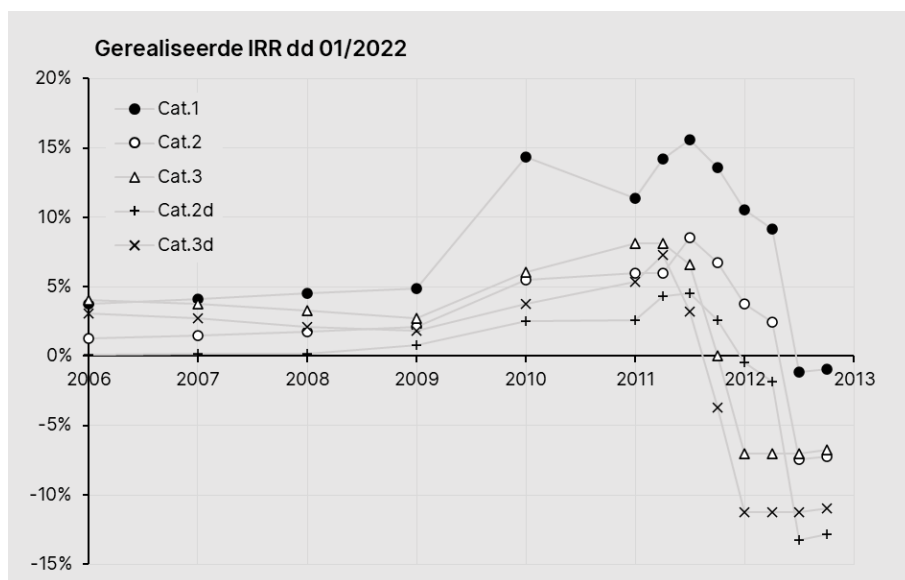
De op 01/2022 reeds gerealiseerde IRR voor een bedrijfsinstallatie van cat. 2 (i.e. 125 kW<sub>p</sub>) stijgt geleidelijk van 1,3% voor een installatie uit 2006, naar 2,1% voor een installatie uit 2009, tot gemiddeld 6,8% voor een installatie uit 2011. Installaties uit 2012 hebben gemiddeld een negatief rendement van -2,0%.

De op 01/2022 reeds gerealiseerde IRR voor een bedrijfsinstallatie van cat. 3 (i.e. 400 kW<sub>p</sub>) bedraagt 4,1% voor een installatie uit 2006, 2,7% voor een installatie uit 2009, en gemiddeld 5,7% voor een installatie uit 2011. Installaties uit 2012 hebben gemiddeld een negatief rendement van -6,9%.

### **Derde partij installaties**

De op 01/2022 reeds gerealiseerde IRR voor een derde partij installatie van cat. 2d (i.e. 125 kW<sub>p</sub>) stijgt geleidelijk van 0,8% voor een installatie uit 2009, tot gemiddeld 3,5% voor een installatie uit 2011. Installaties uit 2012 hebben gemiddeld een negatief rendement van -7,0%.

De op 01/2022 reeds gerealiseerde IRR voor een derde partij installatie van cat. 3d (i.e. 400 kW<sub>p</sub>) stijgt geleidelijk van 1,8% voor een installatie uit 2009, en gemiddeld 3,0% voor een installatie uit 2011. Cat. 3d installaties uit 2012 hebben op 01/2012 een negatieve gerealiseerde IRR van gemiddeld -11,1%. Deze installaties komen in de werkelijkheid echter niet voor omdat hun verwacht rendement negatief was.



Figuur 4. Reeds gerealiseerde project-IRR op 01/2022, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

Tabel 11. Reeds gerealiseerde project-IRR op 01/2022, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

	'06	'07	'08	'09	'10	'11	Q2	Q3	Q4	'12	Q2	Q3	Q4
<b>Cat.1</b>	3,8	4,1	4,5	4,9	14,3	11,4	14,2	15,6	13,6	10,6	9,2	-1,2	-0,9
<b>Cat.2</b>	1,3	1,5	1,7	2,1	5,5	6,0	6,0	8,5	6,7	3,7	2,4	-7,4	-7,2
<b>Cat.3</b>	4,1	3,7	3,3	2,7	6,1	8,1	8,1	6,6	0,0	-7,0	-7,0	-7,0	-6,7
<b>Cat.2d</b>	0,1	0,2	0,2	0,8	2,5	2,6	4,3	4,5	2,6	-0,5	-1,8	-13,2	-12,8
<b>Cat.3d</b>	3,1	2,7	2,1	1,8	3,8	5,3	7,3	3,2	-3,7	-11,2	-11,2	-11,2	-10,9



## 5. Benchmark-waarde

De veronderstelde financiële return op een investering wordt typisch bepaald door de haalbare return in risico-vrije investeringen, verhoogd in verhouding tot het genomen risico met de investering:

$$\text{return} = \text{basisrente} + \beta \cdot \text{risicopremie}$$

Hierin beschrijft de  $\beta$ -factor of de geëvalueerde investering het gehele risico van de investerings-portefeuille verhoogt of verlaagt.

Deze  $\beta$ -factuur omvat zowel de financiële risico's, alsook technische risico's en beleidsrisico's: hoe volwassener een technologie wordt en/of hoe zekerder een verdienmodel wordt, hoe lager de  $\beta$ -factor. Een risicoloze investering heeft een  $\beta$ -factor van nul. In een zich ontwikkelende markt zoals eerder beschreven in de 'kosten v. prijzen' sectie o.b.v. BCG (1968) verwachtte je dan ook dat  $\beta$ -factor en dus ook verwachte project-return daalt doorheen de jaren.

### 5.1. Marktconforme project-IRR in 2006-2012

We keren terug naar de oorspronkelijk gehanteerde referentie-documenten voor prijzen om te zien of deze trend merkbaar is.

#### Basisrente, risico & schuld

We veronderstellen dat de risico-vrije basisrente op 5% lag in de periode 2006-2009 en op 6% in 2010-2012. Dit wordt bevestigd in VITO (2006), ECN (2008) en VITO (2010), en ook OXERA (2022) hanteer deze basisrentes.

Klassiek wordt een risicopremie van 3,5% verondersteld, zoals wordt bevestigd in CREG (2010).

VITO (2006), ECN (2008), VITO (2010) en VEA (2012) gaan allen uit van een debt/equity-ratio van 80/20 voor niet-residentiële installaties. Dit komt overeen met de op dat moment gehanteerde debt/equity-ratio in het Nederlandse OT/Bf-model. Er zijn hierop wel enkele uitzonderingen:

- 3E (2006) hanteert een 100/0-verdeling, en VITO (2006) en VEA (2012) hanteert deze ook verdeling voor residentiële installaties.
- VITO (2006) en ECN (2008) hanteren een 67/33-verdeling voor biomassa- en afval-centrales.

#### Return-on-equity

3E (2006) hanteert voor CWaPe een actualisatievoet van 12% voor de gehele investering, zoals destijds decretaal vastgelegd in de Waalse steun-bepalingen.

VITO (2006) hanteert voor VEA een return on equity van 15% na belastingen voor alle niet-residentiële investeringen in hernieuwbare energie, behalve voor investeringen in biomassa- en afval-centrales (12%). Dit komt op dat moment overeen met een project-IRR van 7,0% na belastingen.

- 15% return-on-equity komt overeen met de op dat moment gehanteerde return op equity in het Nederlandse OT/Bf-model
- 15% return-on equity komt overeen met de op dat moment gehanteerde interne rentevoet in art.6 punt 2 van de Vlaamse Benchmarking Convenant voor energie-efficiëntie<sup>17</sup> in de industrie om als bedrijfseconomisch rendabel beschouwd te worden.

ECN (2008) hanteert eveneens een return-on-equity van 15% na belastingen voor alle investeringen in hernieuwbare energie, behalve voor investeringen in biomassa- en afval-centrales (12%). Dit komt op dat moment overeen met een project-IRR van 7,0% na belastingen.

VITO (2010) hanteert voor VEA voor niet-residentiële investeringen een return-on-equity van 15% voor alle investeringen in hernieuwbare energie. Dit komt overeen met een project-IRR van 7,8% na belastingen.

- Het Duitse FIT-systeem is op hetzelfde moment gebaseerd op een minimum-projectrendement van 7,4%.<sup>18</sup>
- VITO stelt dat 15% return-on-equity mogelijks relatief 'hoog' is voor PV-installaties, omdat het stilaan als een technologie wordt aanzien met een relatief laag risico. Het verkent daarom de optie om in de toekomst 10% te hanteren, maar weerhoudt deze optie in haar aanbevelingen.

CREG (2010) merkt op dat, rekening houdende met een (lage) basisrente van 4% en een risicopremie van 3,5%, een return-on-equity van 15% een  $\beta$ -factor van 3,1 impliceert – wat een hoge  $\beta$ -factor is voor een investering waar een groot deel van de inkomsten (i.e. GSC) gegarandeerd zijn. De CREG stipuleert echter ook dat een  $\beta$ -factor van 0 correcter zou zijn, maar gaat er hierbij foutief vanuit dat er enkel een financieel risico zou zijn. Deze aanname negeert de vele kwaliteitsrisico's van levering en de vele technische risico's tijdens de bouw en bij werking, die zeker in de beginperiode relatief hoog waren.

VEA (2012) legt in OT/Bf de return-on-equity op 5% na belastingen, evenveel als de toen geldende basisrente. Het VEA stelt hiermee dat onder het OT/Bf-model een investering in een PV-installatie in 2013 een risicoloze investering is met een  $\beta$ -factor van nul. Het resultaat was een daling van 94% in de uitrol van PV t.o.v. 2011. De groei van PV kwam daarna pas weer op gang nadat de basisrente sterk daalde, waardoor de  $\beta$ -factor weer positief werd.

### Marktconforme project-IRR

Een verwachte project-IRR van 7,8% was een minimumvoorwaarde voor PV in de periode 2010-2012 met een vaste minimumsteun met GSCs. Deze waarde komt overeen met de op dat moment gehanteerde project-IRR in het Nederlandse OT/Bf-model en lijkt sterk op het minimum-rendement van 7,4% die op dat moment gehanteerd wordt in het Duitse FIT-systeem.

De eerder berekende verwachte project-IRR en de werkelijke groei van PV in 2006-2013 in Vlaanderen lijken deze minimumvoorwaarde ook te bevestigen:

- In 2009 piekte de groei van PV in Vlaanderen een eerste keer. Op dat moment zijn de verwachte IRR voor cat. 2 en cat. 3 respectievelijk 7,3%

<sup>17</sup> Benchmarking-Convenant over energie-efficiëntie in de industrie, zoals goedgekeurd door de Vlaamse Regering op 29/11/2002

<sup>18</sup> Photon, das Solarstrom Magazin, Januar 2010

en 7,9%. Op hetzelfde moment werden er nog steeds amper tot geen projecten van cat. 2d en 3d uitgevoerd bij een verwachte IRR van gemiddeld 6,1%.

- In 2010 komen de installaties van cat. 2d van de grond. Op dat moment is de verwachte IRR voor deze projectcategorie 7,6%. Op hetzelfde moment werden er nog steeds amper projecten van cat. 3d uitgevoerd bij een verwachte IRR van gemiddeld 5,7%.
- In 2011 piekt de groei van PV in Vlaanderen een tweede keer. De uitrol van derde partij installaties concentreert zich ook hard in dit jaar, met bijna 50% van alle derde partij installaties uit de periode 2006-2012. Op dat moment is de verwachte IRR voor cat. 2d en cat. 3d gemiddeld 8,2%.

In elk van deze voorbeelden wordt er pas een groei ingezet als de verwachte IRR het gestelde minimum rendement van 7,5-8% bereikt.

Ter illustratie duidt Figuur 5 de correlatie tussen de gerealiseerde groei van PV-installaties van een voorbeeld-referentie cat. 2d in functie van de verwachte project-IRR.

## 5.2. Evaluatie gerealiseerde project-IRR

Als we uitgaan van een verwachte minimum-IRR van 8% voor projecten uit de periode 2006-2012 merken we dat haast enkel de residentiële installaties dit rendement al behaalden op 01/2022:

- Alle residentiële installaties van 2010 of later hebben een gerealiseerde IRR  $\geq 8\%$ , zijnde 9,2-15,6%.
- Enkel cat. 2 installaties van Q3 2011 hebben een IRR  $\geq 8\%$ , zijnde 8,5%.
- Enkel cat. 3 installaties van Q1 2011 hebben een IRR  $\geq 8\%$ , zijnde 8,1%.
- Geen enkele derde partij installatie (cat. 2d, 3d) heeft een gerealiseerde IRR  $\geq 8\%$ .

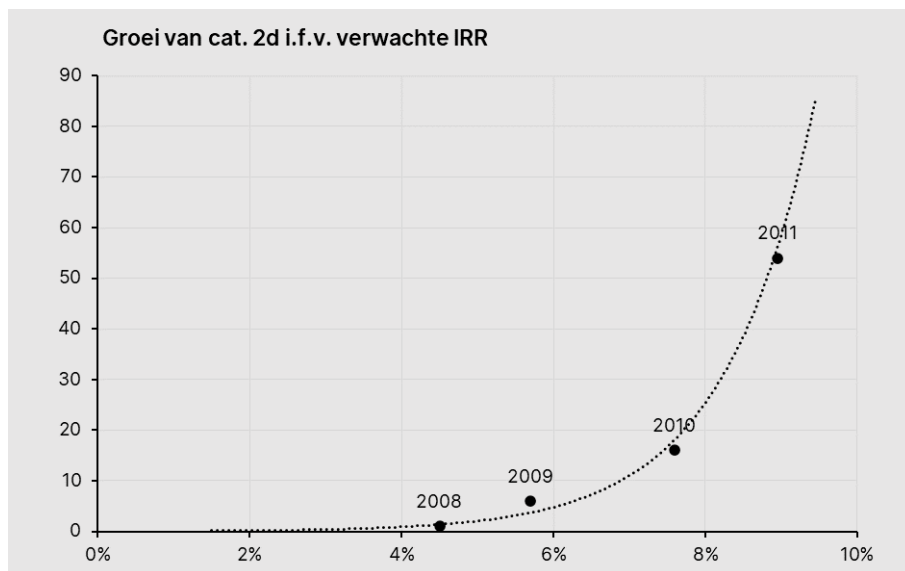
Rekening houdend met de statistieken van PV-installaties betekent dit dat bij benadering 78% van de residentiële installaties en 12% van de bedrijfsinstallaties (of 6% van alle niet-residentiële PV-installaties) uit 2006-2012 op 01/2022 reeds een project-IRR van 8% of meer heeft gerealiseerd.

Tabel 12 geeft het overzicht van het procentpuntverschil van de gerealiseerde IRR tot een minimum-rendement van 8% voor alle referentie-installaties.

## 5.3. Vergelijking met OXERA (2022)

Tot slot vergelijken we de hierboven gedefinieerde minimum-eisen met de gehanteerde installaties in OXERA (2022).

OXERA hanteert dezelfde basisrente en debt/equity-ratio als alle geciteerde studies. De gehanteerde return-of-equity van 8% voor de gehele periode 2006-2012 ligt echter merkbaar lager dan alle binnenlandse en buitenlandse geciteerde documenten voor elke vorm van hernieuwbare energie. De equivalente  $\beta$ -factor van 0,6 suggereert een risicoloze investering, terwijl het Duitse FIT-systeem op hetzelfde moment 2,0-3,4 hanteert bij een gelijkaardig financieel risico.



Figuur 5. Aantal installaties voor derde partij installaties i.f.v. de veronderstelde IRR

Tabel 12. %-pt verschil van het gerealiseerde project-IRR op 01/2022 met een minimum-rendement van 8%

%-pt	'06	'07	'08	'09	'10	'11	Q2	Q3	Q4	'12	Q2	Q3	Q4
<b>Cat.1</b>	-4,2	-3,9	-3,5	-3,1	+6,3	+3,4	+6,2	+7,6	+5,6	+2,6	+1,2	-9,2	-8,9
<b>Cat.2</b>	-6,7	-6,5	-6,3	-5,9	-2,5	-2	-2	+0,5	-1,3	-4,3	-5,6	-15	-15
<b>Cat.3</b>	-3,9	-4,3	-4,7	-5,3	-1,9	+0,1	+0,1	-1,4	-8	-15	-15	-15	-15
<b>Cat.2d</b>	-7,9	-7,8	-7,8	-7,2	-5,5	-5,4	-3,7	-3,5	-5,4	-8,5	-9,8	-21	-21
<b>Cat.3d</b>	-4,9	-5,3	-5,9	-6,2	-4,2	-2,7	-0,7	-4,8	-11,7	-19	-19	-19	-19

## Referenties

3E (2006), "Surcoute de production de filières de production de l'électricité" i.o.v. CWaPe

Boston Consulting Group (1968), "The Experience Curve"

CREG (2010), "Studie (F)100520-CDC-966 over de verschillende ondersteuningsmechanismen voor groene stroom in België"

CREG (2018), "Study (F)1734 - Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market – monitoring report 2017 drawn up pursuant to article 23, § 2, second paragraph, 2° and 19°, of the law of 29 April 1999 on the organisation of the electricity market."

ECN (2006), "Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008 – Conceptadvies onrendabele topberekeningen" i.o.v. Ministerie van Economische Zaken

IEA (2012), "National Survey Report of PV Power Applications in Germany"

OXERA (2022), "Overcompensation assessment in relation to the pre-2013 Flemish green certificates" i.o.v. VEKA

Photon, das Solarstrom Magazin, Januar 2010

SERV (2011), "Rapport hernieuwbare energie – informatiedossier voor het debat"

VEA (2012), "Centraal Parameterdocument", Bijlage A.1 bij VEA (2012), "Rapport 2012 – Definitieve berekeningen OT/Bf"

VEA(2013), "Rapport 2013/2 Deel 1: definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014"

VITO (2006), "Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties in Vlaanderen" i.o.v. VEA

VITO (2010), "Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010" i.o.v. VEA



**Contactpersoon:**

Ruben Baetens  
RBA@3e.eu

**3E NV/SA**

Kalkkaai 6 – Quai à la Chaux  
B-1000 Brussels – Belgium

T +32 2 217 58 68

F +32 2 219 79 89

Belfius Bank SA/NV

IBAN: BE12 0689 4198 3292

SWIFT/BIC: GKCCBEBB

RPR Brussels VAT BE 0465 755 594

# Project-IRR van PV- installaties d.d. pre- 2013 in Vlaanderen

Update 01/2023 uitgevoerd in opdracht  
van ODE Vlaanderen

07/02/2023  
FINAAL





# Project-IRR van PV-installaties d.d. pre-2013 in Vlaanderen

Update 01/2023 uitgevoerd in opdracht van ODE Vlaanderen

**Klant:**  
ODE nv – Organisatie Duurzame Energie

**Contactpersoon:**  
Iwein Goigne, [iwein.goigne@eneco.com](mailto:iwein.goigne@eneco.com)

**3E referentie:**  
PR115985

**3E contactpersoon:**  
Ruben Baetens, [ruben.baetens@3e.eu](mailto:ruben.baetens@3e.eu)

**Datum:**  
07/02/2023

**Versie:**  
Finaal

De algemene voorwaarden van 3E zijn van toepassing op dit document. Klant ontvangt het niet-exclusieve, niet-overdraagbare recht om dit document (met inbegrip van zijn bijlages indien van toepassing) uitsluitend te gebruiken voor zijn zakelijke doeleinden en activiteiten. Dit document is gebaseerd op een overeenkomst afgesloten enkel tussen Klant en 3E, en niet ten voordele van derde begunstigen. Tenzij de vertrouwelijkheidsclassificatie aangegeven door 3E het toelaat, gaat Klant akkoord dit document niet mee te delen aan of te kopiëren voor derden, noch geheel noch gedeeltelijk, zonder de voorafgaande schriftelijke toestemming van 3E. In ieder geval, en dit ongeacht de vertrouwelijkheidsclassificatie verspreiding toelaat of niet, zal 3E niet aansprakelijk zijn t.a.v. derden voor de gevolgen van het gebruik van deze offerte door een derde partij.



## Documentgeschiedenis

---

N°	Datum	Auteur	Review	Samenvatting van de wijzigingen
1	06/02/2023	RBA	--	Draft rapport voor interne review
2	07/02/2023	RBA	JCO	Finaal rapport

<b>Vertrouwelijkheid van het document:</b>	<b>Omschrijving:</b>
Algemeen publiek	Bestemd voor het brede publiek.

## Update 01/2023

De Vlaamse regering kondigde op 04/02/2022 aan dat de bestaande steunmaatregel voor PV-installaties geïnstalleerd voor 01/2013 moet worden aangepast omwille van de EU staatssteunregels.

In 06/2022 finaliseerde OXERA een studie waaruit de Vlaamse regering in het Ontwerpdecreet van 15/07/2022 concludeerde dat er sprake is van overcompensatie. Daaropvolgend gaf ODE aan 3E de opdracht om een analyse uit te voeren van de financiële rendementen van PV-installaties uit deze periode, welke werd gefinaliseerd in 09/2022. Het voorliggende document is een update van deze rendabiliteitsstudie, waarin de einddatum van de IRR is uitgebreid van 01/2022 naar 01/2023.

### Recapitulatie

3E spitste zich toe op de referentie-installaties die het VEA in 2012 definieerde, en maakte een onderscheid tussen de twee opgenomen verdienmodellen in de Memorie van Toelichting van het Ontwerpdecreet, i.e. een eigen investering door de gebouw- of bedrijfseigenaar en een investering door een derde partij via een PPA en recht van opstal. Dit resulteerde in de volgende 5 project-types:

- een residentiële installatie van 5 kW<sub>p</sub> (cat.1)
- bedrijfsinstallaties van 125 kW<sub>p</sub> (cat.2) en 400 kW<sub>p</sub> (cat.3)
- installaties van 125 kW<sub>p</sub> (cat.2d) en 400 kW<sub>p</sub> (cat.3d) die werden ontwikkeld met behulp van derde partijfinanciering

Alle inschattingen van investerings- en onderhoudskosten werden gemaakt op basis van studies van 3E, VITO, CREG en VEA uit 2006, 2010 en 2012. Deze verschillen amper van de door OXERA gehanteerde kosten.

Net als VEA hanteert 3E hierbij 100% zelfafname voor residentiële installaties met een terugdraaiende meter en 65% zelfafname bij bedrijven met een 4-kwadranten meter. 3E is van mening dat OXERA's aanname van 100% zelfafname bij bedrijven slechts in erg uitzonderlijke gevallen kan gerealiseerd worden.

We maken in tegenstelling tot OXERA ook het onderscheid tussen de verwachte IRR op het moment van de investering en de reeds gerealiseerde IRR na de invoer van een injectie- en prosumententarief, een lager-dan-verwachte inflatie bij bedrijven, een hoger-dan-verwachte inflatie bij gezinnen en een sterk stijgende correctie voor onbalans bij injectie.

Voor de evaluatie van de berekende IRR's werd een benchmark-waarde van 8% gedefinieerd op basis van de gangbare financiële verwachtingen en risico's in 2008-2012. Hieruit concludeerde 3E dat op 01/2022 bij benadering ...

1. ... 78% van de residentiële installaties uit 2006-2012 reeds een project-IRR van 8,0% hebben gerealiseerd.
2. ... 12% van de bedrijfsinstallaties reeds een project-IRR van 8,0% hebben gerealiseerd.
3. ... geen enkele installatie die in 2006-2012 ontwikkeld werd met derde partijfinanciering reeds een project-IRR van 8,0% heeft gerealiseerd.

### Update aannames

Het voorliggende document is een update van de originele rendabiliteitsstudie waarin ook de inkomsten van 2022 werden ingerekend. Hiervoor werden volgende aannames gedaan voor het jaar 2022:

- De gemiddelde residentiële afnameprijs was 0,554 €/kWh en het gemiddelde prosumententarief 87,1 €/kVA
- De gemiddelde afnameprijs was 0,278 €/kWh voor bedrijven met een PV-installatie van cat.2 en cat.2d, en 0,232 €/kWh voor bedrijven met een installatie van cat.3 en cat.3d.
- De gemiddelde CAL Y+1 voor levering in 2022 bedroeg 73,1 €/MWh. Hierop werd een onbalans-correctie van 27% toegepast.

In bijlage is een overzicht toegevoegd van alle markten-aannames voor de periode 2014-2022 zoals ze ook werden opgenomen in de originele studie.

### Update resultaten

Het inrekenen van een extra jaar aan inkomsten, met name de inkomsten van het jaar 2022 met uitzonderlijk hoge energieprijzen heeft de volgende impact op de reeds gerealiseerde project-IRR's:

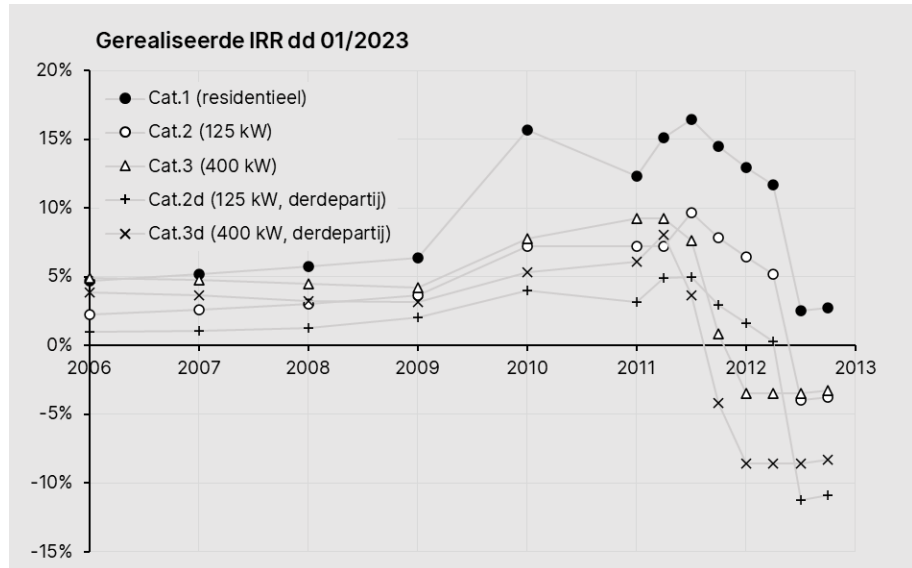
- De gerealiseerde IRR van Cat.1 stijgt met gemiddeld 1,3%, met een spreiding van 0,8-2,5% afhankelijk van het moment van investering. De gemiddelde gerealiseerde IRR stijgt hierdoor naar 9,7%, met een spreiding van 2,5-16,5%.
- De gerealiseerde IRR van Cat.2 en Cat.3 stijgen met gemiddeld 1,5%, met een spreiding van 0,8-3,5% afhankelijk van het moment van investering.<sup>1</sup> De gemiddelde gerealiseerde IRR stijgt hierdoor naar 3,6%, met een spreiding van -4,0-9,7%.
- De gerealiseerde IRR van Cat.2d en Cat.3d stijgen met gemiddeld 1,1%, met een spreiding van 0,4-2,7% afhankelijk van het moment van investering. De gemiddelde gerealiseerde IRR stijgt hierdoor naar 0,2%, met een spreiding van -11,3-8,0%.

Onderstaande tabel en figuur geven een overzicht van alle gerealiseerde IRR's op 01/2023 per project-categorie.

Tabel 1. Reeds gerealiseerde project-IRR op 01/2023, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

	'06	'07	'08	'09	'10	'11	Q2	Q3	Q4	'12	Q2	Q3	Q4
<b>Cat.1</b>	4,7	5,2	5,8	6,4	<b>15,7</b>	<b>12,4</b>	<b>15,1</b>	<b>16,5</b>	<b>14,5</b>	<b>13,0</b>	<b>11,7</b>	2,6	2,8
<b>Cat.2</b>	2,2	2,6	3,0	3,6	7,2	7,2	7,2	<b>9,7</b>	7,8	6,4	5,4	<b>-4,0</b>	<b>-3,7</b>
<b>Cat.3</b>	4,9	4,8	4,5	4,2	7,8	<b>9,2</b>	<b>9,2</b>	7,6	0,9	<b>-3,5</b>	<b>-3,5</b>	<b>-3,5</b>	<b>-3,3</b>
<b>Cat.2d</b>	1,0	1,1	1,3	2,0	4,0	3,2	4,9	5,0	3,0	1,7	0,3	<b>-11,3</b>	<b>-10,9</b>
<b>Cat.3d</b>	3,9	3,7	3,2	3,2	5,4	6,1	<b>8,0</b>	3,6	<b>-4,2</b>	<b>-8,6</b>	<b>-8,6</b>	<b>-8,6</b>	<b>-8,3</b>

<sup>1</sup> De grootste stijgingen worden gerealiseerd voor de projecten met een lage of negatieve IRR op 01/2022.



Figuur 1. Reeds gerealiseerde project-IRR op 01/2023, i.f.v. het moment van investering en de projectcategorie

### Conclusie

Zoals gesteld resulteert het inrekenen van de inkomsten van 2022 in een stijging van de gerealiseerde IRR voor alle projectcategorieën met 0,4-3,5% ten opzichte van het behaalde resultaat op 01/2022.

De stijging verandert echter weinig aan de vergelijking van de gerealiseerde IRR met de benchmarkwaarde van 8%, i.e.:

1. Net als op 01/2022 hebben reeds 78% van de residentiële installaties uit 2006-2012 op 01/2023 reeds een project-IRR van 8,0% gerealiseerd. Het betreft hierbij de installaties geïnstalleerd in de periode van 2010 tot en met H1 2012. Deze installaties hebben een rendement van 11,7-16,5%.
2. Net als op 01/2022 hebben slechts 12% van de bedrijfsinstallaties op 01/2023 reeds een project-IRR van 8,0% gerealiseerd. Het betreft hierbij de installaties geïnstalleerd in Q3 2011 (Cat.2) en H1 2011 (Cat.3). Deze installaties hebben een rendement van 9,2-9,7%.
3. In tegenstelling tot 01/2022 hebben ook 4% van de installaties die gerealiseerd werden met derde partijfinanciering op 01/2023 reeds 8% IRR behaald. Het betreft de installaties van Cat.3d uitgevoerd in Q2 2011. Deze installaties hebben een rendement van 8,0%.

## Bijlage

Tabel 2. Gemiddelde (a) vermeden kost van elektriciteit en (b) voor huishoudens in de periode 2014-2022, inclusief BTW

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>ct/kWh</b>	18,4	20,9	27,0	28,4	27,9	27,1	25,1	29,8	55,4
<b>€/kVA</b>	--	48,0	95,7	104,4	100,7	92,6	85,6	88,6	87,1

Tabel 3. Gemiddelde vermeden kost bij zelfafname en waarde van geïnjecteerde elektriciteit in de periode 2014-2022, exclusief BTW

€/MWh	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Cat. 2</b>	145	145	153	158	148	156	153	168	278
<b>Cat. 3</b>	109	109	114	110	112	115	118	133	232
<b>Cal Y+1</b>	43	47	43	33	37	51	51	41	73,1
<b>-%onbalans</b>	-12%	-15%	-20%	-19%	-20%	-21%	-20%	-21%	-27%
<b>Injectie</b>	38	40	35	27	30	40	41	32	53,3

Tabel 4. Gemiddeld injectietarief in de periode 2014-2022 in €/MWh, exclusief BTW

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>€/MWh</b>	2,3	2,6	3,3	2,4	4,2	3,8	3,8	3,3	3,3



**Contactpersoon:**

Ruben Baetens  
RBA@3e.eu

**3E NV/SA**

Kalkkaai 6 – Quai à la Chaux  
B-1000 Brussels – Belgium

T +32 2 217 58 68

F +32 2 219 79 89

Belfius Bank SA/NV

IBAN: BE12 0689 4198 3292

SWIFT/BIC: GKCCBEBB

RPR Brussels VAT BE 0465 755 594