

Vlaams Energieagentschap

Rapport 2013/3

Deel 1: Rapport OT/Bf voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014



Inhoud

<i>Inleiding</i>	5
<i>Bandingfactoren</i>	6
1 Berekeningsmethodiek	6
2 Toepassing bandingfactor	6
<i>Aanvragen bijkomende representatieve projectcategorieën</i>	8
3 Reeds positief geadviseerde bijkomende representatieve projectcategorie	8
4 Nieuwe aanvragen bijkomende representatieve projectcategorieën.....	8
4.1 Nieuwe categorie: volledige vervanging GT 1 – 20 MW _e	8
Beschrijving aangevraagde categorie	8
Evaluatie aangevraagde categorie	8
4.2 Nieuwe categorie: volledige vervanging STEG 20 – 50 MW _e	10
Beschrijving aangevraagde categorie	10
Evaluatie aangevraagde categorie	10
4.3 Nieuwe categorie: WKK met als brandstof geïmporteerd biomethaan tot 5 MW _e	12
Beschrijving aangevraagde categorie	12
Evaluatie aangevraagde categorie	13
4.4 Nieuwe categorie: waterkrachtinstallaties met een maximaal vermogen groter dan 20 kW _e tot en met 500 kW _e	14
Beschrijving aangevraagde categorie	14
Evaluatie aangevraagde categorie	14
<i>Overzicht bandingfactoren</i>	17
<i>Berekeningen onrendabele toppen en bandingfactoren</i>	18
5 Financieel-economische parameters	18
5.1 Bepaling van de jaarlijkse prijsstijging	18
5.2 Elektriciteitsprijs.....	18
5.2.1 Bepaling van de marktprijs stroom bij afname in jaar 0.....	18
5.2.2 De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0	18
5.3 Financiering.....	18
5.3.1 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening	18
5.3.2 Aandeel eigen vermogen in de totale investering.....	19
5.4 Belastingtarieven	19
5.4.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting.....	19
5.4.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt	19

6	Technisch-economische parameters en resultaten voor PV-installaties.....	20
6.1	PV-installaties tot en met 10 kW AC vermogen (GS cat. 1)	20
6.1.1	Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 5 kW _{piek}	20
6.1.2	Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie	20
6.1.3	Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie.....	21
6.1.4	Berekening van de onrendabele top en bandingfactor	24
6.2	GS 10 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 250 kW AC vermogen (GS cat. 2)	25
6.2.1	Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW _{piek}	25
6.2.2	Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie	25
6.2.3	Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie.....	25
6.2.4	Berekening van de onrendabele top en bandingfactor	28
6.3	GS 250 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 750 kW AC vermogen (GS cat. 3)	28
6.3.1	Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 400 kW _{piek}	28
6.3.2	Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie	28
6.3.3	Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie.....	29
6.3.4	Berekening van de onrendabele top en bandingfactor	31
7	Overzicht OT/Bf n+1 (2015)	32
8	Overzicht OT/Bf n+2 (2016)	32
9	Overzicht OT/Bf n+3 (2017)	33
	<i>Overzicht parametertabellen</i>	34
10	Parametertabel financieel-economische parameters	34
11	Parametertabel voor PV.....	35

Referenties

Leeswijzer

In dit document wordt in de eerste plaats duiding gegeven bij de methodiek voor de toepassing van het steunmechanisme voor groene stroom. De keuze voor de referentie-installatie, de onrendabele topberekening en de voorgestelde bandingfactor worden voor de drie onderscheiden projectcategorieën geduid.

Op enkele parameters na, die gebaseerd zijn op precieze referentiewaarden, zijn de parameters die gebruikt worden in de berekeningen gebaseerd op (in)schattingen en aannames. Daar voor deze parameters nooit exacte resultaten bekomen kunnen worden, werden de waarden afgerond vooraleer ze in het rekenmodel werden ingevoerd. Bewerkingen op de parameterwaarden die niet tot uiting komen in de afgeronde waarden, worden verondersteld niet-significant te zijn t.a.v. de algemene onzekerheid op de parameterbepaling.

Voor de bepaling van de wettelijk vastgelegde parameters verwijzen we naar de bijlagen bij het Energiebesluit.

Op het einde van dit document worden alle parameters nog eens samengevat per projectcategorie weergegeven.

Dit rapport werd opgesteld aan de hand van gegevens die met de grootste zorg werden verzameld. Het Vlaams Energieagentschap en zijn aangestelden kunnen evenwel niet aansprakelijk worden gesteld door de gebruiker voor eventuele fouten, onnauwkeurigheden of onvolledigheid die tot directe of indirecte, materiële of immateriële schade aanleiding zou geven. De gebruiker neemt kennis van deze informatie 'as is' en blijft eindverantwoordelijke voor het eventuele verder gebruik ervan.

Inleiding

De omschakeling naar meer milieuvriendelijke energieproductie is noodzakelijk om de uitstoot van broeikasgasemissies en andere schadelijke stoffen te verminderen en om minder afhankelijk te worden van fossiele brandstoffen. Het Energiedecreet stelt daarom wat betreft het luik bruto groene stroom als doelstelling voorop om tegen 2020 20,5% van de certificaatplichtige elektriciteitsleveringen te betrekken uit hernieuwbare energiebronnen. De ondersteuning van de sector geeft Vlaanderen ook uitzicht op toekomstgerichte economische groei, technologische innovatie en groene jobs. Om deze doelstelling te halen, is een performant steunmechanisme voor investeerders in hernieuwbare energiebronnen noodzakelijk.

Het huidig regelgevend kader voor de verschillende certificatiesystemen voor ondersteuning van hernieuwbare energiebronnen rapport berekent voor de representatieve projectcategorieën voor groene stroom 1 t.e.m. 3 (installaties op zonne-energie tot en met 750kW) de onrendabele top en bandingfactor, voor projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014.

Het tweede onderdeel van dit rapport actualiseert de bandingfactoren voor lopende projecten. Deze geactualiseerde bandingfactoren zullen één maand na publicatie van het definitief rapport van toepassing worden.

Bandingsfactoren

1 Berekeningsmethodiek

In het nieuwe ondersteuningsmechanisme staan de begrippen 'onrendabele top' (OT) en 'bandingfactor' (Bf) centraal. De onrendabele top van een investering is gedefinieerd als het productieafhankelijke gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto-contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. De bandingfactor bepaalt daarnaast het aantal certificaten dat men bekomt per opgewekte hoeveelheid groene stroom en/of gerealiseerde eenheid primaire energiebesparing en is onderhevig aan aanpassingen ten gevolge van de evolutie van de investeringskosten, brandstofprijzen, elektriciteitsprijs ...

Onrendabele top (OT) = het bedrag per MWh groenestroomproductie of warmte-krachtbesparing dat bijgelegd moet worden zodat de investering over de levensduur het vereiste rendement behaalt.

De bandingfactor (Bf), die jaarlijks wordt bepaald (halfjaarlijks voor PV) = de verhouding onrendabele top (OT) tegenover de bandingdeler (BD):
 $Bf = OT / BD$.

Bandingdeler groene stroom = 97€

Bandingdeler warmte-krachtkoppeling = 35€

De berekeningsmethodiek voor de onrendabele top is vervat in de bijlagen bij het Energiebesluit. Bij deze methodiek werd rekening gehouden met een aantal algemene parameters. Voor de bepaling van de parameters en berekeningswaarden van de onrendabele toppen (die niet reeds in de bijlagen bij het besluit wettelijk werden vastgelegd) wordt door het VEA bijkomend stakeholderoverleg georganiseerd. Er wordt een zo divers mogelijk aanbod van verschillende marktpartijen, sectorvertegenwoordigers, overheidsinstanties ... geconsulteerd om een zicht te krijgen op de werkelijke kosten voor de ontwikkeling van groenestroom- en WKK-projecten in Vlaanderen.

2 Toepassing bandingfactor

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.1. §2, 4^e lid van het Energiedecreet is het aantal groenestroomcertificaten dat wordt toegekend voor elke 1000 kWh elektriciteit die wordt opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen (in installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) gelijk aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor. In artikel 7.1.2. §2, 3^e lid wordt bepaald dat het aantal warmte-krachtcertificaten (voor installaties met startdatum vanaf 1 januari 2013) dat wordt toegekend voor elke 1000 kWh primaire energiebesparing d.m.v. kwalitatieve WKK gelijk is aan 1, vermenigvuldigd met de van toepassing zijnde bandingfactor.

Een voorbeeld kan dit verduidelijken: stel dat voor projectcategorie X (groene stroom) een onrendabele top wordt bepaald van 75€, dan zal de bandingfactor voor deze projectcategorie gelijk zijn aan 0,77 (75 = onrendabele top, gedeeld door 97 = bandingdeler). De producent ontvangt dan voor elke 1000 kWh

groene stroom die hij produceert 0,77 groenestroomcertificaten. Anders uitgedrukt: wanneer hij 1299 kWh groene stroom heeft opgewekt, ontvangt hij 1 certificaat.

Gevolgde procedure

Het Vlaams Energieagentschap publiceerde op 19 november 2013 haar ontwerprapport met actualisaties voor lopende projecten en de ontwerpberekeningen voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014. De stakeholders werden opgeroepen om het ontwerprapport grondig te bestuderen en eventuele opmerkingen via mail of brief uiterlijk op 6 december 2013 aan het VEA te bezorgen. Er werden geen opmerkingen ontvangen.

De minister zal de onrendabele toppen en bandingfactoren (voor PV-projecten met een startdatum vanaf 1 juli 2014) nog definitief moeten vastleggen in een ministerieel besluit.

Aanvragen bijkomende representatieve projectcategorieën

3 Reeds positief geadviseerde bijkomende representatieve projectcategorie

In het VEA rapport 2013(1) van 20 maart 2013 werd de aanvraag voor een bijkomende representatieve projectcategorie “**kwalitatieve warmte-krachtkoppeling op basis van een interne verbrandingsmotor met een bruto nominaal elektrisch vermogen groter dan 5 MW**” positief beoordeeld [VEA, 2013/1].

Er zijn nog geen nieuwe categorieën opgenomen in het Energiebesluit in afwachting van de vastlegging van subdoelstellingen voor verschillende technologieën en verdere analyses over de verschillende potentiële die daartoe een bijdrage dienen te leveren, en hun impact op de certificatenmarkt.

4 Nieuwe aanvragen bijkomende representatieve projectcategorieën

4.1 Nieuwe categorie: volledige vervanging GT 1 – 20 MW_e

Beschrijving aangevraagde categorie

Er werd een aanvraag ingediend voor een bijkomende representatieve projectcategorie voor de berekening van een representatieve onrendabele top en bandingfactor. De aanvraag heeft betrekking op **de volledige vervanging van een kwalitatieve warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 1 tot en met 20 MW_e met turbines op gas**. Meer specifiek vervangt de installatie een bestaande installatie uit een niet-representatieve projectcategorie of binnen een andere representatieve projectcategorie. Zodoende wordt niet enkel de turbine vervangen, maar wordt een compleet nieuwe installatie gebouwd. Hierin verschilt deze installatie van een ingrijpende wijziging, waarin enkel de gasturbine wordt vervangen na minstens 15 jaar.

Evaluatie aangevraagde categorie

De voorgestelde representatieve projectcategorie wordt momenteel reeds gedekt door een bestaande categorie, meer specifiek de ingrijpende wijziging van een kwalitatieve warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 1 tot en met 20 MW_e met turbines op gas (WKK cat. 7.a.2).

Een ingrijpende wijziging betreft echter louter het vervangen van de gasturbine na 15 jaar. In een aantal situaties dienen meerdere componenten van de installatie vervangen te worden, in vele gevallen zelfs de volledige installatie:

- *Onderdimensionering van de bestaande installatie*: door de toenemende warmtevraag is de bestaande installatie, waarvan de turbine tenminste 15 jaar in bedrijf is, te klein (bvb. een ketel met stoomturbine van 3 MW_e) en is het zinvol de installatie door een gasturbine tussen 1 en

20 MW_e te vervangen. Een verhoging van de elektriciteitsproductie is enkel door een gasturbine mogelijk.

- *Overdimensionering van de bestaande installatie:* door de afnemende warmtevraag is de bestaande installatie, waarvan de turbine tenminste 15 jaar in bedrijf is, te groot (bvb. een 30 MW_e WKK met gasturbine) en de uitbating is bij de huidige warmtevraag door een te laag rendement niet haalbaar. Daardoor is het zinvol de installatie door een gasturbine tussen 1 en 20 MW_e te vervangen.
- Door een *strategische beslissing van een energiepartner* op een productielocatie die vaak ontstaat door een afnemende warmtevraag en een daaruit resulterend te laag rendement voor de haalbare verdere uitbating van de bestaande installatie, waarvan de turbine tenminste 15 jaar in bedrijf is, wordt de installatie stilgelegd of voor ander doeleinden gebruikt.

In deze gevallen zal de bandingfactor voor de ingrijpende wijziging (WKK cat. 7.a.2) onvoldoende hoog zijn om het project te realiseren. De investeringskosten van een volledige vervanging liggen hoger dan voor enkel de vervanging van de gasturbine. Ze liggen in lijn met de investeringskosten voor een volledig nieuwe installatie (WKK cat. 7.a.1).

Wanneer bij een volledige vervanging van een WKK-installatie steun wordt aangevraagd voor een nieuwe installatie met gasturbine binnen het vermogenbereik 1 tot en met 20 MW_e (WKK cat. 7.a.1), is dit volgens de aanvrager eveneens ontoereikend. Volgens de huidige interpretatie van de VREG in mededeling MEDE-2008-1 met betrekking tot “beschikbare warmte” en “ingrijpende wijziging” van 29 januari 2008 moet bij een vervanging van een WKK-installatie immers gedurende het eerste jaar voor de certificataanvraag rekening gehouden worden met beschikbare warmte. Wanneer er geen uitbreiding is van de warmtevraag betekent dit in principe het volledig wegvallen van steun tijdens het eerste jaar van indiening. Op deze manier is de steun te laag voor een haalbaar project. Om het project toch haalbaar te maken, is voorafgaand aan de indiening van de aanvraag voor warmte-krachtcertificaten één jaar ketelbedrijf noodzakelijk. Hierdoor kan het project pas met minstens een jaar vertraging in dienst worden genomen en wordt bovendien tijdens deze periode geen primaire energiebesparing gerealiseerd.

De ondersteuning als volledige vervanging binnen de nieuwe aangevraagde categorie is volgens de aanvrager noodzakelijk om zonder onderbrekening het potentieel aan elektriciteitsopwekking met warmte-krachtkoppeling uit te baten.

Een indicatieve berekening voor de volledige vervanging van een warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 1 tot en met 20 MW_e met turbine op gas toont aan dat de onrendabele top ongeveer 20% hoger ligt dan deze voor een overeenkomstig nieuwe installatie (WKK cat. 7.a.1). De huidige bandingfactor voor WKK categorie 7.a.1 is 2,07 (indien niet afgetopt). Gezien de verwachte evoluties van de kostenparameters impliceert dit nu reeds dat voor de komende jaren het economische potentieel eerder beperkt is.

De VREG is momenteel bezig met een herziening van mededeling MEDE-2008-1, waarbij de interpretatie van beschikbare warmte zal worden gewijzigd. De VREG zal hierover op korte termijn een consultatie starten. Bij de nieuwe interpretatie zal er geen nood meer zijn voor de aangevraagde projectcategorie gezien de berekening voor een volledige vervanging dan exact overeenkomt met deze voor een nieuwe installatie.

Uit bovenstaande kan geconcludeerd worden dat het enkel aangewezen zou kunnen zijn om een extra representatieve projectcategorie toe te voegen wanneer de interpretatie van beschikbare warmte niet wijzigt. Gezien de huidige hoogte van de bandingfactor voor WKK categorie 7.a.1, de van kracht zijnde aftopping van de bandingfactor en de verwachte prijsevoluties van de kostenparameters, kan echter eveneens gesteld worden dat een aparte categorie voor een volledige vervanging momenteel vanuit economisch perspectief weinig zinvol is. Wanneer de interpretatie van beschikbare warmte niet wijzigt, zal het probleem van één jaar verlies van certificaten bovendien blijven bestaan, onafhankelijk van de hoogte van de bandingfactor.

4.2 Nieuwe categorie: volledige vervanging STEG 20 – 50 MW_e

Beschrijving aangevraagde categorie

Er werd een aanvraag ingediend voor een bijkomende representatieve projectcategorie voor de berekening van een representatieve onrendabele top en bandingfactor. De aanvraag heeft betrekking op **de volledige vervanging van een kwalitatieve warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 20 tot en met 50 MW_e met turbines op gas en stoom**. Meer specifiek vervangt de installatie een bestaande installatie uit een niet-representatieve projectcategorie of binnen een andere representatieve projectcategorie. Zodoende worden niet enkel de turbines vervangen, maar wordt een compleet nieuwe installatie gebouwd. Hierin verschilt deze installatie van een ingrijpende wijziging, waarin enkel de gasturbines worden vervangen na minstens 15 jaar.

Evaluatie aangevraagde categorie

De voorgestelde representatieve projectcategorie wordt momenteel reeds gedekt door een bestaande categorie, meer specifiek de ingrijpende wijziging van een kwalitatieve warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 20 tot en met 50 MW_e met turbines op gas en stoom (WKK cat. 8.c.2).

Een ingrijpende wijziging betreft echter louter het vervangen van de turbines na 15 jaar. In een aantal situaties dienen meerdere componenten van de installatie vervangen te worden, in vele gevallen zelfs de volledige installatie:

- *Onderdimensionering van de bestaande installatie*: door een toenemende warmtevraag is de bestaande installatie, waarvan de turbines tenminste 15 jaar in bedrijf zijn, te klein (bvb. een 10 MW_e gasturbine met recuperatieketel) en is het zinvol de installatie door een warmte-krachtkoppeling tussen 20 en 50 MW_e met turbines op gas en stoom te vervangen.
- *Overdimensionering van de bestaande installatie*: door een afnemende warmtevraag is de bestaande installatie, waarvan de turbines tenminste 15 jaar in bedrijf zijn, te groot (bvb. een 60 MW_e WKK) en de uitbating is bij de huidige warmtevraag door een te laag rendement niet haalbaar. Daardoor is het zinvol de installatie door een warmte-krachtkoppeling tussen 20 en 50 MW_e met turbines op gas en stoom te vervangen.
- Door een *strategische beslissing van een energiepартner* op een productielocatie die vaak ontstaat door een afnemende warmtevraag en een daaruit resulterend te laag rendement voor de haalbare verdere uitbating van de bestaande installatie, waarvan de turbines tenminste 15 jaar in bedrijf zijn, wordt de installatie stilgelegd of voor ander doeleinden gebruikt.

In deze gevallen zal de bandingfactor voor de ingrijpende wijziging (WKK cat. 8.c.2) onvoldoende hoog zijn om het project te realiseren. De investeringskosten van een volledige vervanging liggen hoger dan

voor enkel de vervanging van de turbines. Ze liggen in lijn met de investeringskosten voor een volledig nieuwe installatie (WKK cat. 8.c.1).

Wanneer bij een volledige vervanging van een WKK-installatie steun wordt aangevraagd voor een nieuwe warmte-krachtkoppeling met gas- en stoomturbine binnen het vermogenbereik 20 tot en met 50 MW_e (WKK cat. 8.c.1), is dit volgens de aanvrager eveneens ontoereikend. Volgens de huidige interpretatie van de VREG in mededeling MEDE-2008-1 met betrekking tot “beschikbare warmte” en “ingrijpende wijziging” van 29 januari 2008 moet bij een vervanging van een WKK-installatie immers gedurende het eerste jaar voor de certificatenaanvraag rekening gehouden worden met beschikbare warmte. Wanneer er geen uitbreiding is van de warmtevraag betekent dit in principe het volledig wegvallen van steun tijdens het eerste jaar van indiening. Op deze manier is de steun te laag voor een haalbaar project. Om het project toch haalbaar te maken, is voorafgaand aan de indiening van de aanvraag voor warmte-krachtslicenties één jaar ketelbedrijf noodzakelijk. Hierdoor kan het project pas met minstens een jaar vertraging in dienst worden genomen en wordt bovendien tijdens deze periode geen primaire energiebesparing gerealiseerd.

De ondersteuning als volledige vervanging binnen de nieuwe aangevraagde categorie is volgens de aanvrager noodzakelijk om zonder onderbreking het potentieel aan elektriciteitsopwekking met warmte-krachtkoppeling uit te baten.

Een indicatieve berekening voor de volledige vervanging van een warmte-krachtkoppeling met een bruto nominaal vermogen groter dan 20 tot en met 50 MW_e met turbine op gas en stoom toont aan dat de onrendabele top ongeveer 20% hoger ligt dan deze voor een overeenkomstig nieuwe installatie (WKK cat. 8.c.1). De huidige bandingfactor voor WKK categorie 8.c.1 is 2,49 (indien niet afgetopt). Gezien de verwachte evoluties van de kostenparameters impliceert dit nu reeds dat voor de komende jaren het economische potentieel eerder beperkt is.

De VREG is momenteel bezig met een herziening van mededeling MEDE-2008-1, waarbij de interpretatie van beschikbare warmte zal worden gewijzigd. De VREG zal hierover op korte termijn een consultatie starten. Bij de nieuwe interpretatie zal er geen nood meer zijn voor de aangevraagde projectcategorie gezien de berekening voor een volledige vervanging dan exact overeenkomt met deze voor een nieuwe installatie.

Uit bovenstaande kan geconcludeerd worden dat het enkel aangewezen zou kunnen zijn om een extra representatieve projectcategorie toe te voegen wanneer de interpretatie van beschikbare warmte niet wijzigt. Gezien de huidige hoogte van de bandingfactor voor WKK categorie 8.c.1, de van kracht zijnde aftopping van de bandingfactor en de verwachte prijsevoluties van de kostenparameters, kan echter eveneens gesteld worden dat een aparte categorie voor een volledige vervanging momenteel vanuit economisch perspectief weinig zinvol is. Wanneer de interpretatie van beschikbare warmte niet wijzigt, zal het probleem van één jaar verlies van certificaten bovendien blijven bestaan, onafhankelijk van de hoogte van de bandingfactor.

4.3 Nieuwe categorie: WKK met als brandstof geïmporteerd biomethaan tot 5 MW_e

Beschrijving aangevraagde categorie

Er werd een aanvraag ingediend voor een bijkomende representatieve projectcategorie voor de berekening van een representatieve onrendabele top en bandingfactor. De aanvraag heeft betrekking op groenestroomproductie (GS) op basis van een **interne verbrandingsmotor op biomethaan (via het aardgasnet) met een bruto nominaal elektrisch vermogen tot 5 MW**. Het biomethaan wordt hierbij geproduceerd buiten Vlaanderen en benut in een warmtekrachtkoppeling op het Vlaamse grondgebied. In de voorliggende aanvraag wordt deze WKK-installatie toegepast in het kader van een milieu-efficiënte verwerking van reststromen met het oog op de recuperatie van materialen als duurzame grondstof.

Biomethaan wordt geproduceerd uit biogas (uit vergisting van organisch-biologische (afval)stromen uit landbouw of industrie, vergisting van RWZI-slib, extractie van afvalstorten of de vergisting van GFT-afval), of uit de vergassing van vaste biomassa, waarbij het ruw gas wordt ontdaan van inerte en vervuulende stoffen (CO₂, H₂O, NO_x, SO_x, silicaten, etc.) zodat het voldoet aan de specificaties voor toelating voor injectie op het aardgasnet (deze kwaliteitseisen zijn afwijkend voor elk land, momenteel werkt een Europese normeringscommissie aan een Europese standaard voor geïnjecteerd groen gas).

Het gas wordt op de locatie van de productie (de biogassite) geïnjecteerd en getransporteerd via het (internationaal verbonden) aardgasnet. Wanneer biomethaan of groen gas van het net wordt gehaald om te gebruiken als brandstof voor warmte- en/of elektriciteitsproductie, of als vervoersbrandstof, is er zelden een fysieke relatie: via een massa-balanssysteem, een groen gas certificaat of garantie-van-oorsprong moet de link tussen injectie en eindgebruik duidelijk worden aangetoond, anders dreigt het risico voor meervoudige toepassing van de hernieuwbare oorsprong van het gas. In alle landen waar biomethaanproductie wordt toegepast en ondersteund zijn certificatie- en monitoringsorganisaties actief die dergelijke betrouwbaarheids garanties leveren bij de oorsprong en het eindgebruik van het groen gas: in Nederland is dit Vertogas (<http://www.vertogas.nl>), in Duitsland het "biomethanregister" (<http://www.biogasregister.de/>).

In een vorig OT-rapport (Rapport VEA 2013/2 –28 juni 2013 –deel 1 –Berekeningen OT/Bf) werd reeds een aanvraag voor een bijkomende representatieve projectcategorie beoordeeld. VEA heeft toen geadviseerd om geen nieuwe representatieve categorie voor WKK-installaties op biomethaan toe te voegen. Er werd voldoende potentieel vastgesteld voor deze categorie, maar op basis van de bestaande categoriën voor groene stroomproductie uit de verbranding van biogas in WKK-motoren kon reeds steun worden toegekend aan deze installaties in de representatieve categorieën GS voor biogas 5 tot 9 (voor WKK-motoren tot 5 MWe) of 10 tot 14 (voor WKK-motoren tot 20 MWe).

Deze interpretatie is echter niet mogelijk voor biomethaan met oorsprong buiten Vlaanderen. In het Energiebesluit wordt immers duidelijk bepaald dat enkel steun wordt toegekend aan biogasinstallaties; waarbij de toegekende steun enkel van toepassing is in Vlaanderen.

Evaluatie aangevraagde categorie

In ca. 12 EU-lidstaten bestaan reeds langer projecten voor biogasopwerking, zowel pilootinstallaties als full-scale operationele bedrijven. Hierbij wordt ook groen gas geproduceerd via andere technologieën (zoals vergassing van vaste biomassa of renewable power methane (RPM) uit P2G-technology). In andere landen bestaan concrete ondersteuningssystemen of beleidsplannen die nog niet tot concrete projecten hebben geleid (bvb. Wallonië, Italië).

Duitsland (10% tegen 2030) en Nederland (50% tegen 2050) hebben ambitieuze doelstellingen voorop gesteld voor het vergroenen van de binnenlandse aardgasconsumptie. Tegen 2014 zou in Nederland reeds 300 miljoen kubieke meter groen gas moeten worden geproduceerd, in Duitsland was dit meer dan 500 miljoen kubieke meter in 2013 (ca. 0,7% van de Duitse aardgasconsumptie). Door de erkenning van garantie-van-oorsprong over gans de EU kan groen gelabeld gas worden verhandeld over de grenzen heen. Het valt dus te verwachten dat via het Europese aardgasnet ook groen gas wordt aangeboden op de Vlaamse markt, en het potentieel dus substantieel is.

Hoewel het Vlaams Energieagentschap heel wat mogelijkheden ziet voor de import van hernieuwbare energie via de aankoop van groen gas uit het buitenland (met het oog op de gelimiteerde mogelijkheden voor groene stroomproductie uit eigen biomassastromen) hebben wij echter ook verschillende bezwaren gevonden bij de beoordeling van de voorgestelde representatieve categorie. Zo lijkt de koppeling die in voorliggende aanvraag werd gemaakt met grondstoffenrecuperatie ons weinig gerelateerd met de fundamentele onderliggende doelstelling voor productie van hernieuwbare energie.

Bovendien is de term ‘groen gas’ een verzamelnaam voor aardgas dat via hernieuwbare weg werd geproduceerd via allerlei technieken, die elk op zich worden gekenmerkt door een andere oorsprong, procesketen en onrendabele top. De marktprijzen voor groen gas-GVO's in de buitenlandse markten zijn sterk volatiel en wijken sterk af van de productiekost voor groen gas in Vlaanderen. Hierdoor kan geen generieke installatie worden gedefinieerd op basis van een algemeen geldend tarief voor groen gas-GVO's.

Er bestaat momenteel geen zekerheid of groen gas uit het buitenland bij toepassing in een WKK-installatie in Vlaanderen kan worden meegeteld voor het halen van de doelstelling, opgelegd in de hernieuwbare energierichtlijn (EG/2009/28). Een goede afstemming met buitenlandse overheids- en certificatie-instanties lijkt cruciaal om dubbeltelling of mogelijk misbruik te vermijden.

Een alternatieve oplossing kan erin bestaan om dit beperkt aantal projecten onder te brengen in zogenaamde “coöperatiemechanismen”¹, waarbij EU-lidstaten grensoverschrijdende projecten gezamenlijk kunnen ondersteunen en kunnen inbrengen in de het nationaal algemeen streefcijfer (zgn. “Gezamenlijke projecten tussen lidstaten”, art. 7 Richtlijn EG/2009/28).

Het Vlaams Energieagentschap is om deze redenen voorlopig geen voorstander van een nieuwe representatieve categorie voor groene stroomproductie uit biomethaan met oorsprong buiten Vlaanderen, waarbij de warmte wordt toegepast voor de milieu-efficiënte verwerking van reststromen tot duurzame grondstoffen.

¹ http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd05_en.pdf

4.4 Nieuwe categorie: waterkrachtinstallaties met een maximaal vermogen groter dan 20 kW_e tot en met 500 kW_e

Beschrijving aangevraagde categorie

Er werd een aanvraag ingediend voor een bijkomende representatieve projectcategorie voor de berekening van een representatieve onrendabele top en bandingfactor. De aanvraag heeft betrekking op **nieuwe waterkrachtinstallaties met een maximaal vermogen groter dan 20 kW_e tot en met 500 kW_e**. Meer bepaald gaat het hierbij om zgn. ‘small hydro projecten’, in de aanvraag te onderscheiden van de ‘micro hydro projecten’ (alles onder 20 kW_e productiecapaciteit).

Waterkrachtcentrales staan momenteel reeds in voor een aanzienlijk deel van de groenestroomproductie op wereldschaal. Het gaat hierbij evenwel vooral om grote stuwdamprojecten, gekenmerkt door grote opvangbekkens en een (al dan niet artificieel geconstrueerd) hoog verval. Waterkrachtprojecten kunnen in sommige gevallen (bvb. door gebruik van opvangbekkens) ook als back-up capaciteit ingezet worden, of fungeren als een soort batterij, door middel van ‘pumped up storage’-technieken. Deze kunnen dan ook een bijzondere bijdragen leveren voor het bewaken van de netbalans.

Gezien de lokale situatie, zijn dergelijke grootschalige projecten in Vlaanderen echter niet realiseerbaar. Het potentieel zit dan ook eerder in bestaande waterlopen en rivieren, waar zich reeds stuwen en/of sluizen bevinden. In de aanvraag worden evenwel overstromingsgebieden aangehaald als mogelijke stuw/wachtbekkens voor energieopslag. Alle potentiële implementaties in Vlaanderen kunnen geclassificeerd worden als lage energiehoogten (kleiner dan 30m) [Penche, 1998].

De productiecapaciteit van kleine waterkrachtcentrales is voornamelijk gebaseerd op 3 factoren:

- Het debiet (in m³/seconde): de gemiddelde hoeveelheid water, die per tijdseenheid door een rivier wordt afgevoerd. Dit hangt grotendeels af van het regengebied;
- Het verval (in meter): het verschil tussen de waterhoogte langs de stroomopwaartse zijde van de waterloop en de stroomafwaartse zijde van deze site. Dit is afhankelijk van de lokale situatie;
- De efficiëntie-factor (in % uitgedrukt): de doeltreffendheid van de omzetting van kinetische energie naar elektriciteit. Onder meer afhankelijk van de gebruikte technologie.

Evaluatie aangevraagde categorie

De voorgestelde representatieve projectcategorie is momenteel niet opgenomen in de lijst met representatieve groenestroomprojecten, zoals vermeld in artikel 6.2/1.2 van het Energiebesluit. Nochtans werden deze projecten in het oude ondersteuningsmechanisme wel ondersteund via toekenning van groenestroomcertificaten. Vóór 2010 bedroeg de minimumsteun voor projecten die gebruik maken van deze energiebron 95€ per overgedragen certificaat, voor projecten in gebruik genomen tussen 2010 en 2013 bedroeg de minimumsteun 90€ per overgedragen certificaat.

Waterkracht wordt eveneens expliciet vermeld in de lijst met hernieuwbare energiebronnen in artikel 1.1.3, 65° van het Energiedecreet: “65° hernieuwbare energiebronnen : hernieuwbare niet-fossiele en niet-nucleaire energiebronnen, met name wind, zon, aërothermische, geothermische, hydrothermische energie en energie uit de oceanen, *waterkracht*, biomassa, stortgas, gas van rioolwaterzuiveringsinstallaties en biogas” [eigen cursivering].

Bij de wettelijke uitbouw van het nieuwe ondersteuningsmechanisme werd evenwel geoordeeld dat het potentieel voor nieuwe waterkrachtcentrales in Vlaanderen te beperkt is voor opname in de lijst met representatieve projectcategorieën, mede gelet op de geldende milieuwetgeving en het huidige kader inzake het beheer van de binnenwateren. De bijdrage aan het halen van de doelstellingen voor hernieuwbare energie is met een aandeel in 2013 van ongeveer 3.100 MWh op een totale brutogroenestroomproductie van ongeveer 6.315.000 MWh dan ook zeer klein.

Gezien voor technologieën zonder brandstofkosten een jaarlijkse actualisering wordt opgelegd (artikel 6.2/1.3 Energiebesluit), wordt de administratieve last hoog ingeschat.

De technologie wordt gekenmerkt door een grote differentiatie binnen de mogelijke projecten, zowel in keuze van turbine, met keuze tussen klassieke waterturbines (gaande van Kaplan turbines tot VLH turbines), waterraderen en hydrodynamische schroeftechnieken alsook in verval en debiet, factoren waar de omgeving een bijzonder belang speelt. Dit zal de keuze voor een generieke installatie binnen de voorgestelde categorie niet eenvoudig maken.

Volgens de aanvrager is er een theoretisch potentieel van in totaal ± 10 MW_e in Vlaanderen. Rekening houdende met de reële investeringsmogelijkheden voor deze sites, valt deze capaciteit in de praktijk terug naar 5 á 6 MW_e. Dit wordt in de aanvraag gestaafd met een studie naar potentiële sites. Er wordt opgemerkt dat de impact op de certificatenmarkt aldus beperkt zou blijven.

Deze inschatting houdt nog geen rekening met het feit dat er nog een verrekening van bruto- naar nettoproductie moet gebeuren voor die waterkrachtcentrales die bvb. aan een stuw zouden gebouwd worden, en waarbij dus eerst water wordt opgepompt om erna via de turbine weer af te vloeien. Potentieel misbruik van de mogelijkheid om via het oppompen van water de waterkrachtcentrale te voeden (zgn.'greenwashing' van grijze stroom), zal bij de toekenning van certificaten nauwlettend moeten gecontroleerd worden.

Gezien het Energiebesluit in artikel 6.2/1.2 bepaalt dat gekozen moet worden voor een kostenefficiënte en performante installatie, zal het aangenomen debiet, het vooropgestelde verval en een keuze van een kostenefficiënte technologietype voor deze generieke installatie maken dat een heel aantal potentiële projecten in de praktijk niet onder deze voorwaarden gerealiseerd kunnen worden. Een verdere differentiatie dringt zich dan op teneinde het ingeschatte potentieel te kunnen benutten. Dit blijkt evengoed uit de studie van potentiële sites, waarbij het verval zich situeert tussen van 1 tot meer dan 10 meter en het debiet varieert tussen 0,5 tot bijna 25 m³/seconde, met een grote impact op de rentabiliteit van een waterturbine binnen deze sites.

In de voorbeeldberekening die in de aanvraag werd opgenomen wordt voor een project binnen de voorgestelde categorie een onrendabele top berekent van ± 110 €/MWh. De bandingfactor zou binnen het huidige beleidskader dus afgetopt moeten worden op 1.

Uit bovenstaande kan geconcludeerd worden dat het inschrijven van een nieuwe categorie voor waterkracht binnen het huidige ondersteuningsmechanisme voor groene stroom niet opportuun is. Het potentieel voor nieuwe installaties is zeer beperkt. De noodzaak aan de keuze voor een relevante generieke installatie maakt een verdere differentiatie binnen de door de aanvrager voorgestelde categorie noodzakelijk, minstens wenselijk. De administratieve complexiteit, mede door de noodzaak aan jaarlijkse actualisering, wordt daarmee aanzienlijk geacht. Gezien de huidige hoogte van de onrendabele top voor de modelprojectberekening die door de aanvrager werd aangeleverd, de van

kracht zijnde aftopping van de bandingfactor en de verwachte prijsevoluties van de kostenparameters, kan eveneens gesteld worden dat een aparte bandingfactor de bouw en uitbating van een installatie de categorie niet financieel rendabel zal maken, zelfs met bijkomende ondersteuning via groenestroomcertificaten.

Het VEA wenst te beklemtonen dat ondersteuning voor nieuwe projecten die gebruik maken van waterkracht op een andere wijze dan via het groenestroomcertificatensysteem wel wenselijk kan zijn, gelet op andere dan louter economische motieven.

Overzicht bandingfactoren

Onderstaand overzicht geeft de resultaten weer van de berekeningen voor wat betreft de onrendabele toppen, de bandingfactoren en – waar van toepassing – de aftopping² voor projecten met een startdatum twee maanden na publicatie van de bandingfactoren in het ministerieel besluit (cfr. artikel 6.2/1.3, tweede lid van het Energiebesluit).

	GS Cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	-50,2	66,6	57,5
Bf	0	0,687	0,593
Bf (max)	0	0,687	0,593

² De maximale bandingfactor voor projecten met een startdatum in 2014 werd in het ministerieel besluit van 25 september 2013 houdende actualisatie van de huidige bandingfactoren en vastlegging van de bandingfactoren van groenestroomcertificaten en warmte-kranchcertificaten voor projecten die geen gebruik maken van zonne-energie met een startdatum vanaf 2014 (B.S. 11 oktober 2013) vastgelegd op “1”

Berekeningen onrendabele toppen en bandingfactoren

5 Financieel-economische parameters

5.1 Bepaling van de jaarlijkse prijsstijging

De jaarlijkse prijsstijging wordt vastgesteld op een algemene, **jaarlijkse indexatie van 2,0%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**, alsook de ECB five-year-ahead-projecties.

Deze index wordt toegepast voor de bepaling van algemene prijsstijgingen over de verschillende projectcategorieën heen.

5.2 Elektriciteitsprijs

5.2.1 Bepaling van de marktprijs stroom bij afname in jaar 0

De marktprijs stroom wordt per projectcategorie bepaald op basis van gegevens van de **VREG**, van **eigenaars van PV-panelen (> 10 kW)** en van **EUROSTAT**.

De **jaarlijkse prijsstijging** wordt vastgesteld op een **algemene, jaarlijkse indexatie van 3,5%** op basis van waarden bepaald door VITO.

5.2.2 De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n). Van 1 juli 2014 tot en met 31 december 2014 geldt de cal 2014 en vanaf 1 januari 2015 tot en met 30 juni 2015 geldt de cal 2015. Er wordt een gewogen gemiddelde genomen van de cal 2014 en de cal 2015: **0,0433 €/kWh excl. BTW**.

De **jaarlijkse prijsstijging** wordt vastgesteld op een **algemene, jaarlijkse indexatie van 2,0%** op basis van referentiewaarden van het **Federaal Planbureau** en streefcijfers van de **ECB**, alsook de ECB five-year-ahead-projecties.

5.3 Financiering

5.3.1 Bepaling van de jaarlijkse interestvoet op de banklening

De **interestvoet op de banklening** wordt vastgelegd op **5,0% op jaarbasis**. De rentevoet wordt bepaald op basis van geaggregeerde gegevens uit de financiële sector.

Deze rentevoet wordt toegepast voor de bepaling van de rentevoet over de verschillende projectcategorieën heen.

5.3.2 Aandeel eigen vermogen in de totale investering

Voor de bepaling van het aandeel eigen vermogen wordt voor categorie 2 en categorie 3 uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen van 20%** (80% vreemd vermogen). Voor categorie 1 wordt uitgegaan van een **aandeel eigen vermogen van 100%**.

Het aandeel eigen vermogen werd bepaald op basis van geaggregeerde gegevens uit de financiële sector.

5.4 Belastingtarieven

5.4.1 Bepaling van de tarieven van de vennootschapsbelasting

Het **tarief van de vennootschapsbelasting** wordt vastgelegd volgens het basistarief dat geldt overeenkomstig het bepaalde in artikel 215 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92) en bedraagt voor aanslagjaar 2013 (laatst gepubliceerde getal) **33,99%**.

5.4.2 Bepaling van de investeringsaftrek en het gedeelte dat hiervoor in aanmerking komt

Investeringsaftrek die aan de wettelijke voorwaarden voldoen geven recht op een investeringsaftrek die gelijk is aan een bepaald percentage van de aanschaffings- of beleggingswaarde van die investeringen.

Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor **investeringsaftrek**, alsook het percentage van deze investeringsaftrek worden vastgelegd via het bepaalde in artikel 69 van het Wetboek der Inkomstenbelasting (W.I.B. 92), respectievelijk **100% (investeringsgedeelte)** en **14,5% (investeringsaftrek)**.

De investeringsaftrek geldt niet voor de generieke installatie, vastgelegd voor categorie 1.

6 Technisch-economische parameters en resultaten voor PV-installaties

6.1 PV-installaties tot en met 10 kW AC vermogen (GS cat. 1)

6.1.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 5 kW_{piek}

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens van PV-installaties die de voorbije jaren geplaatst werden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG met betrekking tot installaties die in dienst genomen zijn in 2013. Op basis van deze gegevens wordt gekozen voor een installatie van 5 kW_{piek}.

Voor de referentie-installatie wordt aangenomen dat het een investering is die door particulieren wordt gedaan en dat de installatie op het dak van een bestaande woning wordt geplaatst.

6.1.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

6.1.2.1 *Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie*

Afbakening van de generieke installatie

De referentie-installatie kan geplaatst worden op een plat dak of op een hellend dak.

In geval van **een plat dak**, zal steeds gekozen worden voor een oriëntatie naar het zuiden. De helling is in het ideale geval circa 35°. De minimale helling bedraagt 15°. Voor platte daken berekenen we het gemiddeld aantal vollasturen voor de oriëntaties vanaf 15° tot en met 35°.

In geval van **een hellend dak**, kan de oriëntatie niet gekozen worden. Niet alle oriëntaties zijn geschikt om zonnepanelen te plaatsen. Voor de bepaling van de vollasturen gaan we er van uit dat oriëntaties vanaf zuidoost tot en met zuidwest geschikt zijn voor zonnepanelen. Ook de helling van het dak valt niet te kiezen. Hier gaan we er van uit dat hellingen vanaf 30° tot en met 50° representatief zijn voor hellende daken.

Via de energieprestatiecertificaten (EPC's) van bestaande woningen beschikt het VEA over informatie aangaande het aandeel van volgende daktypes:

- Platte daken;
- Hellende daken met oriëntatie zuid;
- Hellende daken met oriëntatie zuidwest;
- Hellende daken met oriëntatie zuidoost.

De oriëntatie zuid omvat alle daken met oriëntatie vanaf zuidzuidoost tot en met zuidzuidwest. De oriëntatie zuidwest omvat alle daken met oriëntatie zuidzuidwest tot en met zuidwest. De oriëntatie zuidoost omvat alle daken met oriëntatie zuidzuidoost tot en met zuidoost. Aan de hand van de gegevens van alle EPC's kon de dakoppervlakte van de woningen verdeeld worden over de 4 categorieën. Deze verdeling werd gebruikt om een gewogen gemiddeld aantal vollasturen te berekenen.

Inschatting van het aantal equivalente vollasturen

Het jaarlijks aantal equivalente vollasturen werd in de eerste plaats bepaald aan de hand van de resultaten van de CM SAF PV GIS-tool van het JRC (Joint Research Centre) van de Europese Commissie [<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>]. Via deze tool kan voor elke gemeente in Vlaanderen afgeleid worden wat de opbrengst is van een PV-installatie in termen van equivalente vollasturen. In de eerste plaats bepaalt de tool voor elke plaats in Vlaanderen de globale instraling per m². Vervolgens wordt de elektriciteitsproductie bepaald op basis van deze instraling. Er wordt hiervoor uitgegaan van gemiddelde systeemverliezen zoals standaard ingevuld staat in de tool. Met behulp van deze tool werd een gewogen gemiddeld aantal equivalente vollasturen bepaald voor de generieke installatie zoals hierboven afgebakend. Er wordt aangenomen dat de resultaten van deze tool op dit ogenblik de best mogelijke inschatting geven van de vollasturen voor de komende 15 jaar. Dit blijkt ook uit de vergelijking van deze resultaten met de gemiddelde productie van bestaande PV-installaties in België (<http://www.pvlogging.be>). Het zijn hoofdzakelijk installaties die gelegen zijn in Vlaanderen. Enkel de installaties overeenkomstig de voorwaarden voor de generieke installatie qua helling en oriëntatie werden meegenomen in deze vergelijking. Voor gebruik van deze productiedata werd rekening gehouden met een correctie van de meetgegevens van de omvormer en het rendementsverlies, te wijten aan ouderdom. Deze berekeningen bevestigen het resultaat, afkomstig van de CM SAF PV GIS-tool.

De simulaties met de CM SAF PV GIS-tool werden uitgevoerd voor 41 gemeenten verspreid over de verschillende netbeheerders. Per netbeheerder wordt een gemiddeld aantal equivalente vollasturen berekend. Aan de hand van deze gemiddeldes wordt een gewogen gemiddelde berekend voor Vlaanderen, rekening houdend met het aantal huishoudelijke aansluitingen per netbeheerder.

De resultaten worden gecorrigeerd voor het rendementsverlies te wijten aan ouderdom. Volgens een NREL- studie uit 2010 [D.C. Jordan et al., 2010] kan aangenomen worden dat het verlies aan opbrengst jaarlijks 0,8% bedraagt. Uitgaande van de opbrengst van een nieuwe installatie en het jaarlijks gemiddelde rendementsverlies berekenen we een constant jaarlijks aantal equivalente vollasturen voor de afschrijvingstermijn van 15 jaar: **897 uren**.

6.1.2.2 Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie

Het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

6.1.2.3 Bepaling van het aandeel zelfafname

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in Bijlage III/1 van het Energiebesluit en bedraagt **100%**.

6.1.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indienstname, werd vastgelegd op **0 jaar**.

6.1.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

6.1.3.1 Investeringskost

De **specifieke investeringskost** van een PV-installatie van 5 kW_{piek} omvat:

- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;

- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie.

Het VEA heeft via verschillende kanalen informatie verzameld over de kostprijs van de installatie van een PV-installatie: meerdere offertes werden opgevraagd voor 2 woningen (“mystery shopping”), facturen werden opgevraagd bij installateurs die lid zijn bij PV-Vlaanderen of die deelnemen aan de actie “Stroom van eigen kweek”, websites van installateurs werden geraadpleegd en er werden via de website van “comparemysolar” (<http://www.comparemysolar.be/>) offertes gegenereerd.

Aan de hand van deze informatie wordt de kostprijs vastgelegd zoals in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013], en vastgesteld op **1.860 euro/kW_{piek}, inclusief 6% BTW**.

6.1.3.2 Onderhoudskost

Voor dit type van installatie worden **geen onderhoudskosten** in rekening gebracht.

6.1.3.3 Vervangingsinvestering omvormers

Tijdens de bevraging van de installateurs werd ook gepeild naar prijzen over garanties voor omvormers en over de levensduur van de omvormers en de kostprijs voor vervanging.

Voor particulieren worden doorgaans geen extra garanties verkocht voor omvormers. De **gemiddelde periode voor vervanging** wordt ingeschat op **12 jaar**. Voor een installatie van 5 kW_{piek} wordt de kost vastgelegd op **1.660 €, inclusief 6% BTW**.

De kosten voor de vervanging van omvormers zijn gebaseerd op de huidige kostprijzen. Deze investering gebeurt echter pas binnen 12 jaar. Enerzijds wordt verwacht dat de kosten voor de vervanging van omvormers af zullen nemen. Anderzijds zal het bedrag voor deze investering jaarlijks toenemen als gevolg van de inflatie. Er wordt verwacht dat beide evoluties elkaar zullen opheffen, zodat het nominaal bedrag in het jaar van de vervangingsinvestering ongewijzigd zal zijn. De equivalente hoogte van dat bedrag in jaar 0 wordt berekend op basis van de toegepaste indexatie van 2%. Omgerekend geeft dit een kost van **261 € per kW_{piek}**. De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per kW_{piek}.

Omdat aangenomen wordt dat de kostprijs van het vervangen van een omvormer de komende jaren niet zal dalen of toenemen, nemen we de kostprijs van het vorige rapport [VEA, 2013/2] over, zonder indexering.

6.1.3.4 Netvergoeding

Sinds 1 januari 2013 rekenden de netbeheerders een netvergoeding aan voor eigenaars van PV-installaties met een vermogen van de omvormer tot en met 10 kW. Op 27 november 2013 werd de netvergoeding door het Hof van Beroep te Brussel nietig verklaard (Arrest Hof van Beroep nr. 2013/AR/26 van 27/11/2013). Bijgevolg moet de netvergoeding niet meer in rekening gebracht worden.

6.1.3.5 Eindverbruikersprijs

Eindverbruikersprijs

De gemiddelde prijs werd in de vorige rapporten bepaald met de V-test van de VREG [www.VREG.be]. Er werd ook een gewogen gemiddelde berekend over de verschillende netbeheerders heen. Om het aandeel van de verschillende contracten op de markt in rekening te kunnen brengen, werken we vanaf

dit rapport met de gemiddelde elektriciteitsprijs die maandelijks wordt berekend door de VREG [VREG, 2013b]. Het gaat om een gewogen gemiddelde over alle toegepaste contracten en ook over alle netbeheerders heen.

Er wordt een gemiddelde prijs berekend voor 7 typeklanten:

Typecategorie	c€ / kWh	Beschrijving typecategorie (jaarlijks verbruik en type meter)
Da	25,6	600 kWh dag; enkelvoudige meter
Db	22,5	1.200 kWh dag; enkelvoudige meter
Dc	19,9	1.600 kWh dag + 1.900 kWh nacht; tweevoudige meter
Dc1	22,2	3.500 kWh dag; enkelvoudige meter
Dd	20,1	3.600 kWh dag + 3.900 kWh nacht; tweevoudige meter
De	14,8	3.600 kWh dag + 3.900 kWh nacht + 12.500 kWh exclusie nacht; tweevoudige meter exclusief nachttarief
De1	15,7	7.500 kWh dag + 12.500 kWh exclusief nacht; enkelvoudige meter exclusief nachttarief

In de voorgaande rapporten [VEA, 2013/1], [VEA, 2013/2] werd uitgegaan van een gemiddelde kostprijs voor een jaarlijks verbruik van 4.800 kWh per jaar. Typeklanten Dc en Dc1 hebben een lager verbruik, maar zijn voldoende representatief voor onze generieke installatie. Typeklant Dd heeft een hoger jaarlijks verbruik (7.500 kWh). Typeklanten Dc en Dc1 hebben echter een te laag verbruik om een installatie van 5 kW_{piek} te verantwoorden. Voor typeklant Dd is het wel verantwoord om een PV-installatie te zetten van 5 kW_{piek}.

Vervolgens berekenen we een gewogen gemiddelde van de elektriciteitsprijzen voor deze drie typeklanten (Dc, Dc1 en Dd). Daarvoor vertrekken we van de verdeling van de klanten over verbruikerscategorieën voor de netbeheerder IMEWO [VREG, 2013]:

Segmentatie huishoudelijk jaarlijks elektriciteitsverbruik	Exclusief decentrale productie	Inclusief decentrale productie
1) < 600 kWh	6%	7%
2) ≥ 600 en < 1.200 kWh	8%	8%
3) ≥ 1.200 en < 3.500 kWh	44%	43%
4) ≥ 3.500 en < 7.500 kWh	31%	31%
5) ≥ 7.500 en < 20.000 kWh	10%	10%
6) ≥ 20.000 kWh	1%	1%
Totaal	100%	100%

Bron: Marktmonitor 2013

Enkel de netbeheerder IMEWO beschikt over dergelijke statistieken. IMEWO is eveneens de grootste netbeheerder van Vlaanderen wat betreft het aantal huishoudens.

Dc en Dc1 zijn representatief voor de 4^e categorie (≥ 3.500 en < 7.500 kWh). Dd is representatief voor de 5^e categorie (≥ 7.500 en < 20.000 kWh). Daarom baseren we ons op de 4^e en de 5^e categorie om een gewogen gemiddelde te berekenen. De verdeling over Dc en Dc1 doen we aan de hand van enerzijds enkelvoudige en anderzijds tweevoudige meters (50% - 50%) zoals ook gebruikt in het voorgaande rapport [Eandis, 2012].

In volgende tabel wordt de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs bepaald voor deze generieke installatie:

Typecategorie	c€ / kWh	Aandeel typecategorieën	c€ / kWh
Dc	19,9	37,8%	7,54
Dc1	22,2	37,8%	8,39
Dd	20,1	24,4%	4,89
Gewogen gemiddelde elektriciteitsprijs		100%	20,8 c€ / kWh (incl. 21% BTW)

De federale regering heeft eind november de maatregel goedgekeurd waarbij het BTW-tarief op elektriciteit op 1 april van volgend jaar van 21% naar 6% daalt. Omdat deze maatregel nog niet in voege is getreden, wordt er momenteel nog geen rekening mee gehouden³. De onrendabele top die onder 6.1.4 staat gaat uit van de huidige marktsituatie, waarbij 21% BTW op elektriciteit wordt betaald.

6.1.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 1

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **-50,2**

De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0**

³ Een gevoeligheidsanalyse heeft evenwel aangetoond dat de onrendabele top nog steeds negatief is indien voor de ganse beleidsperiode uitgegaan wordt van 6% BTW op elektriciteit.

6.2 GS 10 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 250 kW AC vermogen (GS cat. 2)

6.2.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van 125 kW_{piek}

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens die geplaatst werden in het verleden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG. Het vermogen werd overgenomen uit het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013]. Voor het jaar 2013 zitten er onvoldoende installaties in de VREG-databank om te kunnen nagaan of de referentie-installatie aangepast moet worden.

6.2.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

6.2.2.1 *Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie*

Voor de professionele PV-installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool en productiegegevens van PV-installaties in Vlaanderen volgens de website <http://www.pvlogging.be>. Voor categorie 2 en categorie 3 wordt echter aangenomen dat het alleen om platte daken gaat, niet om hellende daken. Dit geeft een heel klein verschil ten opzichte van het gewogen gemiddelde voor platte en hellende daken, namelijk **899 uren**. Dit verschil wordt toch doorgerekend, omdat we afronden op 3 beduidende cijfers. Voor de referenties, zie beschrijving voor PV-installaties ≤ 10 kW.

6.2.2.2 *Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie*

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

6.2.2.3 *Bepaling van het aandeel zelfafname*

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit, en bedraagt **65%**.

6.2.2.4 *Constructieperiode*

De **constructieperiode (T_c)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indiening, werd vastgelegd op **0 jaar**.

6.2.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

6.2.3.1 *Bepaling van de elektriciteitsprijs ter compensatie van zelfafname*

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net verbruikt moet worden. Om de gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs te bepalen, heeft het VEA een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor momenteel een dossier wordt ingediend voor verhoogde investeringsaftrek [VEA, 2013]. Op basis van elektriciteitsfacturen werd een gemiddelde elektriciteitsprijs berekend voor een installatie van 125 kW. Omdat een deel van de elektriciteitsfacturen uit 2012, 2011 of 2010 dateren, werden deze prijzen geactualiseerd aan de hand van de verhouding van de elektriciteitsprijzen in 2013 ten opzichte van de elektriciteitsprijzen in het betrokken jaar volgens de EUROSTAT-statistieken. Op die manier werd een gemiddelde elektriciteitsprijs berekend van **0,136 €/kWh (exclusief BTW)**. Deze waarde voor 2013 wordt overgenomen voor 2014, gezien verwacht wordt dat de stijgende nettarieven zullen gecompenseerd worden door een dalende elektriciteitsprijs (zie hoofdstuk 5).

6.2.3.2 *Bepaling van de elektriciteitsprijs die gekregen wordt voor geïnjecteerde elektriciteit*

Basisprijs

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n). Het gaat om de zogenaamde *year ahead* prijzen. Dit zijn de prijzen die een jaar op voorhand (tot drie jaar op voorhand) betaald worden voor energie geproduceerd in het jaar in kwestie. Deze stroom kan dus al op voorhand verkocht en aangekocht worden (zie hoofdstuk 5). In november 2013 werd een gemiddelde berekend voor de cal 2014 prijzen over het afgelopen jaar: 0,0441 €/kWh excl. BTW. Dit is de gemiddelde marktwaarde voor het jaar 2014. Ook werd een gemiddelde berekend voor de cal 2015 prijzen over het afgelopen jaar: 0,0437 €/kWh excl. BTW. Van 1 juli 2014 tot en met 31 december 2014 geldt de cal 2014 en vanaf 1 januari 2015 tot en met 30 juni 2015 geldt de cal 2015. Daarom werd een gewogen gemiddelde genomen van de cal 2014 en de cal 2015: **0,0433 €/kWh excl. BTW**.

Correcties voor kannibalisatie, onbalans en profiel

De basisprijs die gebruikt wordt in de OT-berekeningen is een prijs voor een *base load* profiel. Dat wil zeggen dat de stroom evenredig verdeeld wordt over de ganse dag. Stroom van PV-panelen wordt niet geproduceerd volgens een *base load* profiel.

Het VEA heeft een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor momenteel een dossier wordt ingediend voor verhoogde investeringsaftrek. Uit de ontvangen data blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX quarter ahead prijzen, de ENDEX month ahead prijzen of de ENDEX year ahead prijs. Bij de meerderheid is er een onderscheid tussen de prijs voor injectie tijdens normale uren en de prijs voor injectie tijdens stille uren. De normale uren komen overeen met de uren dat het dagtarief geldt. De stille uren zijn de uren dat het nachttarief geldt (inclusief het weekend). Op basis van deze gegevens heeft het VEA een inschatting gemaakt van de correctiefactor die moet toegepast worden op de ENDEX cal n+1 voor een installatie die 35% van de geproduceerde elektriciteit injecteert: **14,2%**.

Injectietarief

De referentie-installatie van 125 kW_{piek} valt in de categorie 26-1kV of in de categorie TRANS LS. Er werd een gemiddelde berekend voor beide categorieën, namelijk **2,62 €/MWh**. Dit zijn enkel de variabele injectiekosten. De vaste injectiekosten worden verrekend tot een vaste jaarlijkse kost.

6.2.3.3 *Netaansluitingskosten*

We nemen aan dat de installatie aangesloten wordt op middenspanning. We gaan er van uit dat er geen nieuwe middenspanningskabine wordt geïnstalleerd enkel en alleen om een PV-installatie te kunnen plaatsen. Als er al een middenspanningskabine aanwezig is, dan nemen we aan dat deze voldoet aan de voorschriften van het KB van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid voor bepaalde elektrische installaties op arbeidsplaatsen. Daarin wordt gesteld dat er voor elke MS-cabine een risico-analyse moet gebeuren waaruit acties moeten voortvloeien die de risico's tot een aanvaardbaar niveau moeten brengen. Nieuwe MS-kabines voldoen altijd aan deze voorschriften. Alle bestaande middenspanningskabines moeten tegen 2014 aan deze voorschriften voldoen. Als de middenspanningskabines moeten aangepast worden, dan is dit niet alleen in het kader van de plaatsing van een PV-installatie. Omwille van deze argumenten, worden hiervoor geen kosten in rekening gebracht.

De kosten voor netaansluiting kunnen bestaan uit volgende onderdelen:

- Aansluitvermogen (Infrax);
- Studiekost;
- 4 kwadrantenmeter;
- Groenestroomteller;
- In dienst name testen ontkoppeling decentrale productie ter plaatse (Eandis);
- Verzwaring aansluiting of nieuwe aansluiting;
- Vermogensrecht op extra vermogen.

Voor de OT-berekeningen wordt uitgegaan van een bedrijf dat geen extra vermogen nodig heeft voor de PV-installatie.

Alle data over de netaansluitingskosten zijn afkomstig van de netbeheerders. De netaansluitingskost wordt vastgesteld op $34 \text{ €/kW}_{\text{piek}}$.

6.2.3.4 Specifieke investeringskosten

De **specifieke investeringskost** van een PV-installatie van $125 \text{ kW}_{\text{piek}}$ omvat:

- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;
- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie.

Voor de installaties groter dan 10 kW (vermogen omvormer) hebben we voldoende facturen ontvangen in het kader van de bevraging van de installateurs (leden van PV-Vlaanderen en deelnemers actie "Stroom van eigen kweek"). Uit deze gegevens hebben we een gemiddelde investeringskost van $1.412 \text{ €/kW}_{\text{piek}}$ afgeleid [VEA, 2013].

6.2.3.5 Totale investeringskost

Het is de totale investeringskost (netaansluitingskosten + specifieke investeringskost) die wordt ingevoerd als parameter in het model. Op basis van de aannames die hierboven werden beschreven, komen we op een **totale investeringskost** van $1.450 \text{ €/kW}_{\text{piek}}$.

6.2.3.6 Vaste kosten

Voor installaties in de categorie $10 \text{ kW} < \text{PV-installatie} \leq 250 \text{ kW}$ worden wel onderhoudskosten in rekening gebracht. De installateurs hebben geantwoord op de vraag of de eigenaars bij hen een onderhoudscontract afgesloten hebben en welke hiervan de kostprijs is. Uit een bevraging bij de installateurs bekomen we voor een installatie van 125 kW een **jaarlijkse onderhoudskost van $18,6 \text{ €/kW}_{\text{piek}}$** .

Bij deze vaste onderhoudskosten tellen we ook de vaste injectiekosten, die gemiddeld 826 euro per jaar bedragen. Het gaat hier om een rekenkundig gemiddelde over alle netbeheerders van Eandis en Infrax.

Samengeteld geeft dit een **vaste kost van $25,2 \text{ €/kW}_{\text{piek}}$** .

6.2.3.7 Vervangingsinvestering omvormers

Tijdens de bevraging van de installateurs werd ook gepeild naar prijzen over garanties voor omvormers en over de levensduur van de omvormers en de kostprijs voor vervanging.

De **gemiddelde periode voor vervanging** wordt ingeschat op **12 jaar**. Dit is dezelfde waarde als voor de installaties tot en met $10 \text{ kW}_{\text{piek}}$. Voor een installatie van $125 \text{ kW}_{\text{piek}}$ wordt de **vervangingskost** ingeschat op 23.585 €.

De kosten voor de vervanging van omvormers zijn gebaseerd op de huidige kostprijzen. Deze investering gebeurt echter pas binnen 12 jaar. Enerzijds wordt verwacht dat de kosten voor de vervanging van omvormers af zullen nemen. Anderzijds zal het bedrag voor deze investering jaarlijks toenemen als gevolg van de inflatie. Er wordt verwacht dat beide evoluties elkaar zullen opheffen, zodat het bedrag als dusdanig kan gebruikt worden in de berekeningen. Omgerekend geeft dit een kostprijs van **149 € per kW_{piek}** . De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per kW_{piek} .

Uit de bevraging van de installateurs blijkt dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2012. Daarom gebruiken we dezelfde aanname als in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013].

6.2.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 2

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **66,6**

De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0,687**

6.3 GS 250 kW AC vermogen < PV-installatie ≤ 750 kW AC vermogen (GS cat. 3)

6.3.1 Keuze van de referentie-installatie: PV-installatie van $400 \text{ kW}_{\text{piek}}$

Voor de bepaling van de referentie-installatie voor deze categorie wordt gekeken naar de vermogens die geplaatst werden in het verleden. Hiervoor kon gebruik gemaakt worden van gegevens van de VREG. Het vermogen werd overgenomen uit het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013]. Voor het jaar 2013 zijn te weinig installaties opgenomen in de VREG-databank om te kunnen bepalen of een andere referentie-installatie moet gekozen worden.

6.3.2 Bepaling van de technische parameters van de referentie-installatie

6.3.2.1 Bepaling van het jaarlijks aantal vollasturen van de referentie-installatie

Voor de professionele PV-installaties wordt eveneens uitgegaan van de PV GIS tool en productiegegevens van PV-installaties in Vlaanderen volgens de website <http://www.pvlogging.be>. Voor categorie 2 en categorie 3 wordt echter aangenomen dat het alleen om platte daken gaat, niet om hellende daken. Dit geeft een heel klein verschil ten opzichte van het gewogen gemiddelde voor PV-installaties ≤ 10 kW , namelijk **899 uren**. Dit verschil wordt toch doorgerekend, omdat we afronden op 3 beduidende cijfers. Voor de referenties, zie beschrijving voor PV-installaties ≤ 10 kW .

6.3.2.2 Bepaling van het aandeel eigenverbruik van de referentie-installatie

Het **aandeel eigenverbruik** van de referentie-installatie is gelijk aan **0%**.

6.3.2.3 Bepaling van het aandeel zelfafname

Het aandeel zelfafname wordt vastgelegd in het Energiebesluit en bedraagt **65%**.

6.3.2.4 Constructieperiode

De **constructieperiode (T_c)** voor PV-installaties, gedefinieerd als de gemiddelde tijd tussen de volledige investering en het jaar van indiening, werd vastgelegd op **0 jaar**.

6.3.3 Bepaling van de financiële parameters van de referentie-installatie

6.3.3.1 *Bepaling van de elektriciteitsprijs ter compensatie van zelfafname*

De elektriciteit die zelf gebruikt wordt door het bedrijf, zorgt ervoor dat minder elektriciteit van het net verbruikt moet worden. Om de gemiddelde vermeden elektriciteitsprijs te bepalen, heeft het VEA een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor momenteel een dossier wordt ingediend voor verhoogde investeringsaftrek [VEA, 2013]. Op basis van elektriciteitsfacturen werd een gemiddelde elektriciteitsprijs berekend voor een installatie van 400 kW. Omdat een deel van de elektriciteitsfacturen uit 2012, 2011 of 2010 dateren, werden deze prijzen geactualiseerd aan de hand van de verhouding van de elektriciteitsprijzen in 2013 ten opzichte van de elektriciteitsprijzen in het betrokken jaar volgens de EUROSTAT-statistieken. Op die manier werd een gemiddelde elektriciteitsprijs berekend van **0,112 €/kWh (exclusief BTW)**. Deze waarde voor 2013 wordt overgenomen voor 2014, gezien verwacht wordt dat de stijgende nettarieven zullen gecompenseerd worden door een dalende elektriciteitsprijs (zie hoofdstuk 5).

6.3.3.2 *Bepaling van de elektriciteitsprijs die gekregen wordt voor geïnjecteerde elektriciteit*

Basisprijs

Voor geproduceerde elektriciteit wordt steeds vertrokken van de **cal n+1 prijs op de ENDEX**, gemiddeld over het kalenderjaar (het jaar n). Het gaat om de zogenaamde *year ahead* prijzen. Dit zijn de prijzen die een jaar op voorhand (tot drie jaar op voorhand) betaald worden voor elektriciteit die geproduceerd wordt in het jaar in kwestie. Deze stroom kan dus al op voorhand verkocht en aangekocht worden. Voor de aannames omtrent de basisprijs verwijzen we naar 5.2.2 en 6.2.3.2.

Correcties voor kannibalisatie, onbalans en profiel

Het VEA heeft een bevraging uitgevoerd bij eigenaars van PV-installaties. Het gaat om PV-installaties waarvoor in de loop van 2013 een dossier werd ingediend voor verhoogde investeringsaftrek. Uit de ontvangen data blijkt dat de prijs voor geïnjecteerde stroom berekend wordt in functie van de ENDEX quarter ahead prijzen, de ENDEX month ahead prijzen of de ENDEX year ahead prijs. Bij de meerderheid is er een onderscheid tussen de prijs voor injectie tijdens normale uren en de prijs voor injectie tijdens stille uren. De normale uren komen overeen met de uren dat het dagtarief geldt. De stille uren zijn de uren dat het nachttarief geldt (inclusief het weekend). Op basis van deze gegevens heeft het VEA een inschatting gemaakt van de correctiefactor die moet toegepast worden op de ENDEX cal n+1 voor een installatie die 35% van de geproduceerde elektriciteit injecteert: **14,2%**.

Injectietarief

De referentie-installatie van 400 kW_{piek} valt in de categorie 26-1kV of in de categorie TRANS LS. Er werd een gemiddelde berekend voor beide categorieën, namelijk **2,62 €/MWh**. Dit zijn de variabele injectiekosten. Er zijn ook vaste jaarlijkse injectiekosten. Deze worden verrekend als een vaste jaarlijkse kost.

6.3.3.3 Netaansluitingskosten

We nemen aan dat de installatie aangesloten wordt op middenspanning.

We gaan er van uit dat er geen nieuwe middenspanningskabine wordt geïnstalleerd enkel en alleen om een PV-installatie te kunnen plaatsen. Als er al een middenspanningskabine aanwezig is, dan nemen we aan dat deze voldoet aan de voorschriften van het KB van 2 juni 2008 betreffende de minimale voorschriften inzake veiligheid voor bepaalde elektrische installaties op arbeidsplaatsen. Daarin wordt gesteld dat er voor elke MS-cabine een risico-analyse moet gebeuren waaruit acties moeten voortvloeien die de risico's tot een aanvaardbaar niveau moeten brengen. Nieuwe MS-kabines voldoen altijd aan deze voorschriften. Alle bestaande middenspanningskabinen moeten tegen 2014 aan deze voorschriften voldoen. Als de middenspanningskabinen moeten aangepast worden, dan is dit niet alleen in het kader van de plaatsing van een PV-installatie. Omwille van deze argumenten, worden hiervoor geen kosten in rekening gebracht. Daarenboven zijn deze kosten zeer uiteenlopend en kan er moeilijk een generieke kost hiervoor bepaald worden.

De kosten voor netaansluiting bestaan uit volgende onderdelen:

- Aansluitvermogen (Infracx);
- Studiekost;
- 4 kwadrantenmeter;
- Groenestroomteller;
- Indienstnametesten ontkoppeling decentrale productie ter plaatse (Eandis);
- Verzwaring aansluiting of nieuwe aansluiting;
- Vermogensrecht op extra vermogen.

We nemen aan dat de referentie-installatie een verzwaring van de aansluiting nodig heeft OF een nieuwe aansluiting nodig heeft. Voor de OT-berekeningen wordt uitgegaan van een bedrijf dat geen extra vermogen nodig heeft voor de PV-installatie.

Alle data over de netaansluitingskosten zijn afkomstig van de netbeheerders.

De gemiddelde netaansluitingskosten verschillen lichtjes voor Eandis en Infracx. Deze wordt vastgelegd op: **15 €/kW_{piek}**.

6.3.3.4 Specifieke investeringskosten

De **specifieke investeringskost** van een PV-installatie van 400 kW_{piek} omvat:

- De aankoop en de plaatsing van de zonnepanelen;
- De aankoop en de plaatsing van het montagesysteem;
- Bekabeling van de installatie;
- De aankoop en de plaatsing van de omvormers;
- Keuring van de installatie.

Voor de installaties groter dan 10 kW (vermogen omvormer) hebben we voldoende facturen ontvangen in het kader van de bevraging van de installateurs (leden van PV-Vlaanderen en deelnemers actie "Stroom van eigen kweek"). Uit deze gegevens hebben we een gemiddelde investeringskost van **1.266 euro / kW_{piek}** afgeleid [VEA, 2013].

6.3.3.5 Totale investeringskost

Het is de totale investeringskost (netaansluitingskosten + specifieke investeringskost) die wordt ingevoerd als parameter in het model. Op basis van de aannames die hierboven werden beschreven, komen we op een **totale investeringskost van 1.280 €/kW_{piek}**.

6.3.3.6 Vaste kosten

Voor installaties in de categorie 250 kW < PV-installatie ≤ 750 kW worden wel onderhoudskosten in rekening gebracht. Uit een bevraging bij de installateurs bekomen we voor een installatie van 400 kW een **jaarlijkse onderhoudskost van 14,2 €/kW_{piek}**.

Bij deze vaste onderhoudskosten tellen we ook de vaste injectiekosten, die gemiddeld 826 euro per jaar bedragen. Het is een rekenkundig gemiddelde over alle netbeheerders van Eandis en Infrac. Samengeteld geeft dit een **vaste kost van 16,3 €/kW_{piek}**.

6.3.3.7 Vervangingsinvestering omvormers

Tijdens de bevraging van de installateurs werd ook gepeild naar prijzen over garanties voor omvormers en over de levensduur van de omvormers en de kostprijs voor vervanging.

De **gemiddelde periode voor vervanging** wordt ingeschat op **12 jaar**. Dit is dezelfde waarde als voor de installaties tot en met 10 kW_{piek}. Voor een installatie van 400 kW_{piek} wordt de **vervangingskost** ingeschat op **75.471 €**.

De kosten voor de vervanging van omvormers zijn gebaseerd op de huidige kostprijzen. Deze investering gebeurt echter pas binnen 12 jaar. Enerzijds wordt verwacht dat de kosten voor de vervanging van omvormers af zullen nemen. Anderzijds zal het bedrag voor deze investering jaarlijks toenemen als gevolg van de inflatie. Er wordt verwacht dat beide evoluties elkaar zullen opheffen, zodat het bedrag als dusdanig kan gebruikt worden in de berekeningen. Omgerekend geeft dit een kostprijs van **149 € per kW_{piek}**. De vervangingsinvestering wordt ingevoerd in het model als een kost per kW_{piek}.

Uit de bevraging van de installateurs blijkt dat deze kost niet gewijzigd is ten opzichte van eind 2012. Daarom gebruiken we dezelfde aanname als in het VEA-rapport 2012 [VEA, 2013].

6.3.4 Berekening van de onrendabele top en bandingfactor

Onrendabele top en bandingfactor GS categorie 3

De onrendabele top voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **57,5**
De bandingfactor voor deze projectcategorie wordt bepaald op: **0,593**

Indicatieve onrendabele toppen en bandingfactoren: $n+1$, $n+2$, $n+3$

Overeenkomstig het bepaalde in artikel 7.1.4/1 §1, derde lid van het Energiedecreet voert het VEA ook een berekening uit van de bandingfactoren voor de komende drie jaren, op basis van verwachte prijsevoluties. Deze berekening is indicatief. Het VEA berekent (half)jaarlijks de OT en Bf o.b.v. de meest actuele gegevens. De enige juridisch bindende bandingfactoren zijn deze, vastgelegd in het ministerieel besluit.

Onderstaande gegevens dienen dan ook enkel beschouwd te worden als een voorafberekening van *mogelijke* evoluties in de toekomst.

7 Overzicht OT/Bf $n+1$ (2015)

	GS Cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	-58,9	63,0	54,3
Bf	0	0,649	0,560
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.

8 Overzicht OT/Bf $n+2$ (2016)

	GS Cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	-67,9	59,2	51,0
Bf	0	0,610	0,526
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.

9 Overzicht OT/Bf n+3 (2017)

	GS cat 1	GS cat 2	GS cat 3
OT	-77,2	55,3	47,6
Bf	0	0,570	0,491
Bf (max)	n.n.b.	n.n.b.	n.n.b.

Overzicht parametertabellen

10 Parametertabel financieel-economische parameters

	<i>Eenheid</i>	<i>Beschrijving</i>	<i>Waarde (alle cat.)</i>
r_d	[%]	De interestvoet op de banklening	5,0%
$i_{EL,ZA}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de vermeden kost voor elektriciteit door zelfafname	3,5%
$i_{EL,V}$	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de marktwaarde elektriciteit bij verkoop	2,0%
i_{OK}	[%]	De verwachte gemiddelde jaarlijkse verandering van de operationele kosten	2,0%
E	[%]	Het aandeel eigen vermogen in de totale investering	Cat.1: 100% Cat.2 & 3: 20%
i	[%]	Het deel van de investering dat in aanmerking komt voor investeringsaftrek	100%
IAP	[%]	Het percentage van de investeringsaftrek	14,5%
b	[%]	Het percentage vennootschapsbelasting	33,99%
$P_{EL,V}$	[€/kWh]	De marktwaarde elektriciteit bij verkoop in jaar 0	0,0433

11 Parametertabel voor PV

	Eenheid	GS Cat. 1	GS Cat. 2	GS Cat. 3
U	[kW _e]	5	125	400
EV _{EL}	[%]	0%	0%	0%
EV _{GSC}	[%]	0%	0%	0%
K _i	[€/kW _e]	1.860	1.450	1.280
r	[%]	5%*	5%*	5%*
E	[%]	100%	20%	20%
r _d	[%]	N.V.T.	5,0%	5,0%
T _b	[jaar]	15*	15*	15*
T _c	[jaar]	0	0	0
T _a	[jaar]	15*	15*	15*
i	[%]	N.V.T.	100%	100%
IAP	[%]	N.V.T.	14,5%	14,5%
VU	[u]	897	899	899
ZA _{EL}	[%]	100%*	65%*	65%*
P _{EL,ZA}	[€/kWh]	0,208	0,136	0,112
P _{IN}	[€/kWh]	N.V.T.	14,2%* P _{EL,V} + 0,00262	14,2%* P _{EL,V} + 0,00262
i _{EL,ZA}	[%]	3,5%	3,5%	3,5%
i _{EL,V}	[%]	N.V.T.	2,0%	2,0%
K _V	[€/kW _e]	0 ⁴	25,2	16,3
b	[%]	N.V.T.	33,99%	33,99%
l _V	[€/kW _e]	262 ⁵	149 ⁶	149 ⁴
levensduur	[jaar]	12	12	12

*: in Energiebesluit vastgelegde parameterwaarden

⁴ Zie 6.1.3.4

⁵ 262 €/kW_{piek} is het bedrag dat nodig is om, aan een inflatie van 2% per jaar, binnen 12 jaar uit te komen op een totaal bedrag van 1.660 € voor de vervanging van de omvormers. Het gaat om een vervangingsinvestering die gedaan wordt na 12 jaar. Het bedrag dat in dat jaar betaald zal worden is 1.660 €.

⁶ 149 €/kW_{piek} is het bedrag dat nodig is om, aan een inflatie van 2% per jaar, binnen 12 jaar uit te komen op een totaal bedrag van 23.585 € en 75.471 € voor respectievelijk de installaties van 125 kW_{piek} en 400 kW_{piek} voor de vervanging van de omvormers. Het gaat om een vervangingsinvestering die gedaan wordt na 12 jaar. Het bedrag per kW_{piek} wordt afgerond op 3 beduidende cijfers.

Referenties

Arrest Hof van Beroep Brussel nr. 2013/AR/26, 27 november 2013, PV Vlaanderen et al. / CREG, onuitg.

Eandis (2012). Schriftelijke communicatie van statistieken over het gebruik van de verschillende types elektriciteitsmeters in Vlaanderen.

EUROSTAT, http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205&lang=en , Electricity - industrial consumers - half-yearly prices - new methodology from 2007 onwards [nrg_pc_205], 11 november 2013.

D.C. Jordan, R.M. Smith, C.R. Osterwald, E. Gelak, S.R. Kurtz (2010). Outdoor PV Degradation Comparison. Presented at the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, Hawaii.

Lijst met de productie-installaties waaraan groenestroomcertificaten worden toegekend, aangeleverd door de VREG, november 2013.

Onrendabele toppen van duurzame elektriciteitsopties 2010, VITO november 2010.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2012 , Definitieve berekeningen OT/Bf, 8 januari 2013.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2013/1, Rapport OT/Bf uitgestelde projectcategorieën, 20 maart 2013.

Vlaams Energieagentschap, Rapport 2013/2, Definitief rapport OT/Bf voor projecten met een startdatum vanaf 1 januari 2014, 1 juli 2013.

VREG (2013). Marktmonitor 2013.

VREG (2013b). Maandelijks berekening van de gewogen gemiddelde elektriciteitsprijzen in Vlaanderen.

Website PV GIS: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>