

Beleidsadvies inzake de evaluatie van de certificatsystemen voor groene stroom en WKK



Inhoud

Beleidsadvies inzake de evaluatie van de certificatsystemen voor groene stroom en WKK. 1	
Inhoud.....	1
1 Samenvatting.....	3
2 Situering van dit beleidsadvies - Waarom een evaluatie?.....	7
3 Huidige situatie	8
3.1 Korte historische schets van de steun voor groene stroom en WKK	8
3.2 Realisaties en potentieel	9
3.3 Analyse van de hoofdkenmerken van huidig Vlaamse ondersteuningssysteem.....	11
3.4 Het Vlaamse hybride certificatsysteem	14
3.4.1 Sterktes van het Vlaamse hybride certificatsysteem.....	14
3.4.2 Zwaktes van het Vlaamse hybride certificatsysteem	14
3.4.3 Zwaktes van het totaalpakket van ondersteuningsmaatregelen in Vlaanderen	16
3.5 Analyse van de knelpunten inzake de specificiteit van de werking van de	
certificatenmarkt en de markt van de decentraal opgewekte stroom	16
3.5.1 WKK-certificatenmarkt	18
3.5.2 GSC-certificatenmarkt.....	19
4 Kenmerken van de financiering van het Vlaamse hybride certificatsysteem.....	20
4.1 Administratieve kost van het certificatsysteem: belastingbetaler.....	20
4.2 Winst voor producenten door vermeden kost van elektriciteitsafname	21
4.3 Kost quotumdoelstelling: via leverancier aan elektriciteitsverbruikers	
doorgerekend	21
4.4 Kost vangnet minimumvergoeding: via DNB aan afnemer	21
4.5 Kost voor gebruik van het net	22
4.6 Andere financieringsmogelijkheden voor een ondersteuningssysteem voor	
milieuvriendelijke energieproductie.....	25
4.6.1 Voor een aantal technologieën is het financieringssysteem van het huidig	
ondersteuningsmechanisme onvolkomen.....	25
4.6.2 Voor- en nadelen van een financiering van het ondersteuningssysteem via de	
elektriciteitsprijs en/of het distributienettarief	26
4.6.3 Financiering via algemene middelen of heffing een optie?.....	27
Mogelijke andere financieringsbronnen die in de toekomst beschikbaar komen:	28
5 Analyse voor- en nadelen verschillende ondersteuningsmechanismen	30
5.1 Samenvatting studie 3 ^E	30
5.1.1 Nood aan monitoring	31
5.1.2 Convergentie naar hybride systemen binnen Europa	32
5.1.3 Bestaande ondersteuningssystemen in nabije regio's en andere lidstaten.....	32
5.2 Uitwisselbaarheid van certificaten	36
6 Verbeteringsmogelijkheden.....	37
6.1 Wettelijk kader	37
6.2 Betere afstemming ondersteuning op onrendabele top	38

6.2.1	Samenvatting VITO-doorrekening in verband met kostprijs van certificaten systemen	38
6.2.2	Samenvatting van 3 ^E -studie in verband met optimalisatie van het onrendabele top model.....	41
6.3	Een bijgestuurd certificaten systeem moet maximaal de investeringszekerheid en de marktwerking bevorderen.....	43
6.4	Beperking van het steunverloop in de tijd.....	44
6.5	De ondersteuning van WKK vereist een grondige hervorming	45
6.5.1	Overschot van WKC ten opzichte van het vooropgestelde quotum	45
6.5.2	WKK-OT is moeilijk eenduidig te bepalen	46
6.5.3	Sommige WKK-installaties hebben geen steun nodig	46
6.5.4	Nuttige warmte, degressiviteit en ingrijpende wijziging.....	47
6.6	Optimaliseren van de solidarisering van de netkosten	48
6.7	Efficiëntiewinsten door administratieve vereenvoudiging.....	48
6.8	Afstemming milieu- en energieregelgeving	49
6.9	Specifieke aanpak voor strategische projecten.....	49
7	Beknopte impactanalyse van een aantal mogelijke wijzigingsscenario's aan het ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie	51
7.1	Certificaten systeem met PV-modificatie	51
7.2	Overstap op een feed-in premie met opkoopplicht door DNB's.....	51
7.3	Scenario waarbij huidig certificaten systeem wordt bijgestuurd naar meer kostenefficiëntie	52
7.3.1	Banding	52
7.3.2	Omgekeerd hybride systeem	53
8	Beleidsaanbevelingen voor aanpassingen aan het huidige ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie.....	55
8.1	Kenmerken van een goed ondersteuningssysteem	55
8.2	Algemene aanbevelingen	55
8.2.1	Het certificaten systeem blijft de basis van het ondersteuningssysteem.....	55
8.2.2	Verdere verfijning van het certificaten systeem is noodzakelijk	57
8.2.3	Bestaande certificaatoverschotten wegwerken en nieuwe overschotten vermijden	58
8.2.5	Optimalisatie van de solidarisering van de kosten verbonden aan het ondersteuningssysteem en van de netkosten	62
8.2.6	Terugdraaiende teller.....	64
Bijlagen	67
Bijlage 1:	Certificaten systeem met PV-modificatie	67
Bijlage 2:	Overstap naar feed-in premie en volledige opkoopplicht voor netbeheerders	67
Bijlage 3:	Behouden certificaten systeem met verfijningen.....	68
Variant 2:	Omgekeerd hybride steunsysteem.....	71
Bijlage 4:	Analyse van verschillende pistes om certificaten overschotten te vermijden	73
Mogelijke pistes	73
1.	Automatische Quotumverhoging	73
2.	Overschot opgekocht door netbeheerders weghouden van de markt.....	73
3.	Niets doen aan het overschot.....	73
Analyse	74
a)	Versnelde uitbreiding van productiepark toestaan of niet?	74
b)	Kost van versnelde uitbreiding productiepark.....	74
	Certificaten systeem met of zonder banding	74
c)	Financiering van uitbreiding productiepark	75

1 Samenvatting

Beleidsdoelstelling uit het Regeerakkoord 2004-2009 'Vertrouwen geven – Verantwoordelijkheid nemen':

Het is onze ambitie dat tegen 2010 25% van de elektriciteitsleveringen milieuvriendelijk worden opgewekt uit hernieuwbare energie of warmtekrachtkoppeling (WKK).

Vanaf 2005 zullen we warmtekrachtkoppeling (WKK) extra ondersteunen door de invoering van een systeem van warmtekrachtcertificaten met respect voor het Europees concurrentierecht.

Teneinde deze beleidsdoelstelling te realiseren, werden ondersteuningsmechanismen voor de productie van groene stroom en WKK via certificaten systemen ingevoerd. Deze certificaten systemen hebben geleid tot de realisatie van de vooropgestelde beleidsdoelstelling inzake de verdere uitbouw van de milieuvriendelijke energieproductie in Vlaanderen. De effectieve realisatie van de beleidsdoelstelling, is het voornaamste resultaat dat je van een beleidsinstrument mag verwachten.

Vanaf het voorjaar 2011 is de focus van het maatschappelijk debat over de ondersteuning van milieuvriendelijke energieproductie volledig komen te liggen op de kostprijs van het ondersteuningsmechanisme en de impact ervan op de nettarieven en de elektriciteitsfactuur voor de gezinnen en bedrijven. Effectiviteit is als doelstelling op de achtergrond geraakt. Dat is zeer betreurenswaardig, omdat er voorbij wordt gegaan aan het feit dat de elektriciteitsfactuur voor de niet milieuvriendelijke energieproductie in 2020 meer dan waarschijnlijk ook substantieel hoger zal liggen dan in 2011 omwille van de gekende problemen: (geleidelijke) uitputting van het aanbod van fossiele brandstoffen samengaan met een wereldwijd toenemende energievraag en de veiligheidsaspecten verbonden aan de opwekking van kernenergie.

Vanuit verschillende hoeken, al dan niet gestuurd vanuit de betrokken sector of belangengroep(en), is een sterk pleidooi gehouden voor een volledig nieuwe aanpak voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie. In Vlaanderen is een grote meerderheid van de stakeholders hiervoor niet te vinden. Hun algemene aanbeveling is om het kind niet met het badwater weg te gooien en de certificaten systemen te behouden, maar wel een aantal structurele verbeteringen aan te brengen die tot een lagere maatschappelijke kost en een optimalere verdeling van deze kosten leiden.

We kunnen vaststellen dat in de meeste Europese landen momenteel een evaluatie van de ondersteuningsmechanismen voor milieuvriendelijke energieproductie aan de gang is. De onvoorziene snelle technologische ontwikkeling van PV ligt vaak aan de basis. Door de sterke prijsdaling van de technologie en de sterke volumeverhoging is de kostprijs van de ondersteuning van PV aanzienlijk toegenomen. Steunmechanismen, zowel feed-in als certificaten systemen, waren hier niet op voorzien. In de meeste landen leidt dit tot de conclusie dat er meer moet worden geëvolueerd naar een ondersteuningsmechanisme dat in andere landen bestaat. In landen met een feed-in systeem (Duitsland, Nederland) wordt gepleit voor een gedeeltelijke overgang naar een marktsysteem zoals het certificaten systeem. In landen met een certificaten systeem (Verenigd Koninkrijk, Vlaanderen) wordt dan weer gepleit voor een overgang naar een feed-in systeem.

De Vlaamse certificatiesystemen zijn de voorbije jaren reeds uitgegroeid tot een hybride systeem (koppeling markwerking met minimumsteun) zodat het in feite al kadert in de Europese tendens die zich momenteel voordoet.

Ondersteuningssystemen vergelijken op hun kostenefficiëntie is een zeer delicate en moeilijke opdracht. Verschillende rapporten spreken elkaar hierover tegen. Het SERV-secretariaat meent tot de conclusie te moeten komen dat het Vlaamse certificatiesysteem niet kostenefficiënt is. Buitenlandse studies (o.a. ECN, Frontier Economics, ...) tonen dan weer duidelijk aan dat een certificatiesysteem met een leveranciersverplichting een transparant en kostenefficiënt systeem is om de energievoorziening te verduurzamen.

De ondersteuningssystemen voor hernieuwbare energie worden in de meeste EU-landen, en zeer duidelijk in de ons omringende landen, gefinancierd via de elektriciteitsprijs. Het is zeer uitzonderlijk dat dit via algemene middelen gebeurt. Ook de ervaring in het Vlaamse Gewest wijst uit dat een financiering vanuit de begroting van een dergelijk omvangrijk ondersteuningssysteem niet de gewenste stabiele financieringsbasis kan bieden. Het risico op een stop-go beleid is groot. Dit leidt tot meer onzekerheid voor investeerders.

Er wordt ook voorgesteld om voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie te blijven werken met een quotumverplichting. Onze marktstructuur vereist dat een zekere garantie ingebouwd wordt dat de verplicht te realiseren doelstelling ook effectief kan worden gerealiseerd.

Het huidige nettarifering- en kostentoe wijzigingssysteem is aan hervorming toe. Het vergoeden van het netgebruik uitsluitend op basis van de van het net afgenomen kWh is niet langer aangewezen. De Vlaamse overheid kan terzake maar optreden van zodra de bevoegdheid over het vaststellen van de distributienettarieven aan de gewesten wordt overgedragen.

Opsomming van de geformuleerde beleidsadviezen

Teneinde de realisatie van de beleidsdoelstelling voor 2020 niet in het gedrang te brengen, moet het certificatiesysteem de basis blijven voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie in Vlaanderen. Het nu overstappen op een fundamenteel ander ondersteuningsmechanisme zou een systeemshock veroorzaken en de realisatie van de doelstelling daardoor op de helling zetten.

Uit de consultatie van de stakeholders blijkt wel duidelijk dat verdere verfijning van het certificatiesysteem als noodzakelijk wordt beschouwd.

Volgende bijstellingen worden voorgesteld:

- invoering van bandingprincipe, waarbij steun wordt gedifferentieerd per technologie (en waar relevant naar schaalgrootte of projecttype) door meer of minder certificaten toe te kennen per geproduceerde MWh en daardoor de steun beter te doen aansluiten bij de OT (zie bijlage 3);
- voor elke technologie die het beleid wenst te ondersteunen, wordt een steunpad voor een bepaalde periode geraamd op basis van de onrendabele toppen, waarbij gebruik wordt gemaakt van het geoptimaliseerde OT-model zodat de vooropgestelde steun zo dicht mogelijk aansluit bij de verwachte evoluties van de technologieparameters;

- de parameters van het OT-model worden op een transparante manier vastgelegd, zo zal o.a. nog worden nagegaan of het aangewezen is de IRR te differentiëren naar technologie of doelgroep, of rekening te houden met evolutie elektriciteits- en/of brandstofprijzen en of er rekening moet worden gehouden met eigen verbruik of de wijze van projectfinanciering;
- de resultaten van het OT-model moeten consequent worden toegepast, dit betekent o.a. dat wanneer het OT-model als resultaat geeft dat een technologie geen steun nodig heeft (bijv. grootschalige WKK), deze technologie automatisch van steun wordt uitgesloten;
- de minimumsteun wordt uitgebreid naar alle nieuwe installaties, ook diegene aangesloten op het transmissienet, waarbij een ingrijpende wijziging niet als nieuwe installatie wordt beschouwd;
- het begrip 'ingrijpende wijziging' heroriënteren naar de warmtevraag zodat enkel steun verleend wordt aan nog niet afgeschreven, energetisch verantwoorde en werkelijk energie-efficiëntieverhogende investeringen in aanmerking komen;
- de functies 'steuncertificaat' en 'garantie van oorsprong' worden ontkoppeld, zodat het gebruik van de GvO geen interferentie meer creëert met de steunverlening van productie op basis van HEB en WKK;
- voor nieuwe installaties wordt de steun slechts toegekend gedurende de afschrijvingsperiode (10 jaar en 15 jaar voor PV) en voor de periode na de afschrijvingsperiode wordt een steun berekend en toegekend die noodzakelijk is om de installaties op een rendabele manier operationeel te houden;
- de werking van de certificatenmarkt bevorderen door grote of gegroepeerde verbruikers toe te laten zelf hun certificaten in te dienen.

Bestaande installaties behouden in elk geval de huidige minimumsteun voor de periode die gegarandeerd is door de huidige regelgeving. Daarna blijft verdere exploitatiesteun mogelijk indien dit volgens een nieuwe OT-berekening nodig blijkt om de installatie operationeel te houden.

In ieder geval dient bij de aanpassing van het ondersteuningssysteem er voor te worden gezorgd dat de huidige certificatenoverschotten worden weggewerkt. Er moet nog worden onderzocht op welke manier dit het best kan gebeuren (verhoging van de quota, opkopen door DNB's, opkopen door Vlaamse overheid, ...).

De keuze voor banding brengt mee dat moet worden voorzien in een gestructureerde en frequente opvolging en zo nodig snelle bijsturing van de quota. Dit is ook nodig wanneer grote installaties het quotasysteem dreigen te ontregelen omdat ze niet zijn opgenomen in de prognose waarop de quotavaststelling is gebeurd (bijv. biomassacentrale van 300 MW). Er moet dus in het ondersteuningssysteem een mechanisme worden ingebouwd dat vermijdt dat het bestaande productiepark wordt stilgelegd ingeval van certificatenoverschot.

Voor dergelijke grote strategische installaties dient een specifiek beoordelingsproces te worden voorzien. Er wordt voorgesteld dat voor elke grote nieuwe installatie (vermogen vanaf 20 MW) de specifieke OT wordt berekend en een voorstel van beslissing inzake de ondersteuning van het project ter goedkeuring wordt voorgelegd aan de Vlaamse Regering. De Vlaamse Regering kan hierbij een keuze maken uit verschillende opties (quota verhogen, certificaten opkopen met algemene middelen, geen steun, ...).

De verfijning van het certificatensysteem zal het sowieso complexer maken. Het is absoluut noodzakelijk dat binnen de energie-administratie (VREG en VEA) de nodige expertise en slagkracht wordt behouden en verder uitgebouwd.

Om verdere verfijning van het certificatensysteem en een betere afstemming van de ondersteuning op de onrendabele top mogelijk te maken, is de oprichting van een observatorium noodzakelijk. Samen met de nood aan meer controle over het bestaande productiepark, is hiervoor bijkomend overheidspersoneel onvermijdelijk. De extra personeelskosten zijn verwaarloosbaar ten opzichte van de kostenbesparing die voortvloeit uit meer controle op de toekenning van steun.

De ondersteuning per technologie differentiëren via de invoering van het bandingsprincipe, houdt in dat de financiering van het ondersteuningssysteem volledig via de leveranciersprijs zal verlopen. Hierdoor zal voor nieuwe installaties de huidige onevenwichtige doorrekening via het nettarieef verdwijnen. Tevens dient een bredere rechtvaardigere financieringsbasis te worden gecreëerd waarin prosumënten (consumenten die zowel produceren als verbruiken, zoals PV-eigenaars) correct bijdragen in de financieringskosten van het ondersteuningssysteem. Dit kan door de opbrengst van een heffing op alle aansluitingen aan te wenden voor het opkopen van certificaten van bestaande installaties.

Daarnaast is het nettarievensysteem aan een herziening toe. Het vergoeden van het netgebruik op basis van de gemeten kWh lijkt niet langer aangewezen, omdat hierdoor producenten en prosumënten niet of slechts partieel bijdragen in de netkosten die ze veroorzaken. De meest voor de hand liggende aanpak is deze kosten ofwel door te rekenen via een veralgemeend injectietarief (gedifferentieerd naar klantensegment), ofwel evenredig met de kracht van de netaansluiting (capaciteitstarief).

De prosumënten vormen momenteel een ‘blinde vlek’ voor de werking van de elektriciteitsmarkt, omdat hun precieze afname en injectie van stroom niet gemeten wordt door de ‘terugdraaiende teller’. De invoering van de slimme meter kan hiervoor een opportuniteit zijn: er kan dan worden overwogen om in eerste instantie de prosumënten van een slimme meter te voorzien.

Verdere aanpak

Het verdient aanbeveling om in eerste instantie en op zo kort mogelijke termijn de nodige initiatieven te nemen om de maatschappelijke kost van het ondersteuningssysteem te verlagen.

Voor een optimalere verdeling van de netkosten is een overdracht van de bevoegdheid over de distributienettarieven naar de gewesten nodig. Het lijkt aangewezen om voor deze problematiek geen second best oplossingen uit te werken (bijv. heffing) maar eerder te starten met de voorbereiding van een ingrijpende aanpassing van het nettarievensysteem zodat ze snel kan worden geïmplementeerd van zodra de bevoegdheid over de distributienettarieven naar de gewesten is overgedragen.

2 Situering van dit beleidsadvies - Waarom een evaluatie?

Het huidige steunsysteem voor de milieuvriendelijke energieproductie in Vlaanderen heeft belangrijke verdiensten: het creëerde een stabiel en voldoende aantrekkelijk investeringsklimaat, wat toeliet om voldoende investeringen te stimuleren zodat de doelstellingen van de Vlaamse Regering inzake de productie van stroom uit hernieuwbare energiebronnen (HEB) en door middel van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling (WKK)-installaties (WKK) bereikt werden.

Toch zijn er verschillende redenen voor het evalueren en zonodig bijsturen van de huidige groenestroom- en warmtekrachtcertificatensystemen.

- Er is ondertussen 8 jaar ervaring opgebouwd met de werking van deze systemen, wat toelaat om hieruit een aantal beleidsrelevante lessen te trekken.
- De vaststelling dat de werking van de certificaten systemen een aantal ongewenste bijeffecten heeft (windfall profits voor sommige projecten en onvoldoende steun voor andere) en dat de globale kostprijs ervan oploopt, maar ook door een aantal recente - kritische - analyses, is het onvermijdelijk dat een debat gevoerd wordt over de toekomstige evolutie van de certificaten systemen.
- Om het ondersteuningsbeleid voor hernieuwbare energie en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling voldoende toekomstgericht en toekomst'vast' te maken, dringen grondige bijstellingen zich dus op.

De Vlaamse Regering heeft in 2011 een grondige evaluatie van het ondersteuningsbeleid aangekondigd.

Het Regeerakkoord 2009-2014 stelt :

“We nemen de nodige maatregelen om zowel de Europese als de decretale doelstellingen voor energie-efficiëntie, warmtekrachtkoppeling en hernieuwbare energie te realiseren.

...

We ijveren voor een billijk deel van Vlaanderen in de Belgische doelstelling van 13% hernieuwbare energie tegen 2020 en we streven naar een zo groot mogelijk deel, en bij voorkeur het geheel, van de doelstelling binnenlands te bewerkstelligen.”

De beleidsnota Energie 2009-2014 stelt als missie: *“De Vlaamse Regering voert een duurzaam energiebeleid waarbij het economisch en sociaal belang van energie wordt verzoend met de eindigheid van de fossiele brandstoffen en de draagkracht van het milieu.”*

Met het decreet van 30 april 2009 tot wijziging van het Elektriciteitsdecreet werd het lange termijn pad voor de quota aan groenestroomcertificaten in de certificaatplichtige elektriciteitsleveringen vastgelegd: van 6% in 2010 over 9% in 2014 tot 13% in 2020.

Met het decreet van 6 mei 2011 werd ook het lange termijn pad voor de quota aan warmtekrachtcertificaten vastgelegd: van 4,90 % in 2010 tot 10,5% in 2020.

In het kader van deze langetermijnvisie op de doelstellingen voor groene stroom en WKK wil de Vlaamse overheid de bestaande steunmechanismen evalueren, vergelijken met alternatieven en waar nodig bijsturen.

3 Huidige situatie

3.1 Korte historische schets van de steun voor groene stroom en WKK

Toen het Vlaams certificatenstelsel op 1 januari 2002 van start ging, gold een boetebedrag van 75 euro/MWh. Het opgelegde percentage groene stroom bedroeg voor het jaar 2002 0,8%. Voor de volgende jaren nam het percentage groene stroom toe tot 6% voor het jaar 2010. De bijhorende boete steeg van 75 euro/MWh voor het jaar 2002, tot 100 euro/MWh voor het jaar 2003 en tot 125 euro/MWh vanaf het jaar 2004.

De achterliggende redenering hierbij was dat de hoogte van de boete bepaalde tot welke meerkost projectontwikkelaars in groenestroomproductie zouden investeren. Door de stijging van de boete werd voorzien dat eerst de goedkoopste vormen van groenestroomproductie, en naarmate de boete toenam ook duurdere toepassingen tot een meerkost van 125 euro/MWh, zouden worden gerealiseerd.

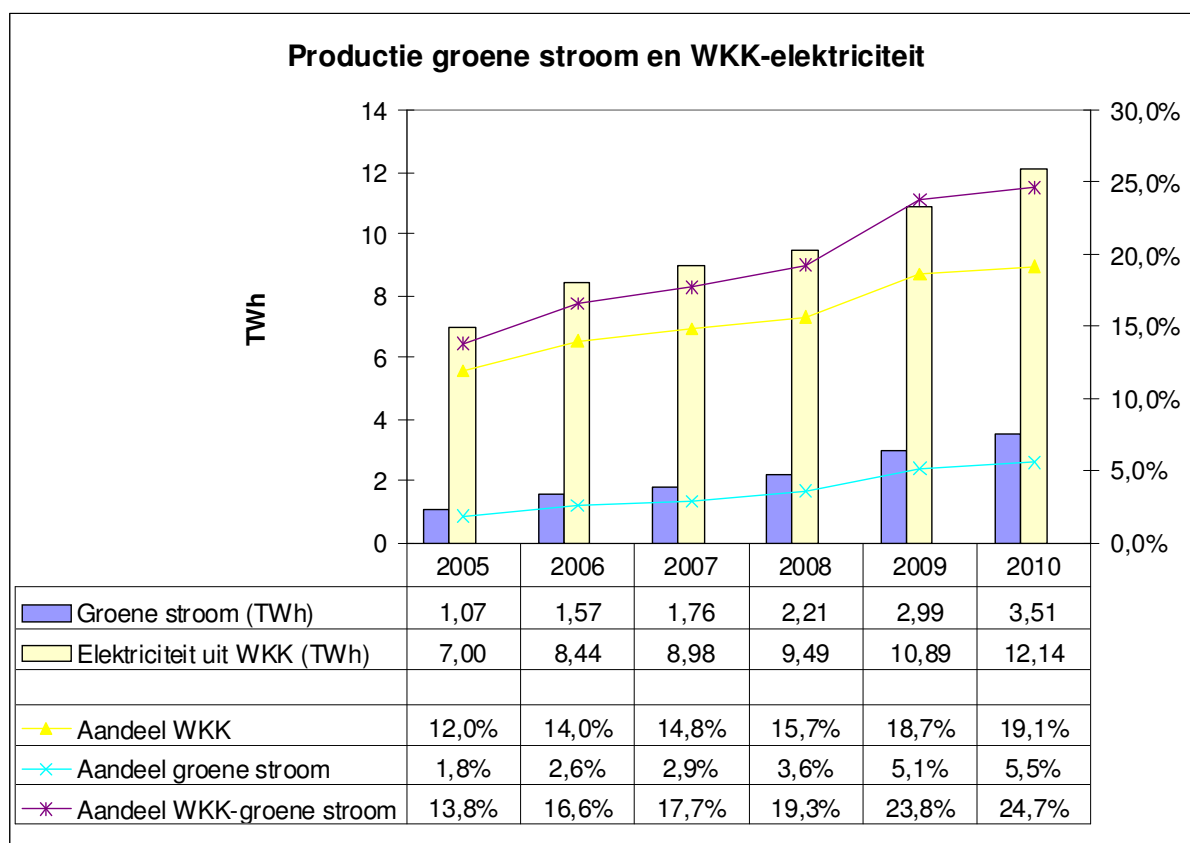
De hoogte van de boetebedragen (75 – 100 – 125 euro/MWh) werd vastgelegd op basis van de beperkte cijfers die toen voor de Vlaamse situatie voorhanden waren, aangevuld met gegevens uit het buitenland. Er was op dat moment immers slechts weinig cijfermateriaal beschikbaar om een zeer nauwkeurige afstemming tussen boete en meerkost te maken, gezien de beperkte ervaring met groenestroomproductie in Vlaanderen.

Naarmate de ervaring met het certificatenstelsel en groenestroomprojecten in Vlaanderen toenam, werd het mogelijk om de effectieve meerkost en de steun in detail met elkaar te vergelijken. Deze informatie vormde de basis voor de invoering van minimumprijzen voor groenestroomcertificaten, gedifferentieerd per groenestroomproductietechnologie (decreet van 7 mei 2004).

In 2005 werd door VITO een specifieke studie uitgevoerd om in detail de meerkost per technologie te berekenen. Het rekenmodel berekent de onrendabele top van diverse productievormen van groene stroom in Vlaanderen. De onrendabele top (OT) van een investering is gedefinieerd als het productieafhankelijke gedeelte van de inkomsten die nodig zijn op de nettocontante waarde van een investering op nul te doen uitkomen. Dit rekenmodel is gebaseerd op de methodologie van de onrendabele top uit Nederland. De eerste OT-berekeningen dateren van 2006. Het Energiebesluit voorziet momenteel dat het VEA driejaarlijks de OT-berekeningen actualiseert. Een eerste actualisatie werd in 2009-2010 uitgevoerd. De volgende actualisatie is momenteel in 2012 gepland.

Sinds 2005 is in Vlaanderen het warmtekrachtcertificatenstelsel (WKC-systeem) van kracht ter ondersteuning van kwalitatieve warmtekrachtkoppeling. Enkel WKK-installaties in dienst genomen of ingrijpend gewijzigd na 1 januari 2002 komen in aanmerking voor certificatensteun. Deze certificatensteun is gekoppeld aan de energiebesparing die door de WKK wordt gerealiseerd.

3.2 Realisaties en potentieel



Uit bovenstaande figuur blijkt dat de 25%-doelstelling voor de productie van milieuvriendelijke elektriciteit in 2010 gehaald is. Dit is een belangrijk resultaat van het groene stroom en WKK-certificatensysteem, dat het belangrijkste beleidsinstrument is om de beleidsdoelstelling inzake de uitbouw van de milieuvriendelijke energieproductie in het Vlaamse Gewest te realiseren.

Vlaanderen wil ijveren voor een billijk deel in de Belgische doelstelling van 13% hernieuwbare energie tegen 2020 en streeft naar een zo groot mogelijk deel, en bij voorkeur het geheel, van de doelstelling binnenlands te bewerkstelligen (cfr. Regeerakkoord). Het potentieel van elke hernieuwbare energiebron zal hiervoor benut moeten worden. Dit betekent niet dat dit zich moet vertalen in het steunen van alle technologieën of toepassingen: bepaalde installaties hebben geen onrendabele top en behoeven dus geen steun. Uit de laatste actualisatie van de prognose blijkt dat er potentieel is voor een aandeel hernieuwbare energie van 10%, exclusief offshore wind en zonder bijkomende energiebesparingsmaatregelen. Er is m.a.w. geen keuze om de focus te leggen op bepaalde technologieën. Uit de volgende tabel kunnen we afleiden dat er nog een sterke groei nodig is.

	2009	2010*	PRO 2020	PRO 2020
GWh			Prognosestudie 2009	Actualisatie 2011
Groene stroom (excl. Offshore)				
Waterkracht	3	3	4	3
Windenergie onshore	391	402	1.905	1.924
Zon	143	488	935	1.916
Biomassa	1.914	1.988	3.614	3.823
Biogas	319	405	244	738
Restafval	216	221	247	247
Offshore			3.841	3.720
Groene stroom totaal (excl. offshore)	2.987	3.507	6.949	8.651
Aandeel groene stroom (excl offshore)	5,1%	5,5%		13,9%
Aandeel t.o.v. certificaatplichtige elektriciteit (excl. offshore)	6,8%	7,4%		20,2%
Groene stroom (incl offshore 60%)				12.371
Aandeel groene stroom (incl. offshore 60%)				19,9%
Groene warmte	3.565	4.307	20.245	17.968
Biobrandstoffen transport	1.472	2.259	6.950	6.950
Totaal hernieuwbaar	8.024	10.073	34.144	33.569
Totaal finaal energieverbruik	269.471	297.154	263.734	325.216
Aandeel hernieuwbaar	3,0%	3,4%	12,9%	10,3%
Totaal hernieuwbaar (incl. offshore 60%)				37.289
Aandeel hernieuwbaar (incl. offshore 60%)				11,5%

Bron : Vito-VEA; * : Voorlopig cijfer

Er is voor groene stroom een verschil tussen de *quotum*doelstelling die berekend wordt op het certificaatplichtige elektriciteitsverbruik en de *beleids*doelstelling die in overeenstemming moet zijn met de Europese richtlijn. Het quotum geldt immers niet voor alle elektriciteitsverbruiken. Er moeten bijvoorbeeld geen certificaten worden ingediend voor een gedeelte van de elektriciteit verbruikt door grootverbruikers, die van een partiële vrijstellingsregeling genieten, en ook niet voor elektriciteit die niet via een leverancier geleverd wordt (cfr. prosumanten en ter plaatse verbruikte elektriciteit van decentrale producenten). Voor de beleidsdoelstelling moet het volledige verbruik in rekening worden gebracht en wordt het aandeel berekend ten opzichte van het bruto-elektriciteitsverbruik (incl. zelfproductie).

Bij de laatste actualisatie van het potentieel voor hernieuwbare energie, werd voor groene stroom de volledige productie van het Max Green project mee opgenomen, is een toename van de groenestroomproductie in biomassacentrales voorzien en is er terug rekening gehouden met een potentieel voor bijstook (+2.375 GWhe). Anderzijds is het potentieel van bio-WKK naar beneden herzien (-2.385 GWhe), wat ook een effect heeft op de productie van groene warmte.

In de actualisatie is de daling van het potentieel van het aandeel hernieuwbare energie tegen 2020 grotendeels te verklaren door een groter totaal energieverbruik. Om in overeenstemming te zijn met de bepalingen van Eurostat moesten een aantal verbruiken mee opgenomen worden in het finaal energieverbruik. Verder werd de prognose van het energieverbruik tegen

2020 overgenomen van de rapportering aan de Europese Commissie die gebeurd is in het kader van het Vlaams klimaatbeleidsplan. Effecten van het huidige beleid rond energiebesparing zijn hierin opgenomen (scenario 'With Measures'). In het kader van de nieuwe ontwerprichtlijn energie-efficiëntie verwachten we bijkomende maatregelen met een daling van het energieverbruik tegen 2020 tot gevolg (scenario 'With Additional Measures').

Het VEA heeft VITO de opdracht gegeven om de prognoses te verruimen tot 2030. Het is aangewezen om in de besluitvorming de mogelijkheid open te houden om nieuwe prognoses te integreren in het ondersteuningsmechanisme.

3.3 Analyse van de hoofdkenmerken van het huidige Vlaamse ondersteuningssysteem

- Het is een beleidskeuze om meer elektriciteit op basis van HEB in Vlaanderen te produceren. Het is daarbij noodzakelijk om de productie van elektriciteit op basis van HEB te ondersteunen, omdat de productiekost ervan doorgaans hoger ligt dan bij klassieke energiecentrales. Dit heeft verschillende oorzaken. Elektriciteitsproductie op basis van HEB is een nog relatief nieuwe technologie die nog O&O-kosten vergt. De productiekost ligt ook hoger omwille van het ontbreken van schaalvoordelen bij de productie van investeringsgoederen. Nieuwe centrales die gebruik maken van HEB moeten concurreren met afgeschreven kolen- en nucleaire centrales. Belangrijke externe kosten veroorzaakt door klassieke en nucleaire centrales moeten niet betaald worden. Deze externe kosten hebben onder andere betrekking op de emissie van fijn stof, maar zeker ook op de kosten voor de afbouw van en de verzekeringskost voor de nucleaire centrales. Het aanrekenen van deze externe kosten zou in veel opzichten de beste oplossing zijn, maar is zeer moeilijk te realiseren, onder andere omwille van internationale concurrentieverhoudingen. Het steunen van elektriciteitsproductie op basis van HEB is daardoor een pragmatische second best oplossing.
- Tevens is het een beleidskeuze om primaire energiebesparing te stimuleren door meer elektriciteit te produceren in kwalitatieve WKK-installaties. Op plaatsen met een stabiele warmtevraag kan een aanzienlijke hoeveelheid primaire energie worden bespaard door te investeren in WKK-installaties. Door de restwarmte van elektriciteitsproductie te valoriseren, wordt energie bespaard ten opzichte van de gescheiden opwekking van elektriciteit en warmte. In bepaalde gevallen is steun nodig om warmteverbruikers te overhalen om te investeren in een WKK-installatie.
- Vlaanderen koos als basis van haar ondersteuningsbeleid voor een systeem van groenestroomcertificaten (GSC) en warmtekrachtcertificaten (WKC). De basis van dit systeem is dat een verplichting gelegd wordt bij de elektriciteitsleveranciers om jaarlijks een bepaald quotum aan GSC en WKC in te leveren. De elektriciteitsleveranciers kunnen deze certificaten aankopen bij de partijen die recht hebben op certificaten op basis van hun productie door middel van HEB- en WKK-technologie.
- Via het vastleggen van een quotum aan in te leveren GSC en WKC, kiest de overheid de hoeveelheid stroom die ze gerealiseerd wenst te zien op basis van HEB, respectievelijk de primaire energiebesparing uit WKK, binnen de vooropgestelde periode. Een quotumsysteem geeft de overheid de garantie dat haar vooropgestelde doelstelling zal worden gehaald, op voorwaarde dat de boeteprijs significant hoger ligt dan de marginale kost van bijkomende productie-installaties en op voorwaarde dat er geen niet-financiële barrières voor investeringen zijn¹. Het ondersteuningssysteem moet dus het opstarten van

¹ Zoals problemen om bouw- of milieuvergunningen te krijgen of om de productie-installatie aan te sluiten op het distributie- of transmissienet.

nieuwe investeringsprojecten enerzijds en het gaande houden van de productie van groene stroom en WKK-stroom in bestaande projecten anderzijds, stimuleren. Het is belangrijk dat deze prikkels voldoende groot zijn om hun doel te bereiken: als ze te laag zijn, bereikt het systeem niets. Anderzijds is het belangrijk om de totale kosten niet uit het oog te verliezen om de maatschappelijke kost niet onredelijk hoog te laten oplopen.

- Het steunniveau wordt in een certificatenstelsel bepaald door het boeteniveau, dat indirect het prijsniveau bepaalt waaraan certificaten verhandeld worden tussen de certificaatgerechtigde en de -plichtige partijen. Het certificatenstelsel functioneerde in het begin met een uniforme vergoeding voor alle productie van groene stroom of primaire energiebesparing uit WKK, voor zover de technologie binnen het systeem wordt ondersteund. Eigen aan dat certificatenstelsel was dus dat het steunniveau niet aangepast was aan het exacte bedrag dat elke technologie nodig heeft om het verschil tussen de kosten en de opbrengsten weg te werken. Als de netto-vergoeding te hoog oploopt, kan er terecht van zogenaamde ‘windfall profits’ gesproken worden, waarbij een onevenredig hoge vergoeding toegekend wordt via het certificatenstelsel. Dat zorgt dan weer voor een maatschappelijke kost die niet meer te verantwoorden valt. Aan de andere kant zijn er technologieën die niet genoeg hebben aan de uniforme vergoeding. Aan dat dubbele probleem is al voor bepaalde toepassingen/technologieën tegemoet gekomen door ofwel een minimumprijs te bepalen die hoger ligt dan de boeteprijs, hetzij door slechts partieel certificaten toe te kennen (zgn. “banding”).
- Het certificatenstelsel geeft steun voor de merites van investeringen en niet voor investeringen zelf. Er wordt dus steun verleend per hoeveelheid geproduceerde elektriciteit uit HEB en per hoeveelheid gerealiseerde primaire energiebesparing uit WKK. Op die manier wordt gegarandeerd dat de steun effectief is en dat de gesteunde productie-installaties op de meest efficiënte wijze worden uitgeroofd.
- Dat een technologie of type installatie niet aan bod komt, kan twee redenen hebben: hetzij omdat het expliciet uitgesloten wordt van steun, hetzij omdat het steunniveau te laag ligt om de betrokken technologie of installatie rendabel te maken.
- Het principe van uniforme vergoeding houdt in dat de meest (kosten-)efficiënte technologie een hogere netto-vergoeding ontvangt uit het steunmechanisme dan de minst kostenefficiënte technologie. Dit was een bewuste keuze om de markt naar de meest kostefficiënte technologieën te oriënteren. Toch wordt dit vaak als een nadeel voorgesteld ten opzichte van een feed-in systeem². Een feed-in systeem stelt echter enkel de producenten in concurrentie die een bepaalde (door het systeem gesteunde) technologie toepassen. Een certificatenstelsel stelt alle producenten in concurrentie, ongeacht de gekozen technologie.
- Dezelfde technologie toegepast in verschillende omstandigheden, genereert een andere productiekost en kent daardoor ook een verschillende onrendabele top. Dit maakt dat de netto-vergoeding die via het certificatenstelsel aan de verschillende producenten toegekend wordt, niet uniform is. Ook dit is inherent aan het huidige quotumgebaseerde steunmechanisme. Het heeft verder tot gevolg dat de studie over de onrendabele toppen een raming voor een typeproject is.

² Feed-in systeem: hiermee wordt een systeem bedoeld waarin financiële steun gegeven wordt per hoeveelheid hernieuwbare elektriciteit die in het net wordt geïnjecteerd. De hoogte van de steun is technologieafhankelijk en wordt door de overheid vastgelegd. De vergoeding wordt betaald door de (distributie)netbeheerder, die de stroom dus opkoopt. Er is geen verplichting voor elektriciteitsleveranciers of enige andere partij om een bepaald quotum of minimumproductiehoeveelheid te halen.

- De eigenlijke steun die via het certificatenstelsel wordt toegekend, is dus niet zo uniform als vaak aangenomen wordt. Ze is immers afhankelijk van een aantal factoren:
 - Wordt het certificaat verhandeld of niet (omdat het meteen toegekend wordt aan een certificaatplichtige partij bijvoorbeeld)?
 - Zo ja: aan welke prijs wordt het certificaat verhandeld? Uit de analyse van de price spread³ op de OTC-markt⁴ die de VREG maakt, blijkt duidelijk dat certificaten aan heel uiteenlopende prijzen verhandeld worden⁵. Dit relativiseert (minstens ten dele) de kritiek in verband met windfall profits voor bepaalde technologieën. De critici hanteren hierbij te rigide de gemiddelde transactieprijs als richtinggevend.
 - Zo nee: het verschil tussen de productiekost en de door de leverancier/producent aan de klant aangerekende vergoeding voor het certificatenstelsel bepaalt de inkomsten van de leverancier/producent.
 - Wat zijn de andere kosten en opbrengsten die de producent heeft? Zo maakt het een groot verschil of de geproduceerde stroom verbruikt wordt ter plaatse, waardoor er een belangrijke vermeden kost is in de vorm van niet aangekochte elektriciteit, dan wel of de opgewekte stroom verkocht moet worden op de markt. Het is immers moeilijk om voor decentraal opgewekte stroom die op het net gezet wordt dezelfde vergoeding te krijgen als voor stroom uit een conventionele centrale en door het verbruiken van lokaal opgewekte stroom worden (duurdere) aankoop van stroom, distributiekosten en heffingen vermeden. Ook in geval van warmteproductie in een WKK is er een invloed op de eigenlijke vergoeding naargelang de geproduceerde warmte ter plaatse wordt verbruikt dan wel verkocht, en of de WKK-installatie gedurende een bepaalde periode van het jaar moet worden stilgelegd door een gebrek aan warmtevraag, zodat elektriciteit moet worden aangekocht in plaats van zelf geproduceerd.
- Het huidige systeem in Vlaanderen is geen zuiver certificatenstelsel meer, maar is in de loop van de tijd geëvolueerd naar een *hybride* systeem. Het is immers een mengvorm: een certificatenstelsel met bepaalde kenmerken van een feed-in-systeem en geflankeerd door een subsidiesysteem. Dit is het gevolg van het samen bestaan van verhandelbare certificaten met gegarandeerde minimumprijzen (deels boven, deels onder de boeteprijs) enerzijds en van de mogelijkheid om de certificatensteun te combineren met fiscale voordelen en subsidies zoals de ecologiesteun. Dit leidt ertoe dat het ondersteuningsbeleid steeds meer wegdrijft van de principes van marktconformiteit, die een belangrijke reden zijn voor het opteren voor een certificatengebaseerd ondersteuningsbeleid.
- Tenslotte moet opgemerkt worden dat de kost van het Vlaamse ondersteuningssysteem nu al niet gelijk aan alle elektriciteitsafnemers wordt doorgerekend. Voor grote industriële afnemers geldt immers een vrijstelling van een deel van de groene bijdrage. In 2010 was ongeveer 10% van de elektriciteitsleveringen vrijgesteld van de certificatenplicht. Daarnaast moeten de netbeheerders ook geen certificaten voorleggen voor hun sociale leveringen in het kader van de sociale openbaardienstverplichtingen.

³ Met price spread bedoelen we hier de kloof tussen de hoogste en laagste prijs waaraan in een bepaalde maand certificaten verhandeld worden en die dus de boven- en ondergrens uitmaken van de gegevens die verwerkt zitten in de door de VREG gepubliceerde gemiddelde handelsprijzen.

⁴ OTC-markt of Over the Counter-markt: de markt waarop certificaten verhandeld worden op bilaterale wijze, waarbij dus elke potentiële (ver-)koper een tegenpartij moet zoeken en de voorwaarden voor de transactie met deze partij onderhandelen. Het nadeel van een OTC-handel is typisch dat de partijen elkaar kennen en dus marktmacht kan uitgeoefend worden als de posities van de partijen dit toelaten.

⁵ De CWaPE stelde in haar analyse van de Waalse certificatenmarkt vast dat er wel degelijk een band is tussen de technologie en de prijs waaraan de GC verhandeld worden, zodat goedkopere technologieën minder steun ontvangen voor hun GC dan duurdere.

3.4 Het Vlaamse hybride certificatiesysteem

3.4.1 Sterktes van het Vlaamse hybride certificatiesysteem

- Het certificatiesysteem heeft haar effectiviteit bewezen zowel voor WKK- als HEB-ondersteuning: de op voorhand vooropgestelde doelstellingen zijn bereikt (cfr. supra).
- Een belangrijk voordeel van een certificatiesysteem is dat door het verhandelbare karakter van de certificaten, een flexibiliteit wordt voorzien die de betrokken actoren in staat stelt de voor hen meest optimale strategie te bepalen. Er is een duidelijke impuls om de groene stroom te produceren met behulp van de goedkoopste technologie en op de meest geschikte locatie.
- Het huidige certificatiesysteem legt geen beslag op overheidsmiddelen. De kost van het ondersteuningssysteem wordt automatisch gespreid over de elektriciteitsverbruikers in Vlaanderen (met uitzondering van de gedeeltelijke vrijstelling voor grote industriële afnemers). Financiering van de ondersteuning via de begroting of via een fonds heeft bijvoorbeeld in Nederland geleid tot een overgang van een open naar een gesloten enveloppe financiering (MEP naar SDE). Dat heeft het stop-and-go-karakter van het beleid verder versterkt, maar heeft ook geleid tot een aantal niet opgebruikte subenveloppen en daardoor het niet behalen van de globale doelstelling.
- Het certificatiesysteem is administratief (nog net) beheersbaar. De SERV-studie erkent de beperkte personeelsinzet die het beheer van het certificatiesysteem bij de VREG en het VEA vereist. Andere landen hebben veel hogere personeelskosten voor het beheer van hun steunmechanismen. Het succes van een feed-in-systeem of een bonussysteem staat of valt met het vermogen van de overheid om een adequaat – voldoende hoog om investeringen te prikkelen, maar niet zo hoog dat windfall profits gecreëerd worden – steunniveau te bepalen. Dit is – getuige ervaringen in het buitenland – een bijzonder moeilijke tot zelfs onmogelijke opdracht, en leidt er in praktijk toe dat het beleid een stop-en-go-karakter krijgt en niet tot een stabiel en voorspelbaar investeringsklimaat leidt.
- Er wordt productiesteun gegeven. Investeringskosten in installaties die stilliggen, worden terecht niet beloond in het steunsysteem. Hoe meer groene stroom een installatie produceert of hoe meer primaire energiebesparing een warmtekrachtinstallatie realiseert, hoe meer steun wordt toegekend. Ongeacht of de geproduceerde stroom in het net wordt geïnjecteerd, wordt steun toegekend. Dit stimuleert het elektriciteitsverbruik op de plaats van productie en ontlast het elektriciteitsnet.

3.4.2 Zwaktes van het Vlaamse hybride certificatiesysteem

- Het certificatiesysteem werkt het best in de context van een perfect werkende elektriciteitsmarkt, wat in de feiten niet het geval is. Daardoor kunnen de elektriciteitsleveranciers het zich permitteren aan de eindgebruiker meer kosten door te rekenen dan de effectief gemaakte kosten om aan de quotumverplichting te voldoen. De vraag is echter of er werkelijk een te hoge kost doorgerekend wordt. Uiteindelijk kunnen de energieleveranciers geen structurele ‘marge’ heffen op hun groene bijdrage, zonder dit ofwel te compenseren op hun zuivere energieprijs, ofwel een concurrentieel nadeel op te lopen. Het feit dat veel elektriciteitsleveranciers een ‘premie’⁶ binnen de ecologische ODV-kost kunnen doorrekenen, wijst erop dat de energiemarkt (nog) niet volledig

⁶ Ten belope van het verschil tussen hun reële kostprijs voor het voldoen aan de quotumplicht en de boeteprijs verbonden aan het hen opgelegde quotum.

transparant is en nog niet volledig concurrentieel werkt. Toch is het zo dat concurrentie de globale energieprijzen drukt. Alleen wordt dit op het ogenblik niet vertaald in een correcte vermelding van de kost voor de quotumplicht op de factuur. Dit heeft mogelijk te maken met het feit dat het voor de elektriciteitsleveranciers gemakkelijker is om tegenover de klant te verklaren dat een door de overheid opgelegde kost hoog is, dan ditzelfde te moeten verklaren voor de 'zuivere' energiekost. Het gaat dus om een probleem van (gebrek aan) transparantie en van vermelding van kosten, eerder dan om een probleem van onterechte kostenaanrekening. Hoewel het op het eerste gezicht onlogisch lijkt om dit transparantieprobleem op te lossen door te verbieden de kost voor de quotumplicht apart op de factuur te vermelden, zou deze oplossing volgens de VREG tot de meest concurrentiële situatie leiden en dus het best passen binnen de context van de geliberaliseerde energiemarkten. Indien toch een kost op de factuur wordt vermeld voor het voldoen aan de quotumplicht, dan zou dit natuurlijk de reële kost moeten zijn in plaats van de doorrekening van de boeteprijs, de huidige praktijk van de meeste elektriciteitsleveranciers. Dit heeft als voordeel dat bedrijven die bewust voor een niet-kostenefficiënte strategie zouden kiezen en gemakshalve de boete betalen, hierdoor meer druk ondervinden om hun aanpak bij te sturen. Het echte probleem is marktmacht!

- Zonder adequate monitoring en een snel besluitvormingsproces, maar vooral door het relatief uniforme steunniveau dat resulteert uit het steunen van verschillende technologieën op basis van een uniek certificaat, krijgen goedkope technologieën gedurende een te lange periode te veel steun in verhouding tot hun werkelijke kostprijs. Het ondersteuningsbeleid rond o.a. PV, bijstook in steenkoolcentrales en afvalverbranding heeft dit aangetoond. Anderzijds zijn er technologieën die hierdoor niet voldoende steun krijgen.
- De steun voor hernieuwbare energiebronnen (HEB) is onbeperkt in de tijd, wat de kost voor het mechanisme hoger opdrijft dan nodig voor het bieden van investeringszekerheid.
- De steun voor WKK is beperkt in de tijd (systeem van degressiviteit: een WKK-installatie krijgt hoe langer hoe minder steuncertificaten), maar door het concept 'ingrijpende wijziging' kan dit gemakkelijk omzeild worden en worden technisch onlogische of energetisch inefficiënte investeringen in bepaalde gevallen economisch gemotiveerd door het steunsysteem i.p.v. door technische of energiebesparende motieven. Dit heeft bijgedragen tot het ontstaan van het huidige structurele overschot aan warmtekrachtcertificaten. Hoewel de quota in het verleden gebaseerd werden op prognosestudies die zich zoveel mogelijk steunden op beschikbare informatie in de sector, is gebleken dat deze prognose niet altijd overeenstemmen is met de praktijk. Een grote medeoorzaak van het overschot is dat veel (veel meer dan oorspronkelijk verwacht) gebruik gemaakt wordt van het concept 'ingrijpende wijziging'. Steun voor WKK-installaties wordt maandelijks toegekend, volgens een degressief steunpad. Dat betekent dat na 4 jaar niet meer de volledige steun wordt toegekend, maar iedere maand een lager percentage van de oorspronkelijke steun, om na een aantal jaar op nul te vallen. De hoeveelheid steun wordt hier uitgedrukt in 'aantal toegekende warmtekrachtcertificaten die aanvaardbaar zijn voor de leveranciersquotumverplichting' (hierna 'aanvaardbare WKC'). De vooraf bepaalde certificatenquota houden rekening met de degressiviteit van steun aan WKK-installaties. Mits een WKK-installatie voldoet aan de voorwaarden gesteld in de definitie ingrijpende wijziging, kan ze echter opnieuw beschouwd worden als nieuwe installatie en opnieuw de volle steun toegekend krijgen.
- Bepaalde gerealiseerde productie-installaties (bepaalde technologieën/brandstoffen) hebben als mogelijk nadeel dat de toepassing ervan stopt zodra de steun ervoor wegvalt of daalt, ongeacht de tijd waarin tevoren steun is ontvangen.

3.4.3 Zwaktes van het totaalpakket van ondersteuningsmaatregelen in Vlaanderen

- Er is onvoldoende afstemming geweest met de ondersteuningsmaatregelen voor milieuvriendelijke energieproductie van andere beleidsniveaus. Toen het certificatenstelsel werd geconcentreerd, hadden de andere beleidsniveaus nog geen interesse voor de ondersteuning van milieuvriendelijke energieproductie. Door de toenemende maatschappelijke aandacht voor vooral zonne-energieprojecten omwille van de Vlaamse steunregeling, zijn andere beleidsniveaus ook steunmaatregelen gaan uitwerken (belastingvermindering, lokale premies). De cumulatie van financiële steun vanuit andere beleidsniveaus heeft de initieel opgezette steunregeling, zeker voor wat betreft PV bij particulieren, ontregeld wat uiteindelijk heeft geleid tot maatschappelijke contestatie van de belangrijkste ondersteuningsmaatregel. Tegen de steunmaatregelen vanuit andere beleidsniveaus werd onvoldoende krachtadig opgetreden. Dit zou echter evenzeer een probleem geweest zijn indien voor andere steunsystemen geopteerd was.
- Het ondersteuningsbeleid (in brede zin) heeft ertoe geleid dat bepaalde producenten in verhouding een te kleine bijdrage betalen aan zowel de uitbouw en het onderhoud van het net als aan openbaardienstverplichtingen (REG, groene stroom, ...). Dit is een situatie die de basis waarop het ondersteuningsbeleid (en zelfs het energiebeleid in brede zin) gebaseerd en gefinancierd wordt, structureel ondergraaft en dus moet bijgestuurd worden, maar die sterk verbonden is aan de verdeling van de bevoegdheden tussen de verschillende beleidsniveaus.
- Er worden geen kosten aangerekend voor het verbruik van de zelfproductie die met het certificatenstelsel wordt gestimuleerd. Inefficiënt verbruik van eigen productie moet zoveel mogelijk worden vermeden, temeer dat daar een subsidie aan gekoppeld is.

Er moet opgemerkt worden dat ook de andere bestaande ondersteuningsmechanismen een aantal zwaktes vertonen (zie hoofdstuk 5). In ieder geval is steun voor HEB en WKK beleidsmatig steeds een evenwichtsoefening, ongeacht het gekozen steunstelsel: investeerders/producenten wensen zekerheid en een zo hoog mogelijk rendement, elektriciteitsgebruikers wensen een zo laag mogelijke kost van het systeem. Het is de uitdaging om die tegengestelde belangen maximaal met elkaar te verzoenen.

Verder in deze nota worden verbeteringsmogelijkheden aangehaald om tegemoet te komen aan bovenvermelde zwaktes.

3.5 Analyse van de knelpunten inzake de specificiteit van de werking van de certificatenmarkt en de markt van de decentraal opgewekte stroom

Er is geen gelijk speelveld, noch op de certificatenmarkten, noch op de markt voor decentraal opgewekte stroom.

- Er is geen gelijk speelveld op gebied van de certificatenmarkten. In 2009 werd 83% van de verhandelde groenestroomcertificaten en 89% van de verhandelde warmtekrachtcertificaten aangekocht door slechts 5 marktpartijen. Deze partijen hebben bijgevolg een dominante invloed op de certificatenmarkt. Deze situatie leidt tot marktmacht, die zich onder andere vertaalt in ongunstige contracten voor de (onafhankelijke) producenten. Zo wordt bijvoorbeeld druk uitgeoefend om geen waarde te hechten (= geen prijs te plakken op) aan de garantie van oorsprong, maar de garantie van oorsprong moet wel meegeleverd worden met het certificaat. Zie de analyse in verband met marktmacht op de steuncertificaten- en aanverwante markten die de VREG al bij

verschillende gelegenheden maakte (onder andere <http://www.belpexgce.be/belpexlibrary/PublicDocuments/Green%20and%20CHP-certificates%20in%20Flanders.pdf>).

Er worden als gevolg van het bestaan van marktmacht naar verluidt steeds meer clausules toegevoegd aan lange termijn-handelscontracten voor certificaten. Voorbeelden van clausules: levering van vast aantal certificaten, zonder flexibiliteit, noch soepelheid in de tijd. Alle risico wordt bij de producent gelegd. Geruchten gaan de ronde over zeer verregaande clausules, zoals het uitdrukkelijk verbod voor de verkoper van certificaten om een eventueel tekort aan certificaten aan te kopen op de markt (of Belpex GCE). Dit zou betekenen dat niet alleen de slechte marktomstandigheden het succes van de BelPEX GCE fnuiken, maar dat het een aantal potentieel belanghebbende partijen gewoon onmogelijk gemaakt wordt op de certificatenbeurs te handelen.

- Er is ook geen gelijk speelveld op de markt voor decentraal opgewekte stroom. Kleine decentrale producenten blijken over het algemeen niet geïnteresseerd in het zelf vermarkten van hun elektriciteitsproductie. Ze beogen vooral (deels onder druk van hun externe financiers) een stabiele afzet en prijs voor hun injectie. Dit leidt ertoe – in combinatie met de marktmacht bij de certificaatplichtige partijen – dat ze vaak in lange termijncontracten stappen/gedwongen worden die een pakket maken van volgende elementen:
 - certificaten;
 - garanties van oorsprong;
 - geïnjecteerde stroom;
 - aardgas (voor zover het aardgasgestookte WKK's betreft).

Het leidt weinig of geen twijfel dat door de marktmacht, deze “package deals” (vaak Power Purchasing Agreements genoemd) tot een relatief ongunstige vergoeding voor de decentrale opgewekte stroom van onafhankelijke producenten leiden. De bedenking moet ook gemaakt worden dat het ruime steunniveau dat een aantal technologieën geniet, er blijkbaar toe leidt dat de prikkel om een marktconforme vergoeding te eisen voor de geïnjecteerde stroom, te laag is.

- De kosten zijn niet gelijk voor alle producenten van milieuvriendelijke elektriciteit. Marktmacht in een andere sector, bv. fossielgestookte elektriciteitsproductie of afvalverbranding, vertaalt zich in de praktijk mee in marktmacht op de markt van de milieuvriendelijke energieproductie. Aan de ene kant is het logisch dat de milieuvriendelijke elektriciteitsproductie gerealiseerd wordt in de sectoren die daartoe het grootste potentieel bieden. Het voordeel van de realisatie van de doelstellingen inzake milieuvriendelijke elektriciteitsproductie aan lagere kostprijs zou echter mogen worden doorgerekend aan de maatschappij die de kosten draagt in plaats van enkel aan de producent met marktmacht.
- Het zijn dus niet de individuele onafhankelijke investeerders in milieuvriendelijke energieproductieprojecten die de prijszetting bepalen, maar de grote certificaatplichtige partijen, omdat ze ook de belangrijkste speler zijn aan de investeringskant en het systeem hen hiertoe ook stimuleert. Deze analyse werd ook gemaakt over de werking van het certificatenstelsel in het Verenigd Koninkrijk. In een zuiver certificatenstelsel is een crash van de certificatenprijs dus zo goed als uitgesloten omdat het in ruime mate dezelfde partijen zijn die zowel certificaatgerechtigd zijn als certificaatplichtig en zij hebben belang bij een stabiele prijs. Gegarandeerde minimumprijzen (voor zover ze lager liggen dan de transactieprijs van steuncertificaten) hebben volgens wetenschappelijke studies⁷ een beperkte rol, omdat het in het belang van de (dominante) marktpartijen is om de prijs van

⁷ Zie onder andere Dave Toke

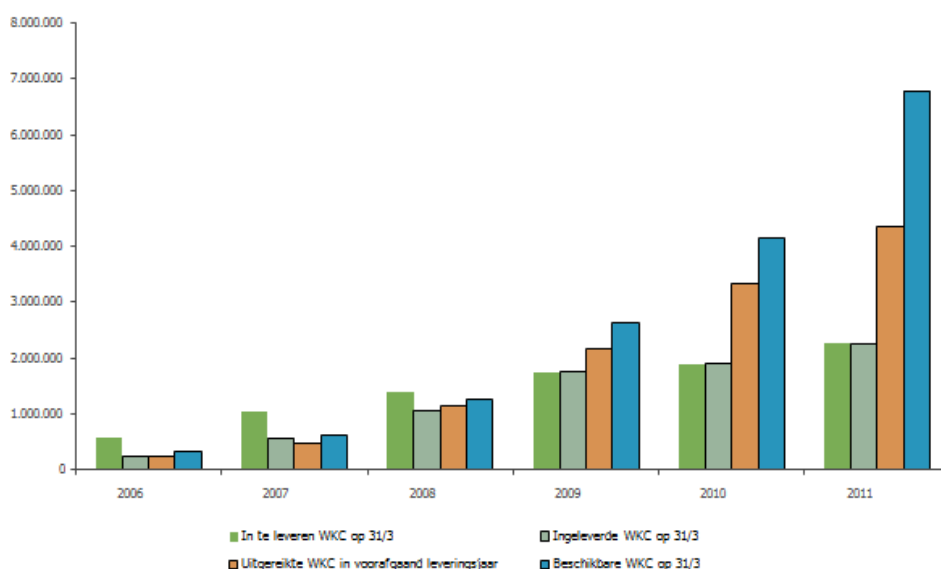
de steuncertificaten niet te ver te laten zakken en ze door de marktmacht die ze uitoefenen, in staat zijn om de prijs op een bepaald niveau te houden. Door de hoger beschreven situatie van structurele overschotten, in het bijzonder inzake WKC, geldt dit niet meer voor de Vlaamse situatie: het gebrek aan vraag naar de overtollige certificaten leidt ertoe dat steeds meer onafhankelijke producenten ervoor zullen opteren om certificaten aan minimumprijs te laten opkopen door de DNBs. Doordat deze verplicht zijn om de certificaten weer op de markt te brengen (waar nog steeds geen vraag is) zal dit de prijs omlaag drijven, potentieel tot ver beneden de minimumprijs. Om van de opkoopverplichting die bij de DNBs gelegd is werkelijk een functionerend vangnet te maken, is het nodig hen te verbieden om de opgekochte certificaten opnieuw op de markt te brengen zolang het evenwicht op de certificatenmarkt niet hersteld is.

- De moeilijkheden op de certificatenmarkt en de markt voor groene stroom, zijn in feite een afspiegeling van de moeilijkheden op de elektriciteitsmarkt in het algemeen. Een certificatenstelsel, in zijn zuivere vorm, werkt (pas) optimaal als het op een concurrentiële elektriciteitsmarkt geënt is.

3.5.1 WKK-certificatenmarkt

Op 31 maart 2011 was er voor de derde keer op rij een zeer aanzienlijk overaanbod aan beschikbare warmtekrachtcertificaten. Op basis van de quotaverplichting (4,90%) dienden 2.252.388 warmtekrachtcertificaten te worden ingeleverd. Na de inleveringsronde die eindigde op 31 maart 2011 waren er nog 4.537.298 certificaten beschikbaar. Dit is een zeer aanzienlijk overschot.

Onderstaande grafiek geeft een overzicht per jaar van het aantal in te leveren warmtekrachtcertificaten (= het quotum), het aantal uitgereikte warmtekrachtcertificaten in het voorgaand leveringsjaar, het aantal ingeleverde warmtekrachtcertificaten voor de certificatenverplichting en het aantal beschikbare warmtekrachtcertificaten op de markt op 31 maart.



Overzicht van de inleveringsrondes van warmtekrachtcertificaten

De boeteprijs voor WKC bedraagt momenteel 45 euro. Vanaf de inleveringsronde 2013 zal deze 41 euro bedragen.

In 2010 werden in totaal 2.810.214 warmtekrachtcertificaten verhandeld. De gemiddelde prijs van de verhandelde certificaten bedroeg (afgerond) 38 euro in 2010.

Tijdens de periode van 1 april 2010 tot 31 maart 2011 werden in totaal 2.681.964 warmtekrachtcertificaten verhandeld tegen een gemiddelde prijs van 37,13 euro. Deze prijs wordt in hoge mate bepaald door onderhandse langetermijncontracten tussen producenten en leveranciers. Toch lijkt het overschot aan warmtekrachtcertificaten ook een rol te spelen en begint dit te wegen op de prijsvorming. In de periode 1 april 2009 tot 31 maart 2010 werd een vrij gelijkaardig aantal warmtekrachtcertificaten (2.404.878) verhandeld tegen een gemiddelde prijs van 39,35 euro.

Veel WKK-producenten vinden als gevolg van het grote overschot geen koper voor hun warmtekrachtcertificaten. In 2011 werden daarom al 409.418 warmtekrachtcertificaten (cijfers tot 1 augustus 2011) verkocht aan de netbeheerders tegen de wettelijke minimumsteun van 27 euro. Verwacht wordt dat dit aantal nog sterk zal stijgen in de loop van 2011. Voor installaties in gebruik genomen vanaf 1 januari 2012 zal de minimumprijs 31 euro bedragen.

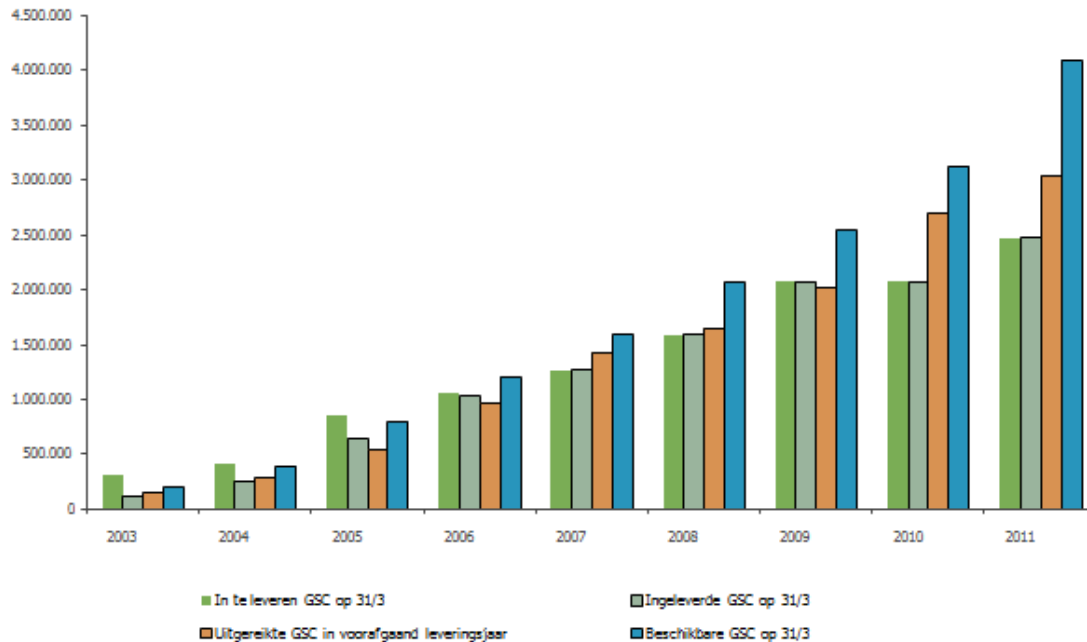
3.5.2 GSC-certificatenmarkt

In totaal reikte de VREG voor productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen in 2010 meer dan 3 miljoen groenestroomcertificaten uit. Onderstaande tabel toont het aantal toegekende groenestroomcertificaten per hernieuwbare energiebron en per jaar. Relatief gezien kent de groenestroomproductie uit zonne-energie een explosieve groei in 2010, hetgeen uiteraard verklaard wordt door het sterk toegenomen aantal installaties van deze technologie vanaf 2009. Verder springt ook de stijging van de groenestroomproductie op basis van selectief ingezameld afval in het oog, wat te verklaren valt door de indienstname van nieuwe 2 installaties in het voorjaar van 2010. De productie van biomassa uit land- en bosbouw daalde voornamelijk doordat de installatie Rodenhuize Houtpellets voor onderhoud stillag tussen sinds augustus 2010.

Energiebron	voor 2006	2006	2007	2008	2009	2010
biogas – rioolwaterzuiveringsslib	7.919	3.472	4.342	4.723	5.024	7.115
biogas – stortgas	251.644	81.887	74.926	74.629	69.250	65.003
biogas overig (waterzuivering-, vergisting- en houtgas)	370.323	101.581	172.820	193.654	372.235	333.350
biomassa - gesorteerd of selectief ingezameld afval	639.973	424.240	488.698	526.667	698.176	905.340
biomassa uit huishoudelijk afval	211.969	180.492	186.602	179.152	203.543	208.019
biomassa uit land- of bosbouw	112.443	395.506	424.321	661.482	824.072	658.506
waterkracht	7.750	2.079	2.733	3.603	3.311	3.350
windenergie op land	352.654	237.749	284.520	332.965	386.851	397.996
zonne-energie	1.195	1.356	5.583	33.622	141.942	487.806
Totaal	1.955.870	1.428.362	1.644.544	2.010.497	2.704.404.	3.066.485

Aantal uitgereikte groenestroomcertificaten per jaar en per technologie

Het aantal in te leveren groenestroomcertificaten tijdens de inleveringsronde die eindigde op 31 maart 2011 bedroeg 2.474.430 groenestroomcertificaten. Er waren op die dag 4.093.577 groenestroomcertificaten beschikbaar. Er werden 2.474.121 groenestroomcertificaten ingeleverd. Na de inlevering waren er nog 1.619.147 certificaten beschikbaar.



Overzicht van de inleverrondes van groenestroomcertificaten

Tegen 2 leveranciers diende een procedure te worden opgestart tot het opleggen van een (beperkte) administratieve boete wegens het niet voldoen aan de quotumplicht. De boeteprijs bedraagt momenteel 125 euro per ontbrekend certificaat. Vanaf inleveringsronde 2013 daalt dit tot 118 euro en vanaf inleveringsronde 2014 tot 100 euro.

In totaal werden in de periode 1 april 2010 tot 31 maart 2011 919.260 groenestroomcertificaten zonder garantie van oorsprong en 1.671.599 groenestroomcertificaten met garantie van oorsprong verhandeld, tegen een marktprijs van gemiddeld 105,46 euro. In de periode van 1 april 2009 tot 31 maart 2010 ging het respectievelijk om 615.783 en 1443.214 certificaten met een gemiddelde prijs van 107,33 euro.

De groenestroomcertificaten toegekend voor de productie van elektriciteit via zonnepanelen worden verkocht tegen minimumsteun aan de distributienetbeheerder van het net waarop de installatie is aangesloten. Dit aantal stijgt sterk als gevolg van het succes van PV.

4 Kenmerken van de financiering van het Vlaamse hybride certificatenstelsel

4.1 Administratieve kost van het certificatenstelsel: belastingbetaler

Producenten van milieuvriendelijke energie en ook de zogenaamde “prosumenten” (consumenten die zowel produceren als verbruiken) ontvangen de groenestroomcertificaten resp. warmtekrachtcertificaten gratis, ook voor de productie die ze zelf verbruiken. De kosten voor het overheidsapparaat dat instaat voor de toekenning van certificaten en de opvolging van de productie-installaties die certificaten ontvangen (i.c. de VREG), worden gedekt door de werkingskosten van de VREG, die geput worden uit een dotatie van de Vlaamse minister van Energie. Deze kosten liepen de jongste jaren sterk op als gevolg van de toename van het aantal dossiers, wat zowel een stijging van de personeelskosten als van de kosten voor de

ontwikkeling en het onderhoud van de certificatedatabank noodzaakt. Ook in de komende jaren zal dit – ongeacht het gekozen ondersteuningsmechanisme – het geval zijn.

4.2 Winst voor autoproducenten door vermeden kost van elektriciteitsafname

Wegens de toenemende zelfproductie neemt het jaarlijks van het net afgenomen verbruik ook af. Daarin zit de eerste en meest logische winst voor de investeerder in eigen productie.

De rendabiliteit voor de producent is de voornaamste drijfkracht voor het behalen van de maatschappelijke doelstelling in verband met de globaal in Vlaanderen te behalen milieuvriendelijke energieproductie. De meest rendabele investeringen zullen eerst worden uitgevoerd. Naarmate de doelstellingen worden gehaald, of de kosten ervan te hoog oplopen, kan de (gemiddelde) steun (over alle technologieën heen) worden verlaagd via de marktbeïnvloedende instrumenten ‘boete’ en ‘inleveringsquota’.

4.3 Kost quotumdoelstelling: via leverancier aan elektriciteitsverbruikers doorgerekend

Traditioneel komt de financiële ondersteuning voor het behalen van een doelstelling op kosten van de overheid, m.a.w. de belastingbetaler. Voor de ondersteuning van de uitbouw van de milieuvriendelijke energieproductie hebben de meeste landen, en zeker de ons omringende, ervoor gekozen om de kost bij de elektriciteitsverbruiker te leggen. Deze keuze is bepaald door het inzicht dat financiering uit algemene middelen onvoldoende stabiel en op termijn onvoldoende in volume zal zijn om de Europese doelstellingen inzake hernieuwbare energie te realiseren.

De elektriciteitsleveranciers rekenen de kosten voor het voldoen aan de quotumverplichting door aan hun klanten. Op de factuur wordt het aangerekende bedrag meestal vermeld onder de post “groenestroombijdrage” en/of “WKK-bijdrage”. Die bijdrage ligt in veel gevallen op het niveau van de boete die de elektriciteitsleverancier zou moeten betalen per te weinig ingeleverd certificaat. De VREG verdedigt altijd het principe dat de kost voor het voldoen aan de ecologische ODV eigenlijk een kost is die deel uitmaakt van de energiekost, zijnde het deel van de jaarlijkse kostprijs waarover de elektriciteitsleverancier controle heeft. Deze kosten zouden niet apart op de factuur vermeld mogen worden. De leverancier kan immers door een verstandige strategie deze kost minimaliseren en zo een gunstigere concurrentiepositie verwerven ten opzichte van de concurrenten. Andere kosten met eenzelfde karakter worden ook niet apart op de factuur geïdentificeerd. Het niet apart vermelden van deze kost op de factuur zou de druk op de elektriciteitsleverancier versterken om via een kostenefficiënte aanpak om aan de ecologische ODV te voldoen, een gunstigere (kostprijs-)positie op de markt te beogen.

Meestal legt de leverancier de te betalen bijdrage trouwens al vast bij het begin van een kalenderjaar, op een ogenblik dus dat nog niet geweten is hoeveel certificaten hij op het ogenblik van de inlevering tekort zal komen. Ook wie groene stroom koopt, moet dikwijls nog een groenestroombijdrage betalen.

4.4 Kost vangnet minimumvergoeding: via DNB aan afnemer

De kosten van de certificaten die niet op de markt worden verkocht, maar aan de netbeheerder tegen de minimumvergoeding worden aangeboden, worden in de nettarieven van de betrokken netbeheerders doorgerekend aan een kost van de verplichte prijs minus de

marktprijs, aangezien de netbeheerder ze verder op de markt verkoopt. De kosten van de door de netbeheerder vermarkte certificaten worden verder doorgerekend op de klassieke manier.

In beide gevallen gaat het om een aanrekening bij de eindklant in verhouding tot het van het net afgenomen verbruik. Voor de certificaten die de leverancier doorrekent, is daar niets mis mee. Zijn certificaatskosten zijn immers eveneens evenredig met het aantal kWh die hij aan de betreffende klant levert. Voor de netbeheerder ligt dat anders. De kosten van de netbeheerder zijn evenredig met het aantal aangeboden certificaten. Het verbruik van de aangesloten elektriciteitsafnemers heeft hier geen invloed op.

4.5 Kost voor gebruik van het net

Zuivere producenten hebben een eigen regime van nettatarief. Zij betalen uiteraard niet voor verbruik, want ze verbruiken niet, ze leveren. Hoewel ze het net gebruiken voor de levering, betalen ze ook geen kosten voor aan het net geleverde elektriciteit.

De toepassing van het koninklijk besluit van 2 september 2008, bekrachtigd bij wet van 15 december 2009, dat deze situatie wijzigde en een injectietarief invoerde voor producenten op het distributienet, werd door een Vlaams decreet van 23 december 2010 houdende wijziging van het Elektriciteitsdecreet van 17 juli 2000 en het Energiedecreet van 8 mei 2009, wat betreft het vermijden van injectietarieven voor elektriciteit geproduceerd door middel van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling onmogelijk gemaakt. De federale regulator CREG, die bevoegd is voor de tarieven, is tegen dit decreet bij het Grondwettelijk Hof in beroep gegaan. De juridische procedure is nog lopend.

De producenten betalen in een aantal gevallen wel een (soms beperkte) aansluitingskost. Het zou echter billijker zijn de kosten van het net te spreiden over alle afnemers én over alle producenten, door middel van een veralgemeend injectietarief (en dus niet het selectieve en enkel op decentrale producenten gerichte huidige ‘injectietarief’).

Prosumenten (met een productievermogen onder 10 kWp) betalen in Vlaanderen door het systeem van de compenserende (“terugdraaiende”) teller verminderde netkosten in verhouding tot (verminderde) netto-afname van het net. Nettarieven voor huishoudens en aanverwante zijn immers uitsluitend verbruiksgerelateerd. Doordat prosumenten een deel van hun verbruik zelf dekken, betalen ze voor dit deel geen netkosten. Voor laagspanningsaansluitingen zijn er geen vaste jaarlijkse kosten, behoudens een kleine meterhuur. De kosten voor de financiering van de certificaten vallen dus vooral op de zuivere consumenten - diegenen die niet produceren - en gedeeltelijk ook nog op de netto-netafnamen van de prosumenten, na aftrek van de stroom die ze in de loop van het jaar hebben geïnjecteerd. Ook grote industriële afnemers die investeerden in decentrale productie en de elektriciteit ter plaatse verbruiken, dragen niet of minstens veel minder bij tot de netkosten die ze veroorzaken.

In feite zou het logischer zijn op prosumenten niet langer tot het huishoudelijke klantensegment te rekenen, maar een afzonderlijk “prosumenten klantensegment” te creëren. Voor dit prosumenten klantensegment zou dan een aangepaste gevariabiliseerde kost per kWh kunnen worden aangerekend die niet alleen rekening houdt met zijn verminderde bijdrage (per netto verbruikte kWh) aan de vaste kosten van de leverancier, maar ook met het deel van de “prijs” die hij bij injectie krijgt voor de vaste kost van de leverancier.

In een vrije markt is het echter niet mogelijk dat de overheid aan leveranciers de verplichting oplegt een afzonderlijk klantenprofiel te creëren. Een leverancier zal omwille van commerciële redenen ook niet gemakkelijk geneigd zijn om dergelijke maatregel te nemen. Hij zal gemakshalve de kosten inderdaad bij de zuivere consumenten leggen. Toch ontbreekt dan een gelijk speelveld voor consumenten. De ideale oplossing is deze waarbij vaste kosten worden weerspiegeld in een periodieke, bijvoorbeeld jaarlijkse, prijscomponent. De tendens is eerder omgekeerd, wellicht om commerciële redenen. In de gebonden markt bedroeg de “vaste term” ongeveer 100 euro. Op het ogenblik is 100 euro het maximum dat men in de markt terugvindt, terwijl dezelfde leverancier ook een product heeft met nul euro vaste jaarkost.

Ingevolge de terugdraaiende teller vormen de prosumenten momenteel een blinde vlek in het marktgebeuren. Het is onduidelijk wanneer en hoeveel zij produceren. Hun productie is niet geïntegreerd in de normale marktwerking, in de zin dat ze niet opgenomen is in de portfolio van de evenwichtsverantwoordelijken. Vandaag is dat nog niet dramatisch, maar gelet op de verwachting van een sterk stijgende inzet van hernieuwbare energie in de toekomst (100% in 2050), is dat een ongewenste situatie. Bijgevolg is het wenselijk dat de terugdraaiende meters worden vervangen door slimme meters in een slim net, zodat de productie van prosumenten gemeten wordt en kan geïntegreerd worden in de elektriciteitsmarkt. Op een ogenblik dat er weinig zonnestroom is, wegens te weinig licht en de elektriciteit (in een veronderstelde toekomst met veel HEB-installaties) dus duur zal zijn wegens het vraag-aanbod onevenwicht, draait de verbruiksmeter positief door. Op het ogenblik dat er volop zonnestroom beschikbaar is, en elektriciteit dus goedkoop, zet een prosument zijn elektriciteit juist op het net, tegen een "prijs" van zijn enige meter die nu de kilowatturen van destijds terugtelt. Hij wordt dus vergoed aan dezelfde prijs waaraan hij elektriciteit koopt.

Wat zoals hierboven uiteengezet zich manifesteert op het niveau van de leveringen, leveringskosten en injectieopbrengsten, komt nog des te meer tot uiting op het niveau van de distributienettarieven. Klein- en middenschalige hernieuwbare energieproductie wordt altijd op het laagspanningsnet aangesloten. Laagspanningsnettarieven kennen helemaal geen jaarterm, met uitzondering van een beperkte meetterm. Alle kosten van het netbeheer worden gevariabiliseerd in de kWh-prijs. Ook hier zorgt het minverbruik van de prosumenten t.o.v. een standaard-aansluiting dus voor een scheeftekening in de deelname aan de kosten tussen een zuivere consument en een prosument. En ook hier wordt de prosument, tijdens injectie op het net, vergoed voor kosten die niet door hem, maar door de netbeheerder worden gedragen. Tot zover de analogie, zij het dat het probleem zich in een nog hogere mate stelt, aangezien het vervoer van een elektron al helemaal niets kost en de totale kosten dus bijna uitsluitend afschrijvingen en onderhoud betreffen. Het probleem wordt bovendien nog verder versterkt doordat de “netkosten” niet alleen netbeheer betreffen, maar ook allerlei openbaredienstverplichtingen die aan de netbeheerders worden opgelegd. De kosten voor deze openbaredienstverplichtingen zijn eveneens grotendeels onafhankelijk van het verbruik of de getransporteerde energie. In dit geval kunnen de oplossingen wel door de overheid opgelegd worden, aangezien de reglementering op het netbeheer, de openbaredienstverplichtingen van de netbeheerders en de nettarifering niet aan de marktwerking onderworpen is. Het aanpakken van deze problematiek botst op het ogenblik wel op het feit dat Vlaanderen niet bevoegd is voor de distributienettarieven. Het voeren van een coherent beleid, waarbij enerzijds steun gegeven wordt aan diegenen die wensen te investeren in hernieuwbare productie, maar anderzijds gezorgd wordt voor een correcte bijdrage van deze energiegebruikers aan de kosten van het distributienet, is hierdoor niet mogelijk.

Bovendien vraagt het principe van aanrekening van kosten in de nettarieven, dat deze ten laste komen van de (groep van) afnemers die er ook de veroorzakers van zijn. In dit geval zijn dat de producenten van milieuvriendelijke energie.

De door de CREG goedgekeurde cascadering leidt tot verdeling van de kosten over hoogspannings-, middenspannings- en laagspanningsklanten, waarbij die laatsten ongeveer 80% van de kosten dragen. Deze kostenverdeling is gebaseerd op een principe dat door de CREG is voorgesteld en door de netbeheerders wordt toegepast. Het cascaderingsprincipe gaat echter uit van de stilaan achterhaalde premisse dat het net op het laagste spanningsniveau de “hoger” gelegen installaties niet kan ontberen, maar dat het omgekeerde wel kan. Hoewel de vermogenstroom gedurende het grootste deel van de tijd en op de meeste plaatsen van hoogspanning naar laagspanning gaat, zien we steeds vaker een omgekeerde vermogenstroom. En dus kan het cascadering-principe stilaan wel in vraag gesteld worden.

Het cascaderingsprincipe leidt voor gelijke klantengroepen tot tariefverschillen tussen netgebieden met meer of minder middenspanningsklanten. Als de bedoeling van de CREG is om de kosten te alloceren aan de klantengroepen die ze veroorzaakt hebben, dan gaat het cascadesysteem dus niet op. De middenspanningsafnemers zouden in deze optiek integraal moeten bijdragen voor de certificaten die op middenspanning aangesloten PV-installaties verkrijgen. Op middenspanning – hetgeen een kleinere groep van afnemers is dan de laagspanningsgroep – zouden de effecten wellicht nadeliger zijn voor de bedrijven dan voor de huishoudelijke afnemers in dat bepaalde netgebied. Wanneer - voornamelijk bij laagspanningsafnemers - het verbruik en de productie op elkaar afgestemd kunnen worden en er geen massale injectie is, dan kan dit juist gunstige effecten hebben op het net, omdat dit ter plaatste wordt gebruikt en niet getransformeerd moet worden tussen hoog-, midden- en laagspanning. Je zou in deze optiek ook juist de op middenspanning aangesloten producenten die de opgewekte stroom niet ter plaatse gebruiken meer kunnen laten betalen omdat de stroom dan nog getransformeerd moet worden naar laagspanning om tot bij de verbruiker te raken, waarbij ook nog eens extra netverliezen optreden.

Het is in een toekomst met een steeds stijgend aantal prosumenten of lokale productie ondenkbaar dat het huidige nettarifering- en kostentoewijzingsstelsel behouden blijft. Een hervorming dringt zich op, maar behoort op het ogenblik niet tot de regionale bevoegdheden. Om een coherent Vlaams energiebeleid te kunnen voeren, heeft de Vlaamse overheid de bevoegdheid over de distributienettarieven nodig. Indien Vlaanderen bevoegd wordt voor (distributie)nettarieven, kan dan ook de invoering van een capaciteitstarief (op basis van het recht om een bepaald vermogen van het net af te nemen) en/of een injectietarief (maar dan een algemeen geldend injectietarief en geen discriminerende vorm ervan zoals nu bestaat) overwogen worden.

Indien de tariefbevoegdheid op distributieniveau wordt overgedragen aan de gewesten, is het logisch om de VREG te belasten met de goedkeuring van deze tarieven. Zodra de tariefbevoegdheid wordt overgedragen aan de Gewesten, zal een Vlaams tariefbeleid moeten worden uitgewerkt. Dit beleid moet erop gericht zijn de Vlaamse beleidsdoelstellingen inzake energie te ondersteunen.

Zo moet worden onderzocht of het niet mogelijk is om een uniform distributienetarief in te voeren voor het hele Vlaamse Gewest. Dit zou de marktwerking ten goede kunnen komen, aangezien het de leveranciers makkelijker moet maken om prijsvoorstellen over te maken aan potentiële klanten en de afnemers makkelijker maakt om prijsvoorstellen te vergelijken. Per

netbeheerder zouden nog steeds individuele nettarieven moeten worden voorgelegd en goedgekeurd, maar aan de eindafnemer zou enkel het uniform nettatarief worden aangerekend. Via verrekening van dit uniform distributienettarief tussen de netbeheerders, op basis van de individueel goedgekeurde nettarieven met een zekere stimulans naar efficiëntie en effectiviteit toe, kan dit ingepast worden in de huidige structuur van de distributiesector.

In het toekomstig Vlaams tarievenbeleid moeten ook voldoende (positieve en negatieve) prikkels worden ingebouwd voor uitvoering van marktfaciliterende en beleidsondersteunende taken (bijvoorbeeld de uitvoering van openbaredienstverplichtingen) door de distributienetbeheerders. Het toekomstige Vlaamse tarievenbeleid moet ook het Vlaams beleid inzake de bevordering van decentrale productie ondersteunen. Er moeten adequate, maar faire tarifaire prikkels komen voor producenten van decentrale productie (zowel op het vlak van aansluiting als operationeel).

Ten slotte zijn de uitdagingen voor de distributienetbeheerders en de werkmaatschappijen voor de komende jaren groot. Investeringsprojecten op vlak van de uitbreiding van het aardgasnet, intelligente meters en slimme netten, aansluiting van meer decentrale productie,... zullen bijzonder veel nieuwe middelen vergen. Dit aspect dient voorbereid en ondersteund te worden door het beleid.

4.6 Andere financieringsmogelijkheden voor een ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie

4.6.1 Voor een aantal technologieën is het financieringssysteem van het huidig ondersteuningsmechanisme onvolkomen

Voor een aantal hernieuwbare energiebronnen (zon- wind- en waterkrachtenergie) zijn de productiekosten bijna uitsluitend afschrijvingskosten en vaste onderhoudskosten, dus weinig productievolume gerelateerd (men noemt dit Capex-technologieën). Dit in tegenstelling tot de waarde van de certificaten zelf, die wel productievolume afhankelijk zijn. Hoge vaste kosten versus (bijna uitsluitend) variabele opbrengsten, maakt het moeilijk om een billijke winst van een groenestroomproducent vast te leggen, temeer daar de investeringskost naargelang de gebruikte technologie heel verschillend kan zijn. Er is zo goed als geen marginale kost van de productie en ook de certificaten zijn gratis. De vraag kan dus worden gesteld of een systeem van productievergoeding ideaal is wanneer de kosten vooral investerings- en vaste onderhoudskosten zijn en of er dan niet beter wordt overgestapt op investeringssteun. Overigens is dat niet eigen aan het certificatenstelsel, maar ook het geval bij feed-in systemen.

Investeringssteun kan ertoe leiden dat subsidies investeringskosten opdrijven, onder meer omwille van de sterk stijgende vraag. Bij de overgang van investeringssteun voor PV-panelen naar een minimumvergoeding in 2006 is er een opvallende daling van de investeringskost vastgesteld.

Bij de keuze voor investeringssteun dient er ook rekening mee te worden gehouden dat wanneer de overheid rechtstreeks tussenkomt in de financiering van het ondersteuningssysteem ten behoeve van bedrijven, er sprake is van staatssteun die aan Europese regels moet voldoen. Investeringssteun die 100% van de onrendabele top dekt en gefinancierd wordt via de overheidsbegroting, is dus moeilijk haalbaar (zie punt 6.1).

Andere technologieën hebben vooral een operationele kost (men noemt dit Opex-technologieën): hun investeringskost is niet zo hoog, maar de operationele (bv. biobrandstof) kost blijft continu bestaan. Na afschrijving van de investering is het benodigde steunniveau meestal lager dan in het begin, al valt die voor sommige Opex-technologieën nooit helemaal op nul.

Een financiële incentive in verhouding tot de productie, moedigt een zo groot mogelijke productie aan, wat in het licht van de te behalen beleidsdoelstelling positief is. Na de afschrijvingsperiode van de installatie ontstaat er dan wel een zogenaamde windfall profit, maar juist deze (hoop op) windfall profit is voor de investeerder de grootste aanmoediging om zoveel mogelijk te produceren, weliswaar op kosten van de maatschappij. Het komt erop aan een middel te vinden om deze windfall profits in het ondersteuningssysteem te minimaliseren.

De oneindigheid in de tijd van de productiesteun is voor de Capex-technologieën doorgaans niet nodig, en ook voor de Opex-technologieën is het doorgaans niet nodig om gedurende de volledige levensduur van een productie-installatie hetzelfde productiesteunniveau van in het begin (waarin een belangrijke investeringscomponent verwerkt zit) te blijven hanteren.

4.6.2 Voor- en nadelen van een financiering van het ondersteuningssysteem via de elektriciteitsprijs en/of het distributienettarief

Zoals hiervoor reeds werd vermeld (zie 4.3) hebben de meeste landen, en zeker de ons omringende, ervoor gekozen om de kost van het ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie bij de elektriciteitsverbruiker te leggen.

Voornaamste argumenten pro:

- het is een mechanisme dat in de praktijk eenvoudig toepasbaar is;
- het maakt een stabiele financiering mogelijk (financiering niet afhankelijk van jaarlijkse budgetbespreking);
- het laat toe om de grote budgetten te voorzien die nodig zijn om de Europese doelstellingen inzake hernieuwbare energieproductie te realiseren;
- de elektriciteitsverbruiker draagt (over het algemeen) bij in relatie tot zijn verbruik, zodat het principe 'de vervuiler betaalt' wordt toegepast en het houdt een stimulans in om zo weinig mogelijk elektriciteit te verbruiken.

Voornaamste argumenten contra:

- het is quasi onmogelijk na te gaan of de leveranciers in hun verkoopprijs hun werkelijke kost verbonden aan het ondersteuningssysteem doorrekenen;
- een doorrekening via het distributienettarief houdt een risico in voor het maatschappelijk draagvlak omdat de elektriciteitsverbruikers via hun factuur rechtstreeks geconfronteerd wordt met de kosten;
- de doorrekening van de ondersteuning in de nettarieven gebeurt vandaag niet op een egale manier, omdat de kosten voor de opkoopplicht van certificaten per netgebied verschillen en niet volledig gesolidariseerd worden;
- bij een doorrekening via het distributienettarief moet de billijke verdeling van de kosten van het ondersteuningssysteem tussen bedrijven en gezinnen bewaakt worden.

4.6.3 Financiering via algemene middelen of heffing een optie?

Een andere financieringsoptie bestaat erin om de opkoopverplichting van de certificaten volledig bij de netbeheerders te leggen én de kosten van deze openbaredienstverplichting vanuit de overheid te vergoeden, zodat ze niet in de nettarieven terecht komen. Mogelijkheden daarbij zijn dat deze vergoedingen via de algemene of toegewezen (via het Energiefonds) middelen worden betaald. Voor vergoedingen aan bedrijven spreken we over staatssteun die aan de eerder vermelde Europese regels moet voldoen.

In artikel 3.2.1, §3 van het Energiedecreet van 8 mei 2009 wordt de mogelijkheid voorzien om de openbaredienstverplichtingen via het Energiefonds te financieren. Het Energiefonds kan momenteel niet met algemene middelen worden gefinancierd. De financiering moet dan gebeuren via een heffing. De heffingsbasis kan decretaal worden vastgelegd en heel transparant in de facturen worden opgenomen.

Op het ogenblik wordt de kost verbonden aan de opkoopplicht van PV-certificaten door de netbeheerder verrekend in de distributienettarieven. Zoals hierboven uiteengezet, dragen de prosumenten slechts ten dele (en in sommige gevallen zelfs helemaal niet) bij aan deze kost, omdat ze een veel beperkter (tot netto-nul) verbruik hebben. Een alternatief dat wel haalbaar is binnen de huidige bevoegdheidsverdeling, is het leggen van een heffing op de capaciteit van de aansluiting. Hierdoor betalen ook prosumenten een evenredig deel van de heffing. De opbrengst van deze heffing kan gebruikt worden om (minstens ten dele) de kost van de opkoopplicht te dekken. Hierdoor wordt de kost van de opkoopplicht breder en rechtvaardiger gespreid en dragen ook prosumenten hun deel bij.

Tot op heden is de toepassing van energieheffingen op het gewestelijk niveau vrij beperkt gebleven.

Vlaanderen

In het Energiedecreet is een decretale basis voorzien voor een heffing op de exploitatie van een distributienet voor elektriciteit. Deze heffing wordt berekend op basis van de hoeveelheid grijze stroom die jaarlijks wordt vervoerd over het distributienet en dient te worden betaald door de distributienetbeheerder.

Een analoge bepaling is voorzien voor het aardgasdistributienet, waarbij de distributienetbeheerder een heffing zal moeten betalen die afhankelijk is van de hoeveelheid aardgas die jaarlijks wordt vervoerd over het aardgasdistributienet.

Beide heffingen zijn ingesteld ten behoeve van de financiering van de VREG, maar zijn nog niet in uitvoering gebracht.

Wallonië

Via het Waals Energiefonds worden diverse maatregelen en openbaredienstverplichtingen in de energiesector gefinancierd, waaronder onder meer:

- de uitgaven van de Waalse energielcommissie (CWAPE);
- maatregelen inzake rationeel energiegebruik en ter bevordering van hernieuwbare energiebronnen;
- de studies en sensibiliseringsacties betreffende de beheersing van de energievraag;

- de sociale maatregelen.

Om dit Energiefonds van de nodige financiële middelen te voorzien, is een heffing ingevoerd op iedere aansluiting op het elektriciteit- of aardgasdistributienetwerk. De modaliteiten en het bedrag van deze heffing werden verder gepreciseerd in het besluit van de Waalse Regering van 19 juni 2003 betreffende de retributie voor de aansluiting op het elektriciteitsnetwerk en op het gasnetwerk (BS 15 juli 2003).

De aansluitingsretributie is sinds 1 augustus 2003 ingesteld voor alle Waalse elektriciteitsverbruikers (ongeacht het spanningsniveau). Het betreft een vast bedrag op de eerste 100 kWh, daarna per verbruiksdrempel een ander bedrag in euro/kWh. Jaarlijkse inkomst : 40 à 50 miljoen euro.

De aansluitingsretributie voor de Waalse gasverbruikers werd ingesteld bij decreet van 2002, maar pas in 2009 uitgevoerd. Het gaat over 0,00191 euro/kWh, excl btw.

Brussel

De bezitters van een leveringsvergunning dienen een maandelijkse bijdrage te betalen. De opbrengst van deze bijdrage wordt toegewezen aan de distributienetbeheerder, aan de OCMW's en aan de leveranciers, om de kosten van de verschillende openbardienstverplichtingen (sociale, REG, ...) te dekken.

Deze heffing is ingevoerd in uitvoering van de Elektriciteitsordonnantie (B.S. 27 november 2001).

Volgens de middelenbegroting 2009 bedroeg die in dat jaar tweemaal 2.022.000 euro, toe te wijzen aan respectievelijk het Fonds inzake energiebeleid en het Sociale Fonds inzake energiebeleid.

4.6.4 Mogelijke andere financieringsbronnen die in de toekomst beschikbaar komen:

- Opbrengst verhandelbare emissierechten

De opbrengst van de veiling van emissierechten vanaf 2013 tot 2020 hangt af van de prijs van de emissierechten. De prijs van de emissierechten bedraagt momenteel slechts 13 euro per stuk. Volgens een recente prognose van de Deutsche Bank zou de marktprijs in de periode 2013-2104 stijgen tot gemiddeld 24 euro. Op basis van een gemiddelde prijs van 20 euro zou de opbrengst voor België 500 miljoen euro bedragen.

Op welke wijze deze opbrengst zal verdeeld worden tussen de gewesten en de federale overheid, maakt deel uit van de onderhandelingen over de lastenverdeling van het EU-klimaat-energiepakket. Deze onderhandelingen liggen al geruime tijd stil in afwachting van de vorming van een federale regering.

In principe zijn de emissierechten gewestelijke bevoegdheid en zou de opbrengst dus ook naar de gewesten moeten gaan.

Volgens de Europese regelgeving moet minstens 50% van de opbrengst worden besteed aan interne of internationale doelstellingen in verband met het beleid inzake klimaat en duurzame energie.

- Opbrengst nucleaire rente

Betreft een federale bevoegdheid. Opbrengst zou kunnen worden besteed aan financiering van de kosten verbonden aan offshore windenergie in plaats van doorrekening via transmissienettarieven.

- Opbrengst Europese CO₂-taks in kader van uitvoering huidig voorstel van Europese energiebelastingsrichtlijn (Energy Taxation Directive)

Voorstel houdt in dat de energiebelasting zal worden geheven op een dubbele basis:

- 1) energie-inhoud
- 2) en CO₂-inhoud.

Tot nu toe werd de energiebelasting geheven op basis van brandstofvolumes. De wijziging zal op termijn leiden tot dieselprijzen die hoger zijn dan de benzineprijzen.

Deze fiscale hervorming zal een bijdrage leveren voor het behalen van de 2020-energiedoelstellingen. De bijdrage wordt ingeschat op een reductie met 2% van de CO₂-emissies (4% in niet-ETS-sector) in 2020.

De FOD Financiën werkt momenteel aan een studie inzake de mogelijke opbrengst van deze fiscale hervorming. Deze studie zou eind 2011/begin 2012 worden gepubliceerd.

4.6.5 Voor- en nadelen van een financiering van het ondersteuningssysteem via de Vlaamse begroting

Voornaamste argument pro:

- het financieringssysteem legt een link tussen het vastleggen van het kader voor ondersteuningssysteem en de kostprijs ervan, waardoor de aandacht van de overheid voor de kostprijsovervolging zal worden versterkt.

Voornaamste argumenten contra:

- gevaar voor stop-and-go beleid omdat de verdere aanzienlijke ondersteuning jaarlijks afhankelijk is van de politieke beslissing die wordt genomen in kader van begrotingsopmaak en begrotingscontrole(s);
- het verrichten van uitgaven via de algemene uitgavenbegroting laat weinig flexibiliteit toe (begrotingsherschikkingen zijn niet altijd mogelijk en ook niet steeds eenvoudig door te voeren);
- Europese regels inzake staatssteun moeten gerespecteerd worden en vragen een goedkeuring van de Commissie. Dit verzwaart de administratieve procedure aanzienlijk.

5 Analyse voor- en nadelen verschillende ondersteuningsmechanismen

5.1 Samenvatting studie 3E

In opdracht van het VEA heeft 3^E een kwalitatieve vergelijking gemaakt van bestaande ondersteuningsmechanismen voor hernieuwbare energieopwekking in Europa.

Er worden wereldwijd verschillende ondersteuningsmechanismen toegepast voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie:

- quotasystemen;
- feed-in tarief;
- feed-in premie;
- tendering;
- fiscale ondersteuning.

In de meeste landen wordt fiscale ondersteuning eerder als secundaire maatregel naast een feed-in of een quotasysteem toegepast.

Tendersystemen breken ook niet door. De belangrijkste reden hiervoor is dat een tendersysteem door een gefragmenteerde aanpak een continue en stabiele groei van de sector van de milieuvriendelijke energieproductie in de weg staat. Tendering vereist ook grote overheidsbudgetten die bij vaak voorkomende niet-realiserende projecten onbenut blijven.

Een feed-in tarief is een op voorhand vastgelegde en gegarandeerde prijs die producenten van hernieuwbare energie krijgen voor de stroom die ze op het net injecteren. Een variant is een feed-in premie waarin men het verschil tussen een vooraf bepaald stroomprijsniveau en de verkoopprijs van de stroom bijpast. Een producent in hernieuwbare energie kent in deze systemen op voorhand perfect het steunniveau, in tegenstelling tot een certificatenstelsel. Dit is een belangrijk voordeel vanuit het standpunt van de investeerder.

Nog geen enkele studie heeft onweerlegbaar kunnen aantonen dat het ene ondersteuningssysteem te verkiezen is boven het andere.

Onderzoek leert wel dat quotasystemen – algemeen gesproken - beter werken in mature markten en feed-in premiesystemen geschikter zijn voor het lanceren van een markt.

In Europa is het feed-in systeem, als tarief of premie, momenteel wel dominant. Landen die een quotumverplichting toepassen (Italië, Verenigd Koninkrijk, Zweden, Polen, Roemenië en België), zijn momenteel in de minderheid. Om meer zekerheid te bieden, wordt een quotumverplichting in een aantal landen aangevuld met een feed-in (hetzij onder de vorm van minimumprijzen, hetzij voor kleinere projecten). Dit leidt tot hybride systemen.

Een analyse van quotasystemen in Europa en de VS (Review of international experience with renewable energy obligation support mechanism, ECN, mei 2005), leerde dat de quotasystemen over het algemeen worden gesteund door de hernieuwbare energiesector in de landen waar ze in werking zijn. Ze appreciëren de stabiliteit over de lange termijn. De tegenstanders van dergelijke systemen zijn dikwijls de leveranciers en de grote industriële elektriciteitsverbruikers.

3^E vraagt in haar eindrapport dat bij het bijsturen van de ondersteuningssystemen bijzondere aandacht wordt besteed aan investeringszekerheid.

Om de investeringsrisico's van een quotasysteem verder te beperken (in geval van een overreactie van de markt kan de prijs van een GSC dalen wegens groter aanbod) kan men volgens de studie gebruik maken van het headroomprincipe en/of minimumprijzen.

Bij het headroomprincipe wordt jaarlijks het quotum bepaald voor het komende handelsjaar op basis van drie parameters:

- de doelstelling, zijnde het benodigd aantal groenestroomcertificaten voor het behalen van de doelstelling;
- de cap, de bovengrens aan de geleverde groene stroom in de totale levering aan de klanten, uitgedrukt in het aantal overeenstemmende groenestroomcertificaten;
- de headroom, zijnde de verwachte productie aan groene stroom verhoogd met een percentage, uitgedrukt in aantal uit te reiken groenestroomcertificaten.

Voor elk handelsjaar wordt het quotum gezet in functie van deze drie parameters, namelijk op het niveau van de doelstelling in het geval deze groter is dan de headroom, op het niveau van de headroom in het geval deze groter is dan de doelstelling maar kleiner dan de cap, en op het niveau van de cap in het geval de headroom groter is dan de cap.

Nadeel hierbij is het (gedeeltelijk) verlies van controle over het quotum door de overheid en dus ook over de kostprijs van het ondersteuningssysteem). Minimumprijzen dienen als buffer indien de marktprijs onder de minimumprijs zou zakken. Men dient hierbij wel zorg te dragen om niet in een de facto feed-in tariefsysteem terecht te komen.

In landen met een goed werkend feed-in systeem verzetten actoren zich dikwijls tegen een quotasysteem omdat ze ondertussen gewend zijn aan het bestaande systeem en geen risico's willen nemen met een nieuw en onzeker beleidsinstrument.

Het eindrapport van 3^E stelt expliciet dat het studiebureau voorstander is van een quotasysteem waarbij banding/minimumprijzen worden toegepast omdat dergelijk systeem in vergelijking met een feed-in een aantal voordelen in zich draagt:

- de overgang van het bestaande systeem naar een nieuw systeem in bijvoorbeeld 2012 zal gemakkelijker te realiseren zijn voor een overgang naar een quotasysteem met banding dan naar een feed-in tariefsysteem;
- het voorstel ligt in lijn met de resultaten van de bevraging van de stakeholders die eerder voorstander waren van een aanpassing van het bestaande systeem dan een nieuw systeem in te voeren;
- de kans dat bij een overstap naar een feed-in tariefsysteem de 2020 doelstellingen in het gedrang komen, is zeker een reëel risico;
- een quotasysteem biedt perspectief naar een meer geïntegreerde benadering op Europees vlak na 2020.

5.1.1 Nood aan monitoring

De kostenefficiëntie van zowel een feed-in als een certificatenstelsel hangt af van de snelheid waarmee de hoogte van de steun wordt aangepast aan de evolutie van de kostprijs van de hernieuwbare energietechnologieën. Dit vergt voor beide systemen een goed uitgebouwd organisme van onafhankelijke deskundigen. Als de steun te traag de werkelijke

kost volgt, ontstaan overdreven winsten als de kost veel lager ligt dan de steun. Omgekeerd kan een potentieel van milieuvriendelijke energieproductie onbenut blijven als de steun te laag is ten opzichte van de werkelijke kost.

Een goede inschatting maken van de steun die een technologie nodig heeft, is een bijzonder moeilijke opdracht. Om neutraal te staan ten opzichte van de sector, komt deze opdracht meestal terecht bij een overheidsadministratie of onafhankelijke onderzoeksinstelling. Deze hebben echter altijd per definitie een minder gedetailleerd zicht op de markt. Bovendien blijkt het zeer moeilijk om van de marktpartijen de meest recente gegevens over bv. investeringskosten en energieprijzen ter beschikking te krijgen. Zij beroepen zich hiervoor op het beschermen van 'commercieel gevoelige – en dus vertrouwelijke - informatie'. Dat er nu en dan te veel of te weinig steun wordt gegeven, is daarom geen reden om het systeem op zich in vraag te stellen. Het is wel een reden om van nabij de markt te monitoren en een adequaat besluitvormingsproces mogelijk te maken zodat, indien nodig, de steun snel kan worden aangepast.

5.1.2 Convergentie naar hybride systemen binnen Europa

De kostprijs van de ondersteuning van PV is aanzienlijk toegenomen omwille van de snelle technologische ontwikkeling van PV. Steunmechanismen hebben hier niet snel genoeg op gereageerd. Er werd te veel steun toegekend met een negatieve impact op het maatschappelijk draagvlak tot gevolg. Het ondersteuningsmechanisme wordt in verschillende landen herzien om de impact op de kosten te verminderen en meer controle te krijgen op de kosten.

In een certificatenstelsel heeft men controle op de geproduceerde groene stroom en de kostprijs via het quotum. Omdat de marktprijs van een certificaat hoger kan liggen dan de onrendabele top kunnen er windfall profits zijn. Een feed-in garandeert vaste tarieven die in principe aansluiten op de onrendabele top, maar er is geen controle op de totale kostprijs doordat geen einddoel vooropgesteld is. Men tracht oplossingen te zoeken voor de nadelen.

In een certificatenstelsel kunnen windfall profits aangepakt worden via banding door minder certificaten toe te kennen per geproduceerde MWh. Dit maakt betere afstemming op de onrendabele top mogelijk. In een feed-in systeem kunnen kosten onder controle gehouden worden door het tarief te verlagen vanaf een bepaald geïnstalleerd vermogen. Hiermee stijgt wel de onzekerheid voor de investeerder, terwijl men vroeger een gegarandeerde prijs had.

Een quotastelsel biedt perspectief naar een meer geïntegreerde benadering op Europees vlak na 2020. Momenteel wordt in heel wat lidstaten nog een feed-in premiesysteem gehanteerd, maar is men aan het overschakelen naar een gemengd systeem, waarin zoveel als mogelijk marktelementen worden geïntroduceerd. Eén van de voornaamste aanleidingen hiervoor zijn de spectaculaire ontwikkelingen in de PV-markt. Vooral landen met een feed-in tariefstelsel hebben het immers moeilijk bij PV de systeemkost onder controle te houden.

5.1.3 Bestaande ondersteuningssystemen in nabije regio's en andere lidstaten

1. Wallonië

In Wallonië wordt net als in Vlaanderen een certificatenstelsel toegepast. Het aantal certificaten dat men ontvangt hangt af van de CO₂-besparing die gerealiseerd wordt. Het aantal certificaten per MWh varieert (banding). De bandingfactoren worden elke 3

jaar bepaald per categorie (naargelang de technologie en/of het vermogen) door de CWAPE (Commission Wallonne pour l'énergie).

Certificaten worden niet onbeperkt in de tijd uitgereikt, maar zijn slechts gedurende maximaal 15 jaar geldig. Voor de laatste 5 jaar van deze termijn wordt er bovendien een reductiefactor toegepast op het aantal certificaten, afhankelijk van de technologie en het project.

Er is slechts één certificatenmarkt, hetgeen voor meer liquiditeit zorgt.

Momenteel wordt nagedacht over mogelijke verbeteringen aan het systeem (o.a. waarde boeteprijs, toepassing minimumsteun, bepalen van de bandingfactor en rendement bij bepaling OT).

Voor 3^E is positief in dit systeem: de beperking van windfall profits door toepassing van banding voor het aantal certificaten. Worden negatief ingeschat: de lange periode tussen twee herzieningen en de doorrekening van de factuur via de elektriciteitsleverancier (weinig transparant).

2. *Nederland*

In Nederland werd in 2011 overgeschakeld naar een nieuwe regeling (SDE+). Dit was de tweede omschakeling in vijf jaar tijd (2006: overschakeling van MEP-regeling naar SDE). De bijhorende onzekerheid heeft geleid tot een tragere ontwikkeling van hernieuwbare energieprojecten.

Zowel de SDE- als de SDE+-regeling zijn zgn. sliding feed-in premiumsystemen. Dit wil zeggen dat de producent zijn elektriciteit verkoopt aan een leverancier en daarbovenop een premie krijgt van de netbeheerder. Om de nadelen van de SDE-regeling te ondervangen (budgetten voor sommige categorieën van hernieuwbare energieprojecten werden zeer snel opgebruikt, terwijl budgetten van andere categorieën niet volledig werden aangesproken), werd in de SDE+-regeling één groot budget voor alle technologieën voorzien. De meest kostenefficiënte technologieën hebben hierbij het meeste kans op ondersteuning.

Er wordt een feed-in premie betaald gedurende 12 of 15 jaar, afhankelijk van de technologie. Projecten ontvangen gedurende de volledige ondersteuningsperiode maximaal het basisbedrag dat geldig was bij de aanvraag. Jaarlijks wordt het basisbedrag herbekeken.

De scheiding tussen de uitrol van de toepassing van duurzame energie en innovatie wordt hierbij positief ingeschat, evenals de verhoogde ruimte voor concurrentie tussen de verschillende categorieën en tussen de projecten (op een relatief goedkopere manier wordt zo meer productiecapaciteit mogelijk gemaakt). Minder positief is de nefaste impact van het stop-go beleid en de verdeling van de kosten (grootverbruikers betalen in het Nederlands systeem niet evenredig mee naar hun energieverbruik). Toegekende subsidies kunnen onbenut blijven bij de eventuele niet-uitvoering van projecten en de subsidiebedragen zijn niet voorspelbaar op lange termijn.

Momenteel wordt meer en meer overwogen te evolueren in de richting van een quotumverplichting met certificaten. In 2014 wordt ook bekeken of een leveranciersverplichting gewenst is.

3. *Frankrijk*

In Frankrijk gebeurt de ondersteuning via een feed-in tarief, d.m.v. ontvangst van een vastbepaald bedrag voor stroom die men injecteert op het net, en dit voor alle technologieën met een vermogen per productiesite van minder dan 12 MW (behalve voor windenergie in aangeduide zones, daar mag men boven de 12 MW gaan). De netbeheerder vergoedt de producent, de meerkost wordt doorgerekend aan de eindverbruiker.

De steuntermijn bedraagt 12, 15 of 20 jaar. De tarieven worden voor bestaande en nieuwe installaties jaarlijks aangepast. Voor windturbines is er ook een degressie in het stelsel ingebouwd.

Voor PV-installaties geldt een speciaal stelsel, met een feed-in tarief voor kleine installaties (tot 100 kWp, op een dak geïnstalleerd, FIT wordt elk trimester i.f.v. de jaardoelstelling herberekend), een eenvoudig tendersysteem voor middelgrote installaties (tussen 100 en 250 kWp), en een uitgebreide tendering voor grote installaties (boven 250 kWp). Binnen het feed-in tariefstelsel geniet ook WWK, zowel fossiele als bio, ondersteuning.

De grens die men stelt op het PV-vermogen dat jaarlijks ondersteund wordt (500 MW), is nefast voor de ontwikkeling van de PV-industrie in Frankrijk. Men overweegt hier de cap aan te passen en niet meer op vermogen te zetten, maar op het jaarlijks bedrag dat ter beschikking wordt gesteld. Tendersystemen zouden in de toekomst waarschijnlijk verdwijnen. Er is convergentie naar het Duits model waarbij tarieven worden verlaagd rekening houdende met de realiteit op de markt volgens een vooruitzicht op middellange termijn, met mogelijke aanpassingen om de zes maanden.

4. *Duitsland*

In Duitsland gebeurt de ondersteuning ook via een feed-in tarief d.m.v. ontvangst van een vastbepaald bedrag voor hernieuwbare stroom die men injecteert op het net. De transmissienetbeheerders en elektriciteitsleveranciers vergoeden de producent, de meerkost wordt doorgerekend aan de eindverbruiker (met controle op de evenredige geografische spreiding van de last).

Voor de meeste technologieën wordt er 20 jaar (uitzonderlijk 15 jaar) ondersteuning geboden. Installaties ontvangen voor die termijn het tarief dat van toepassing was in het installatiejaar (met een uitzondering voor windenergieprojecten, daar werkt men met een stapsgewijs tarief). Voor nieuwe installaties wordt het tarief jaarlijks verlaagd met een zeker degressiepercentage dat om de vier jaar wordt vastgelegd (voor PV sinds 2011 jaarlijks op basis van geïnstalleerd vermogen van het jaar ervoor). Voor fossiele WKK is er een aparte WKK-wet van toepassing (bonussysteem o.b.v. efficiëntie). Bio-WKK wordt ondersteund via het feed-in systeem, plus een bonus.

De tarieven, de degressiefactor en het gehele ondersteuningssysteem wordt om de 4 jaar herbekeken. De volgende evaluatie zal gebeuren eind 2011.

Duitsland kende een zeer sterke toename van de productie van groene stroom gedurende de afgelopen tien jaar, mede door het tot stand brengen van een langetermijnvisie die investeringszekerheid biedt. Dit heeft ook geleid tot een positieve jobcreatie en een kostenreductie. De doorrekening van de kostprijs naar de verbruiker gebeurt transparant via een specifieke bijdrage.

Nadelig is de sterke stijging van de HE-bijdrage voor verbruikers tussen 2009 en 2011 (evolutie bijdrage op elektriciteitsfactuur: 2009 1,1 ct/kWh; 2010 2,05 ct/kWh; inschatting 2011 3,53 ct/kWh), voornamelijk omwille van de grote toename van PV-installaties. De herziening om de vier jaar verhindert een snelle reactie op over- of ondercapaciteit.

5. *Verenigd Koninkrijk*

In het Verenigd Koninkrijk zijn momenteel twee steunmechanismen van toepassing: een certificatenstelsel met quotumverplichting en een feed-in systeem, elk met een andere doelgroep (feed-in voor installaties <5 MW).

Sinds 2009 wordt ter ondersteuning van nieuwe technologieën bij de bepaling van het aantal certificaten dat wordt toegekend banding toegepast. Er bestaat geen minimumsteun, dus de certificaten worden door de leveranciers tegen marktprijs opgekocht om aan hun quotumverplichting te voldoen. Het quotum wordt jaarlijks bepaald op basis van het verwachte aantal certificaten in het komende jaar inclusief een zekere toename (het headroomprincipe). Nieuwe installaties na 2010 ontvangen certificaten tot 2037.

Bio-WKK geniet van ondersteuning via het certificatenstelsel. Voor fossiele WKK komen enkel micro-WKKs (< 2 kW) in aanmerking voor een feed-in tarief. De markt voor micro-WKK komt wel maar zeer traag op gang: het is een nieuwe technologie en er maar één product van één producent beschikbaar.

Bij het feed-in systeem voor kleine installaties wordt de steun bepaald op basis van het installatiejaar, met een jaarlijkse aanpassing aan de consumentenindex. Deze gegarandeerde steun wordt betaald door de leveranciers, die het doorrekenen aan de eindverbruikers. Afhankelijk van de technologie loopt de steun door voor 10, 20 of 25 jaar. Het injectietarief wordt verlaagd en is zodanig vastgelegd dat plaatselijk verbruik ter plaatse voordeliger is.

In dit systeem wordt on-site verbruik sterk gestimuleerd en blijven de ontvangen bedragen stabiel (door koppeling aan inflatie). Men dient wel vast te stellen dat de opgelegde quota niet werden gerealiseerd, aangezien de doelstellingen geïntroduceerd werden in een niet-mature marktomgeving. Ook de grote investeringsonzekerheid en bepaalde administratieve barrières speelden hierin mee. Het feed-in tariefstelsel voor PV, dat bedoeld was om organisaties en individuen buiten de energiesector aan te moedigen deel te nemen aan HE-productie, heeft geleid tot veel investeringen in grotere PV-parken. Daardoor dienden de tarieven voor PV vanaf augustus 2011 te worden verlaagd.

Er is een hervorming van de markt op komst. De focus zal hierbij liggen op low carbon technologies en de objectieven zijn: het behalen van de doelstellingen, zekerheid van energievoorziening en betaalbaarheid. Dit zou gebeuren via een feed-in systeem met contract for difference (zoals sliding premium feed-in tarief), waarbij het verschil tussen de elektriciteitsprijs en het vereiste ondersteuningsniveau vergoed wordt, hetgeen ook de investeringszekerheid ten goede zou komen.

6. Zweden

Zweden kent een ‘zuiver’ certificatenstelsel. Er wordt geen banding, noch minimumprijzen toegepast. Het jaarlijks quotum voor certificaten waar de leveranciers aan moeten voldoen, is vastgelegd tot in 2035. De boete voor een tekort aan certificaten wordt elk jaar opnieuw bepaald als 150% van de gemiddelde certificaatprijs van het afgelopen jaar.

Alle installaties (m.i.v. bio-WKK) ontvangen 15 jaar certificaten en ten laatste tot 2030.

Via de interim quota updates zijn de doelstellingen inzake HE tot nog toe altijd gehaald. De grootste stijging in productie is gerealiseerd in bestaande low-cost technologieën. Wel dient opgemerkt dat door het aanhouden van één certificaatprijs er steeds windfall profits zullen zijn.

Vanaf 1 januari 2012 zullen Noorwegen en Zweden een gezamenlijke markt voor certificatenhandel opzetten.

5.2 Uitwisselbaarheid van certificaten

De niet-uitwisselbaarheid van certificaten uit andere landen, en meer nog van Wallonië, wordt dikwijls als een rem beschouwd voor een kosten-efficiënte uitbouw van hernieuwbare energie. Uitwisselbaarheid zou de liquiditeit van de aangeboden certificaten verhogen en de globale kosten verlagen.

In tegenstelling tot het organiseren van uitwisselbaarheid van garanties van oorsprong, blijkt de uitwisselbaarheid van groenestroomcertificaten organiseren zeer moeilijk. Het certificatenstelsel is immers een financieringssysteem dat in ieder land of gewest een eigen specificiteit heeft.

In Wallonië bijvoorbeeld zijn de certificaten nog altijd eigenlijk CO₂-certificaten, terwijl dat in Vlaanderen stroomcertificaten zijn. In Wallonië krijgt men meer certificaten voor bepaalde technologieën, zonder dat de financiële waarde ervan wordt beïnvloed, terwijl in Vlaanderen een gegarandeerde prijs wordt vastgelegd voor diezelfde technologieën zonder dat het aantal toegekende certificaten wijzigt. In Zweden (waar zich nu ook Noorwegen aan koppelt), wordt de boete bij onvoldoende inlevering, en dus indirect ook de marktwaarde van de certificaten, vastgelegd op basis van de gemiddelde marktwaarde van de certificaten, zodat er een zelfregelende marktprijs tot stand komt, terwijl die in Vlaanderen (België) ad hoc wordt vastgelegd.

De economische waarde van een certificaat is dus niet gelijk in de verschillende Belgische gewesten, wat een belangrijke belemmering is voor het invoeren van uitwisselbaarheid.

Misschien is uitwisselbaarheid nog het gemakkelijkst te organiseren met de federaal toegekende groenestroomcertificaten (wind op zee), maar de vraag stelt zich hier of dat wel opportuun is. Er is een opkoopplicht van Elia, maar geen markt, want er zijn geen afnemers (leveranciers-kopers). Eigenlijk zijn de federale certificaten "goed voor feed-in vergoeding" documenten. Indien die federale certificaten in Vlaamse en Waalse certificaten zouden worden omgezet en er dus theoretisch een markt voor zou worden gecreëerd, is de vraag hoe een federaal certificaat zich dan zal verhouden ten opzichte van de Vlaamse, respectievelijk Waalse, quotumverplichting, zonder dat er een scheeftrekking van de Vlaamse of Waalse certificatenmarkt ontstaat (liever in Wallonië, respectievelijk Vlaanderen, verkopen dan elders). Door de opkoopplicht tegen hoge prijs⁸ van de federale certificaten, zou het waarschijnlijk zelfs de moeite niet zijn om zich alleen nog maar over de theoretische mogelijkheid van uitwisselbaarheid te buigen, aangezien ze toch niet aan de markt zullen worden aangeboden (cfr de groenestroomcertificaten voor PV).

6 Verbeteringsmogelijkheden

6.1 Wettelijk kader

De juridische vrijheidsgraden van het Vlaamse Gewest worden beperkt door Europees recht. Richtlijn 2009/28/EG bepaalt o.a. dat de kosten voor het aansluiten van nieuwe producenten van elektriciteit en gas uit hernieuwbare energiebronnen objectief, transparant en niet-discriminerend moeten zijn. Er moet naar behoren rekening worden gehouden met de voordelen die ingebedde producenten van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en lokale producenten van gas uit hernieuwbare energiebronnen opleveren voor het elektriciteits- en gasnet. De lidstaten zien er tevens op toe dat nationale regels voor toestemmings-, certificerings- en vergunningsprocedures die worden toegepast op centrales en bijbehorende transmissie- en distributienetinfrastructuur voor de productie van elektriciteit, verwarming of koeling uit hernieuwbare energiebronnen, en op de omzetting van biomassa in biobrandstoffen of andere energieproducten, evenredig en noodzakelijk zijn. Tot slot bevat de richtlijn voor de lidstaten bindende streefcijfers, waarvan het niet halen kan worden gesanctioneerd met een dwangsom conform de bepalingen van het Verdrag. Wat België betreft, bedraagt dit streefcijfer voor het aandeel energie uit hernieuwbare bronnen in het bruto-eindverbruik van energie in 2020 13 percent.

Richtlijn 2009/72/EG maakt het dan weer mogelijk dat met volledige inachtneming van de toepasselijke bepalingen van het Verdrag, met name artikel 86, de lidstaten in het algemeen economisch belang aan elektriciteitsbedrijven openbaardienstverplichtingen mogen opleggen, die betrekking kunnen hebben op de zekerheid, waaronder de leverings- en voorzieningszekerheid, de regelmaat, de kwaliteit en de prijs van de leveringen zijn begrepen, alsmede op de bescherming van het milieu, met inbegrip van energie-efficiëntie, energie uit

⁸ De minimumsteun via de opkoopverplichting is bepaald in artikel 14. §1 van het [Koninklijk besluit van 16 juli 2002](#) betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en bedraagt voor offshore windenergie 107 euro/certificaat voor installaties die het voorwerp uitmaken van een domeinconcessie en voor de productie die volgt uit de eerste 216 MW geïnstalleerde capaciteit; 90 euro/certificaat afkomstig van installaties die deel uitmaken van dezelfde domeinconcessie voor de productie die volgt uit een geïnstalleerde capaciteit boven de eerste 216 MW. Deze opkoopverplichting geldt voor een periode van 20 jaar.

hernieuwbare bronnen en bescherming van het klimaat. Deze verplichtingen zijn duidelijk gedefinieerd, transparant, niet-discriminerend en controleerbaar en waarborgen de gelijke toegang voor communautaire elektriciteitsbedrijven tot nationale consumenten.

Ondersteuningsmechanismen waarbij rechtstreeks middelen uit de begroting worden aangewend, zullen rekening moeten houden met de Europese regels aangaande staatssteun. Indien de overheid rechtstreeks tussenkomt in de financiering van het ondersteuningssysteem, spreekt men van staatssteun die aan Europese regels moet voldoen. Er gelden dan maximale steunpercentages (voor grote ondernemingen 60%, voor middelgrote ondernemingen 70% en voor kleine ondernemingen 80%) en er kan er enkel steun gegeven worden voor de meerkost ten opzichte van een traditionele energiecentrale. In dit opzicht is investeringssteun die 100% van de onrendabele top dekt en gefinancierd wordt via de overheidsbegroting, moeilijk haalbaar.

Het regelgevend kader wordt voor het Vlaamse Gewest gevormd door het Energiedecreet van 8 mei 2009 en het Energiebesluit van 19 november 2010.

De toepassing van het huidige wettelijk kadert doet regelmatig discussies ontstaan over de interpretatie en toepassing ervan. Hierbij moet erop gewezen worden dat het vaak discussies betreft met verstrekkende gevolgen.

Het is absoluut noodzakelijk om de definitie van ‘ingrijpende wijziging’ te heroriënteren naar de warmtevraag, zodat het niet langer als apart begrip nodig is. Het doel van de ondersteuning moet immers het invullen van economisch aantoonbare warmtevraag zijn. Aanpassingen aan een installatie – tijdens de periode dat het steunniveau mede gebaseerd is op de investeringskost - die tot doel hebben dezelfde warmtevraag in te vullen, mogen niet langer in aanmerking komen voor ondersteuning, zodat enkel steun verleend wordt aan nog niet afgeschreven, energetisch verantwoorde en werkelijk energie-efficiëntieverhogende investeringen in aanmerking komen (beleidsadvies). Anderzijds moet het wel rendabel blijven bestaande WKK-projecten te vervangen op het einde van hun levensduur, maar dit kan door deze als een nieuw dossier te beschouwen.

6.2 Betere afstemming ondersteuning op onrendabele top

6.2.1 Samenvatting VITO-doorrekening in verband met kostprijs van certificaten systemen

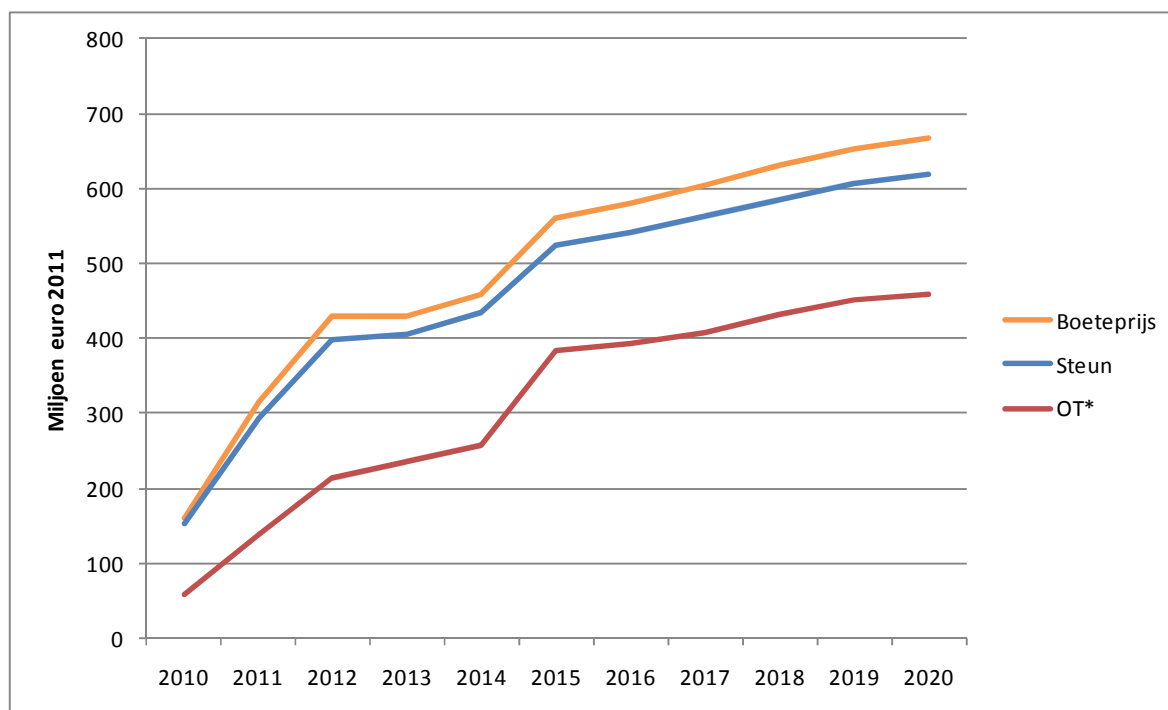
VITO heeft de totale kost berekend om over de periode 2010-2020 het nog niet gerealiseerde potentieel van groene stroom en WKK uit de prognosestudie te realiseren.

Onder de huidige regelgeving bedraagt de totale cumulatieve kost voor groene stroom 5,1 miljard euro. Indien de steun over gans de beschouwde periode exact volgens de onrendabele top toegekend was en verder wordt toegekend, dan zou de totale kost 3,4 miljard euro bedragen. PV-installaties hadden en hebben veruit het grootste aandeel in het reductiepotentieel. Voor andere hernieuwbare energiebronnen ligt het reductiepotentieel veel lager, of zou er – op basis van de onrendabele top - net bijkomende steun moeten worden verleend. Het is belangrijk om op te merken dat het grootste besparingspotentieel in 2010 en 2011 lag. Het resterende besparingspotentieel bedraagt over de periode 2012-2020 cumulatief nog ongeveer 275 miljoen euro.

De berekening van dit besparingspotentieel is enkel gebaseerd op de nieuwe installaties. Het effect van de bijsturingen van het systeem op de installaties die op het ogenblik in werking zijn zit hier dus niet in, maar is op korte termijn natuurlijk verwaarloosbaar.

Onderstaande tabel en figuur vergelijken over alle (nieuwe) technologieën heen en voor de periode 2010 – 2020, de uitgekeerde steun (hoogste bedrag minimumsteun of marktprijs) en de onrendabele top (OT) voor het nog niet gerealiseerde potentieel aan groene stroom. Voor de onrendabele top worden enkel de positieve bedragen gesommeerd.

Miljoen € ₂₀₁₁	Boeteprijs	Steun	OT*
2010	160	154	59
2011	317	292	138
2012	429	398	214
2013	429	403	236
2014	460	431	258
2015	562	524	383
2016	581	541	393
2017	604	563	408
2018	630	586	432
2019	653	607	452
2020	667	621	458
Som	5.491	5.124	3.431



De totale kost om het potentieel van WKK te realiseren, bedraagt 0,43 à 1 miljard euro. Het vereiste steunniveau volgens de onrendabele top bedraagt 0,82 miljard euro. Voor WKK's met motoren op fossiele brandstoffen is er tussen 2011 en 2016 een evenwicht tussen de steun

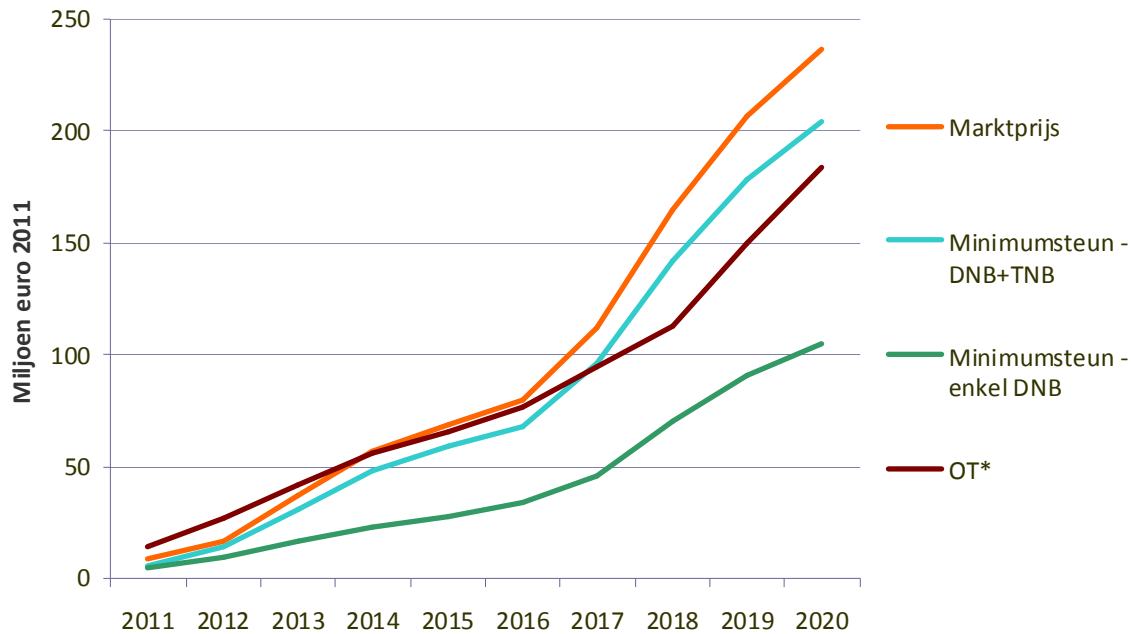
en de onrendabele top. Vanaf 2016 overtreft de steun de onrendabele top en dit bedrag loopt op tot 60 miljoen euro tegen 2020.

Voor WKK's met turbines op fossiele brandstoffen hangt het verschil af van de verkoopwaarde van het certificaat voor de installaties aangesloten op het transmissienet. Indien dit 36 euro per certificaat bedraagt dan kan het verschil oplopen tot 130 miljoen euro tegen 2020.

WKK's op hernieuwbare brandstoffen ontvangen minder steun dan nodig om rendabel te zijn. Voor WKK's op motoren stijgt het tekort tot 120 miljoen euro tegen 2020, voor ORC tot ongeveer 20 miljoen euro.

Onderstaande tabel en figuur geven een overzicht van de steun (onder verschillende marktcondities) en onrendabele top ten gevolge van het uitreiken van WKK-certificaten voor het nog niet gerealiseerde WKK-potentieel.

Miljoen € ₂₀₁₁	Marktprijs	Minimum- steun – DNB+TNB	Minimum-steun – enkel DNB	OT*
2011	9	6	5	14
2012	17	14	10	27
2013	37	31	17	42
2014	57	48	23	56
2015	69	59	28	66
2016	80	68	34	77
2017	112	96	46	95
2018	165	142	70	113
2019	207	178	91	150
2020	237	204	105	184
Som	991	846	429	822



De maatschappelijke baat van de vermeden CO₂-emissies tussen 2010 en 2020 bedraagt 0,5 tot 1,4 miljard euro. Het vermeden fossiel brandstofverbruik zorgt in deze periode voor een maatschappelijk baat van 2,5 miljard euro. Dat brengt de economische baten voor vermeden CO₂-emissies en vermeden fossiel brandstofverbruik op 3 tot 3,9 miljard euro.

Tegenover de economische baat van vermeden fossiele brandstoffen van alle groene stroom technologieën staat gedurende deze periode een bijna even grote brandstofkost voor technologieën die biomassa verbruiken. Dit geeft een netto economische baat voor de periode van 0,5 tot 1,4 miljard euro.

De economische baten van vermeden emissies en vermeden fossiele brandstoffen liggen voor WKK-productie tussen 160 en 190 miljoen euro in de periode 2010-2020.

Baten zoals effecten op de tewerkstelling in Vlaanderen werden hierbij niet in rekening gebracht.

6.2.2 Samenvatting van 3E-studie in verband met optimalisatie van het onrendabele top model

Het studiebureau 3^E heeft in opdracht van het VEA het bestaande onrendabele top model (OT-model) kritisch geanalyseerd. Het bestaande model zoals in Vlaanderen gebruikt, werd door ECN ontwikkeld en verder verfijnd door VITO.

De analyse leert dat het in het model een aantal aanpassingen kunnen worden doorgevoerd maar dat ook met betrekking tot het flankerend kader waarin dit OT-model wordt opgebouwd, verbeteringspotentieel aanwezig is.

In het eindrapport van de studie wordt een transparante periodieke evaluatie van de onrendabele top als beleidsaanbeveling opgenomen. Er wordt voorgesteld om de onrendabele

top om de 3 jaar te herbekijken en het ondersteuningssysteem voor de volgende 3 jaar hierop aan te passen volgens een formele procedure.

Omwille van kostenefficiëntie is het volgens 3^E belangrijk om voldoende te differentiëren tussen de verschillende hernieuwbare energietechnologieën. De onrendabele top kan verder geoptimaliseerd worden door een prijsdynamiek in de berekening op te nemen voor kapitaalkosten, brandstofkosten en de elektriciteitsprijs. Voor kapitaalkosten is het aangewezen om voor elke technologie op basis van de leereffecten een pad uit te zetten van de kapitaalkost per MWh. Voor PV kan dit pad zelfs 6-maandelijks worden gezet om rekening te houden met de sterke technologische evolutie in deze sector.

Investerders verwachten een minimaal rendement (IRR op eigen vermogen) dat evenredig is met het investeringsrisico. Qua risico kan onderscheid worden gemaakt tussen hernieuwbare technologieën waar investeringskosten het grootste aandeel van de kosten uitmaken, zoals PV en wind. Daarnaast zijn er technologieën met significante operationele kosten (hoofdzakelijk biomassa-gerelateerd) en daaraan gekoppeld bijkomende risico's op het vlak van prijsevolutie van de brandstof. In dit kader is het volgens 3^E aangewezen om voor de onrendabele top de IRR's tussen deze twee groepen te differentiëren.

Groene stroom dat voor eigen gebruik wordt ingezet heeft een opportuiniteitskost die gelijk is aan de marktprijs van elektriciteit. Indien men groene stroom levert aan het net, dan zal de producent daarvan een fractie ontvangen met uiteraard een sterk verschillende OT. Er wordt door 3^E voorgesteld om bij de OT-berekening bepaalde richtwaardes als vertrekpunt te nemen en niet verder te differentiëren in functie van het niveau van eigen verbruik.

Voor strategische projecten van een grote omvang kan er best een specifieke OT-berekening gemaakt worden. Vaak gaat het over geïntegreerde projecten (cfr. ombouw van een traditionele centrale) waar geen standaard OT-berekening voor bestaat.

Bij de evaluatie van de onrendabele top moeten heel wat gegevens systematisch geactualiseerd worden. Hiervoor moet een observatorium opgericht worden met vertegenwoordigers uit de hernieuwbare-energiesector, de overheid en de energiegebruikers.

Uit een enquête die door 3^E in het kader van deze studie bij de stakeholders werd uitgevoerd, is een duidelijke voorkeur gebleken om het certificatenstelsel te behouden. De ondersteuning dient volgens 3^E wel verder gedifferentieerd te worden. In het geval van een quotastelsel kan worden geopteerd voor het hanteren van een banding-principe om zo de windfallprofits binnen beperkte en aanvaardbare grenzen te houden.

3^E geeft in haar studie ook aan dat alle hernieuwbare energietechnologieën zullen moeten worden ingezet als we onze 2020-doelstelling willen realiseren. Het gaat hierbij om een portfolio aan technologieën die zowel lage- als hogekosttechnologieën bevat. Banding betekent dat lagekosttechnologieën minder certificaten krijgen per geproduceerde MWh en dus minder inkomsten uit het ondersteuningsmechanisme genereren. Omgekeerd kan ervoor worden geopteerd om hogekosttechnologieën een positieve bandingscoëfficiënt toe te kennen (met een eventueel maximum). Een andere interessante piste is om een positieve bandingfactor toe te kennen aan de zgn. Capex-technologieën. Deze kapitaalintensieve technologieën hebben immers vaak een lagere onderhoudskost dan zgn. Opex-technologieën, waardoor hun bijdrage aan de lange termijn doelstellingen minder onzeker is en op lange termijn hun kostefficiëntie groter blijkt.

Voor de bepaling van deze bandingswaarden per technologie kan men terugvallen op de OT-berekeningen.

6.3 Een bijgestuurd certificatenstelsel moet maximaal de investeringszekerheid en de marktwerking bevorderen

In een quotastelsel is inherent een investeringsrisico aanwezig. Bij een overreactie van de markt worden er te veel certificaten aangeboden en zal de marktprijs dalen. Voor investeerders is het dan van het allerhoogste belang dat zij een goed zicht hebben op de langetermijn visie van de overheid met betrekking tot de ontwikkeling van milieuvriendelijke energieproductie. In dit kader is het bijvoorbeeld belangrijk dat de quota voor een voldoende lange termijn (tot 2030) bekend worden gemaakt. Anderzijds heeft dit investeringsrisico een hernieuwbare sector in Vlaanderen gecreëerd die een industrieel karakter heeft, en niet enkel het soort van institutionele investeerders aantrekt dat meer geneigd is om in te spelen op feed-in ondersteuningssystemen. Het overstappen op een type van ondersteuningstelsel dat deze industriële risico's zou weghalen, zoals een feed-in stelsel, zou een ander type van geïnteresseerde investeerders betekenen. Deze overgang zou voor een vertragingseffect kunnen zorgen en het bereiken van de 2020-doelstellingen hypothekeren.

De financieringsinstellingen zijn vragende partij om bijkomende zekerheid te verkrijgen vanwege de overheid omtrent potentiële financieringsprojecten. Het zou een win-win situatie zijn indien voorafgaand een principesbeslissing genomen zou worden niet enkel op basis van de huidige aanvraag ingediend bij de VREG, maar eveneens op basis van het ondernemingsplan zoals voorgelegd aan de financieringsinstelling. Het belang van de investeerder ten aanzien van de overheid bestaat erin om aan te tonen dat zijn project veel steun nodig heeft, en dus niet bijzonder rendabel is, ook al wordt er steun ontvangen. Ten aanzien van de financieringsinstelling zal de investeerder zijn project echter zo rendabel mogelijk trachten voor te stellen aangezien een hogere onzekerheid zich vertaalt in een hogere kostprijs van de financiering. Op deze wijze worden tegengestelde belangen met elkaar geconfronteerd en kan aldus een correcter beeld bekomen worden voor alle relevante parameters van deze investeringsdossiers. Daarnaast dient de mogelijkheid voorzien te worden om een goed beeld te krijgen van de werkelijke kosten door facturen op te vragen.

Een andere manier om het risico voor de ondernemers te verminderen, is het vastleggen van minimumprijzen. Deze minimumprijzen dienen dan als buffer indien de marktprijs tijdelijk onder de minimumprijs zou zakken. Een permanente daling van de transactiewaarde van certificaten tot onder de minimumprijs wijst erop dat het quotum structureel overschreden is en dat de certificatenmarkt in onevenwicht is door een overaanbod. Dit leidt tot het lamleggen van het ondersteuningsmechanisme.

Het bepalen van de minimumprijzen dient met de nodige omzichtigheid te gebeuren. Als deze minimumprijzen worden gelijkgesteld aan de OT van een specifieke technologie komt men de facto in een feed-in stelsel terecht met als gevolg dat het quotum zijn regulerend vermogen verliest en het voor de overheid erg moeilijk wordt om bij te sturen in het geval van een overshooting.

Minimumprijzen worden best zo bepaald dat hierdoor slechts een deel (cf. bovenste kwartiel) van de projecten de gewenste IRR zal halen. Op deze manier worden deze projecten hoe dan ook gerealiseerd en zullen minder rendabele projecten pas worden gestart bij een stijgende

marktprijs voor de certificaten. Concreet zou men voor de bepaling van de OT's die van toepassing zijn voor de minimumprijzen een IRR kunnen nemen die merkkelijk lager ligt dan de standaard IRR die van toepassing is voor de betrokken technologie.

Bij een certificatenstelsel met quota is het volgens 3^E wel belangrijk dat er ook enkele initiatieven worden genomen die de marktwerking van het quotastelsel ten goede komen.

Volgende suggesties worden in dit kader meegegeven:

- Vergroten van het aantal certificatenkopers: het aantal vragers naar GSC/WKC is op dit ogenblik eerder beperkt wat een negatieve impact heeft op de marktwerking. Bovendien is er nog de problematiek van elektriciteitsleveranciers die in plaats van de marktprijs de boeteprijs doorrekenen aan hun eindverbruikers met extra kosten tot gevolg. In navolging van de CWaPE zou kunnen worden overwogen om de grootverbruikers of gegroepeerde verbruikers ook de mogelijkheid te geven om rechtstreeks certificaten te laten aankopen. Op deze manier zijn er meer spelers op de markt en hebben deze grote stroomverbruikers een zicht op de feitelijke kostprijs van de certificaten.

- Gefaseerde niet bevrijdende boeteprijs: in plaats van een hoge boeteprijs eenmalig te betalen, kan worden overwogen om een relatief lage boeteprijs aan te rekenen die dan wel niet bevrijdend werkt. Indien een leverancier na 3 maanden bijvoorbeeld nog altijd niet aan zijn verplichtingen zou hebben voldaan, wordt opnieuw een boete aangerekend. Op deze manier krijgen leveranciers een incentive om op korte termijn aan verplichtingen te voldoen en wordt de sterke relatie tussen boeteprijs enerzijds en de marktprijs voor het certificaat anderzijds doorbroken.

- Tot slot zou volgens 3^E moet worden overwogen om het Vlaamse certificatenstelsel te koppelen aan een ander systeem in een naburige regio en/of lidstaat. Vlaanderen is uiteindelijk een relatief kleine markt. Door het systeem te integreren in een breder geheel komen er meer spelers, technologieën en dus meer liquiditeit in de markt. In dit opzicht is een haalbaarheidsstudie over het koppelen van het Vlaamse systeem met bijvoorbeeld Nederland te overwegen, te meer omdat recente evoluties in Nederland aangeven dat dit land meer en meer in de richting evolueert van een quotastelsel met banding. Dit hoeft ook niet meteen een alles of niets integratie te betekenen maar kan van toepassing zijn voor een bepaald percentage van de vooropgestelde doelstellingen.

6.4 Beperking van het steunverloop in de tijd

In het huidige systeem is er een verschillende aanpak voorzien voor het steunverloop bij groenestroomcertificaten (GSC) en warmtekrachtcertificaten (WKC). Bij de productie van groene stroom blijven installaties recht hebben op GSC nadat de installatie is afgeschreven. Recent werd dit principe gewijzigd voor wat PV betreft. Bij WKC wordt de steun degressief afgebouwd. Beide systemen hebben hun nadelen (cfr. windfall profit en snellere vernieuwing van WKK-installatie om hoger steunniveau te krijgen met een hogere maatschappelijke kost).

Het is aangewezen om voor technologieën met hoofdzakelijk investeringskosten de ondersteuning te beperken tot de afschrijvingsperiode. Daarna kunnen installaties de beperkte operationele kosten afdekken met de inkomsten uit de verkoop van elektriciteit. De uitgereikte certificaten of garanties van oorsprong komen na de afschrijvingsperiode bijgevolg niet meer in aanmerking voor ondersteuning.

Een beperking invoeren van de steun in de tijd is minder aangewezen voor technologieën met een aanzienlijke exploitatiekost (vooral biomassa-installaties) dan voor installaties met geen of een zeer beperkte exploitatiekost (PV, wind, waterkracht). Voor deze installaties moet na afschrijving van de investering een nieuwe onrendabele top bepaald worden. Het vereiste steunniveau kan voor een nieuwe periode worden vastgelegd volgens hetzelfde mechanisme dat de steun afstemt met de onrendabele top, zoals bijvoorbeeld banding.

Het grootste deel van de huidige groenestroomproductie wordt ingevuld via de energetische valorisatie van biomassa. Vaak heeft deze technologie een lagere investeringskost, maar wel blijvend een hogere exploitatiekost ten gevolge van het onderhoud en de brandstofprijs. In veel van de bestaande biomassa-installaties (in het bijzonder in geval van bijstook in kolencentrales) kan de biomassabrandstof vrij eenvoudig worden vervangen door fossiele brandstof. Mocht de exploitatiesteun voor deze installaties ooit wegvallen of zeer drastisch gereduceerd worden, dan is er veel kans dat ook dit deel van het biomassa-aandeel uit het groenestroomproductiepark wegvalt vóór het einde van de levensduur van de productie-installaties, ook al heeft die energiebron tevoren verschillende jaren steun ontvangen. Dat is niet het geval voor windparken, fotovoltaïsche zonne-energie, waterkracht- en biogasinstallaties.

Ondanks hun vaak lagere investeringsafschrijving, blijft er altijd een operationele kost voor het draaiende houden van de bestaande biomassa-installaties. Dit moet weerspiegeld worden in het steunsysteem, hoewel natuurlijk op termijn een situatie kan ontstaan die de exploitatie van biomassacentrales rendabel maakt zonder steun te vergen. In Nederland wordt bijstook van biomassa niet (meer⁹) gesubsidieerd, toch besliste Electrabel om de centrale Gelderland aan te passen, zodat op een totale capaciteit van 590 MW eerst 44 MW en sinds april 2010 180 MW biomassa kan worden bijgestookt (een investering van 40 miljoen euro volgens het bedrijf). Er zijn dus ook andere redenen dan de geboden ondersteuning die ertoe kunnen leiden dat biomassa (bijstook) toegepast wordt.

Voor installaties met een hoge operationele kost wordt er voorgesteld om op het einde van de afschrijvingsperiode een nieuwe OT te bepalen voor het specifieke installatietype, die zodanig is opgebouwd dat hiermee het eventuele exploitatieverlies wordt gedekt. Afschrijvingskosten van de initiële installatie hoeven niet langer te worden meegenomen omdat deze reeds werden meegenomen bij de initiële OT-berekening.

Het nieuwe OT-model dat door 3^E werd uitgewerkt in het kader van haar studieopdracht, laat toe om de onrendabele top op te splitsen in een gedeelte dat overeenkomt met kosten voor exploitatie en een gedeelte dat gelinkt is met de investeringskost.

6.5 De ondersteuning van WKK vereist een grondige hervorming

6.5.1 Overschot van WKC ten opzichte van het vooropgestelde quotum

Op 31 maart 2011 werden voldoende certificaten ingeleverd om het decretaal vastgelegde quotum in te vullen. Het aantal beschikbare certificaten ten opzichte van het aantal in te leveren certificaten steeg verder tot 301% (op 31 maart 2009 150%; op 31 maart 2010 219%).

⁹ in het kader van de MEP-regeling was dit wel het geval, de huidige ESD regeling steunt bijstook niet meer, waardoor Essent haar Cuijck-centrale, die puur biomassa verbrandt, stillegde.

Op basis van productiecijfers van enkel het jaar 2010 is een quotum gehaald van 9,45% warmtekrachtbesparing. Het quotum bedroeg 4,9%. Het grote overschot aan warmtekrachtcertificaten dat de laatste jaren is opgebouwd, veroorzaakt een ongunstig effect op het investeringsklimaat voor WKK-installaties enerzijds en de rendabiliteit van de bestaande WKK-projecten anderzijds. Met het decreet van 6 mei 2011 zijn de WKK-quota opgetrokken, maar deze verhoging blijkt momenteel al zeer sterk achterhaald.

Nieuwe quota:

31.3.2012: 7,6%

31.3.2013: 7,0%

31.3.2014: 7,9%

31.3.2015: 8,5%

31.3.2016: 9,2%

31.3.2017: 9,8%

Vanaf 31.3.2018: 10,5%

Ondanks het overduidelijke overschot aan WKC blijven er veel WKK-installaties bijkomen. Dit toont aan dat naast de opbrengst uit WKC ook andere motieven spelen bij de investeringsbeslissingen. Voor de tuinbouwsector bijvoorbeeld ziet de tuinder zich vaak geplaatst voor de keuze: een WKK plaatsen om de energiekosten te drukken of de boeken neerleggen. Ook voor de grote internationale industriële spelers waar warmte en energie belangrijke kostenposten zijn, is een evolutie naar WKK een manier om de energiekosten in Vlaanderen te drukken en belangrijke investeringsprojecten binnen te halen. Het is duidelijk dat in bovenstaande gevallen een heel andere investeringslogica speelt dan deze die benaderd wordt door de OT.

6.5.2 WKK-OT is moeilijk eenduidig te bepalen

De berekening van de OT is zeer gevoelig aan de waarde van vele technische en economische parameters zoals bijv. rendementen van installaties en onderdelen, BTW, belastingsaspecten, elektriciteitsprijzen op de producentenmarkt, enz. Belangenvertegenwoordigers zijn geneigd om te trachten de vaststelling van de waarde van deze parameters in hun voordeel te sturen. Dat maakt het zeer moeilijk om een juiste inschatting te maken welke installaties al dan niet steun nodig hebben en hoeveel. Belangrijk is dat deze OT-berekening zeer transparant gebeurt en dat de hele sector inzage heeft in de hoogte van de parameters die in het model worden gehanteerd. Wat productiegegevens en rendementen betreft, beschikt de VREG al over deze gegevens. De prijzen van de brandstof en investeringen kunnen echter enkel op een betrouwbare wijze bekomen worden via inzage in de contracten. Gegevens in verband met financiering zijn zeer moeilijk generiek te benaderen gezien de grote verschillen in eigen kapitaal en kredietwaardigheid tussen investeerders.

6.5.3 Sommige WKK-installaties hebben geen steun nodig

Uit de OT-berekening komt duidelijk naar voor dat niet alle WKK's financiële steun nodig hebben. De primaire energiebesparing op zich, geeft in heel wat situaties voldoende stimulans om een WKK te installeren. Vanaf het moment dat een steunsysteem is aangekondigd, werd gewacht met investeringen tot het WKC-systeem in werking trad.

6.5.4 Nuttige warmte, degressiviteit en ingrijpende wijziging

Voor de berekening van het aantal warmtekrachtcertificaten wordt uitgegaan van de nuttige warmte; warmte die door de warmtekrachtinstallatie wordt geproduceerd om aan een economisch aantoonbare vraag te voldoen. Dit begrip zou ook centraal moeten staan bij een ingrijpende wijziging van een warmtekrachtinstallatie. Een installatie zou in principe enkel uitgebreid mogen worden indien er een bijkomende economisch aantoonbare warmtevraag is, naast de warmtevraag die door de bestaande warmtekrachtinstallatie al kan worden geleverd. Hierbij is het belangrijk op te merken dat een ingrijpende wijziging per definitie slechts een fractie van de investeringen behelst in vergelijking met een nieuwe installatie. Toch wordt in het huidige systeem een vergoeding toegekend als ware het een volledig nieuwe installatie. Het verdient dan ook aanbeveling om het gedeelte van de steun gericht op de investering te beperken tot de kost van de uitgevoerde investering en de steun gericht op de uitbating af te stemmen op de operationele kosten. Op deze wijze kan het begrip ingrijpende wijziging worden geschrapt en kunnen zulke wijzigingen beschouwd worden als nieuwe installaties. Dit is noodzakelijk om te vermijden dat bestaande WKK's, waarvoor de investering reeds is afgeschreven, ingrijpend gewijzigd zouden worden waarmee de reeds afgeschreven investering voor die bestaande WKK toch (opnieuw) vergoed zou worden via het steunsysteem.

Wanneer de warmtevraag als kernbegrip wordt gezien, zal onterechte ondersteuning bij een ingrijpende wijziging vermeden worden. Een dergelijke verschuiving van de focus richting warmtebeleid in plaats van hoofdzakelijk op duurzame elektriciteitsproductie zal ook in de nieuwe Europese richtlijn energie-efficiëntie waarneembaar zijn.

Degressiviteit van de steun is op zich te verantwoorden, maar door het feit dat de steun na een bepaalde termijn (vaak een tiental jaar) op nul valt, worden soms onnodige technische aanpassingen en investeringen doorgevoerd om aanspraak te kunnen maken op langer en meer WKC-inkomsten. Een moeilijkheid van de degressiviteit van de aanvaardbaarheid van WKC is dat het voor de overheid moeilijk wordt om het quotum op het juiste niveau te leggen. Het aantal WKC dat wordt uitgereikt, blijft immers stijgen, maar omwille van de degressiviteit stijgt het aantal aanvaardbare WKC niet evenredig. De overheid legde daarom een voorzichtig stijgend quotumpad vast. Vele producenten maakten enigszins onverwacht gebruik van de mogelijkheid van 'ingrijpende wijziging' om de aanvaardbaarheidsgraad van hun WKC te verhogen. Zo ontstond een structureel overschot op de WKC-markt, wat vragen deed rijzen bij de stabiliteit van het systeem en nieuwe investeerders afremde. Het principe van 'ingrijpende wijziging' wordt, via een niet strikt noodzakelijke investering, vaak als extra inkomstenbron gebruikt, terwijl het enkel bedoeld is als noodzakelijke steun voor projecten die anders zouden verdwijnen. Zoals hierboven gemeld is het wenselijk om het begrip "ingrijpende wijziging" af te schaffen, waarbij de gewenste scenario's (vb. vervangen van installaties op het einde van hun levensduur) toch ondersteund blijven via de procedure van een nieuwe aanvraag. Hierbij zal de steun echter beperkt blijven tot de gemaakte investeringen, aangevuld met de noodzakelijke operationele steun. In de studie van 3^E is een optie opgenomen om degressiviteit van WKC's af te schaffen en de stimulans om een hoge relatieve primaire energiebesparing te realiseren via een 'banding'-factor.

6.6 Optimaliseren van de solidarisering van de netkosten

Prosumenten gebruiken het net anders dan zuivere consumenten: voor afname en voor injectie. Nochtans dragen ze enkel bij in de netkosten via hun netto-afname, niet voor de hoeveelheid energie die ze injecteren. Ook voor de noodzakelijke stabilisatie van de elektrische kwaliteit (spanning en frequentie) van de geleverde stroom moet het net worden gebruikt. Dat zal, naarmate meer lokale productie beschikbaar komt, steeds meer het geval zijn. Het eenvoudig en ongecontroleerd terugdraaien van de meter leidt niet alleen tot een economisch en maatschappelijk probleem, maar op termijn mogelijk ook tot technische problemen.

De eventuele invoering van de slimme meter kan een opportuniteit zijn: er kan worden overwogen om in eerste instantie de prosumenten van een slimme meter te voorzien. Dat niet alleen voor de hier geschetste problematiek, maar gewoon omwille van het feit dat de slimme meter juist het meest geschikte instrument is om een slim net uit te bouwen. Dat slim net is nodig wegens de alsmaar toenemende en weinig voorspelbare lokale productie.

Voor het verkrijgen van de groenestroomcertificaten moet de installatie al over een afzonderlijke meetinstelling beschikken die de productie meet. Deze gegevens zijn bekend bij de VREG. Een tussentijds alternatief, om de kost voor het vervangen van de meter van de distributienetbeheerder te vermijden, zou er kunnen in bestaan de gemeten en bij de VREG aangegeven productie mee te laten tellen voor de vaststelling van de bijdrage aan de netkosten en de ODV-kosten. Dit botst echter op de moeilijkheid dat netto-meting van de afname en bruto-meting van de productie op een of andere manier moeten verwerkt worden.

In het Technisch Reglement is niets gespecificeerd over hoe de injectie in rekening moet worden gebracht. Dit hoeft dus niet aan dezelfde prijs te zijn als voor afname. Het moet alleen mogelijk zijn om injectie in rekening te brengen. De meest logische reden zou zijn: om vast te leggen welke vergoeding/ te betalen kosten (met inbegrip van injectietarieven) daartegenover staan.

De netkosten moeten worden gespreid over alle afnemers én over alle producenten. Dit kan door middel van een veralgemeend injectietarief en/of een capaciteitstarief. Als alternatief is de invoering van een heffing gebaseerd op het aansluitvermogen mogelijk.

6.7 Efficiëntiewinsten door administratieve vereenvoudiging

Het elektriciteitsverbruik van de hulpdiensten van de installatie en de voorbehandelingsenergie voor het gebruik van de brandstof worden in rekening gebracht bij het berekenen van de netto elektriciteitsproductie. Het bepalen van deze factoren voor elke installatie afzonderlijk en het verwerken van de gerapporteerde gegevens is een tijdrovend werk, zowel voor de aanvrager als voor de VREG.

De waarden van deze factoren (uitgedrukt per basiseenheid) zijn echter relatief constant, aangezien elke uitbater van een installatie streeft naar maximale efficiëntie. Dit proces zou aanzienlijk vereenvoudigd kunnen worden door een forfaitaire waarde vast te leggen voor het verbruik van de hulpdiensten en de voorbehandelingsenergie, gebaseerd op de gemeten waarden die de VREG reeds ter beschikking heeft. Zo kan de bruto elektriciteitsproductie gemeten worden, terwijl enkel steun wordt toegekend voor de netto elektriciteitsproductie.

Installaties die dit wensen kunnen de werkelijke waarden aantonen, zodat innovatie nog steeds wordt aangemoedigd.

De concrete efficiëntiewinst die hiermee geboekt kan worden bij de VREG bedraagt weliswaar slechts enkele procenten van de totale werklast die een nieuw dossier vertegenwoordigt, maar de procedure wordt wel eenvoudiger wat vooral een voordeel is voor de aanvrager.

6.8 Afstemming milieu- en energieregelgeving

De huidige Vlaamse milieu- en energieregelgevingen zijn vandaag niet optimaal op elkaar afgestemd. Zo bestaat voor groene stroom de mogelijkheid dat een bedrijf wél groenestroomcertificaten zou ontvangen, zelfs al is het niet in regel met de milieuwetgeving. Anderzijds is de energieregelgeving soms strenger door bv. niet-aanvaardbare groenestroomcertificaten toe te kennen voor elektriciteit uit biomassastromen die volgens de milieuvergunning wél verwerkt mogen worden. (bv. hout dat ook als industriële grondstof kan gebruikt worden).

Dat zorgt voor onproductief dubbel werk: bezorgdheid bij bv. de OVAM over het toekennen van groenestroomcertificaten of de VREG die zich noodgedwongen ook over materiaalstromen moet buigen. Idealiter worden alle operationele voorwaarden opgelegd in de milieuwetgeving (vergunning) en is de naleving daarvan een voorwaarde voor het toekennen van steun voor groene stroomproductie. De specialisten van de VREG / OVAM / VMM hoeven zich dan niet meer op elkaars terrein te begeven, maar kunnen zich beperken tot het uitwisselen van informatie.

Deze link kan concreet gemaakt worden door de milieuadministratie de mogelijkheid te bieden om een overtreding van de milieuwetgeving te melden aan de VREG, waarop de VREG de toekenning van aanvaardbare certificaten schorst voor die installatie. Deze link komt overeen met de mogelijkheid die de netbeheerders vandaag de dag al hebben, waarbij zij rechtstreeks in de certificatedatabank aangeven wanneer een bepaalde installatie op hun net conform de technische voorschriften is bevonden en zo in aanmerking komt voor toekenning van certificaten.

6.9 Specifieke aanpak voor strategische projecten

Sommige projecten zijn zo specifiek of zo belangrijk in omvang dat hun opname zonder meer in een breder ondersteuningssysteem tot ongewenste effecten kan leiden. Hieronder worden enkele voorbeelden aangehaald.

- *Innovatieve technologieën* hebben nood aan demonstratieprojecten die de meerwaarde van de technologie in “real-life” omstandigheden kunnen aantonen. Voor dit soort projecten is het niet evident om een OT in te schatten. Zowel op het vlak van de kosten als op het vlak van de baten is er immers een grote onzekerheid. Voor deze projecten is het aangewezen eerder een specifieke ondersteuning te voorzien dan deze geforceerd in een generiek ondersteuningskader te steken. Een mogelijkheid zou erin kunnen bestaan dat het vigerende IWT-ondersteuningskader wordt aangepast maar wellicht is het eenvoudiger om binnen de huidige ecologiepremie een aparte lijn te voorzien voor de ondersteuning van

strategische demonstratieprojecten op het vlak van hernieuwbare energie. Het Europese kader laat daar de nodige ruimte voor.

- *Strategische projecten van een grote omvang.* Voor dit soort projecten gaat het vaak om geïntegreerde projecten (cf. ombouw van een traditionele centrale) waar geen standaard OT-berekening voor bestaat. Bovendien zal men voor dit soort projecten eerder voor een systeem van bedrijfsfinanciering opteren in plaats van de meer courante projectfinanciering die men hanteert bij meer “standaard” hernieuwbare-energieprojecten.

Een grote productiesite die deel uitmaakt van een grote internationale speler overweegt een belangrijke investering. Het al dan niet ontvangen van ondersteuning via GSC of WKC zou volgens de investeerder beslissend zijn of de investering in Vlaanderen zal gebeuren dan wel in een naburig land. Vaak gaat het hierbij om zeer grote projecten die een zeer grote impact hebben op de systemen van GSC en WKC.

Voor GSC was er sprake van een tender voor een 100% biomassa-centrale van 300 MW in Antwerpen, daarnaast lijkt het zeer goed denkbaar¹⁰ dat ook Langerlo zou omgevormd worden tot een 100% biomassa-centrale (tot 500MW), tot slot is er nog sprake van twee biomassacentrales (200 MW en 150 MW). Dit zijn telkens projecten die het Vlaams energiebeleid overstijgen gezien hun grote economische impact: 650 MW nieuwe productiecapaciteit, en een conversie van 500 MW die een totale investering van meer dan 1 miljard euro vertegenwoordigen. Deze projecten samen vertegenwoordigen een import van 14 miljoen ton houtpellets per jaar en dus een geldstroom van 1,8 miljard euro/jaar voor houtpellets. Hiermee zouden de Vlaamse havens zich Europees kunnen profileren als de toegangspoorten voor de ontluikende biomassamarkt. De vergevorderde afspraken tussen Electrabel, Essent en RWE in verband met normering en duurzaamheid van houtpellets wijzen zeker in deze richting.

Ook voor WKC kan de impact van individuele dossiers zeer groot zijn en het beleidsdomein Energie overstijgen.

Om gelijke behandeling te garanderen, dienen de regels voor de ondersteuning van strategische projecten nauwkeurig vastgelegd te worden. Gezien de ingrijpende impact op de ondersteuningsregelingen, dient de ondersteuning gekoppeld te worden aan maatregelen om de investeringszekerheid voor andere projecten binnen het ondersteuningsmechanisme te garanderen.

Concreet wordt voorgesteld om voor alle projecten groter dan 20 MW, het observatorium een impactanalyse te laten maken en de resultaten hiervan, zowel op vlak van de impact van het project op de prognose van de investeringen, de doelstellingen van de Vlaamse regering als op het quotum aan certificaten. Deze impactanalyse wordt voorgelegd aan de Vlaamse Regering en deze beslist of het project opgenomen wordt in het certificatenstelsel (waarbij dan in veel gevallen een opwaartse aanpassing van het quotum nodig zal zijn om de certificatenmarkt in evenwicht te houden) dan wel of een andere vorm van steun (investeringssteun,...) verkozen wordt om dit project te realiseren.

¹⁰ Op de studiedag van het bio-energieplatform van 20 september 2011 gaf E.ON te kennen dat ze Langerlo tegen Q2 2014 als 100% biomassacentrale in dienst zouden willen nemen.

7 Beknopte impactanalyse van een aantal mogelijke wijzigingsscenario's aan het ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie

7.1. Certificatensysteem met PV-modificatie

Uit de VITO-actualisatie van de onrendabele toppen blijkt dat – ondanks de ingrepen uit het verleden – nog steeds de grootste kloof tussen het steunniveau en de OT te vinden is bij (sommige types van) PV-installaties. Een beperkte bijsturing van het ondersteuningssysteem zou dus enkel de PV-ondersteuning moeten aanpassen zodat oversubsidiëring volgens VITO-doorrekening weggewerkt wordt. Een meer uitgebreide beschrijving van het scenario is opgenomen als bijlage 1.

Voordelen

- Ondersteuningssysteem wordt niet fundamenteel veranderd, zodat de sector vertrouwen behoudt in het ondersteuningssysteem;
- Eenvoudig systeem met beperkte administratieve kosten en personeelsnoden (hoewel groei van het aantal installaties nog steeds groei van het aantal betrokken personeelsleden noodzaakt).

Nadelen

- Maatschappelijk draagvlak voor ondersteuning blijft sterk onder druk staan.
- Geen afstemming op de onrendabele top voor verschillende technologieën door differentiatie met windfall profits tot gevolg.
- Weinig flexibel, houdt geen rekening met elektriciteitsprijs of brandstofprijs. Waarschijnlijk blijvende aanpassingen nodig aan veranderde omstandigheden.

7.2. Overstap op een feed-in premie met opkoopplicht door DNB's

Het quotum wordt afgeschaft. Er wordt maximaal investeringssteun gegeven. Het uitreiken van certificaten aan producenten blijft behouden. Alle certificaten worden opgekocht door de netbeheerders aan een tarief volgens de resterende onrendabele top.

Een meer uitgebreide beschrijving van het scenario is opgenomen als bijlage 2.

Voordelen:

- Steun wordt gedifferentieerd volgens de onrendabele top.
- Gegarandeerde steun voor de investeerder.
- Transparante doorrekening van kosten, als de regulator verantwoordelijk voor (distributie)-nettarieven hierop toeziet.

Nadelen:

- Geen garantie voor het behalen van de doelstelling. De overheid heeft geen slagkracht meer om de doelstelling op te leggen en is afhankelijk van investeerders.
- Indien de kosten enkel bij de distributienetbeheerders worden gelegd, dragen de verbruikers aangesloten op het transmissienet niet bij aan de financiering van het ondersteuningssysteem. Dit betekent dat de kosten zeer ongelijk worden verdeeld over de gezinnen en de bedrijven.
- Het distributienettarief zal zeer sterk toenemen. Vlaanderen kan immers geen incorporatie van opkoopkosten in het transmissienettarief beslissen, omdat tariefbevoegdheid federaal ligt. Het maatschappelijk draagvlak voor hernieuwbare energie zal hierdoor onder druk

komen te staan (cfr. verhoging omwille van PV-opkoopkost). Er is helemaal geen zekerheid dat elektriciteitsleveranciers hun tarieven recht evenredig zullen laten dalen. Het is makkelijk om de oorzaak van een verhoging van de totale elektriciteitsprijs te leggen bij een verplichting opgelegd door de overheid (toename distributienettarief). Het tegendeel beweren aan de hand van cijfers zal moeilijker zijn.

- Dit systeem verrekent de kosten via de nettarieven. De huidige regulatoire en juridische onzekerheid rond nettarieven zorgt voor grote onzekerheid voor zowel overheden als investeerders en maakt beleidsbijsturingen binnen de Vlaamse bevoegdheden zeer moeilijk. De Vlaamse overheid geeft in feite de ondersteuning en financiering van het hernieuwbare energiebeleid uit handen, aangezien ze zelf geen enkele impact heeft op de manier waarop de netbeheerders hun tarieven samenstellen.
- Groot overheidsbudget vereist om maximaal investeringssteun te geven.
- De administratieve kosten en bijkomend personeelsinzet bij het agentschap dat certificaten uitreikt en bij het observatorium zullen zeer sterk moeten toenemen. Voor elke technologie en afhankelijk van het vermogen moet immers een apart tarief bepaald worden. Voor nieuwe installaties varieert dit tarief in de tijd (cfr. Duitsland met circa 3000 verschillende tarieven).
- Indien geïnvesteerd wordt in meer projecten met een hogere kost, dus een hoger tarief, neemt de kostprijs van het systeem toe, want er is geen enkele rem zoals het behalen van een quotum. Dit dient opgevangen te worden met een maximum opgesteld vermogen per technologie met een daaraan gekoppelde automatische verlaging van de tarieven. De investeringszekerheid komt hierdoor onder druk te staan, waardoor een belangrijk voordeel van dit systeem kan vervallen.
- Er is geen aansluiting voor een post2020-scenario waarbij import van groene stroom bij ambitieuze doelstellingen (100% HE tegen 2050) dient overwogen te worden;

7.3. Scenario waarbij huidig certificatenstelsel wordt bijgestuurd naar meer kostenefficiëntie

Behoud van certificatenstelsel met verfijningen, o.a. beperken steunduur, optimalisatie OT-methodiek, banding.

Meer uitgebreide beschrijving van dit scenario is opgenomen als bijlage 3.

Voordelen:

- Quotum blijft behouden zodat het behalen van de doelstelling gegarandeerd kan worden, mits effect van banding op band doelstelling-quotum nauw bewaakt wordt.
- Soepele overgang met het huidige systeem wat positief is voor het investeringsvertrouwen.
- Aansluiting voor een post2020-scenario waarbij import van groene stroom bij ambitieuze doelstellingen (100% HE tegen 2050) dient overwogen te worden.
- In lijn met vraag stakeholders.
- Beheersbaarheid van de maximale kost.

7.3.1. Banding

Via een bandingfactor meer of minder certificaten toekennen per geproduceerde MWh om zo de steun precies af te stemmen op de onrendabele top.

Voordelen:

- De steun wordt gedifferentieerd volgens de onrendabele top.
- Banding laat toe om alle steun opnieuw via de markt te laten verlopen en de rol van de DNB's in het opkopen van PV-certificaten en warmtekrachtcertificaten (en binnenkort biovergistings- en andere groenestroomcertificaten) te laten wegvallen.
- De bandingsfactor kan rekening houden met de evolutie van de elektriciteits- en brandstofprijzen (incl. biomassaprijzen).
- Administratieve vereenvoudiging door één minimumtarief.

Nadelen:

- Door banding is de relatie tussen het quotum en de doelstelling minder duidelijk, al kan dit vrij eenvoudig worden omgerekend en is dit momenteel ook reeds enigszins het geval door het bestaan van vrijstellingen voor grote elektriciteitsverbruikers en door het toekennen van partiële certificaten aan bijstook biomassa.
- Investeerders blijven in zekere mate afhankelijk van een marktmechanisme waaruit risico's voortvloeien. Maar die worden door minimumtarieven opgevangen.
- Bepaling van de bandingfactor is complexer dan omgekeerd hybride systeem (zie volgend punt) met een hogere administratieve kost tot gevolg, maar de complexiteit blijft lager dan in geval van feed-in premies, tenzij de bandingfactor wordt bepaald op niveau van elk individueel project.
- Minder transparant doorrekenen van de kosten dient opgevangen te worden door berekening en communicatie van werkelijke kosten.

7.3.2. Omgekeerd hybride systeem

Een alternatieve hervormingsmogelijkheid wordt geboden door het "omgekeerd hybride systeem" (OHS). De boeteprijs wordt sterk verlaagd, het quotum wordt een basissteun voor alle installaties. Technologieën die een hogere onrendabele top hebben en maatschappelijk zinvol geacht worden door vergoed via een bonuspremie.

Voordelen:

- Lagere marktprijs, waardoor windfall profits worden vermeden.
- Positieve benadering door bonussysteem (geen halve certificaten, tenzij gekozen wordt voor banding omwille van vermijden impact op distributienettarieven).
- Minder complexe uitvoering en lagere administratieve kost en beperktere nood aan toename personeelsinzet.
- Duidelijke link met de doelstelling (1 certificaat per MWh, tenzij in combinatie met banding).
- Lagere marktprijs ligt bij operationele kost om afgeschreven installaties draaiende te houden, dus steun staat in functie van operationele kosten van Opex-installaties.
- Kleine installaties - die vaak een hogere OT hebben - zijn minder afhankelijk van de invloed van grote projecten (overschot van certificaten).

Nadeel:

- Doordat de marktprijs lager ligt, zal bonuspremie door de netbeheerder moeten uitbetaald worden, waardoor de nettarieven zullen stijgen of een fonds in het leven geroepen moet worden. Alternatief is banding, maar daardoor versoepelt de band tussen quotum en doelstelling, wat een sterk argument voor OHS is;

- Het is niet eenvoudig om één lagere boeteprijs vast te leggen (op tarief bijstook, onderhoudskost of operationele kost?), er zal nog steeds – maar veel beperkter – verschil tussen steunniveau en OT kunnen bestaan;
- Geen bijsturing voor evolutie elektriciteits- en brandstofprijzen nodig;
- Lagere certificaatprijs is nadelig voor bestaande LT-contracten waarbij de prijs door de boete bepaald wordt. Een overgangsfase is vereist;
- Een lage marktprijs veroorzaakt een de facto feed-in premiesysteem in de afschrijvingsperiode van alle technologieën met een OT hoger dan de marktwaarde.

8. Beleidsaanbevelingen voor aanpassingen aan het huidige ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie

8.1. Kenmerken van een goed ondersteuningssysteem

Efficiënt (kosten/baten)

- Eenvoudig, transparant: niet drempelverhogend voor (vooral kleine) investeerders.
- De rol van de overheid blijft beperkt tot elementen waarvoor de overheid de kennis kan opbouwen en bijhouden en de slagkracht kan ontwikkelen om deze elementen tijdig bij te sturen. Er is geen nood aan micromanagement op installatieniveau door de overheid (waarvoor te gedetailleerde en daardoor onrealistische technologische kennis nodig is en/of onrealistische slagkracht vergt). Wel is een beter gestructureerde en frequentere opvolging van de evolutie van het productiepark, van de ontwikkelingen op de certificatenmarkten en van het quotum nodig. Dit is een van de taken van het nieuw op te richten observatorium.
- Kostenefficiënt.

Effectief (doel bereiken)

- Leidt tot voldoende bijkomende investeringen in hernieuwbare elektriciteitsproductie en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling om toe te laten dat de doelstellingen van de Vlaamse overheid gehaald worden.
- Leidt tot een permanente, duurzame bijdrage tot de realisatie van de doelstellingen van de overheid. Leidt tot versteviging van de concurrentie en draagt zo bij tot de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt (aantrekken/creëren nieuwe spelers).
- Leidt tot het bevorderen van het ter plaatse verbruiken van de opgewekte stroom.
- Geeft een prikkel voor het correct dimensioneren van de installaties.

Het steunmechanisme moet op een voldoende vergoeding mikken voor het risico dat een projectontwikkelaar loopt door een nieuw project op te zetten. Het moet met andere woorden eerder mikken op een voldoende grote prikkel om te investeren dan een precies steunniveau beogen dat rekening houdt met specifieke karakteristieken van investeringsgoederen en dergelijke meer. In de OT-studies wordt daarom best rekening gehouden met een modaal technologieniveau en niet met BAT.

8.2. Algemene aanbevelingen

8.2.1. Het certificatenstelsel blijft de basis van het ondersteuningssysteem

Een grote meerderheid van de stakeholders is niet te vinden voor een volledig nieuwe aanpak voor de ondersteuning van milieuvriendelijke energieproductie. Het verlaten van het certificatenstelsel ten voordele van een nieuw op te starten systeem, zou beleidsmatig een zware gok betekenen. De Vlaamse overheid en de sector zouden opnieuw van nul moeten beginnen, ervaring opbouwen met het nieuwe systeem en dat beginnen bijsturen. Continuïteit is een belangrijk instrument waarover de Vlaamse Regering beschikt om de beleidsdoelstelling inzake hernieuwbare energie en klimaatbeleid te realiseren.

Teneinde de realisatie van de beleidsdoelstelling voor 2020 niet in het gedrang te brengen, moet het certificatenstelsel de basis blijven voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie in Vlaanderen. Het nu overstappen op een fundamenteel ander

ondersteuningsmechanisme zou een systeemschok veroorzaken en daardoor de realisatie van de doelstelling op de helling zetten (beleidsadvies).

Het huidige certificatenstelsel heeft belangrijke verdiensten: het creëerde een stabiel en voldoende aantrekkelijk investeringsklimaat, wat toeliet om voldoende investeringen te genereren zodat de doelstellingen van de Vlaamse Regering inzake de milieuvriendelijke energieproductie bereikt.

Voor de meeste stakeholders is een omschakeling naar een fundamenteel ander systeem, zoals een feed-in systeem, niet aan de orde. Deze optie zou enkel zinvol zijn indien het huidige systeem niet zou leiden tot het behalen van de doelstellingen. Gewenster is om een aantal parameters van het huidige systeem aan te passen om tegemoet te komen aan de zwaktes van het systeem.

Bij elk voorstel om over te stappen op een ander steunmechanisme moet immers rekening worden gehouden met de transitiekost van het overstappen van een gevestigd systeem op een nieuw ondersteuningssysteem of met de effecten van het hervormen van het huidige steunsysteem om het de eigenschappen van een feed-in tarief of premie geven. Zo tonen voorbeelden in de rest van Europa aan dat overstappen tussen ondersteuningssystemen leidt tot een breuk in het investeringsklimaat, waardoor opnieuw een leercurve doorlopen moet worden alvorens nieuwe projecten gelanceerd worden en dus de continuïteit en het vertrouwen in het investeringskader geschaad wordt. Ook drastische hervormingen binnen een bestaand steunmechanisme kunnen dit effect hebben. Vlaanderen kan zich geen stop-and-go beleid veroorloven zonder de uiteindelijke doelstellingen te hypothekeren.

Verschillende wetenschappelijke studies ondersteunen de stelling dat noch een certificatengebaseerd systeem, noch een feed-in systeem ondubbelzinnig beter is dan het alternatief¹¹. Ten dele hangt het succes van een ondersteuningssysteem meer af van de omstandigheden dan van de modaliteiten van het systeem. Toch zien we in verschillende landen een tendens naar meer marktconforme - in veel gevallen certificatengebaseerde of gelijkaardige - systemen. Een groeiend aandeel aan hernieuwbare energieproductie (vaak met een intermitterend karakter) in de brede elektriciteitsmarkt inpassen, vergt logischerwijs een ondersteuningssysteem voor de productie van milieuvriendelijke stroom dat toelaat om deze productie in de markt te sturen op basis van dezelfde signalen als de andere productie-installaties. Feed-in en gelijkaardige systemen creëren eerder een aparte, afgescheiden context waarin milieuvriendelijke productie op een geïsoleerde manier ontwikkeld en beheerd wordt. Dit is niet houdbaar op lange termijn. Een future proof ondersteuningssysteem moet daarom marktgebaseerd zijn.

Het succes van een feed-in systeem of een bonussysteem staat of valt met het vermogen van de overheid om een adequaat – voldoende hoog om investeringen te prikkelen, maar niet zo hoog dat windfall profits gecreëerd worden – steunniveau te bepalen. Dit is – getuige ervaringen in het buitenland – een bijzonder moeilijke tot zelfs onmogelijke opdracht, en leidt er in praktijk toe dat het beleid een stop-and-go karakter krijgt en niet tot een stabiel en voorspelbaar investeringsklimaat leidt.

¹¹ Bijvoorbeeld de studie van Toke: "In practice procurement regimes work if they give good price incentives. [...] The challenge is to improve and diversify this system [...] without interrupting the progress that is already being achieved."

De belangstelling voor het ondersteuningssysteem in Vlaanderen vanuit het buitenland neemt toe. Ons model is met andere woorden exporteerbaar, wat kan bijdragen tot de zichtbaarheid van Vlaanderen op internationale schaal, maar ook tot export van kennis, wat ten goede kan komen aan de bedrijven die in Vlaanderen actief zijn in de sector van hernieuwbare energie.

8.2.2. Verdere verfijning van het certificatiesysteem is noodzakelijk

Uit de consultatie van de stakeholders blijkt duidelijk dat verdere verfijning van het certificatiesysteem als noodzakelijk wordt beschouwd (beleidsadvies).

Om het maatschappelijk draagvlak voor het certificatiesysteem te behouden en het risico op windfall profits zoveel mogelijk te beperken, werd het steunmechanisme de afgelopen jaren al herhaaldelijk aangepast, met als doel de beleidseffecten ervan beter af te stemmen op de realiteit in de energiesector en om de kost van het systeem voor de energieverbruikers zoveel mogelijk te beheersen. Ook in de toekomst zijn verdere bijstellingen en verfijningen nodig, zonder echter het positieve investeringsklimaat te verstoren.

Volgende bijstellingen worden voorgesteld:

- invoering van bandingprincipe waarbij steun wordt gedifferentieerd per technologie (en waar relevant naar schaalgrootte of projecttype) door meer of minder certificaten toe te kennen per geproduceerd MWh en daardoor de steun beter te doen aansluiten bij de OT (zie bijlage 3.);
- voor elke technologie die het beleid wenst te ondersteunen, wordt een steunpad voor een bepaalde periode geraamd op basis van de onrendabele toppen, waarbij gebruik wordt gemaakt van het geoptimaliseerde OT-model zodat de vooropgestelde steun zo dicht mogelijk aansluit bij de verwachte evoluties van de technologieparameters;
- de parameters van het OT-model worden op een transparante manier vastgelegd, zo zal o.a. nog worden nagegaan of het aangewezen is de IRR te differentiëren naar technologie of doelgroep, of er rekening dient te worden gehouden met evolutie elektriciteits- en brandstofprijzen en of er rekening moet worden gehouden met eigen verbruik of de wijze van projectfinanciering;
- de resultaten van het OT-model moeten consequent worden toegepast, dit betekent o.a. dat wanneer het OT-model als resultaat geeft dat een technologie geen steun nodig heeft (bijv. grootschalige WKK), deze technologie automatisch van steun wordt uitgesloten;
- de minimumsteun wordt uitgebreid naar alle nieuwe installaties, ook diegene aangesloten op het transmissienet, waarbij een ingrijpende wijziging niet als een nieuwe installatie wordt beschouwd;
- het begrip 'ingrijpende wijziging' heroriënteren naar de warmtevraag zodat enkel steun verleend wordt aan nog niet afgeschreven, energetisch verantwoorde en werkelijk energie-efficiëntieverhogende investeringen in aanmerking komen;
- de functies 'steuncertificaat' en 'garantie van oorsprong' worden ontkoppeld, zodat het gebruik van de GvO geen interferentie meer creëert met de steunverlening van productie op basis van HEB en WKK;
- voor nieuwe installaties wordt de steun slechts toegekend gedurende de afschrijvingsperiode (10 jaar en 15 jaar voor PV) en voor de periode na de afschrijvingsperiode wordt een steun berekend en toegekend die noodzakelijk is om de installaties op een rendabele manier operationeel te houden;

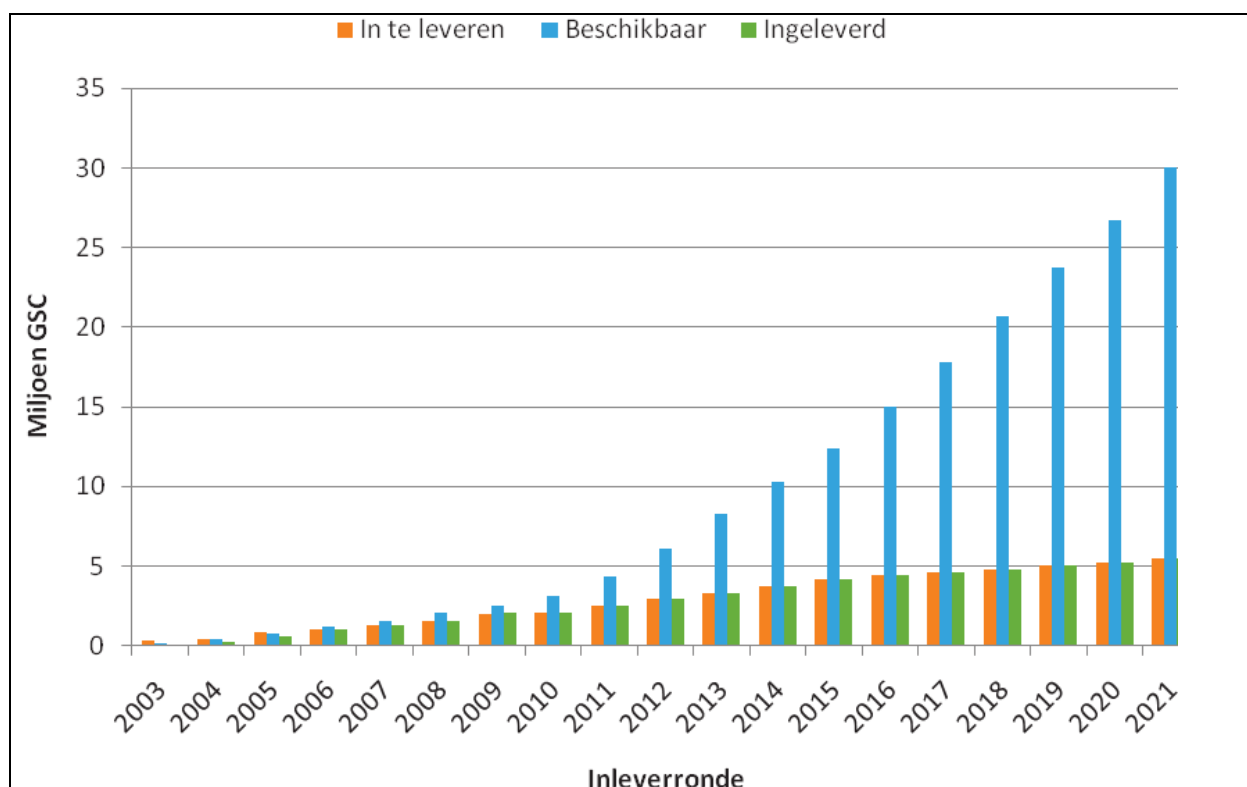
- De werking van de certificatenmarkt bevorderen door grote of gegroepeerde verbruikers toe te laten zelf hun certificaten in te dienen.

Bestaande installaties behouden in elk geval de huidige minimumsteun voor de periode die gegarandeerd is door de huidige regelgeving. Daarna blijft verdere exploitatiesteun mogelijk indien dit volgens een nieuwe OT-berekening nodig blijkt om de installatie operationeel te houden (beleidsadvies). Een beperking van de aanvaardbaarheid voor de certificatenverplichting in de tijd voor alle installaties, is juridisch mogelijk indien de duur van de minimumsteun wordt gerespecteerd. Anders wordt afbreuk gedaan aan de decretaal toegekende minimumsteun en dan dient de Vlaamse Regering conform artikel 7.1.6, §3 van het Energiedecreet de geleden schade te vergoeden.

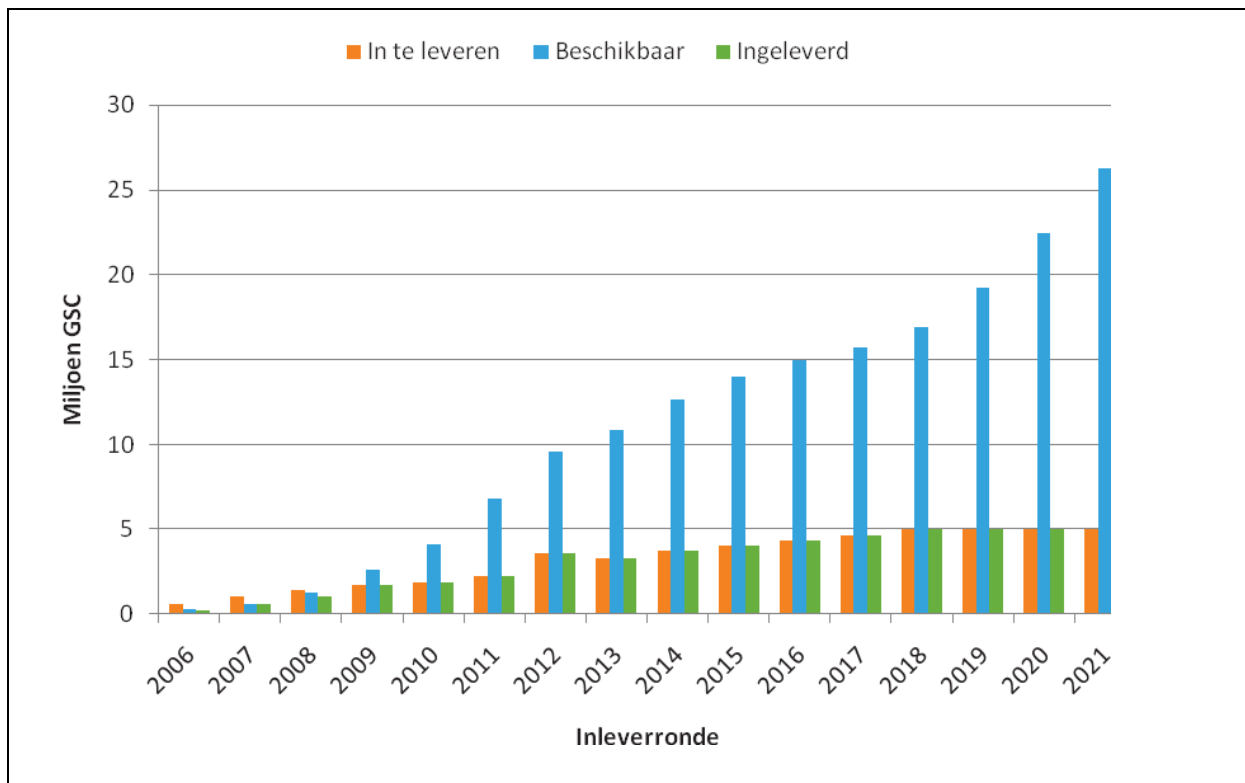
8.2.3. Bestaande certificaatoverschotten wegwerken en nieuwe overschotten vermijden

In de rand van de studieopdracht over de evaluatie van de ondersteuning van hernieuwbare energie heeft VITO een inschatting gemaakt van het aanbod van groenstroom- en WKK-certificaten voor de periode 2011-2020. Dit aanbod werd vergeleken met de vraag onder de huidige vastgestelde quota. Uit onderstaande figuren blijkt dat er een structureel overschot van certificaten voor zowel groene stroom als WKK verwacht wordt.

Inschatting marktsituatie GSC (2003-2021)



Inschatting marktsituatie WKC met toenemende WKK-capaciteit (2006-2021)



In ieder geval dient een aanpassing van het ondersteuningssysteem te voorzien in het wegwerken van de huidige certificatenoverschotten (beleidsadvies). De verschillende mogelijkheden terzake moeten nog nader worden onderzocht. Mogelijke opties zijn in eerste instantie:

- verhogen van de quota, via beslissing van de Vlaamse Regering, op termijn door het invoeren van een automatisch quotumaanpassingsmechanisme om aanpassingen van het quotum in neer- of in opwaartse zin vlot door te voeren;
- DNB's verplichten om overschotten op te kopen en ze mogen die maar op de markt mogen brengen als het marktevenwicht is hersteld;
- overschotten opkopen door de Vlaamse overheid en vernietigen, waarbij deze steunverlening wordt aangemeld als staatssteun;
- voor nieuwe installaties lager aantal certificaten toekennen door betere afstemming van de steun op de onrendabele toppen.

In bijlage 4 is een beknopte analyse weergegeven van enkele van deze opties.

Elk ondersteuningsmechanisme voor hernieuwbare energie is gebaseerd op prognosestudies die de te verwachten evolutie weergeeft van de geïnstalleerde capaciteit. In het geval van een certificatenstelsel is die evolutie vastgelegd in de te behalen doelstelling waarop de markt zich instelt.

Een andere feitelijke evolutie dan de prognose maakt dat het ondersteuningsmechanisme meer dan wel minder certificaten behandelt of meer dan wel minder feed-in steun moet toekennen. Dit kan tevens gaan om het pad dat deze evolutie volgt. Dit wordt vaak in procentuele of gemiddelde absolute groei verondersteld maar kan in werkelijkheid in sprongen gaan. Daarnaast worden ook in het gunstige geval projecten gerealiseerd die niet voorzien waren of onder de rentabiliteitsveronderstelling niet verwacht waren.

Een belangrijk nadeel van een correct toegepast bandingsysteem is dat bij een overschot aan certificaten de steun daalt onder het vereiste niveau. Indien gekozen wordt voor banding moet daarom worden voorzien in een gestructureerde en frequente opvolging van de ontwikkelingen van de certificatenmarkt, de productie van stroom op basis van WKK en HEB en van het quotum. Zo nodig moet snelle bijsturing van de quota mogelijk zijn. Dit is ook nodig wanneer grote installaties het quotasysteem dreigen te ontregelen omdat ze niet zijn opgenomen in de prognose waarop de quotavaststelling is gebeurd (bijv. biomassacentrale van 300 MW). Voor dergelijke grote strategische installaties dient sowieso in het OT-model een specifiek beoordelingsproces te worden voorzien. Er wordt voorgesteld om de ondersteuning van elke grote nieuwe installatie (vermogen vanaf 20 MW) ter goedkeuring voor te leggen aan de Vlaamse Regering. De Vlaamse Regering kan dan een keuze maken uit verschillende opties (quota verhogen, certificaten opkopen met algemene middelen, ...) (beleidsadvies).

8.2.4. Voldoende middelen voorzien voor monitoring en controle van het ondersteuningssysteem

De verfijning van het certificatenstelsel zal het sowieso complexer maken. Het is absoluut noodzakelijk dat binnen de energie-administratie (VREG en VEA) de nodige expertise en slagkracht wordt behouden en verder uitgebouwd (beleidsadvies).

Om verdere verfijning van het certificatenstelsel en een betere afstemming van de ondersteuning mogelijk te maken is de oprichting van een observatorium noodzakelijk (beleidsadvies).

Ook van uit de stakeholders bestaat een grote vraag naar meer overleg en transparantie bij het evaluatieproces van de OT voor de verschillende technologieën. Tevens zal bij het bepalen van de verschillende parameters (grondstofprijzen, elektriciteitsprijzen, prijsevoluties, indexen, ...) op een gestructureerde en gedragen manier de discussie kunnen gevoerd worden.

Dit observatorium omvat een kenniscentrum en een sturingscomité.

Kenniscentrum

Het kenniscentrum krijgt de taak alle parameters die een invloed hebben op de onrendabele top nauw op te volgen. Dit vereist een aanzienlijke bijkomende personeelsinzet van 6 à 10 VTE. Maatschappelijk is het verantwoord dat bijkomend personeel wordt ingezet voor een certificatenmarkt waarvan de geschatte cumulatieve kost tegen 2020 tot 6 miljard euro kan oplopen (cfr. 6.2.1.). Een correcte afstemming op de onrendabele top kan aanzienlijke besparingen realiseren. Verder vormt een goede bepaling van de onrendabele top de basis om een goed ondersteuningsmechanisme uit te bouwen. Een observatorium dat het ondersteuningssysteem op een gestructureerde wijze opvolgt, moet er voor zorgen dat niet dezelfde fouten als in het verleden worden gemaakt en te laat wordt ingegrepen om windfall profits te vermijden. Met de huidige personeelsbezetting is men te afhankelijk van de 'goodwill' van bedrijven om gegevens te krijgen. Het risico is groot dat gegevens doorgegeven worden om de onrendabele top naar boven bij te stellen. Meer controle aan de hand van facturen en gegevens vanuit het buitenland is noodzakelijk.

Het takenpakket van de bijkomende personeelsleden bestaat uit:

- opmaak en opvolging prognoses milieuvriendelijke energieproductie;
- beheren en optimaliseren van het model voor de berekening van de onrendabele top;
- opvragen en bepalen van de actuele prijs van elektriciteit, fossiele brandstoffen en biomassa en een prognose op korte termijn (groeivoet voor de volgende 3 jaar);
- evaluatie van de leercurve van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën;
- behandeling van strategische en innovatieve investeringsprojecten;
- overleg met de Vlaamse overheid, de sector en andere belanghebbenden;
- rapportering over de parameters en resultaten van de onrendabele top;
- beleidsvoorstellen uitwerken om de ondersteuning af te stemmen op de onrendabele top;
- bijkomende administratie (vb. uitwerken van vertrouwelijkheidsclausule tussen bedrijven en de overheid om gegevensuitwisseling mogelijk te maken);
- controletaken.

De eisen waaraan het kenniscentrum moet voldoen:

- onafhankelijke en neutrale organisatie;
- het vertrouwen hebben van de stakeholders;
- garanties bieden voor een stabiele werking;
- werken volgens zeer strikte richtlijnen;
- beschikken over experts;
- kunnen voldoen aan de diverse praktische uitvoeringseisen zoals levertijd en wijze van uitvoering van alle taken.

Sturingscomité

Het sturingscomité stuurt het kenniscentrum aan en is samengesteld uit vertegenwoordigers van:

- Vlaamse overheid;
- financiële sector;
- sector milieuvriendelijke energieproductie;
- energiegebruikers.

Voor een correcte bepaling van de OT moet men over betrouwbare brongegevens beschikken. Wat productiegegevens en rendementen betreft, beschikt de VREG reeds over deze gegevens. De prijzen van inputstromen kunnen echter enkel op een betrouwbare wijze bekomen worden via inzage in de contracten. Gegevens in verband met financiering zijn zeer moeilijk generiek te benaderen gezien de grote verschillen in eigen kapitaal en kredietwaardigheid tussen investeerders.

Vanuit efficiëntie-oogpunt is de beste aanpak overduidelijk om het observatorium bij VREG/VEA onder te brengen.

Het alternatief is om het observatorium binnen VITO te organiseren als referentieopdracht, waarbij VITO de opdrachten van het kenniscentrum dient uit te voeren. Deze optie heeft als belangrijk nadeel dat de strategische databank en know how niet geïntegreerd is met de beleidsvoorbereiding en –uitvoering. De VREG en het VEA zullen nog steeds een rol moeten spelen in het overleg tussen verschillende organisaties en de validatie van gegevens. Indien deze second best aanpak wordt weerhouden, moet zorg worden gedragen voor een zo nauw mogelijke samenwerking tussen VITO, VREG en VEA, door deze mensen samen te brengen

op eenzelfde locatie en eenzelfde netwerk ter beschikking te stellen waarlangs toegang tot de verschillende relevante databanken op een efficiënte manier mogelijk wordt.

Bijkomend is nog personeel bij de VREG nodig voor de opvolging van het productiepark in het certificatiesysteem, wat een garantie moet bieden voor de betrouwbaarheid binnen het systeem. De afwezigheid van personeel met inspectiebevoegdheid, nodig voor het opstellen van een proces-verbaal, staat een doeltreffend onderzoek in de weg. De kostenbesparing die voortvloeit uit meer controle op de toekenning van steun overstijgt op zich ruim de extra personeelskosten.

Zeer belangrijk voor het efficiënt functioneren van om het even welk steunsysteem is de mogelijkheid tot controle van de installaties waaraan steun wordt toegekend. Aangezien het gaat over grote budgetten, is deze controle ook maatschappelijk zeer relevant. In de huidige certificatiesystemen voor groene stroom en warmtekrachtkoppeling wordt wel een controlebevoegdheid voor de VREG voorzien in het Energiedecreet, maar deze kon wegens personeelstekort nog niet worden ingevuld. Het is aan te raden bij een herziening van het steunsysteem duidelijke doelstellingen te formuleren wat betreft het controlebeleid en hierbij het vereiste personeel te voorzien. De voornaamste zaken waaraan aandacht besteed moet worden zijn controles ter plaatse en de mogelijkheid tot het opleggen van sancties.

Vermeende misbruiken zoals het verwarmen van lege serres, drooginstallaties die met de deuren open werken of stoom die wordt afgeblazen in de proces-industrie, kunnen enkel effectief tegengegaan worden door controles in de praktijk te brengen. Ook voor de fraudebestendige implementatie van de duurzaamheidscriteria en de opvolging van biobrandstofleveranciers is een doeltreffend controlebeleid noodzakelijk

De reden waarom de VREG controles ter plaatse moet kunnen uitvoeren, is het opsporen en tegengaan van fraude, en bij uitbreiding het elimineren van fouten die ter goeder trouw worden gemaakt door de producenten. Er zijn zaken die men in een papieren dossier kan manipuleren en die bij een keuring niet aan het licht komen, die de VREG op eigen initiatief, ter plaatse moet kunnen onderzoeken. Logischerwijs moet de VREG ook sancties kunnen opleggen, zoals de administratieve boetes voorzien in het Energiedecreet. Voor de VREG betekent dit een bijkomende werklust van 3 VTE, naast de 1 VTE die momenteel al controletaken uitvoert en de 3 VTE bij de netbeheerders aanstuurt en opvolgt voor wat betreft de controle op PV-installaties.

8.2.5. Optimalisatie van de solidarisering van de kosten verbonden aan het ondersteuningssysteem en van de netkosten

Optimalisatie van de kosten verbonden aan het ondersteuningssysteem

Vanuit een overheidsstandpunt en voor het draagvlak op lange termijn voor de steun voor hernieuwbare energie, is een eerlijke verdeling van de kosten en baten van hernieuwbare energie onontbeerlijk.

In de meeste landen verloopt de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie via de elektriciteitsprijs. In feite komt het erop neer dat de gebruiker van fossiele of nucleaire energie betaalt voor de schone energie en dit proportioneel aan zijn verbruik. Bij een

verrekening van de kosten via de elektriciteitsleverancier levert iedereen een bijdrage afhankelijk van zijn gebruik.

Indien de kosten via de distributienetbeheerder worden geregeld, is er geen bijdrage van diegene die op het transmissienet zijn aangesloten.

De organisatie van de elektriciteitsdistributiesector in Vlaanderen heeft er evenwel voor gezorgd dat een verbruiker, afhankelijk van waar hij woont en of daar veel of weinig zonnepanelen op de daken liggen, minder of meer moet betalen dan eenzelfde verbruikerstype een paar gemeenten verder. Dit is een gegeven dat tot heel wat onbegrip aanleiding geeft en het draagvlak voor de ondersteuning van de milieuvriendelijke energieproductie via de elektriciteitsprijs het voorbije jaar sterk heeft aangetast.

De ervaring met de ondersteuning van PV toont aan dat het inzetten van een productiebevorderend instrument voor nog niet mature technologie gevaren inhoudt op het ogenblik dat ze toch al enigszins matuur wordt. Voor niet mature technologie moeten immers hoge financiële stimulansen worden voorzien, terwijl voor grootschalige productiestimulering vooral naar de kostenefficiëntie - zoveel mogelijk groene stroom produceren tegen zo laag mogelijke globale kost - moet worden gekeken. Als die kostenefficiëntie er niet is, is er geen draagvlak voor solidariteit. Maar ook als de kosten, ongeacht hun efficiëntie, te hoog oplopen, of niet rechtmatig worden verdeeld, komt de solidariteit onder druk.

Solidariteit op basis van inkomen zou de beste oplossing zijn, maar is wellicht binnen de huidige Vlaamse bevoegdheid niet te realiseren. Solidariteit opleggen binnen het marktgebeuren - op het niveau van de relatie klant-energieleverancier - lijkt eveneens weinig haalbaar. Leveranciers zullen eerder voor de gemakkelijksoplossing kiezen zoals voor de marktwaarde van de certificaten, dan voor een gelijk speelveld tussen PV-eigenaars en "gewone" consumenten. Voor de solidarisering van de kosten van de openbardienstverplichtingen zou dat dus nog moeilijker liggen.

De ondersteuning per technologie differentiëren via de invoering van het bandingprincipe, houdt in dat de financiering van het ondersteuningssysteem volledig via de leveranciersprijs zal verlopen. Hierdoor zal voor nieuwe installaties de huidige onevenwichtige doorrekening via het nettatarief verdwijnen. Tevens dient een bredere rechtvaardigere financieringsbasis te worden gecreëerd waarin prosumenten bijdragen in de financieringskosten van het ondersteuningssysteem. Dit kan door de opbrengst van een heffing aan te wenden voor de opkoop van certificaten van bestaande installaties.

Optimalisatie van de solidarisering van de netkosten

Onafgezien van de band met de financiering van de kosten van de certificaten systemen, is het nettarievensysteem aan een herziening toe. Het vergoeden van het netgebruik uitsluitend op basis van de van het net afgenomen kWh lijkt niet langer aangewezen. De meest voor de hand liggende aanpak is dan de netkosten veroorzaakt door productie-installaties te laten dragen via een veralgemeend injectietarief (gedifferentieerd naar klantensegment¹²), en/of de netkosten voor afname door de rekenen evenredig met de kracht van de netaansluiting (beleidsadvies). Met kracht of sterkte van de aansluiting wordt dan bedoeld het elektrisch vermogen van de aansluiting.

¹² Bijvoorbeeld: huishoudelijke aansluitingen en aanverwante, aansluitingen onder "drijfkracht" (driefasig met hoger vermogen, maar nog altijd onder laagspanning), aansluitingen onder middenspanning, hoogspanning, ...

Een heffing of incorporatie van de kosten in het nettatarief, afhankelijk van het vermogen van de aansluiting, is vooral vanuit economische redenen te verantwoorden. Hierdoor zullen de zwaardere aansluitingen (dus ook de aansluitingen met grotere PV-installaties) meer bijdragen dan de kleinere. De zwaardere aansluitingen genereren ook meer kosten voor de netbeheerder. Zo een systeem van kostentoe wijzing heeft wat huishoudens betreft ook een sociale functie. Wie met 10 ampère toekomt of moet toekomen - wat bijvoorbeeld het geval kan zijn bij een budgetmeter -, betaalt dan minder dan wie het net zwaar belast. Wie elektrisch verwarmt, wat ecologisch minder is aangewezen, heeft ook een zwaardere aansluiting nodig. Het is dus niet alleen economisch maar ook sociaal meer correct dan de huidige berekening per verbruikte kWh.

Aangezien de Vlaamse overheid geen bevoegdheid heeft over de tarieven, zou zich dus in eerste instantie moeten wenden tot een heffing. Dit is juridisch mogelijk omdat een heffing op het elektrisch vermogen, in tegenstelling tot heffingen op het energieverbruik, voldoet aan het principe van “non bis in idem”. In Wallonië is er trouwens al een aansluitingsheffing ingevoerd. Vanaf de regionalisering van de bevoegdheid over de distributienettarieven, kan de Vlaamse overheid de wetgeving in verband met de doorrekening van de kosten van de openbardienstverplichtingen herzien.

Voor een optimalere verdeling van de kosten is een overdracht van de bevoegdheid over de distributienettarieven naar de gewesten nodig. Het lijkt aangewezen om voor deze problematiek geen second best oplossingen uit te werken (bijv. heffing) maar eerder te starten met de voorbereiding van een ingrijpende aanpassing van het nettarievensysteem zodat ze snel kan worden geïmplementeerd van zodra de bevoegdheid over de distributienettarieven naar de gewesten is overgedragen.

8.2.6. Terugdraaiende teller

De prosumenten moeten, correcter dan nu het geval is, bijdragen in de financiering van de netkosten. Ze vormen ook een ‘blinde vlek’ voor de werking van de elektriciteitsmarkt, omdat hun precieze afname en injectie van stroom niet gemeten wordt door de ‘terugdraaiende teller’. De eventuele invoering van de slimme meter kan een opportuniteit zijn: er kan dan worden overwogen om in eerste instantie de prosumenten van een slimme meter te voorzien. Er moet een aangepast systeem worden uitgewerkt om hun injectie en verbruik zoals gemeten door de slimme meter te salderen (beleidsadvies).

Consumenten van elektriciteit hebben een kost in verhouding met hun consumptie van elektriciteit. Hoe meer je verbruikt, hoe meer je betaalt want je betaalt per verbruikte kWh elektriciteit. Prosumenten verlagen hun kost omdat ze een deel van of soms gans hun vraag naar elektriciteit zelf produceren. Dat de gebruiker van fossiele of nucleaire energie daardoor betaalt voor de schone energie en dit proportioneel aan zijn verbruik, beantwoordt aan het principe dat de vervuiler betaalt.

De kosten die een elektriciteitsverbruiker moet betalen, omvatten echter verschillende componenten, waaronder een bijdrage voor het gebruik van het distributienet, de netkosten. Ook die bijdrage in de netkosten wordt dus aangerekend in verhouding tot van het net afgenomen elektriciteit. Een prosument kan tot op zekere hoogte ontsnappen aan de netkosten door de eigen productie van elektriciteit. In de praktijk is dit georganiseerd via de

terugdraaiende elektriciteitsmeter. Dit creëert een ‘blinde vlek’ omdat de precieze afname van en injectie op het elektriciteitsnet niet gemeten wordt.

Wanneer een prosumant met bijvoorbeeld PV-panelen voornamelijk in de avonduren elektriciteit verbruikt, zal de elektriciteitsproductie uit de zonnepanelen (overdag) hoofdzakelijk in het net geïnjecteerd worden en wordt zijn elektriciteitsverbruik ('s avonds) van het net afgenomen. Door de terugdraaiende teller zal de elektriciteitsafname van het net echter automatisch gecompenseerd worden met de eigen productie, ongeacht of de vraag naar elektriciteit ('s avonds) gelijk loopt met de productie van de eigen elektriciteit (overdag).

Dat prosumanten hierdoor minder of in sommige gevallen helemaal niet bijdragen aan de financiering van de netkosten, is niet aanvaardbaar. Prosumanten staan namelijk niet los van het net en hebben het net nodig als een buffer om te garanderen dat stroom of elektrisch vermogen kan geleverd worden op elk moment dat er vraag naar is, dus ook wanneer de productie-installatie geen of te weinig stroom of vermogen levert.

Er moet een aangepast systeem komen zodat ook prosumanten correct bijdragen in de netkosten voor hun noodzakelijk gebruik van het elektriciteitsnet. Dit kan door de meting van afname van elektriciteit van het elektriciteitsnet en de injectie van de zelf geproduceerde elektriciteit op dit net afzonderlijk te meten, via een slimme meter. Op die manier zijn afname en injectie precies gekend en kan de prosumant bijdragen aan zijn netgebruik in verhouding tot zijn bruto-afname van elektriciteit van het elektriciteitsnet of van zijn werkelijk netto-verbruik van elektriciteit.

In het eerste geval dient het net als een back-up voor het geplaatst vermogen aan eigen productie. De prosumant draagt bij voor wat betreft de netkosten ten belope van zijn volledig elektriciteitsverbruik. Het is hierbij noodzakelijk dat alle eigen productie via de injectiemeter stroomt. Dit zou echter als een unilaterale inbreuk kunnen begrepen worden op de voorwaarden waaronder de prosumant in duurzame energieproductie heeft geïnvesteerd. Het principe van de terugdraaiende teller kan voor de overige kosten behouden blijven door een aangepast systeem te voorzien om injectie en verbruik zoals gemeten door de afname- en injectiemeter te salderen. Het nadeel van deze keuze is dat door injectie en afname 100% te scheiden (noodzakelijk voor de verrekening) de installaties, ook de compensatie op de afname van hun productie die gelijktijdig met het verbruik wordt geproduceerd, kwijt zijn.

In het tweede geval draagt een prosumant bij aan de netkosten voor de feitelijk van het net afgenomen elektriciteit. Dit zou een aanmoediging uitmaken om zoveel mogelijk de eigen opgewekte stroom ter plekke onmiddellijk te verbruiken i.p.v. te injecteren en zo het gebruik van het net te minimaliseren.

Indien terzake op korte termijn een beleidsinitiatief nodig zou worden bevonden, is het aangewezen te opteren voor een bijdrage van de prosumant in de netkosten voor de hoeveelheid feitelijk van het net afgenomen elektriciteit. De prosumanten zullen hiervoor moeten worden verplicht om (eventueel op eigen kosten) een slimme meter te installeren.

In een latere fase zou met de invoering van een capaciteitsvergoeding i.p.v. aan verbruik gerelateerde bijdrage dit probleem zich vanzelf oplossen. Het lijkt beleidsmatig niet aangewezen om tijdelijk een second best oplossing in te voeren. Er dient eerder zo spoedig mogelijk werk worden gemaakt van de voorbereiding van een volledige hervorming van het

nettariëvensysteem in functie van de overdracht van de bevoegdheid over de distributienettarieven naar de gewesten.

8.2.7. De marktmacht temperen

Het aantal vragers naar GSC en WKC is op dit ogenblik eerder beperkt wat een negatieve impact heeft op de marktwerking. Bovendien is er nog de problematiek van elektriciteitsleveranciers die in plaats van de marktprijs de boeteprijs doorrekenen aan hun eindverbruikers met extra kosten tot gevolg.

Er wordt voorgesteld om de werking van de certificatenmarkt te bevorderen door grote of gegroepeerde verbruikers toe te laten zelf hun certificaten aan te kopen en in te dienen (beleidsadvies). Dit biedt voor deze elektriciteitsafnemers de mogelijkheid om de kosten verbonden aan de quotumplicht te drukken. Op die manier kan het aantal partijen dat certificaten opkoopt gevoelig toenemen en aldus de concurrentie op de certificatenmarkt verhogen.

Dit zal vooral de onafhankelijke producenten ten goede komen en hen toelaten om hun certificaten aan een interessantere prijs te valoriseren.

Bijlagen

Bijlage 1: Certificatensysteem met PV-modificatie

Het certificatensysteem zoals we dit vandaag kennen in Vlaanderen blijft behouden. De markt bepaalt de certificaatwaarde, die op haar beurt door de boeteprijs en de gegarandeerde minimumvergoedingen bepaald wordt. De minimumvergoedingen gebaseerd op de onrendabele top voor de verschillende technologieën, vormen een minimumgarantie voor de investeerders.

Uit het evaluatieonderzoek naar de onrendabele top en de steun voor de verschillende technologieën in de periode 2010 tot 2020 komt een verder besparingspotentieel voor fotovoltaïsche zonne-energie naar voor. Hieruit blijkt dat voor een groot deel van het potentieel aan bijkomende fotovoltaïsche installaties een verhoogde minimumvergoeding voor de certificaten niet meer vereist is om investeringen te genereren.

Het Vlaams certificatensysteem wordt gemodificeerd zodat de gegarandeerde minimumvergoeding voor deze technologie, die hoger ligt dan de certificatenmarktwaarde, wordt afgeschaft. Op die manier wordt groene stroom uit zonlicht verhandeld op de certificatenmarkt. Een gegarandeerde minimumvergoeding, afgesteld op de onrendabele top, zorgt zoals bij de overige technologieën voor een minimumgarantie voor de investeerder.

Bijlage 2: Overstap naar feed-in premie en volledige opkoopplicht voor netbeheerders

In dit scenario wordt de quotumverplichting voor leveranciers afgeschaft. Groenestroom- en WKK-certificaten worden niet meer verhandeld op de markt. Er worden nog wel certificaten uitgereikt per MWh productie in geval van groene stroom en per MWh primaire energiebesparing voor WKK. De VREG blijft verantwoordelijk voor de toekenning van certificaten.

De overheid bepaalt welke hernieuwbare energie-installaties in de toekomst ondersteuning krijgen via het certificatensysteem. Vanuit een brede duurzaamheidsbenadering en vanuit hun gewenste bijdrage aan het energiesysteem wordt bepaald welke nieuwe toepassingen ondersteuning verdienen. Er wordt maximaal investeringssteun gegeven, zeker voor stromingsbronnen (wind, PV en waterkracht). De resterende onrendabele top wordt vergoed via de opkoop van certificaten door de distributie- en transmissienetbeheerder afhankelijk van de aansluiting.

Bestaande installaties krijgen voor de geproduceerde groene stroom of de gerealiseerde energiebesparing in de toekomst evenveel en even lang certificaten zoals momenteel vastgelegd.

Certificaten worden opgekocht aan vastgelegde prijzen per toepassing en indienstnamejaar voor installaties op het distributie- en transmissienet. Voor nieuwe installaties geldt meteen het nieuw vastgelegde prijsniveau. Bestaande installaties waarvan de nieuwe certificatensteun hoger is dan de gemiddelde certificatenprijs die zij de afgelopen jaren ontvingen, krijgen eveneens het nieuwe vastgestelde prijsniveau. Bestaande installaties waarvan de nieuwe certificatensteun lager is dan de gemiddelde certificatenprijs die zij de afgelopen jaren

ontvingen, krijgen die gemiddelde certificatenprijs van de afgelopen jaren voor hun in aanmerking komende certificaten (cf. de huidige banding).

De opkoopplicht geldt zowel voor certificaten van hernieuwbare energie producenten als voor certificaten van niet-producenten zoals leveranciers en traders.

De kosten van de opkoopplicht worden doorgerekend in de nettarieven.

Bijlage 3: Behouden certificatenstelsel met verfijningen

Variant 1: Banding

Principe

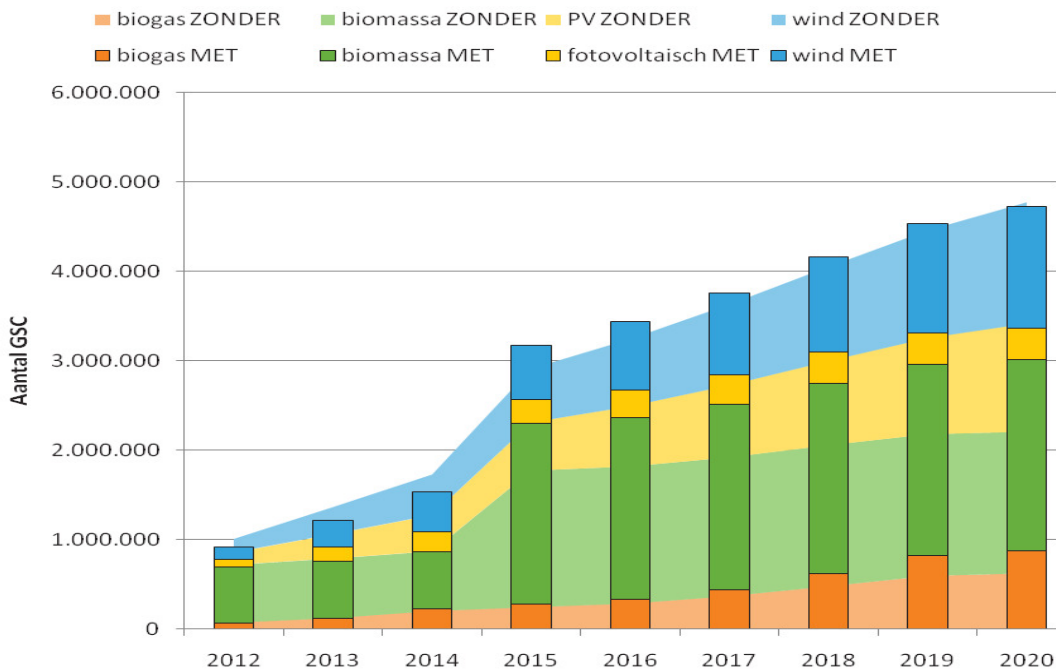
Een certificatenstelsel laat controle op de geproduceerde groene stroom en de kostprijs via het quotum toe. Omdat de marktprijs van een certificaat hoger kan liggen dan de onrendabele top kunnen er windfall profits zijn. Banding kan ervoor zorgen dat de steun toegekend binnen een certificatenstelsel overeenstemt met de werkelijke meerkost.

Bij banding wordt de verwachte marktwaarde op de certificatenmarkt gelinkt aan de onrendabele top van de verschillende hernieuwbare energietechnologieën die aan deze markt deelnemen. De bandingfactor wordt berekend door de verhouding te nemen van de onrendabele top en de verwachte marktwaarde van de certificaten. Via een bandingfactor worden dus meer of minder certificaten toegekend aan een installatie om de steun af te stemmen op de onrendabele top voor deze technologie.

Om in te spelen op veranderde marktomstandigheden wordt voor nieuwe installaties de bandingfactor aangepast aan de actualisatie van de onrendabele top die om de 3 jaar zal gebeuren. Verder kan ingespeeld worden op een verandering van brandstofkosten en elektriciteitsprijzen door rekening te houden met een index die bij het overschrijden van een grenswaarden mee in rekening wordt gebracht. Het al dan niet invoeren van een index moet goed worden overwogen. Er is een reëel risico van ongelijke behandeling van bestaande en nieuwe installaties.

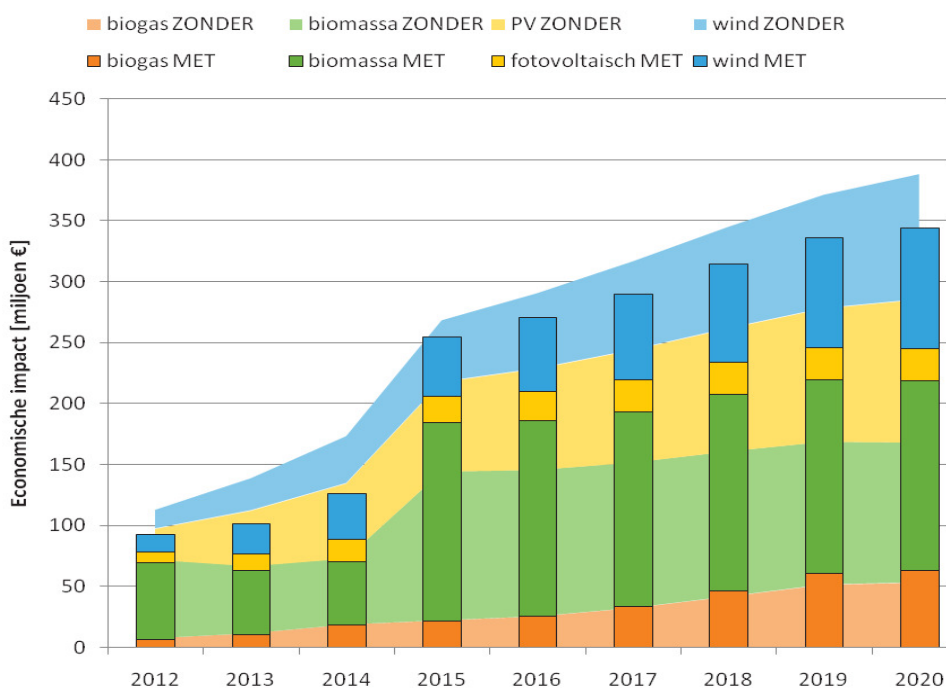
Toepassing banding op het potentieel van groene stroom tegen 2020

Om het effect van banding te illustreren de VITO het aantal uitgereikte certificaten met en zonder toepassing van banding voor nieuwe installaties berekend. Deze analyse is gebaseerd op de geactualiseerde prognosestudie (VITO 2011).



Globaal gezien is de impact niet groot. Over de periode 2012-2020 zorgt banding voor een geringe toename van 27,2 miljoen naar 27,5 miljoen certificaten. Technologieën die een lagere onrendabele top hebben dan de verwachte marktprijs en via de bandingfactor minder certificaten krijgen, worden gecompenseerd door technologieën met een onrendabele top die hoger is dan de verwachte marktprijs. PV-installaties krijgen 3,6 miljoen certificaten minder, terwijl biogas-installaties 0,8 miljoen certificaten en biomassa-installaties 3,1 miljoen certificaten meer krijgen. Het aantal certificaten voor windmolens blijft min of meer gelijk.

De economische impact is eveneens berekend.



De toepassing van banding resulteert voor de nieuwe installaties in een daling van de globale economische impact van 2,4 miljard naar 2,1 miljard euro of 275 miljoen euro. Voor biogas is er een stijging van 23 miljoen euro en voor biomassa een stijging van 236 miljoen euro. Toepassing van banding leidt tot een substantiële daling van de economische kost voor PV-technologieën van 520 miljoen euro en een licht daling van 16 miljoen euro voor windenergie.

Minimumsteun bij banding

In een quotasysteem is inherent een investeringsrisico aanwezig. Bij een overreactie van de markt worden er te veel certificaten aangeboden en zal de marktprijs dalen. Om dit op te vangen voorziet het huidige certificatenstelsel in Vlaanderen al in gegarandeerde minimumvergoedingen als buffer. Het bepalen van de minimumprijzen dient met de nodige omzichtigheid te gebeuren om ervoor te zorgen dat ze effectief slechts de rol van buffer binnen de certificatenmarkt vervullen.

Door een dalende marktprijs zullen technologieën op een certificatenmarkt met banding minder steun ontvangen. Dit betekent dat de IRR van deze projecten daalt. Dit remt de instroom aan certificaten op de markt doordat investeringen, te beginnen met de duurste technologieën, worden uitgesteld. Dit veroorzaakt een stijging van de marktprijs tot het punt waarop deze investeringen weer rendabel geacht worden.

Om dit markteffect in overeenstemming te brengen met het inherent investeringsrisico moet de minimumprijs zo worden bepaald dat een deel (cf. bovenste kwartiel) van de projecten nog een zekere IRR kunnen halen.

Eén minimumtarief

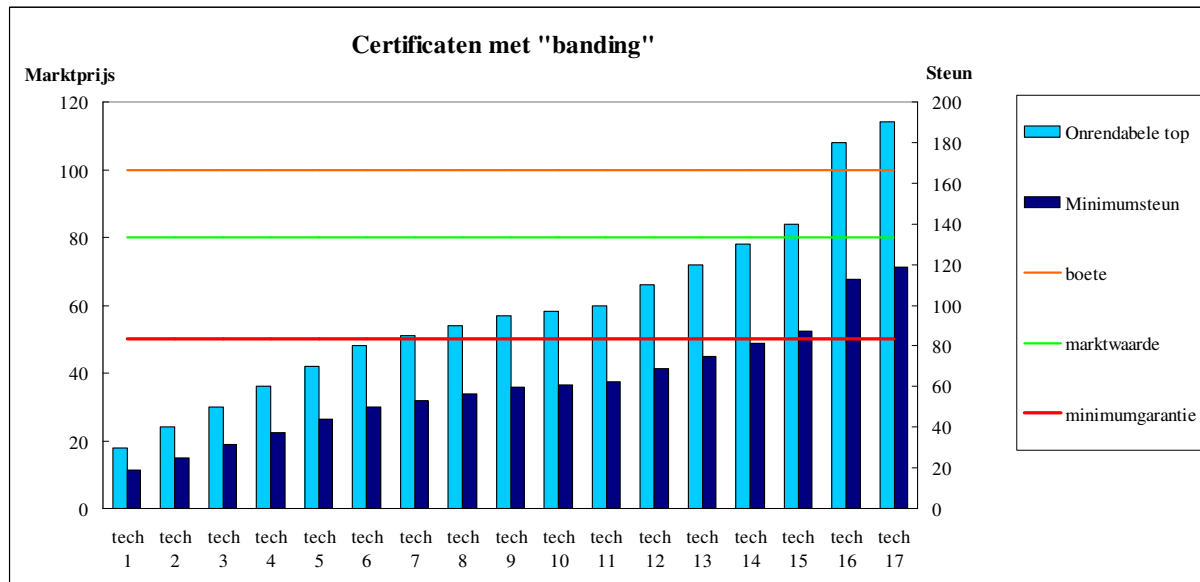
In een certificatenmarkt met banding is één minimumtarief voor alle technologieën mogelijk. Wanneer de marktwaarde van de certificaten dermate zakt zullen certificaten aan dit gegarandeerd minimumtarief verkocht worden. Banding blijft van toepassing op het toekennen van certificaten. De ontvangen gegarandeerde minimumvergoeding stemt overeen met een lagere IRR dan onder marktomstandigheden.

Dit minimumtarief zal met de nodige zorg moeten vastgesteld worden. Een berekening van de OT per geselecteerde technologie is hierbij noodzakelijk, tevens om te bepalen in welke mate de OT per technologie daalt in functie van een dalende IRR. Eén minimumtarief lijkt in het voordeel van de technologieën met de laagste OT. Anders gezegd, voor technologieën met een hoge OT daalt de IRR relatief meer onder het minimumtarief.

<i>(euro/MWh)</i>	Boete	marktwaarde	minimumgarantie	OT	Minimumsteun	Bf(*)
<i>tech 1</i>	100	87	80	30	28	0,3
<i>tech 2</i>	100	87	80	40	37	0,5
<i>tech 3</i>	100	87	80	50	46	0,6
<i>tech 4</i>	100	87	80	60	55	0,7
<i>tech 5</i>	100	87	80	70	64	0,8
<i>tech 6</i>	100	87	80	80	74	0,9
<i>tech 7</i>	100	87	80	85	78	1,0
<i>tech 8</i>	100	87	80	90	83	1,0
<i>tech 9</i>	100	87	80	95	87	1,1
<i>tech 10</i>	100	87	80	97	89	1,1
<i>tech 11</i>	100	87	80	100	92	1,1

tech 12	100	87	80	110	101	1,3
tech 13	100	87	80	120	110	1,4
tech 14	100	87	80	130	120	1,5
tech 15	100	87	80	140	129	1,6
tech 16	100	87	80	180	166	2,1
tech 17	100	87	80	190	175	2,2

(*)Bf : bandingfactor



Variante 2: Omgekeerd hybride steunsysteem

Een interessante lange termijn hervormingspiste zou het omgekeerde hybride systeem kunnen zijn.

Peilers van het hervormd omgekeerd hybride systeem (OHS):

Het steunniveau (dat in een certificatensysteem wordt bepaald door het boeteniveau, dat indirect het prijsniveau bepaalt waaraan certificaten verhandeld worden tussen de certificaatgerechtigde en de -plichtige partijen) kan bewust laag gelegd worden, waardoor bepaalde – nog ver van marktrijpe en daardoor voorlopig nog bijzonder dure – technologieën niet gesteund worden. In het geval dat het beleid toch van oordeel is dat bepaalde hoge kost technologieën gesteund moet worden, kan naast - of beter bovenop - het certificatensysteem een bijkomende – hogere – vergoeding (bonus) worden gegeven voor die (onrendabele) technologieën die men expliciet wenst te ondersteunen.

Ook ECN prijst een dergelijk systeem aan in haar studie over een verfijning van het ondersteuningsbeleid in Nederland:

Generally, the RPS target should be set at a level that the system imposes a binding constraint so that the RPS certificates assume significant minimum value, e.g. above 10 €/certificate. Yet the target should not be set so stringent as to raise the certificate above the standard cost (i.e. under 'average' Dutch renewable resource conditions) of the cheapest qualifying renewable electricity option with a relatively large potential, i.e. e.g. onshore wind. This is to minimize windfall profits. Then, the SDE support mechanism will in an approximate fashion level the playing field for all qualifying renewable generation technologies. This way the SDE support mechanism in combination with the RPS system will minimize

windfall profits more than the SDE already does at present on a stand alone basis. (uit ECN-studie, onze cursivering).

Als we de filosofie van het door ECN voor Nederland voorstelde model toepassen op het huidige Vlaamse ondersteuningssysteem, dan komt dit er in essentie op neer dat we het huidige hybride systeem in Vlaanderen op zijn kop zetten: in plaats van het certificatenstelsel in te zetten als hoofdsysteem, met daaronder een vangnet in de vorm van (veelal niet toegepaste) minimumprijzen, wordt het certificatenstelsel als basissteun ingezet, met daarbovenop een 'premie-systeem' voor die technologieën die het beleid wenselijk acht, maar die onvoldoende steun krijgen op basis van enkel het certificatenstelsel.

Een overgang naar een dergelijk systeem moet goed gepland en tijdig aangekondigd worden, aangezien het voor een aanzienlijk aantal producenten een aanzienlijke vermindering van inkomsten betreft (al zijn deze inkomsten strikt gezien niet nodig geweest voor de investeringsbeslissing, er is wel rekening mee gehouden in de planning van het bedrijf). De oefening tot het bepalen van de hoogte en duur van de technologieafhankelijke bonus, evenals van de boetewaarde die de onderhoudskosten reflecteert moet zorgvuldig gemaakt worden. Er wordt voorgesteld om deze variant nader te onderzoeken in het kader van een hervorming op lange termijn van het ondersteuningssysteem voor milieuvriendelijke energieproductie.

Bijlage 4: Analyse van verschillende pistes om certificatenoverschotten te vermijden

Mogelijke pistes

Mits aanpassingen aan het wettelijk kader, zijn verschillende structurele oplossingen denkbaar voor het certificatenoverschot. Verscheidene mogelijkheden worden hieronder opgesomd.

1. Automatische Quotumverhoging

Voorstel:

Wanneer het quotum voor een bepaald leveringsjaar N overschreden wordt, verhoogt het quotum van het daaropvolgende leveringsjaar met het certificatenoverschot van het voorgaande leveringsjaar, dus

$$\text{als } Q_N < (P_N/L_N) \text{ dan wordt: } Q_{N+1} (\text{nieuw}) = Q_{N+1} (\text{oud}) + [(P_N/L_N) - Q_N]$$

met:

P_N	= productie in leveringsjaar N,
L_N	= certificaatplichtige elektriciteitslevering in jaar N,
Q_N	= Quotum voor leveringsjaar jaar N, dus procentueel aantal voor te leggen certificaten op 31/3 van jaar N+1
$Q_{N+1} (\text{oud})$	= Quotum voor leveringsjaar jaar N+1, dus aantal voor te leggen certificaten op 31/3 van jaar N+2, zoals oorspronkelijk vastgelegd in regelgeving
$Q_{N+1} (\text{nieuw})$	= Quotum voor leveringsjaar jaar N+1, dus aantal voor te leggen certificaten op 31/3 van jaar N+2, aangepast aan het certificatenoverschot van jaar N.

Het quotum voor leveringsjaar N+2 blijft onaangeroerd tenzij een gelijkaardige situatie van overschot zich voordoet op 31/03 van het jaar N+1.

2. Overschot opgekocht door netbeheerders weghouden van de markt

Voorstel:

De certificaten opgekocht door DNB's aan een prijs die lager is dan de boetewaarde van de certificaten, blijven van de markt.

Mogelijkheid a: De netbeheerders recupereren de volledige kost van de aankoop van deze certificaten via hun nettarieven.

Mogelijkheid b: Deze certificaten worden opgekocht en vernietigd door de Vlaamse overheid, de kost van deze opkoop wordt aangemeld als staatsteun.

3. Niets doen aan het overschot

Indien er geen maatregelen worden getroffen tegen het certificatenoverschot, zouden nieuwe investeringen moeten stilvallen. Echter in een systeem zoals het huidige waarin

minimumprijzen (meer dan) voldoende garantie geven voor nieuwe investeringen, zal dat niet gebeuren. Als er al iets stilvalt, zijn het wellicht reeds bestaande installaties die onvoldoende garanties hebben in het steunmechanisme.

Analyse

a) Versnelde uitbreiding van productiepark toestaan of niet?

Piste 1 en 2 resulteren de facto in een verhoging van het productiepark. Piste 3 gaat dat expliciet tegen. De doelstelling wordt zo sneller bereikt dan vooropgesteld. De vraag kan gesteld worden of dat al dan niet gewenst is.

In eerste instantie stellen we vast dat de kost van het steunsysteem evenredig is met de omvang van het productiepark. Een uitbreiding van het productiepark zal dus een evenredige uitbreiding van de kost met zich meebrengen.

We bevinden ons echter in een omgeving waar op termijn zal worden overgegaan op een zeer substantieel aandeel milieuvriendelijke energieproductie. Bepaalde profielen van investeerders, vooral voor WKK bij warmtevraag, maar ook nieuwe leveranciers die hun marktmacht willen vergroten, zullen op bepaalde momenten sowieso investeren in energieproductie. Als eerst een investering in een WKK-installatie wordt ontraden (door een steunsysteem dat hiervoor geen ruimte biedt), zal deze investeerder opteren voor klassieke energieproductie. Wanneer enkele jaren later het steunsysteem weer wel ruimte biedt voor nieuwe milieuvriendelijke energieproductie, is diezelfde investeerder daarin mogelijks niet meer geïnteresseerd omwille van zijn eerder gedane investering. Op die manier wordt een productiepark met klassieke energiebronnen bestendig en een structurele overgang naar een milieuvriendelijker productiepark bemoeilijkt.

De Belgische middellangetermijn doelstellingen voor 2020 volgens de Europese Richtlijn 2009/28, 13% van het energieverbruik moet afkomstig zijn uit hernieuwbare energiebronnen, gelden voor alle energiedragers, niet enkel voor elektriciteit. Ingeval een groenestroomdoelstelling wordt gehaald die groter is dan 13%, zullen de kosten voor bijvoorbeeld groene energie in transport, gedrukt kunnen worden evenredig aan de mate van overstijging van de elektriciteitsdoelstelling.

b) Kost van versnelde uitbreiding productiepark

De kost van een groter productiepark op kortere termijn dan oorspronkelijk ingepland, hangt af van het type certificatenstelsel waarvoor wordt gekozen.

Certificatenstelsel met of zonder banding

De kost van het certificatenoverschot in piste 1 en piste 2 is vergelijkbaar indien wordt overgegaan op een certificatenstelsel met banding. In zo'n systeem hebben alle certificaten dezelfde minimumprijs en worden meer of minder certificaten toegekend naargelang de productie-installatie een hogere of lagere onrendabele top heeft.

In het huidige certificatenstelsel, zonder banding, hangt de kost samen met de verschillende minimumprijsniveaus t.o.v. de certificatenboete:

- Indien veel certificaten op de markt zijn met een aanzienlijk lagere minimumprijs dan de boete, is de totale kost van certificatenoverschot hoger bij een systeem met automatische quotumverhoging, aangezien leveranciers certificaten blijven kopen aan een hogere marktwaarde en de betreffende producenten meer windfall profits op zak kunnen steken.
- In een dergelijk systeem de kost van het overschot laten dragen door de netbeheerders, heeft een lagere totale kost dan een quotumverhoging, aangezien de netbeheerders enkel de minimumprijskost doorrekenen.

Certificatenstelsel met al dan niet duurtijdbeperking van steun

In een certificatenstelsel met beperktheid in de tijd van de steunduur zal de totale kost op lange termijn wellicht niet hoger liggen als sneller dan gepland een groter productiepark wordt gesteund, dan wanneer het productiepark uitbreidt volgens het vooropgestelde tijdschema.

In een certificatenstelsel met onbeperkte steunduur, is de totale kost van de steun over de levensduur van het productiepark uiteraard hoger naarmate sneller een groter productiepark wordt gesteund.

c) Financiering van uitbreiding productiepark

Piste 1, de quotumverhoging, legt de kosten bij de leveranciers. Piste 2a legt ze bij de netbeheerders, piste 2b legt ze bij de belastingbetaler.