



Vlaamse Reguleringsinstantie
voor de Elektriciteits- en Gasmarkt

Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt
Graaf de Ferrarisgebouw | Koning Albert II-laan 20 bus 19 | B-1000 Brussel
Tel. +32 2 553 13 79 | Fax +32 2 553 13 50
Email: info@vreg.be
Web: www.vreg.be

Advies van de Vlaamse Reguleringsinstantie voor de Elektriciteits- en Gasmarkt

van 25 juli 2008

met betrekking tot de verdeling van de kosten van de aankoopverplichting
groenestroomcertificaten en de aansluitkosten van decentrale productie onder de
distributienetbeheerders

Inleiding

Op vraag van Vlaams minister Hilde Crevits onderzocht de VREG wat de mogelijkheden zijn voor de solidarisering van de kosten van hernieuwbare stroomopwekking en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

Eenzijds gaat het over kosten die gepaard gaan met de opkoopplicht van de groenestroomcertificaten. Hieromtrent kan verwezen worden naar het advies (ADV-2008-1 van 21 februari 2008) dat eerder door de VREG werd gegeven. Het advies dat hier wordt uitgewerkt omvat een actualisatie van het eerdere advies. Bovendien interpreteert de VREG de bijkomende opdracht van de minister als een vraag tot onderzoek van een beperking op de solidarisering als uiting van de wil van de Vlaamse regelgever om de groei (en eventueel de plaats van inplanting) van nieuwe (grootschalige) HEB- en/of WKK-projecten te sturen.

Anderzijds gaat dit advies over de solidarisering van de kosten die verbonden zijn aan de aansluiting van de decentrale productie van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling.

Bespreking

1. Kosten die gepaard gaan met de opkoopplicht van groenestroomcertificaten

1.1 Inleiding

Artikel 25ter van het Elektriciteitsdecreet bepaalt dat netbeheerders een minimumsteun moeten toekennen voor de productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen die is opgewekt in installaties aangesloten op hun net, voorzover de producent daarom verzoekt. In ruil voor de minimumsteun maakt de producent aan de netbeheerder een groenestroomcertificaat over. De hoogte van de minimumsteun is afhankelijk van de gebruikte technologie. Voor zonne-energie bedraagt de steun 450 euro per groenestroomcertificaat. De netbeheerders moeten de aangekochte groenestroomcertificaten op regelmatige tijdstippen op de markt brengen om de kosten verbonden aan deze aankoopverplichting van groenestroomcertificaten in zekere mate te recupereren. De aankoopverplichting begint bij de indiening van de installatie en loopt over een periode van 20 jaar voor de installaties op zonne-energie (indien de installatie in dienst is genomen na 1 januari 2006) en 10 jaar voor de andere installaties.

1.2 Actuele stand van zaken aankoopverplichting groenestroomcertificaten

Onderstaande tabel geeft een geactualiseerde stand van zaken weer wat betreft de hoeveelheid groenestroomcertificaten die de Vlaamse netbeheerders tot midden 2008 hebben aangekocht in uitvoering van de aankoopverplichting groenestroomcertificaten.

Tabel 1 Aantal aangekochte groenestroomcertificaten op basis van de aankoopverplichting groenestroomcertificaten

	Inter-												
	AGEM	Gaselwest	IMEA	Imewo	Energa	Intergem	IVEG	Iveka	Iverlek	PBE	Sibelgas	WVEM	
2006	1	19	2	12	24	11	1	4	4	7	0	6	91
2007	3	488	20	485	623	157	230	364	424	75	62	619	3550
10/07 2008	5	1624	84	1401	2471	662	259	1086	873	438	68	1064	9951¹
	9	2131	106	1898	3118	830	490	1454	1301	520	130	1689	

De door de netbeheerder aangekochte groenestroomcertificaten zijn tot op heden enkel groenestroomcertificaten toegekend voor de productie van elektriciteit uit zonne-energie. Enkel de minimumsteun voor deze hernieuwbare energiebron bedraagt immers meer dan de huidige gemiddelde verkoopprijs van de groenestroomcertificaten (450 euro is de prijs van de aankoopverplichting ten opzichte van een gemiddelde handelsprijs van ongeveer 110 euro).

Er kan in deze verwezen worden naar het advies van 21 februari 2008 met betrekking tot de verdeling van de kosten van de aankoopverplichting groenestroomcertificaten onder de distributienetbeheerders, weliswaar zonder in te gaan op de mogelijkheid van een beperking op de solidarisering.

In het boven vermelde advies werd nog uitgegaan van een inschatting voor 2008, door extrapolatie van de toen beschikbare gegevens van januari 2008, van het aantal door de netbeheerder aan te kopen GSC afkomstig van PV-installaties. Afhankelijk van het scenario kwam men tot een inschatting van 9.500 door de netbeheerders aan te kopen GSC wat neerkomt op een totale kost van ongeveer 3.250.000 euro. De cijfers in tabel 1 geven aan dat in de helft van 2008 (10/07/2008) het aantal aangekochte certificaten al boven de 9.500 is gestegen.

Rekening houdend met de (aanhoudende) sterke toename van PV aanvragen kan er van uit gegaan worden dat het aantal door de netbeheerder aan te kopen certificaten voor 2008 oploopt tot om en bij de 25.000. Dit komt overeen met een totaal bedrag van 8.500.000 eur. De afgelopen week alleen al werden PV aanvragen voor een totaal geïnstalleerd vermogen van 2 MW goedgekeurd.

De aankoopverplichting leidt tot een verschillende impact op de tarieven² van de verschillende distributienetbeheerders. De uitbouw van een grote installatie in een bepaald netgebied zou, al dan niet tijdelijk, de disproportionele verdeling nog kunnen doen toenemen. Momenteel blijft de invloed van de aankoopverplichting op het globaal nettatarief eerder beperkt. Het is wel zo dat het procentueel aandeel van de kosten verbonden aan de opkoopverplichting in de totale kosten van de netbeheerder

¹ In ADV-2008-1 kwam het aantal aangekochte groenestroomcertificaten op 7.608 in scenario 1 en op 9.510 in scenario 2 voor héél 2008.

² Momenteel worden de kosten van de openbaredienstverplichtingen verrekend in het jaarlijks tariefvoorstel nadat ze op redelijkheid werden beoordeeld door de CREG. De doorrekening gebeurt bij het tariefonderdeel onderschreven vermogen waar ze voornamelijk ten laste gelegd wordt van de laagspanning. In het tariefvoorstel, waarbij de netbeheerders hun kosten verbonden aan de openbare dienstverplichting inschatten, wordt gerekend met de netto kost.

sterk toeneemt (van 0,13% in 2007 tot 0,90% in 2008³). Deze sterke ontwikkeling zal wellicht tot een significante impact op de nettarieven leiden in de toekomst.

	Totale budget distributienetvergoeding LS ⁴	huidige kost van de groenestroom- certificaten (10/07/2008)	Aandeel DNB in totale levering in Vlaanderen	verdeling certificaten (10/07/2008)
AGEM	1.234.546	1.700,00	0,11%	0,05%
DNB BA nv			0,50%	
GASELWEST	142.802.359	552.160,00	17,95%	16,18%
Gemeentelijk Havenbedrijf Antwerpen	2.231.773	-	1,29%	
IMEA	74.131.685	28.560,00	6,96%	0,84%
IMEWO	160.860.666	476.340,00	15,54%	13,96%
INTER-ENERGA	124.953.331	840.140,00	12,51%	24,62%
INTERGEM	81.586.918	225.080,00	7,99%	6,60%
INTERMOSANE				
IVEG	19.173.533	88.060,00	1,90%	2,58%
IVEKA	110.019.789	369.240,00	12,77%	10,82%
IVERLEK	144.578.197	296.820,00	15,01%	8,70%
PBE	28.747.645	148.920,00	1,97%	4,36%
SIBELGAS	16.436.774	23.120,00	1,90%	0,68%
WVEM	37.299.524	361.760,00	3,53%	10,60%
Totaal	944.056.739	3.411.900,00	100,00%	100,00%

Als we als verdeelsleutel het aandeel van de DNB in de totale levering nemen (kolom 4) en we vergelijken met de reële situatie op 10/07/2008 (derde kolom) dan zien we dat sommige netbeheerders een grotere last dragen (rood) dan proportioneel te verwachten en andere een kleinere last (groen). Hiermee worden de vaststellingen uit het eerder advies bevestigd. In sommige gevallen blijken de afwijkingen ten opzichte van de verdeelsleutel nu nog meer uitgesproken te zijn dan in vergelijking met de verdeling van de certificaten in 2007.

De VREG gaf in zijn eerder advies (ADV-2008-1) de wijze aan waarop een verrekeningsmechanisme, zoals bedoeld in de energiebeleidsovereenkomst, kan worden opgezet.

1.3 Solidarisering

Solidarisering op zich is een goed principe om er voor te zorgen dat er geen benadeling, verbonden aan de opkoopverplichting van certificaten, is voor de lokale netbeheerder op wiens net men omwille van diverse redenen (geografisch, stedenbouwkundig, industriegraad,...) meer decentrale productie-installaties aansluit/heeft aangesloten dan op het net van andere netbeheerders.

Er kan geopteerd worden om alle kosten verbonden aan de opkoopverplichting van groenestroomcertificaten te solidariseren, maar er kan ook gekozen worden om dit maar gedeeltelijk te doen. In dit laatste geval kan men twee situaties identificeren:

1. de grens op het te solidariseren bedrag is een bovengrens
In dit geval wordt het aantal certificaten bepaald waarvan de kosten verbonden aan de opkoopverplichting van groenestroomcertificaten over de verschillende netbeheerders zullen

³ Inschatting van het aantal van 25.000 aangekochte GSC voor 2008.

⁴ Cijfers 2007.

worden gespreid. Eens boven dit aantal certificaten worden de kosten niet meer gesolidariseerd.

2. er wordt gestart met de solidarisering vanaf een bepaalde grens
De kosten verbonden aan de opkoopverplichting van groenestroomcertificaten worden gedragen door de netbeheerder zelf. Wanneer de kosten een bepaalde grens overschrijden, zal het bedrag boven deze grens over de verschillende netbeheerders verdeeld worden.
3. er kan een gedeeltelijke solidarisering plaatsvinden
Door bijvoorbeeld de kost voor het opkopen van GSC voor 50% in de nettarieven van de betrokken DNB door te rekenen en 50% te solidariseren over alle DNBs.

In het eerste geval is er toch een kostennadeel voor de netbeheerder in wiens netgebied er, afhankelijk van de gekozen grens, meer vermogen HEB/WKK dan deze grens geïnstalleerd is. De netbeheerder heeft immers niet de vrije keuze om bepaalde projecten, bijvoorbeeld eens deze grens bereikt is, te weigeren. In het huidig wettelijk kader heeft de netbeheerder al eerder een kostennadeel (met doorrekening in het tarief) dan een positief stimulerende prikkel om meer HEB/WKK-projecten aan te sluiten. De keuze voor een solidarisering met bovengrens zou dan ook zorgen dat de kosten van de opkoopverplichting niet gelijkmatig verdeeld worden over de netbeheerders zonder dat de netbeheerder zelf invloed kan uitoefenen op het aantal en de grootte van de installaties HEB/WKK die in zijn netgebied worden gerealiseerd.

In het tweede geval zou elke netbeheerder een deel van de kosten van de opkoopverplichting voor zijn rekening nemen en dus doorrekenen in het distributienettarief voor zijn netgebied. Boven een bepaalde grens zouden de kosten gespreid worden over de verschillende netbeheerders. In dit systeem worden buitensporig hoge kosten verbonden aan de opkoopverplichting van GSC in bepaalde netgebieden afgevlakt. Ook hier moet opgemerkt worden dat de netbeheerder geen vat heeft op het aantal en de grootte van de installaties HEB/WKK die in zijn netgebied worden gerealiseerd.

Het derde scenario heeft dezelfde nadelen als de vorige twee en de complexiteit van het solidariseringsmechanisme zal wellicht hoger liggen.

Sturing van de ontwikkeling van HEB/WKK-projecten

Momenteel wordt de ontwikkeling van HEB/WKK voornamelijk gestuurd door:

- het groenestroom- en warmtekrachtkoppelingcertificatensysteem;
- de opkoopplicht van groenestroom-/warmtekrachtkoppelingcertificaten (op dit ogenblik in het bijzonder opkoopplicht voor GSC uit PV-installaties aan 450 euro)⁵;
- de beperking van de aansluitingskost⁶;
- fiscale aanmoedigingsmaatregelen;
- investeringssteun voor milieuvriendelijke investeringen (expansiesteun/ecologiepremie);
- gemeentelijke steunmaatregelen.

Deze elementen zijn samen bepalend voor de economische haalbaarheid van projecten. Het zijn dan ook precies deze maatregelen die het best aangewend worden om de ontwikkeling van hernieuwbare

⁵ In dit geval ligt de gegarandeerde minimumprijs die door de netbeheerder geboden moet worden aanzienlijk hoger dan de marktprijs.

⁶ art. 19 Besluit 05/03/2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen, art. 25 Elektriciteitsdecreet, art. 22 Aardgasdecreet.

Tussenkost in de aansluitkosten (art. 19 van het besluit inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen) worden ook beschouwd als kosten tengevolge van de openbaardienstverplichtingen en vallen ook onder het tariefonderdeel onderschreven vermogen (KB van 11 juli 2002 betreffende de algemene tariefstructuur en de basisprincipes en procedures inzake de tarieven voor de aansluiting op de distributienetten en het gebruik ervan, de ondersteunende diensten geleverd door de beheerders van deze netten en inzake de boekhouding van de beheerders van de distributienetten voor elektriciteit). Een inschatting van de huidige invloed op het tarief maakt geen onderdeel uit van dit advies.

energie en warmtekrachtkoppeling te sturen – indien dit wenselijk geacht wordt - en er voor te zorgen dat de ingezette middelen op een efficiënte manier worden aangewend.

Een certificatensysteem, waarbij het aantal certificaten dat wordt ontvangen in relatie staat tot de geproduceerde hoeveelheid energie uit hernieuwbare energiebronnen/kwalitatieve WKK⁷, zorgt er voor dat op de markt projecten met de efficiëntste technologie verwezenlijkt worden. Dit voordeel gaat niet langer op wanneer de stimulering van één bepaalde technologie hiervan wordt losgekoppeld. Dit is het geval met PV-installaties, waarvan de minimumprijs van de certificaten (aankoopverplichting) hoger ligt dan de gemiddelde handelsprijs. Een dergelijke voorkeursregeling voor een bepaalde technologie kan tijdelijk zinvol zijn om de introductie te bespoedigen van technologieën die onvoldoende marktrijp zijn.

Door deze stimulans is er een sterke groei van het aantal PV-installaties, zowel naar grootte als naar aantal. De VREG is van mening dat vooral de grootte van de projecten een mogelijke scheefftrekking van de kosten verbonden aan de aankoopverplichting en als gevolg daarvan een scheefftrekking van de hoogte van de distributienettarieven tussen de netgebieden in de hand kan werken. Het koppelen van de minimumprijs aan het geïnstalleerde vermogen zou deze scheefftrekking gedeeltelijk kunnen tegenwerken. Kleinere (particuliere) projecten zouden op deze manier een voordeel kunnen krijgen op grotere projecten. Er kan aangenomen worden dat deze kleine particuliere installaties voldoende evenwichtig verspreid (zullen) zijn. Het gevaar bestaat wel dat grote projecten hierdoor in kleinere delen worden opgedeeld.

In dit verband kan men ervoor opteren om voor elektriciteitsopwekking uit PV-installaties aan te geven wat de uiteindelijke doelstellingen op het vlak van geproduceerde hoeveelheid energie zouden moeten zijn. Voor het realiseren van de geïdentificeerde doelstelling kan dan de keuze gemaakt worden voor de beste sturingselementen.

Volgens de VREG kan de uiteindelijk te bereiken hoeveelheid hernieuwbare energie die door middel van PV-installaties wordt opgewekt, het best gestuurd worden door middel van de minimumprijs van de certificaten. Maar het lijkt - in het licht van de ambitieuze beleidsdoelstellingen - onwenselijk om de prikkel voor het investeren in HEB en WKK omlaag te halen.

Naast efficiëntie op het vlak van productiesteun is er ook nog efficiëntie op het vlak van aansluiting. Sommige netgebieden/regio's lenen zich beter (wat het aansluiten van bepaalde projecten betreft) dan andere om nieuwe projecten te realiseren. Bij het zetten van doelstellingen zou met deze geografische/economische realiteit rekening kunnen gehouden worden. De sturingselementen grijpen best in op het niveau van de producenten. De netbeheerder heeft immers niet de mogelijkheid om voorrang te geven aan de aansluitingen van de technisch-economisch meest interessante projecten of om minder interessante projecten niet aan te sluiten.⁸ Zie verder onder punt 2 van dit advies.

1.4 Conclusie

Het solidariseren van de kosten die verbonden zijn aan de opkoopplicht van certificaten door de netbeheerder heeft als voordeel dat de ene netbeheerder – en uitiem de elektriciteitsafnemers in het betrokken netgebied - die veel decentrale productie-installaties op zijn net aangesloten heeft, niet benadeeld wordt tegenover een andere netbeheerder – en de afnemers in het betrokken gebied - die

⁷ Een certificaat per 1000 kWh energie geproduceerd uit hernieuwbare energie of per 1000 kWh bespaarde primaire energie in het geval van WKK.

⁸ In het kader van art. 11 Elektriciteitsdecreet zijn de redenen voor weigering van toegang limitatief.

Wat de aansluiting betreft is er enkel art. 11, 4°: indien niet voldaan wordt aan TRDE: minimumeisen voor aansluiting. Daarnaast is er nog het principe van prioritaire aansluiting van HEB/WKK en art. 7 van de richtlijn HEB: Onder voorbehoud na betrouwbaarheid en veiligheid aan het net nemen de lidstaten de nodige maatregelen om ervoor te zorgen dat de transmissie- en DNB's de transmissie en distributie van elektriciteit uit HEB garanderen.

hiermee minder wordt geconfronteerd. Er wordt echter geen rekening gehouden met de efficiëntie van de projecten en de efficiëntie van de aansluiting van deze projecten.

Solidarisering (al dan niet met beperkingen op de toepassing ervan) kan men enkel aanwenden als instrument voor sturing van de ontwikkeling van HEB/WKK in zoverre de betrokken partij (in deze de netbeheerder) daadwerkelijk invloed heeft in het proces. Dit is voor wat betreft de aansluiting van installaties van HEB/WKK, en de opkoopplicht van de hieruit ontstane certificaten, niet het geval.

Als het dus de doelstelling is van de overheid om de last die bij de afnemers gelegd wordt en die het gevolg is van de kost verbonden aan de opkoopverplichting van certificaten te verminderen, is een beperking van de solidarisering geen efficiënt beleidsinstrument. Het is evenmin efficiënt om bepaalde projecten te ontmoedigen. Er moet in dat geval ingegrepen worden op het niveau van de steunmaatregelen zelf.

2. Kosten die verbonden zijn aan de aansluiting van de decentrale productie van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling

2.1 Inleiding

Artikel 19 van het besluit inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen beperkt het aandeel van de aanvrager in de aansluitingskosten. Het verschil tussen de te betalen aansluitingskost en de werkelijke aansluitingskost worden gedragen door de netbeheerder op wiens net de aansluiting gerealiseerd wordt. De kosten die hierdoor ten laste vallen van de netbeheerder worden beschouwd als kosten tengevolge van de openbaredienstverplichtingen van de netbeheerder.

Artikel 25quinquies van het Elektriciteitsdecreet en artikel 22bis van het Aardgasdecreet leggen de kosten, voor de aanleg van de leidingen over de eerste duizend meter op openbaar domein tussen het distributienet en de productie-installatie, ten laste van de netbeheerder voor zover het aansluitingsvermogen/aansluitingscapaciteit van de productie-installatie niet hoger is dan 5 MVA/2500 m³/h. Ook deze kosten worden beschouwd als kosten tengevolge van de openbaredienstverplichtingen van de netbeheerder.

2.2 Actuele stand van zaken

In tegenstelling tot de bepaling van de kost die verbonden is aan de opkoopverplichting van GSC afkomstig uit PV-installaties, is de bepaling van de (te solidariseren) kosten van een aansluiting van decentrale productie HEB/WKK heel wat moeilijker.

Wat betreft artikel 25quinquies van het Elektriciteitsdecreet en artikel 22bis van het Aardgasdecreet kan men stellen dat op vandaag de meeste vragen kunnen worden beantwoord waardoor een objectivering mogelijk wordt. Bovendien zorgen deze artikels er voor dat de responsabilisering (minstens ten dele) bij de individuele projecten ligt (zie punt 2.3 solidarisering).

Wat art. 19 van het besluit inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen betreft zijn er wel een aantal knelpunten, dewelke een duidelijke objectivering in de weg staan (en dus onduidelijkheid over de te solidariseren kosten met zich mee brengen), geïdentificeerd⁹:

⁹ De VREG werkt aan een document waarin de huidige interpretatie van art. 19 zal worden weergegeven.

- De toepassing van het besluit wordt gecompliceerd indien verschillende distributienetbeheerders erbij worden betrokken;
- Er bestaat discussie over het feit of de maatregel een kostenreductie of subsidie betreft. Dit heeft impact op de beslissing wie de werken uitvoert;
- Er bestaat onduidelijkheid over de bepaling van de hoogte van de kostenreductie of subsidie. Bij aansluiting van bijvoorbeeld 20 MVA op 36 kV moet Elia een kostenreductie of subsidie geven maar dit op basis van een aansluitingskost berekend voor een hypothetische aansluiting op lagere spanning (die technisch niet aangewezen is). Het is in dit geval dus de distributienetbeheerder die (ongecontroleerd) de kosten berekent;
- Artikel 19 is niet van toepassing op ELIA als transmissienetbeheerder wat zou kunnen leiden tot een aansluiting op een minder aangewezen aansluitingspunt¹⁰;
- Er is onduidelijkheid over de interpretatie van de notie "dichtstbijzijnde punt".¹¹;
- Wat dient er te gebeuren indien er na de aansluiting van energiebron wordt veranderd? Dient er in dit geval overgegaan te worden tot een retroactieve terugbetaling van subsidie/kostenreductie?
- Een letterlijke toepassing van artikel 19 zou de netbeheerder kunnen verplichten om op eigen kosten zijn net dusdanig uit te bouwen of te versterken dat hij elke aanvraag voor een productie-installatie op basis van hernieuwbare energiebronnen moet kunnen inwilligen. De impact op de distributietarieven (van een netbeheerder zonder solidarisering, van alle netbeheerders met solidarisering) kan in een dergelijk geval onredelijk hoog oplopen.

Het is in principe enkel de netbeheerder zelf die kan aangeven hoeveel kosten hij heeft gemaakt in toepassing van de hierboven opgesomde artikels. Mits een zekere objectivering en overeenstemming met de netbeheerders zou het mogelijk zijn om een solidariseringsregeling hier rond uit te bouwen.

Net als in het geval van de kosten verbonden aan de opkoopverplichting van certificaten valt te verwachten dat in sommige netgebieden de kosten verbonden aan de tussenkomst in de aansluiting van decentrale productie hoger oplopen dan in andere netgebieden. Ook de schaal van de netbeheerders speelt een rol: een investering voor de aansluiting van een project kan zonder significante impact op het nettatarief gerealiseerd worden in een groot netgebied met veel afnemers, maar stelt mogelijk wel problemen in een klein netgebied, waar de kost over een beperkt aantal afnemers gespreid moet worden.

De VREG pleit er voor om een dergelijke regeling niet in te voeren zonder evaluatie en bijsturing van artikel 19 van het groenestroombesluit.

2.3 Solidarisering

Het principe van tussenkomst in de aansluitingskosten zorgt er voor dat ook bepaalde projecten die geografisch iets minder interessant zijn (op vlak van aansluiting) economisch rendabel worden. Voordeel van subsidiëren en/of solidariseren van aansluitingskost decentrale productie is dat het de toetredingsdrempel verlaagt voor nieuwe investeerders. Indien dit wegvalt, vermindert dit het 'gelijke speelveld' tussen de gevestigde producenten (al dan niet op basis van HEB en/of WKK) en de nieuwkomers.

Een (volledige) tussenkomst zorgt dan weer voor het wegvallen van de incentive om installaties te bouwen op plaatsen waar de aansluiting het eenvoudigst en daardoor het meest kostenefficiënt is. Dit is louter gekeken vanuit het standpunt van de ontwikkelaar van het project een voordeel, maar het heeft ook tot gevolg dat de netbeheerder aanzienlijke financiële inspanningen moet leveren om zijn net aan te passen. Deze inspanningen zouden beperkt kunnen worden door een optimaal gebruik van

¹⁰ Dient ELIA de openbaredienstverplichting toe te passen op installaties die kleiner zijn dan 25 MVA maar die ze willen aansluiten op 150 kV?

¹¹ Is dit het dichtstbijzijnde punt waarop de aansluiting **effectief** zou kunnen gebeuren?

het bestaande net. Er moet hierbij ook rekening gehouden worden met de verschillende levensduur van de netinvestering en de (veel beperktere) afschrijvingsduur van de productie-installatie.

De vraag kan ook hier worden gesteld of men de gehele kost dient (al dan niet gedeeltelijk) te solidariseren en dus alle projecten moet gaan verhalen op iedereen of dat er een bepaald maximum bepaald kan worden om de meest efficiënte projecten te stimuleren. Momenteel heeft de netbeheerder niet de mogelijkheid om de grootte van een project, of het aantal projecten dat aangesloten dient te worden, te sturen. Noch om de aansluitbaarheid te beperken tot vooraf bepaalde zones waar de aansluiting kostenefficiënt gerealiseerd kan worden.

Het sturen van de ontwikkeling van nieuwe decentrale productie op basis van een solidariseringsmechanisme tussen netbeheerders lijkt dan ook niet opportuun. Het sturen – indien dit wenselijk wordt geacht – gebeurt best op het vlak van de projecten en niet op het vlak van de netbeheerder. Om de efficiëntie van de ingezette middelen te verhogen wordt een beperking van de individueel te betalen aansluitingskosten best in functie gesteld van een aantal incentives:

- er zou een incentive gegeven moeten worden opdat producenten op zoek gaan naar een site met redelijke aansluitmogelijkheden (i.p.v. netbeheerder te verplichten op eigen kosten 10 km kabels te gaan leggen naar een kleinschalige installatie);
- er mag geen incentive zijn om aansluitingen technisch suboptimaal te doen (bijvoorbeeld 20 MVA op 10 kV);
- er mag geen incentive zijn om aansluitingen die technisch één geheel zijn, te ontbundelen in verschillende deelaanvragen.

Daarnaast lijkt het concept van een hypothetische aansluiting (eventueel op een ander spanningsniveau of bij een andere netbeheerder) moeilijk objectiveerbaar en in de praktijk quasi onuitvoerbaar¹².

De VREG is van oordeel dat een “gratis” aansluiting voor de ontwikkelaar van het project in bepaalde gevallen kan leiden tot het solidariseren van onverantwoorde kosten inzake netuitbreidingen. Er is nood aan een prikkel voor de investeerder om projecten te plannen op plaatsen waar de aansluitingskost verantwoord blijft. Dit gebeurt best door een deel van de aansluitingskost bij de investeerder te leggen.

De tussenkomst van de netbeheerder kan gekoppeld worden aan het vermogen, en sterker beperkt worden in het geval de productie-installatie groter is dan bijvoorbeeld 5 MVA. In dit geval draait de ontwikkelaar van het project best zelf in voldoende mate op voor de aansluitingskosten waardoor de marktwerking zoveel mogelijk behouden blijft. Hierdoor worden projecten met een meer technisch-economisch voordelige aansluiting interessant(er) om uit te voeren. Vooral art. 19 zorgt er voor dat er een (sterke) afbouw van de responsabilisering van de investeerder is. Het lijkt daarom ook niet aangewezen om de kosten verbonden aan dit artikel (in zijn huidige vorm) over alle afnemers te spreiden.

Solidarisering van de kosten in het kader van de tussenkomst in de aansluiting, gebonden aan een systeem dat rekening houdt met een maximumkost per vermogensklasse, heeft als voordeel dat er geen benadeling¹³ is voor de lokale netbeheerder op wiens net men omwille van diverse redenen (geografisch, stedenbouwkundig, industriegraad,...) meer (kleinschalige) decentrale productie-installaties aansluit/heeft aangesloten dan op het net van andere netbeheerders.

2.4 Conclusie

Het solidariseren van de objectiveerbare kosten die verbonden zijn aan de aansluiting van de decentrale productie van hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve warmtekrachtkoppeling tussen

¹² Dus eerder via art. 25 quinquies E-decreet en art. 22 bis A-decreet dan art.19.

¹³ Momenteel worden de kosten die de netbeheerder draagt voor de tussenkomst in de aansluiting gesolidariseerd via het distributienettarief tussen de afnemers binnen dat bepaalde netgebied. Hierdoor kunnen verschillen in nettarieven tussen de verschillende netgebieden sterker oplopen.

netbeheerders, heeft als voordeel dat de ene netbeheerder die veel decentrale productie-installaties op zijn net aangesloten heeft niet benadeeld wordt tegenover een andere netbeheerder die hiermee minder wordt geconfronteerd.

Er wordt echter geen rekening gehouden met de efficiëntie waarmee de aansluitingen gebeuren. Beperkingen op de toepassing van solidarisering kan men enkel aanwenden als instrument tot sturing van decentrale productie-eenheden in zoverre de betrokken partij (in deze de netbeheerder) daadwerkelijk invloed heeft in het proces. Dit is voor wat betreft de aansluiting van installaties op basis van HEB/WKK niet het geval.

Er gebeurt dus beter een sturing op het niveau van de investeerders in projecten dan op het niveau van de netbeheerder. Op die manier kan men er beter voor zorgen dat er bij het realiseren van nieuwe projecten ook rekening wordt gehouden met de kosten die verbonden zijn aan de aansluiting.