

AFSCHAFFEN DIE HANDEL? EEN RECHTSECONOMISCHE ANALYSE VAN HET VLAAMSE GROENESTROOMBELEID

PETER VAN HUMBEECK

Onderzoeksgroep Overheid en Sociaal-Economische Raad van Vlaanderen (SERV), Faculteit Rechten, Universiteit Antwerpen

I. Inleiding

Iedereen is voor (veel meer) *hernieuwbare energie* (HE). Desondanks is een degelijk groenestroombeleid voeren blijkbaar niet zo eenvoudig in ons land. Het Vlaamse *groenestroomcertificatensysteem* (GSC-systeem) volgde alleszins een hobbelig parcours. Het moest zeer dikwijls worden aangepast en bijgestuurd. Op tien jaar tijd gaat het om meer dan twintig wijzigingsdecreten en -besluiten. Helaas heeft dat nog niet geleid tot stabiele regelgeving. Want samen met de groei in groenestroomproductie zijn ook de problemen en de kritiek steeds toegenomen. In die mate zelfs dat vandaag – op PV-eigenaars en Electrabel na – niemand nog tevreden lijkt: hernieuwbare-energiebedrijven klagen over de rechtsonzekerheid,¹ grootverbruikers van energie over de hoge kosten,² burgers over de sociaal onrechtvaardige financiering³ enz.

Dat is geen verrassing voor wie het hernieuwbare-energiebeleid van nabij volgt. Want dat beleid wordt al jaren gekenmerkt door *ad-hoc*symptoombestrijding, ondanks herhaalde vragen naar fundamentele evaluatie en bijsturing. Zelfs de belangrijkste wijzigingen werden nooit onderbouwd met een degelijke probleemanalyse en een alternatieven- en effectenonderzoek.⁴ Nochtans is net daàrvoor de *reguleringsimpactanalyse* (RIA) ingevoerd in Vlaanderen.⁵

In deze bijdrage bekijken we daarom het Vlaamse groenestroombeleid met de analyse-instrumenten van de rechtseconomie.⁶ We gebruiken het schema van de RIA (zie figuur 1) om na te gaan hoe het GSC-systeem het best wordt bijgestuurd. Tegelijk willen we aantonen dat de analyse-instrumenten van de rechtseconomie en de RIA een goed kader bieden om wetgeving *ex ante* en *ex post* te

¹ Zie bv. gezamenlijke brief van Aspiravi, A&S Energie, Colruyt Group, Electrawinds en Stora Enso Langerbrugge NV d.d. 4 januari 2011 aan Kris Peeters n.a.v. van de geplande wijzigingen aan het GSC-systeem.

² Zie bv. *Parl.St.* VI.Parl. 2010-11, nrs. 948/6, 948/7 en 948/8.

³ Zie bv. Facebookgroepen zoals “Ik wil niet betalen voor de zonnepanelen van mijn buurman”.

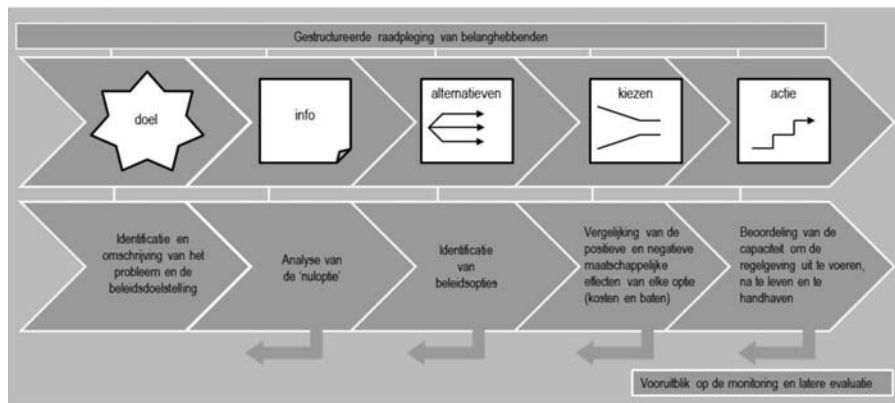
⁴ Zie bv. *Parl.St.* VI.Parl. 2010-11, nr. 948/1.

⁵ B. BOUCKAERT, B. DEPOORTER en J. DE MOT, *RIA: De ontwikkeling van het instrumentarium voor de reguleringsimpactanalyse*, Brussel, Dienst Wetsmatiging, 2004; P. VAN HUMBEECK en G. STEURS, *Handleiding reguleringsimpactanalyse*, Brussel, Dienst Wetsmatiging, 2004; P. VAN HUMBEECK, *Vernieuwde handleiding reguleringsimpactanalyse*, Brussel, Dienst Wetsmatiging, 2012.

⁶ Voor meer detail verwijzen we naar A. BOLLEN, P. VAN HUMBEECK en A. LAMOTE, *Energie voor een Groene Economie*, Gent, Academia Press, 2011; SERV/MINARAAD, *Advies over de overschotten op de groenestroom- en warmte-krachtkoppelingencertificatenmarkt*, 2012. We danken onze SERV-collega's ANNEMIE BOLLEN en MOHAMED AL MARCHOHI voor hun commentaren op een eerdere versie.

evalueren. Ze laten toe om op een gestructureerde en transparante manier alle relevante aspecten een plaats te geven en onderling te vergelijken, zodat beslissingen op basis van partiële overwegingen of populistische uitspraken worden vermeden. Zulke beslissingen leiden immers altijd tot manke oplossingen en instabiele regelgeving. Tien jaar Vlaams groenestroombeleid geeft daar mooie voorbeelden van.

Figuur 1. RIA-proces



II. Aanleiding en doel

A. Het Vlaamse GSC-systeem

Producenten van groene stroom krijgen per opgewekte MWh een GSC bovenop de verkoopprijs voor hun elektriciteit.⁷ De elektriciteitsleveranciers moeten die certificaten kopen. Ze moeten namelijk op straffe van boetes elk jaar genoeg GSC voorleggen. Hoeveel is vastgelegd in quota die jaarlijks stijgen, tot 13 % in 2020. Met spreekt daarom ook van een quotumsysteem. De leveranciers rekenen de kosten van de quotumplicht door aan hun klanten. De producenten kunnen hun GSC niet alleen op de certificatenmarkt verkopen, maar in bepaalde gevallen ook aan de distributienetbeheerders. Die moeten een minimumprijs betalen, die verschilt per technologie. De producent zal een beroep doen op deze opkoopverplichting van de netbeheerders als die minimumprijs hoger is dan de prijs op de certificatenmarkt, zoals nu voor *zonne-energie* (PV). De netbeheerders brengen nadien de opgekochte GSC op de markt en kunnen zo de kosten verbonden aan hun aankoopverplichting voor een gedeelte recupereren. De nettokosten rekenen zij door in de distributienettarieven.

⁷ Titel VII, hoofdstuk 1 Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid.

B. Doelstellingen voor hervormingen

Gelet op de aanhoudende kritiek op het systeem stemde de Vlaamse regering uiteindelijk in met een onderzoek naar mogelijke hervormingen.⁸ Dat onderzoek leverde nuttige informatie op maar bevatte geen analysekader om die informatie te plaatsen.

In onze verdere analyse hanteren we een analysekader met drie basiscriteria uit de rechtseconomie om beleidsinstrumenten te selecteren en te beoordelen: effectiviteit, efficiëntie en verdeling. We splitsen elk van deze criteria verder op zodat we zes doelstellingen bekomen voor de evaluatie van ondersteuningsopties (zie tabel 1). We voegen daar een zevende aan toe vanuit de vaststelling dat het beleid met het GSC-systeem ook duurzame economische activiteiten en jobs nastreeft.

Tabel 1. Beoordelingscriteria

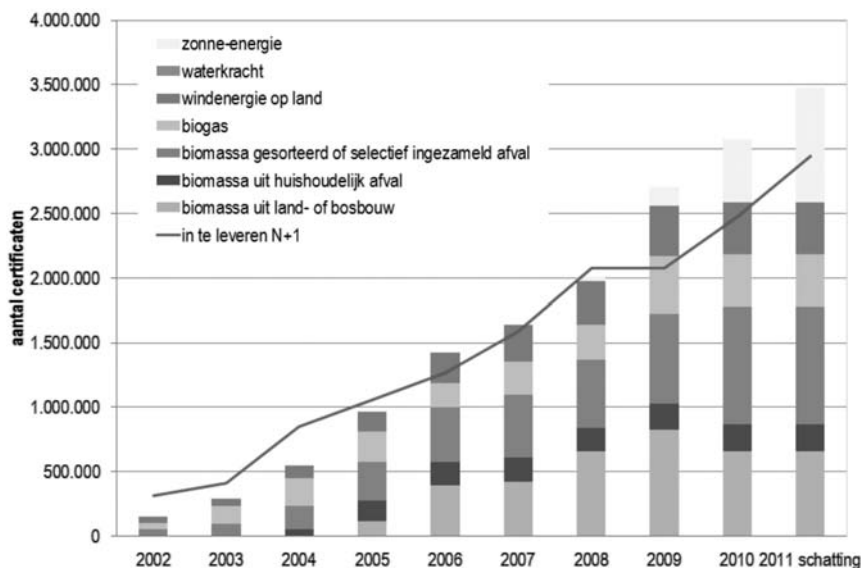
Effectiviteit	Efficiëntie	Verdeling
Makro-effectiviteit: Helpt het systeem de GS-doelen (MWh productie) realiseren?	Kostenefficiëntie: Zijn de maatschappelijke kosten niet hoger dan nodig?	Rechtvaardigheid: Zorgt het systeem voor een billijke verdeling van kosten en baten?
Micro-effectiviteit: Geeft het voldoende investerings- en exploitatiezekerheid?	Administratieve efficiëntie: Zijn de beheerskosten voor de overheid haalbaar en zo beperkt mogelijk?	Impact op de marktwerking: Vermijdt het systeem een negatieve impact op de marktwerking?
Secundaire baten: Realiseert het systeem de ambitie van nieuwe duurzame activiteiten en jobs?		

III. Analyse van het huidige systeem

A. Macro-effectiviteit

Het certificatenstelsel heeft de voorbije tien jaar de ontwikkeling van groene stroom in Vlaanderen in gang gezet. Het geeft voor heel wat toepassingen een voldoende investeringsstimulus waardoor de quota de jongste jaren worden gehaald. Dat is ook logisch: een quotumsysteem zorgt er in principe voor dat de vooropgestelde quota worden gehaald, tenzij er zoals in de beginjaren belangrijke niet-financiële hinderpalen bestaan (bv. vergunningen, netaansluiting, ...). Vooral het aantal PV-installaties steeg de jongste jaren zeer snel als gevolg van hoge minimumsteun. Maar in termen van productie zijn biomassa-installaties nog steeds het belangrijkste (zie figuur 2).

⁸ www.energiesparen.be/evaluatie_steenmechanismen.

Figuur 2. Evolutie aantal toegekende GSC t.o.v. aantal in te leveren GSC (N+1)

Het quotumsysteem heeft echter moeite om effectief te blijven in het creëren van extra MW omdat de reële doelstelling daalt bij een dalend elektriciteitsverbruik⁹ en omdat het zorgt voor een plafond op de ontwikkeling van GS-toepassingen (zie ook verder). Effectiviteit op korte termijn betekent bovendien niet noodzakelijk dat het GSC-systeem ook de noodzakelijke transitie op *lange termijn* ondersteunt. Het tegendeel is waar. Het jaar na jaar een beetje verhogen van de quota leidt ertoe dat vooral bestaande en gemakkelijk toepasbare technologieën die snel veel kunnen realiseren worden ondersteund, zoals grootschalige bijstook van biomassa in steenkoolcentrales. Innovatieve (proces)geïntegreerde toepassingen en zgn. systeemondersteunende componenten krijgen veel minder aandacht en middelen. Nochtans zijn die cruciaal om op langere termijn een veel groter aandeel HE mogelijk te maken.¹⁰

B. Micro-effectiviteit

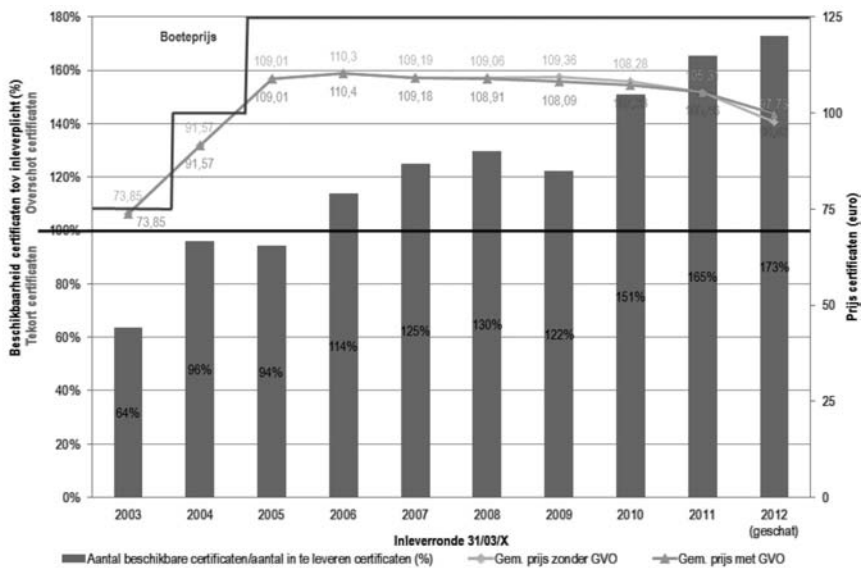
Het certificatenstelsel heeft ook vanuit het standpunt van de individuele investeerder moeite om voldoende effectief te blijven. Als de quota worden gehaald

⁹ De GSC-quota zijn relatieve quota die worden berekend ten opzichte van de elektriciteitsleveringen. Als de elektriciteitsleveringen dalen, daalt ook de stimulans die uitgaat van het quotum. In 2008 en 2009 bv. daalde het elektriciteitsverbruik door de economische crisis zo sterk dat het aantal in te leveren certificaten op 31 maart 2010 lager lag dan een jaar voordien.

¹⁰ A. BOLLEN en P. VAN HUMBEECK (2012a), "Meer groene stroom vergt meer dan meer groene stroom", *Samenleving en politiek* 2012, nr. 2, 46-63.

en er een overschot aan certificaten is ten opzichte van de vraag remt dat nieuwe investeringen af. In een quotumsysteem is dat een logisch gevolg, maar het geeft wel een *stop-and-go*-effect. In de praktijk zijn er al enkele jaren overschotten aan certificaten, maar de jongste jaren zijn die structureel geworden. De belangrijkste oorzaak is de *boom* van PV-certificaten¹¹ die zorgde voor een ontwikkeling die niet was verwacht bij de vaststelling van de quota. De gevolgen zijn dalende prijzen¹² en dalende inkomsten uit de certificatenverkoop waardoor sommige bestaande installaties in de problemen komen of zelfs stil gelegd worden (figuur 3). Voor een investeerder telt niet alleen de hoogte van het ondersteuningsniveau maar ook de zekerheid dat hij een bepaald ondersteuningsniveau zal ontvangen. In het quotumsysteem is er onzekerheid over de toekomstige vraag en over de marktprijs van certificaten.¹³ Die onzekerheid komt bovenop de onzekerheid door de inherente herhaaldelijke wijzigingen van fundamentele onderdelen zoals de quota, de boetes en de toekenning en inlevering van certificaten. In de praktijk komt de investeringszekerheid daardoor niet zozeer van de certificatenmarkt maar van de minimumsteun.¹⁴

Figuur 3. Prijzen en overschotten GSC



¹¹ Deze PV-certificaten worden weliswaar opgekocht door de netbeheerders aan minimumprijzen, maar worden door de netbeheerders op de markt gebracht.

¹² Hoewel er overschotten zijn sedert 2006 is de prijs gemiddeld genomen pas de jongste jaren betekenisvol gedaald. De reden is dat veel transacties tot stand komen via bilaterale langetermijncontracten.

¹³ Zo is het onzeker hoe elektriciteitsvraag en dus het absoluut aantal voor te leggen certificaten zullen evolueren, hoe de elektriciteitsprijzen zullen wijzigen en ze de rendabiliteit van de projecten en dus de investeringen zullen beïnvloeden, hoe andere HE-producenten zich zullen gedragen enz.

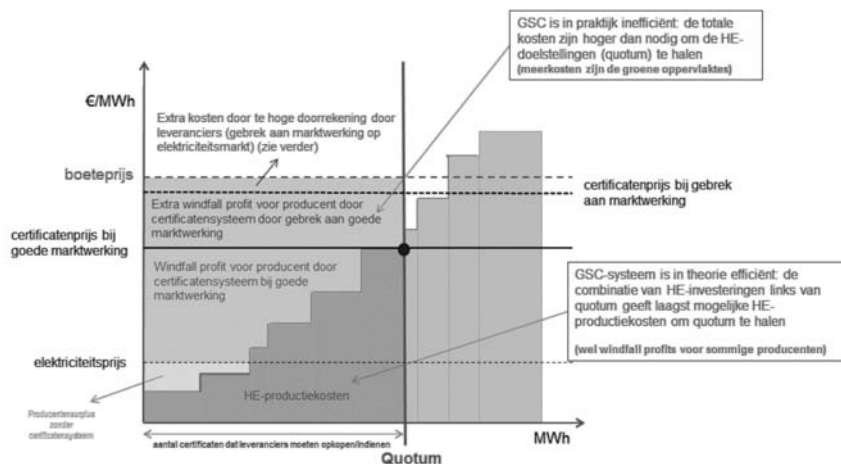
¹⁴ Dat geldt vooral voor producenten die geen leverancier zijn. Leveranciers-producenten of aan leveranciers gelieerde producenten hebben minder risico's.

C. Kostenefficiëntie

Een quotumsysteem leidt in theorie tot een minimalisering van de totale kosten om een vooropgesteld quotum te halen, aangezien de concurrentie tussen leveranciers ervoor zorgt dat zij hun quotum zo goedkoop mogelijk wensen te realiseren en zij zo indirect de inzet van de meest kostenefficiënte toepassingen stimuleren. Tenminste als aan een aantal randvoorwaarden is voldaan zoals (1) beperkte kostenverschillen tussen de technologieën, (2) een goede werking van de elektriciteitsmarkt en (3) als men niet wil sturen in de keuze van technologieën. *Quod non*. Daardoor kunnen de voordelen van een quotumsysteem zich in het Vlaamse GSC-systeem niet manifesteren en kost het integendeel (veel) meer dan nodig:

1. Door grote kostenverschillen tussen technologieën geeft de unieke certificaatprijs op de certificatenmarkt sommige toepassingen (veel) meer steun dan nodig (zgn. *windfall profits* doordat de marktprijs van de certificaten hoger is dan de *onrendabele top* (OT) of m.a.w. dan wat vereist is om de investering rendabel te maken, zie figuur). Dat is bv. het geval voor bepaalde grootschalige biomassa-installaties.
2. Door concentratie op de Vlaamse elektriciteitsmarkt is er te weinig echte concurrentie tussen leveranciers. Daardoor kiezen die niet per definitie voor de goedkoopste HE-technologieën en kunnen zij bovendien onder het mom van een groenestroombijdrage meer doorrekenen aan eindverbruikers dan hun werkelijke kosten voor het voldoen aan hun quotumplicht (zie figuur 4).

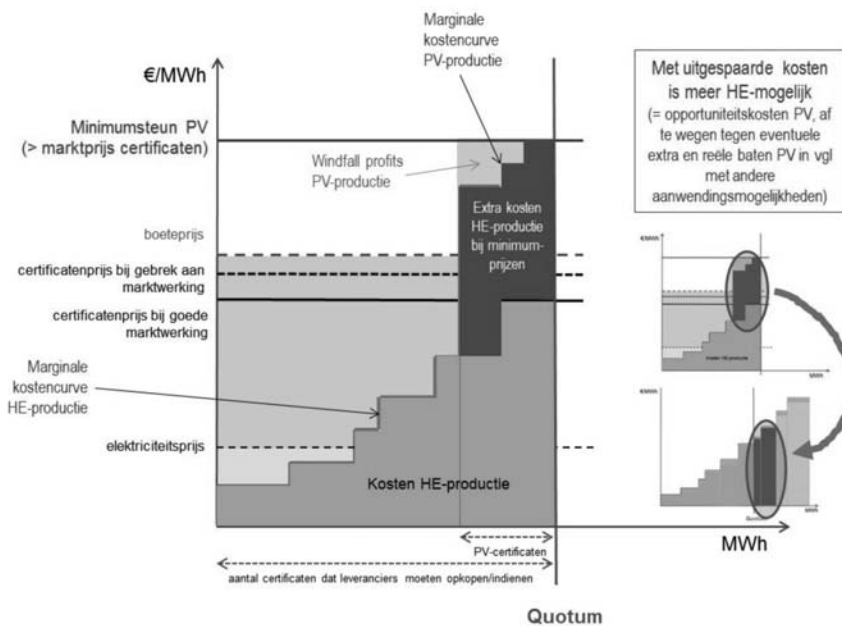
Figuur 4. Efficiëntieverliezen door windfall profits en gebrekkige marktwerking



De verhoudingen in de figuren dienen ter illustratie en zijn geen weerspiegeling van de werkelijke verhoudingen

3. Door de beleidskeuze om (nu al) een (nu nog) dure technologie zoals zonnepanelen (PV) te ondersteunen via minimumprijzen die (ver) boven de marktprijzen voor certificaten liggen, vergroten de kosten voor het behalen van de quota sterk (zie figuur 5). De hoge minimumprijzen zorgen voor een duurdere GS-mix dan in een zuiver quotumsysteem, en zorgen in combinatie met een quotum voor een verdringing door PV-installaties van andere, goedkopere investeringen, zeker als de quota bijna of helemaal gehaald worden.

Figuur 5. Extra kosten door minimumprijzen voor PV boven de marktprijs van certificaten



Daarnaast is er oversubsidiëring doordat de minimumprijzen soms hoger zijn dan nodig om de investering rendabel te maken (hoger dan de OT). Dat was bv. lang zo voor PV en dat blijft (door de daling van de kostprijs van PV-panelen) voor heel wat PV-installaties nog steeds het geval na de recente verlaging van de minimumprijzen (waardoor de PV-*boom* zich verderzette en zelfs nog toenam in 2011¹⁵) en na de schrapping van de federale belastingsaftrek. Installaties zijn terugverdiend na enkele jaren maar ontvangen twintig jaar¹⁶ lang hoge minimumsteun en ook daarna nog steeds certificaten die verkocht kunnen worden.

¹⁵ In 2011 werd in Vlaanderen 592.340 kW bijkomende capaciteit aan PV-installaties geplaatst bovenop de bestaande 883.473 kW.

¹⁶ Vijftien jaar voor installaties in dienst genomen vanaf 2013.

De steun evolueert tijdens de exploitatie ook niet mee met de stijgende energieprijzen die de investeringen vanzelf rendabeler maken.

Naast deze inefficiënties creëert het GSC-systeem enkele bijkomende kosten voor de marktpartijen. De transactiekosten van de certificatenhandel maken het systeem duur (ondanks de inspanningen om de procedures te vereenvoudigen en de formaliteiten te automatiseren) omdat vraag en aanbod elkaar moeten zoeken, contracten moeten afgesloten worden enz. Verder zijn er de risicopremies (hoge financiële rendementen die banken en financieringsinstellingen vereisen) als compensatie voor de onzekerheden die het quotumsysteem voor investeerders en leveranciers inhoudt. Hoe hoger het risico, hoe duurder ook het kapitaal. Tot slot zijn er de prefinancieringskosten van de netbeheerders. Zij kunnen immers niet de volledige netto-GSC-kosten van de opkoping van PV-certificaten doorrekenen in de distributienettarieven. Die tarieven worden vastgelegd voor periodes van vier jaar in meerjarentariefafspraken met de CREG en de netbeheerders hebben hun kosten destijds zwaar onderschat doordat zij de wijzigingen aan de regelgeving (met de *boom* in PV-installaties) niet konden voorzien. Het gevolg is dat zij die kosten pas kunnen doorrekenen bij de volgende aanpassing van de tarieven, samen met de financieringskosten verbonden aan de voorgeschoten bedragen. Die prefinancieringskosten stijgen indien de netbeheerders, zoals vandaag het geval is,¹⁷ meer moeten opkopen, lagere prijzen ontvangen op de certificatenmarkt en langer moeten wachten vooraleer zij hun kosten kunnen doorrekenen.

Doordat sommige informatie ontbreekt en de VREG niet alle relevante informatie bijhoudt of vrijgeeft, is het moeilijk om de inefficiënties exact te berekenen. De indicaties zijn alleszins dat ze zeer aanzienlijk zijn. Het efficiëntieverlies verbonden aan de duurderere GS-mix (door de PV-minimumsteun hoger dan de marktprijs voor de certificaten) en de oversubsidiëring (door de PV-minimumsteun hoger dan de OT) kan worden geraamd op ongeveer 15 % in vergelijking met een zuiver quotumsysteem dat de 13 % groenestroomdoelstelling in 2020 haalt. Het efficiëntieverlies door de *windfall profits* in het quotumsysteem (door de unieke certificaatprijs) bedraagt grofweg 30 % in vergelijking met wat zou volstaan in een systeem dat voor elke technologie enkel de OT vergoedt. De systeemkosten (door risicopremies en transactiekosten) die de leveranciers extra doorrekenen tot slot kunnen worden geraamd op 10 à 15 % van de zuivere certificaatkosten.

D. Administratieve efficiëntie

Een quotumsysteem goed beheren vergt heel wat informatie. Het is zeer moeilijk, zo niet onmogelijk om goede quota vast te leggen omdat de haalbare en ver-

¹⁷ De netbeheerders hebben lang enkel PV-certificaten voor opkoping aangeboden gekregen. Maar door de prijsdaling van de certificaten als gevolg van het certificatenoverschot gebeurt dat nu ook voor andere technologieën waardoor de kosten van de opkoopplicht toenemen. Tegelijk zullen de netbeheerders hun PV-certificaten moeten verkopen tegen verlaagde prijzen op de certificaatmarkt, waardoor hun nettokosten toenemen en zij vroeg of laat meer zullen moeten doorrekenen in de distributienettarieven. Bovendien zorgt de federale blokkering van de elektriciteitsprijzen en de distributienettarieven in 2012 ervoor dat de kostendoorrekening moet worden uitgesteld.

wachte ontwikkeling van GS in verhouding tot het elektriciteitsverbruik nauwelijks voorspelbaar is. Tegelijk zijn de quota cruciaal. Te lage quota zorgen ervoor dat investeringen (tijdelijk) stil kunnen vallen. Te hoge quota zorgen voor hoge kosten en zinloze boete-inning. Automatische quotumaanpassingen zorgen dan weer voor een instabiel kader en benadelen nieuwe leveranciers en leveranciers zonder eigen HE-productiecapaciteit. Het gevolg is dat in de praktijk veelvuldige *ad-hoc*wijzigingen aan het systeem gebeuren om de kosten te beheersen en de rendabiliteit van bestaande projecten en nieuwe investeringen te verzekeren. Ook die wijzigingen vergen heel wat middelen van de overheid. Verder zorgt ook de implementatie voor kosten, met name voor de verwerking van de aanvragen voor groenestroomcertificaten, het updaten en verbeteren van de certificatedatabank, het beantwoorden van vragen, de controle- en handhavingstaken enz. Hiervoor heeft de VREG al herhaaldelijk een uitbreiding van zijn budget en personeelsbestand gevraagd en deels ook verkregen.

E. Rechtvaardigheid

Er is geen transparantie over wie hoeveel krijgt via het certificatenstelsel en wie hoeveel bijdraagt. Alle kosten (ook de onnodige) worden via de elektriciteitstarieven aan de eindverbruikers (huishoudens en bedrijven) doorgerekend. Maar de verdeling van de kosten wordt weinig gestuurd: de netbeheerders en leveranciers bepalen zelf aan wie ze hoeveel doorrekenen. Dat zorgt voor verschillen tussen netgebieden en kan zorgen voor een onrechtvaardige verdeling tussen en binnen doelgroepen. Zo is het goed mogelijk dat de kosten van het certificatenstelsel die via de leveranciers worden gefinancierd proportioneel meer naar distributienet- dan naar transmissienetklanten gaan omwille van een betere onderhandelingspositie van transmissieklanten (zeer grote bedrijven). De transmissieklanten dragen sowieso relatief minder bij aan de kosten van het systeem door de degressiviteit van de certificaatplicht¹⁸ en doordat de opkoopplicht niet geldt voor transmissienetbeheerders en de kosten voor de opkoop van certificaten door de distributienetbeheerders niet doorgerekend worden aan de transmissienetklanten maar enkel aan de distributienetklanten. In ieder geval betalen ook eigenaars van GS-installatie niet of minder mee. Steeds minder schouders dragen dus steeds hogere lasten en de financiering via de tarieven wordt daardoor op termijn onhoudbaar. Er wordt ook een grote financiële last doorgeschoven naar de toekomst: 95 % van de steunkost bij twintig jaar steuntoekenning. De baten van de inefficiënties komen vooral ten goede aan de klassieke energiesector en de GS-sector (zie hierna).

¹⁸ Nu wordt de certificaatplicht voor de schijf tussen 20 en 100 GWh verminderd met 25 % en de schijf boven 100 GWh met 50 %. Men veronderstelt dat grote klanten voldoende onderhandelingskracht hebben een korting van leveranciers te verkrijgen die overeenkomt met deze vrijstelling. De degressiviteit geldt immers voor de leverancier. We schatten dat een derde van de leveringen op het transmissienet vrijgesteld is van de certificaatplicht. Het is onduidelijk in hoeverre dat voordeel ook in de praktijk ten goede komt aan de betrokken bedrijven.

F. Impact op de marktwerking

Het quotumsysteem gecombineerd met een geconcentreerde elektriciteitsmarkt bevoordeelt de dominante geïntegreerde leverancier en gelieerde groenestroomproducenten. Die leverancier kan immers certificaten aan kostprijs genereren (komen niet in de statistieken voor, worden niet verhandeld) uit bovendien goedkope installaties (o.a. via bijstook van biomassa in bestaande steenkoolcentrales). Dit geeft een kostenvoordeel en het voordeel van een zekere aanvoer. Andere leveranciers moeten ofwel op de certificatenmarkt de hogere marktprijs betalen, ofwel zelf (vaak aanzienlijk duurdere installaties) vergund en gebouwd krijgen. Op die manier wordt de stijgende quotumplicht een steeds grotere hinderpaal voor (de toetreding van) nieuwe leveranciers zonder productiecapaciteit. De dominante leverancier heeft bovendien ook een dominante positie op de certificatenmarkt, zowel aan de vraag- als de aanbodzijde.¹⁹ Hij heeft daardoor het beste zicht op de evoluties in de markt en kan zijn certificatenportfolio strategisch beheren. Hij beschikt over de beste onderhandelingspositie over prijzen en hoeveelheden. Kleine of alleenstaande producenten staan in een zwakkere onderhandelingspositie. Voor hen is trouwens de inspanning om elektriciteitsleveranciers te contacteren, de certificatenmarkt te verkennen en op te volgen, een prijs te onderhandelen en de verkoop administratief te regelen te groot in verhouding tot het bedrag waarover het uiteindelijk gaat. Dat zorgt ervoor dat vooral leveranciers-kopers de certificatenmarkt domineren en lagere prijzen kunnen verkrijgen.

De VREG heeft in het verleden op diverse manieren geprobeerd om de marktwerking op de certificatenmarkt te verbeteren, onder andere door de publicatie van lijsten van kopers en verkopers van certificaten, door de publicatie van gemiddelde prijzen en volumes en door de oprichting van Belpex als handelsplatform voor certificaten. Dat heeft de marktwerking op de certificatenmarkt niet substantieel verbeterd omdat ze de fundamentals van de markt niet veranderen. Dat geldt wellicht ook voor andere voorstellen die circuleren: de stimulering van extra vragers op de markt door toe te staan dat bedrijven zelf certificaten voorleggen, de introductie van een clearing house, of de bundeling van kleinere spelers.²⁰ De marktfundamentals zijn zeer moeilijk te wijzigen.

G. Secundaire baten

Ondersteuning van dure technologieën kan verantwoord zijn indien daarmee ook andere baten worden gerealiseerd dan enkel meer HE. Dat is expliciet de bedoeling met de hoge minimumsteun (hoger dan de marktprijs voor certifi-

¹⁹ Het merendeel van alle toegekende certificaten wordt aan één groenestroomproducent toegekend, namelijk Electrabel. Hierover zijn geen actuele cijfers beschikbaar omdat de VREG enkel cijfers publiceert over het geïnstalleerd vermogen, niet over de werkelijke productie, en geen informatie vrijgeeft over het aandeel van de dominante speler op het vlak van toegekende certificaten. Naast Electrabel zijn er nog enkele grote certificaat-ontvangers en veel kleine. Daarnaast is Electrabel ook een dominante vrager op de certificatenmarkt, naast een beperkt aantal andere grote vragers.

²⁰ A. BOLLEN en P. VAN HUMBEECK (2012b), "Werkt de Vlaamse markt voor groenestroomcertificaten?", *Gids op maatschappelijk gebied* 2012, nr. 2, 35-40.

caten) voor PV in Vlaanderen: “We moeten eigen bedrijven in de markt zetten (...) en zorgen dat ze hier een eerste markt kunnen krijgen”.²¹ HE is wereldwijd inderdaad een belangrijke groeimarkt met veel opportuniteiten voor nieuwe economische activiteiten en duurzame werkgelegenheid. Vooral productiebedrijven met innovatieve activiteiten die kans maken op exportsuccessen zullen zorgen voor blijvende groei en werkgelegenheid in deze sector. Voor PV bv. wordt verwacht dat toepassingen zullen evolueren naar ‘verstandige’ varianten met modules, sensoren, schakelaars en convertoren die esthetisch mooier in gebouwen geïntegreerd kunnen worden. Op al deze domeinen zijn Vlaamse bedrijven actief, en kunnen ze een meerwaarde bieden in de Europese en internationale markten. Het GSC-systeem richt zich echter niet op deze innovatieve producten en diensten waar de Vlaamse productiebedrijven in gespecialiseerd zijn. Het quotum-systeem laat de keuze welke hernieuwbare energie er komt grotendeels aan de leveranciers over en de hoge minimumsteun voor PV heeft vooral geleid tot massale installatie van geïmporteerde standaardpanelen.²² Die plaatsing van zonnepanelen biedt weinig exportmogelijkheden, tenzij voor zeer grote of gespecialiseerde projecten, maar die worden niet (meer) ondersteund. De vele jobs die de installatiesector heeft gecreëerd zijn door gebrek aan exportmogelijkheden sterk afhankelijk van het Vlaamse steunbeleid en daardoor weinig duurzaam.

IV. Beleidsopties

Het huidige beleid focust op exploitatiesteun via het GSC-systeem om HE-investeringen te stimuleren, maar er zijn ook andere manieren: investeringssteun, innovatiesteun, getenderde concessies, publieke investeringen, participaties in grote projecten enz. In sommige gevallen en voor sommige toepassingen zijn deze alternatieven beter geschikt zodat er best een meer gediversifieerd instrumentarium wordt ingezet dan vandaag het geval is. Dat betekent ook dat het toepassingsgebied van een GSC-systeem zou verkleinen.

We beperken onze verdere analyse hierna echter tot de twee basisopties die door diverse organisaties werden geformuleerd voor de hervorming van het bestaande GSC-systeem:

0. Nuloptie: het huidige hybride systeem (als referentie).
1. Q-optie: behoud van de quotumverplichting voor leveranciers maar met een doorgedreven *banding* van certificaten. *Banding* wil zeggen dat sommige technologieën minder of meer certificaten ontvangen dan hun feitelijke productie aan groene stroom, om zo de ondersteuning meer te laten aansluiten bij de OT en oversubsidiëring door *windfall profits* te vermijden. *Banding* is in de huidige regelgeving gedeeltelijk al het geval,²³ maar gebeurt in de Q-optie meer doorgedreven. De opkoopplicht aan minimumsteun blijft bestaan en wordt veralgemeend om investeringszekerheid te garanderen.

²¹ Hand. VI.Parl. 12 mei 2010.

²² In 2010 importeerde Vlaanderen voor 500 mio euro aan zonnepanelen, vooral uit China, Nederland en Duitsland, goed voor een derde van het tekort op de Belgische handelsbalans.

²³ Art. 7.1.5, § 4 Decr. 8 mei 2009 houdende algemene bepalingen betreffende het energiebeleid.

2. NQ-optie: afschaffing van de quotumverplichting voor leveranciers en van de bijhorende markt voor certificaten. De steunverlening via certificaten blijft bestaan, en ook de verkoop van de opgewekte stroom via elektriciteitsmarkt. De prijs van een certificaat wordt echter niet door de markt bepaald, maar is een gegarandeerde verkoopprijs die verschilt per toepassing in functie van de OT, vergelijkbaar met het huidige systeem van minimumprijzen. Om de doelbereiking te garanderen, is er een strikte monitoring en periodieke bijsturing van de steun.

Figuur 6 toont hoe deze opties zich verhouden tot de kenmerken van een zuiver quotum- en *feed-ins* systeem.

Figuur 6. Vergelijking van systemen

	Quotumsysteem in theorie	Hybride quotumsysteem in praktijk	Q Hybride quotumsysteem met banding	NQ: Systeem zonder quotum	Feed-in-premie in theorie	Feed-in-tarief in theorie
WAARVOOR STEUN?	Steun voor groen karakter van alle geproduceerde stroom (ook zelfproducenten)				Steun voor groen karakter van netgeleverde stroom	
					Opkoop van netgeleverde stroom	
VIA WELK STEUNMECHANISME?	Quotumplicht voor leveranciers en bijhorende certificatenmarkt					
		Beperkte banding van certificaten	Doorgedreven banding van certificaten			
		Opkoop van certificaten aan vastgelegde minimumprijzen			Vergoeding tegen minimumprijzen, mogelijk via diverse wegen	

We veronderstellen in de beide opties dat de overheid een onderbouwde strategische keuze maakt over welke technologieën en toepassingen ondersteuning verdienen (zgn. strategische mix) en dat de minimum- of verkoopprijzen voor deze technologieën en toepassingen en de duur van de steun overeenkomen met de correct berekende OT (geen over- of ondersubsidiëring meer en dus drastische en versnelde verlaging van de PV-minimumsteun) en mee evolueren tijdens de exploitatie met de energieprijzen en evt. biomassaprijzen. In de beide opties gebeurt de opkoping tegen de gegarandeerde prijzen door de netbeheerders of een opkoopinstantie en gebeurt de financiering (voorlopig) verder via de elektriciteitstarieven. De doorrekening in de nettarieven gebeurt onmiddellijk (geen pre-financieringskosten) en zowel in de distributie- als in de transmissienettarieven. De doorrekening wordt ook nauwer gereguleerd, waarbij de politieke overheid

de kostenverdeling tussen bedrijven en gezinnen bepaalt (cf. rechtvaardigheid). Een volledige solidarisering tussen netbeheerders zorgt voor uniforme doorrekening in heel Vlaanderen.

V. Effectenanalyse

Tabel 2 vat de effecten van Q en NQ samen in vergelijking met de nuloptie.

Tabel 2. Resultaten effectenanalyse

Criteria	Positieve elementen in het huidige systeem	Q	NQ
Macro-effectiviteit	Relatieve zekerheid over realisatie doelen	0	0
Efficiëntie	Stimuleert laagstekostenopties (excl. PV)	-	-
	Aandachtspunten in het huidige systeem		
Macro-effectiviteit	Bemoedigt LT-transitie	+	+
	Quota kunnen remmend werken	0	++
Micro-effectiviteit	Onvoldoende zekerheid over prijs certificaten. Vraag is onvoorspelbaar. Overschotten zijn een probleem	+	++
	Veel aanpassingen aan quotumfundamentals geven instabiliteit	0	++
Kostenefficiëntie	<i>Windfall profits</i> door unieke certificaatprijs en grote kostenverschillen	++	++
	Weinig kostenconcurrentie tussen leveranciers waardoor die meer kunnen aanrekenen dan nodig voor quotumplicht	0	++
	Dure GS-mix (minimumsteun PV > marktprijs)	(++)	(++)
	Minimumprijs > OT; Duur certificaten toekenning > levensduur in OT; Minimumsteun varieert niet met onderliggende parameters	(++)	(++)
	Risico- en transactiekosten	0	++
	Opkoopplicht geeft opkoopkosten en administratiekosten voor netbeheerders (of opkoopinstantie).	0	-
	Prefinancieringskosten netbeheerders door meerjarentariefpraktijk nettarieven	(++)	(++)
Adm. efficiëntie	Beheerskosten overheid	-	+/-

Rechtvaardigheid	Onduidelijk welke eindverbruiker wat bijdraagt aan kosten voor quotumplicht van leveranciers	0	++
	Onduidelijk welke eindverbruiker wat bijdraagt aan opkoopkosten netbeheerders en hoe leveranciers kosten netbeheerders doorrekenen, geen uniforme doorrekening	(++)	(++)
	Transmissienetklanten dragen minder bij	(+)	(+)
	Efficiëntieverliezen ten laste van eindverbruikers en ten bate van (vooral geïntegreerde) spelers op de elektriciteitsmarkt en HE-producenten	0	++
Impact op marktwerking	Quotumsysteem versterkt dominante producenten en leveranciers op de elektriciteitsmarkt en bevoordeelt grotere verticaal geïntegreerde spelers	0	++
Secundaire baten	De ondersteunde mix richt zich onvoldoende op toepassingen met kansen voor blijvende groei en werkgelegenheid in Vlaanderen	(++)	(++)

Legende:

- + Beter dan in het huidige systeem
- Slechter dan in het huidige systeem
- ++ Probleem opgelost
- 0 Probleem blijft (geen verschil)
- () Hypothese die voor de beide beleidsopties dezelfde is (zie beschrijving beleidsopties)

A. Effectiviteit

In Q en NQ kan de realisatie van de GS-doelstelling net zoals in het huidige systeem verzekerd worden, al dit vergt wel een strikte monitoring en regelmatige bijsturing. In Q blijft het probleem dat de quota kunnen werken als een rem op investeringen als het quotum wordt gehaald en wordt de bepaling van de quota moeilijker omdat de een-op-eenrelatie tussen (aanvaardbare) certificaten en reële productie vervalt. In de beide opties is er door de sterk gedifferentieerde banding resp. prijzen een betere sturing dan vandaag mogelijk in functie van de gewenste strategische energiemix en lange termijntransitie. In Q is er wel meer onzekerheid door een fluctuerende certificaatprijs en een variërend overschot of tekort.

B. Efficiëntie

Q en NQ schakelen oversubsidiëring door *windfall profits* uit door te werken met sterk gedifferentieerde *banding* resp. prijzen. Q leidt echter tot hogere risicopre-

mies doordat het systeemontwerp complexer wordt. Bovendien kunnen leveranciers in Q zelf beslissen hoeveel ze doorrekenen en op welke wijze (niet gereguleerde segment van de elektriciteitsmarkt) en blijven er in een geconcentreerde elektriciteitsmarkt risico's op overmatige doorrekening. In NQ is regulering wel mogelijk: netbeheer is een monopolie en prijsregulering van de nettarieven is daardoor wel toegelaten door de Europese regelgeving. NQ geeft bovendien lagere administratieve lasten voor leveranciers en producenten (geen marktverkenning, onderhandeling, ...), maar leidt wel tot extra administratieve lasten voor netbeheerders of een opkoopinstantie (grotere opkoopplicht) en tot nieuwe beheerskosten voor de overheid (bepaling van de strategische mix en de bijbehorende steunniveaus, monitoring). Maar er vallen ook heel wat beheerskosten weg: bepaling quota en boeteprijs, controle op de certificatenmarkt, controle op de quotumplicht, vestiging en inning boetes, ... In Q nemen de beheerskosten eveneens toe door de doorgedreven *banding* en de noodzakelijke monitoring. De kosten van het beheer van de quotumverplichting en certificatenmarkt blijven bestaan. Dat is ook het geval voor de administratieve lasten voor leveranciers en producenten.

C. Verdeling

Winnaars in NQ zijn de eindverbruikers (bedrijven en gezinnen, excl. zelfproducenten) die in het huidige systeem en in Q de inefficiënties door *windfall profits* en gebrekkige marktwerking finaal betalen en de HE-producenten (andere dan de grote of gelieerde spelers) die minder afhankelijk worden van de grote leveranciers en voor wie de zekerheid en stabiliteit van de ondersteuning belangrijk is. Verliezers in NQ zijn vooral de grote, bestaande geïntegreerde spelers op de elektriciteits- en HE-markt en – als de vraag naar certificaten voldoende hoog is (schaarste en dus hogere winstmarges) – de HE-sector.

D. Besluit

De conclusie is dat Q (net zoals NQ) *windfall profits* vermijdt, maar (in tegenstelling tot NQ) een aantal fundamentele nadelen van een quotumverplichting niet kan wegnemen: de moeilijkheid om goede quota vast te leggen wat gevolgen heeft voor de stabiliteit van het systeem, de efficiëntieverliezen als gevolg van marktrisicopremies en het gebruik van marktmacht op de certificatenmarkt, de versterking van de concentratie op de elektriciteitsmarkt, het remmend effect op investeringen bij certificatenoverschotten en het gebrek aan transparantie en sturingsmogelijkheden van de doorrekening door leveranciers. Onze analyse wijst dus duidelijk in de richting van NQ als beste optie.

VI. Uitvoering en monitoring

Om de NQ-optie in uitvoering te brengen, zijn vier randvoorwaarden essentieel:²⁴

- De ontwikkeling van de kosten en van de investeringen moet goed worden opgevolgd. De regelgeving bevat daarvoor best expliciete garanties.
- De engagementen t.a.v. bestaande installaties moeten nagekomen worden. Daarom moet de opkoop gelden voor alle nu aanvaardbare certificaten, ongeacht hun houder (producenten, leveranciers, traders, ...) en moet het steunniveau voor bestaande installaties overeen komen met de historische minimumprijzen of gemiddelde marktprijzen;
- De capaciteit van de energieoverheid moet worden versterkt. Ook vandaag al zijn VEA en VREG niet in staat om de werking van het GSC-systeem behoorlijk op te volgen en beleidsaanpassingen goed voor te bereiden.
- Er moet nagedacht worden over alternatieve financieringsbronnen en -methoden (bv. capaciteitstarief, CO₂-heffing, algemene middelen, andere degressiviteit, ...). Door het toenemende aantal zelfproducenten verkleint immers de basis voor de doorrekening in de elektriciteitstarieven.

VII. Consultaties

Het zal niet verbazen dat de coalities langs de breuklijn van winnaars en verliezers lopen.²⁵ Eindverbruikers (vertegenwoordigers van bedrijven en gezinnen) verkiezen NQ. Dat geldt ook voor enkele academici.²⁶ Milieuverenigingen hechten veel belang aan zekerheid over de realisatie van de GS-doelstellingen, wat in beide opties mogelijk is. De grote, bestaande geïntegreerde spelers op de elektriciteitsmarkt en gelieerde HE-producenten verkiezen om evidente redenen Q. Dat ook de HE-sector dat doet verbaast misschien. De HE-sector hecht blijkbaar meer belang aan het vooruitzicht van hogere potentiële winstmarges in Q (men vraagt vooral strenge quota en hoge boetes) dan aan een stabiel investeringsklimaat. Wat verder opvalt, zijn de rookgordijnen die in het debat worden opgetrokken door de tegenstanders van NQ (zie tabel 3). SERV en Minaraad hebben in hun advies gevraagd om NQ grondig te overwegen. De VREG heeft lang een derde alternatief verdedigd, namelijk een verlaging van de boete, maar heeft intussen ingezien dat dit geen goede optie is (zie figuur 7).²⁷ En het kabinet van de Vlaamse minister van Energie? Dat werkt naar verluidt in alle stilte aan de implementatie van ...Q.

²⁴ Ze gelden ook in het geval van Q. Bovendien zijn daar zijn veel meer randvoorwaarden te vervullen, zie SERV, *o.c.*, 2011.

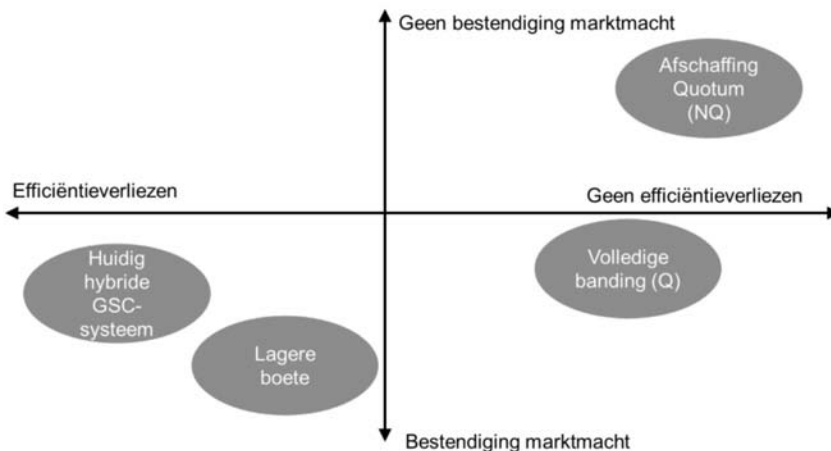
²⁵ Onze informatie is gebaseerd op een hele reeks bilaterale gesprekken in 2011 en 2012 en een gezamenlijk debat- en feedbackmoment op de SERV midden 2011.

²⁶ Bv. A. VERBRUGGEN, *Groen Vlaams beleid voor Vlaamse groene stroom*, 2011, www.avielverbruggen.be.

²⁷ VREG/VEA, *Advies inzake de evaluatie van de certificaten systemen*, 2011. Die optie is ook bedoeld om de certificaatprijs te drukken en zo de *windfall profits* door de unieke certificaatprijs te beperken. Een verlaging van de boete tast echter de rendabiliteit van bestaande projecten aan, leidt ertoe dat meer toepassingen via minimumsteun worden vergoed en zorgt ervoor dat enkel nog lage kosten opties in het handelssysteem zullen zitten. Die zijn vermoedelijk in belangrijke mate in handen van de dominante spelers, wat hun marktmacht nog versterkt. Blijkbaar heeft de VREG dit intussen ook ingezien. Zie VREG, *Advies over het certificatenoverschot*, 2012.

Tabel 3. Enkele hardnekkige mythes

Mythe	Werkelijkheid
“NQ zorgt voor systeemshok”	De relevantie van de certificatenmarkt verkleint al langer: steeds meer certificaten worden voor minimumsteun aan netbeheerders aangeboden en niet aan de markt. Bovendien kan NQ perfect de steunengagementen honoreren voor bestaande installaties.
“Alle landen evolueren naar een hybride systeem”	De Vlaamse regering koos in 2000 voor een hybride quotumsysteem vanuit de verwachting dat binnen Europa een handelssysteem in GSC tot stand zou komen. Nadien werd snel duidelijk dat er geen Europees handelssysteem zou komen. De meeste landen kozen daarom voor een ander systeem zonder certificatenmarkt zoals <i>feed-in</i> of tender. De landen die wel kozen voor een quotumsysteem of waar leveranciers hopen op quota (bv. Nederland) hebben een matig geconcentreerde elektriciteitsmarkt. Met uitzondering van België/Vlaanderen ... Onze markt behoort tot de meest geconcentreerde in Europa.
“Er is geen beste ‘systeem’, alles hangt af van de modaliteiten”	Wat het beste systeem is, hangt ook af van de omstandigheden. In Vlaanderen zijn die omstandigheden minder geschikt voor een quotumsysteem door de slechte werking van de elektriciteitsmarkt en door de kleine omvang van de certificatenmarkt (zonder perspectief op een Belgisch of ruimer systeem) met een concentratie aan zowel de vraag- als de aanbodzijde die niet direct weggewerkt kan worden.
“Investerings zullen stil vallen”	NQ stimuleert leveranciers inderdaad minder dan vandaag of dan Q om zelf groene stroom te produceren. Maar intussen zijn leveranciers belangrijke spelers op de groenestroommarkt geworden en is een ander profiel gewenst: het is belangrijk om nu ook andere spelers te stimuleren zoals bedrijven (zelfvoorzienend worden) en kleinere HE-producenten. Daarvoor is vooral het steunniveau (gegarandeerde prijzen) bepalend.

Figuur 7. Vergelijking huidig systeem, Q, NQ en verlaging boeteprijs

VIII. Conclusie

Het Vlaamse GSC-systeem heeft merites maar kampt toch vooral met talrijke problemen. De conclusie van onze analyse is dat in de Vlaamse context zelfs een grondig bijgestuurd quotumsysteem (Q-optie) een aantal fundamentele nadelen van het bestaande systeem niet kan wegnemen. Bovendien is in een quotum-systeem een goede marktwerking op de elektriciteits- en certificatenmarkt een essentiële voorwaarde die in Vlaanderen zeer moeilijk te realiseren valt. Een systeem zonder quotum (NQ-optie) is effectiever, efficiënter en rechtvaardiger en kan ook werken in een geconcentreerde markt.