



rijksuniversiteit
groningen

faculteit economie
en bedrijfskunde

Energietransitie en elektriciteitsmarkt

verkenning van
een gespannen
relatie

Machiel Mulder

Centre for Energy Economics Research (CEER)

Policy Papers | No. 1 | Maart 2017

Energietransitie en elektriciteitsmarkt

verkenning van een gespannen relatie

Machiel Mulder

CEER – Policy Papers | no. 1 | maart 2017

Mulder, M.
Energietransitie en elektriciteitsmarkt: verkenning van een gespannen relatie
Rijksuniversiteit Groningen – maart 2017
Groningen;

Trefwoorden: energietransitie; elektriciteitsmarkt; regulering;
emissiehandel

Deze publicatie is voortgevloeid uit het onderzoeksproject *Redesigning the electricity market in order to facilitate the transition towards a sustainable energy system*, dat gefinancierd is door de Nederlandse Organisatie voor Wetenschappelijk Onderzoek (NWO) met cofinanciering van EnergieNederland, TenneT, NetbeheerNederland, VEMW en de Consumentenbond en met ondersteuning van de Autoriteit Consument & Markt (ACM) en Statkraft.

©RUG
ISBN: 978-90-367-9677-4(print)
ISBN: 978-90-367-9676-7 (pdf)

Centre for Energy Economics Research; <http://www.rug.nl/ceer/>
Faculteit Economie en Bedrijfskunde; <http://www.rug.nl/feb/>
Nettelbosje 2, 9747 AE Groningen

1. Inleiding

Met de beleidsambitie om de rol van duurzame energie in de elektriciteitsmarkt sterk te vergroten komen twee beleidsvelden bij elkaar, marktwerkingsbeleid en klimaatbeleid, die in een gespannen relatie tot elkaar staan.¹ Het bevorderen van marktwerking in de elektriciteitssector is gericht op efficiëntie: zo goedkoop mogelijk stroom produceren (productieve efficiëntie), zorgen dat consumenten niet meer betalen dan nodig is (allocatieve efficiëntie) en het stimuleren van innovatie (dynamische efficiëntie). Bij het klimaatbeleid is het uiteindelijke doel de emissies van broeikasgassen omlaag te brengen wat in de elektriciteitssector wordt nagestreefd door te bevorderen dat technieken voor stroomopwekking uit duurzame bronnen gebruikt worden ten koste van technieken die fossiele bronnen gebruiken en dat er bovendien minder energie per installatie verbruikt (verspild) wordt. Dit specifieke klimaatbeleid wordt daarom ook wel energietransitie genoemd. Doordat energietransitie er op gericht is bedrijven en consumenten andere keuzes te laten maken (minder energie, meer duurzame energie) staat het op zich zelf genomen op gespannen voet met de basisprincipes van een vrije markt waarin alle spelers zelf bepalen wat en hoeveel ze gebruiken. Daarbij komt dat marktpartijen vooral worden gestimuleerd om (duurzame) technieken te installeren met andere karakteristieken dan de conventionele technieken, zoals de grotere weersafhankelijkheid en kleinere stuurbaarheid van de productie. Veelal wordt gesteld dat vanwege deze andere kenmerken energietransitie dient te leiden tot een bijstelling van het ontwerp van de elektriciteitsmarkt (EC, 2015). De vraag is echter in hoeverre de beoogde energietransitie de werking van de elektriciteitsmarkt werkelijk ongunstig beïnvloedt. Voor zover dat het

¹ De overheidsdoelen voor energie bestaan doorgaans uit drie componenten: betaalbaarheid (efficiëntie), duurzaamheid en betrouwbaarheid (EZ, 2016). Tussen deze doelen kunnen verschillende afriulrelaties bestaan (Mulder, 2014). In deze publicatie gaat het vooral om de relatie tussen marktwerking en duurzaamheid.

geval is, wat voor maatregelen zijn er nodig om zowel de energietransitie te borgen als de doelstellingen van een goed werkende elektriciteitsmarkt te realiseren?

Om deze vragen te beantwoorden bespreken we eerst hoe de elektriciteitsmarkt werkt, wat energietransitie behelst en wat het bijzondere is aan duurzame energie vanuit een economisch perspectief (§2). Vervolgens onderzoeken we hoe een toename in het aanbod van duurzame energie de werking van de elektriciteitsmarkt kan beïnvloeden en in welke mate daar specifieke aanvullende of corrigerende beleidsmaatregelen voor nodig zijn om ongewenste effecten te verhelpen. Achtereenvolgens gaan we in op de wijze waarop duurzame energie wordt gestimuleerd (§3), hoe een toenemend aandeel van duurzame energie de prijsvorming en de investeringen in opwekkingscapaciteit in de groothandelsmarkt beïnvloedt en wat de effecten zijn voor de consumentenmarkt (§4), wat de effecten zijn op het functioneren van de elektriciteitsnetten (§5), wat de gevolgen zijn voor de rollen van overheid, netbeheerder en marktpartijen (§6), en ten slotte wat de internationale en grensoverschrijdende effecten zijn van een nationaal ingezette energietransitie (§7).

Deze beschouwing wordt afgesloten met enkele conclusies over welke interventies door de overheid nodig zijn, maar ook welke niet gewenst zijn om de doelen van de energietransitie te realiseren zonder het belang van een goed werkende elektriciteitsmarkt uit het oog te verliezen (§8).

2. Introductie elektriciteitsmarkt en energietransitie

2.1 Ordening elektriciteitsmarkt

De term ‘electriciteitsmarkt’ staat voor een complex systeem waarbij producenten, netbeheerders, handelaren en tussenpersonen hun rol spelen om consumenten van stroom te voorzien. Tot de introductie van marktwerking, ongeveer 20 jaar geleden, werd dit systeem centraal aangestuurd. Investerings in en inzet van conventionele centrales werden op nationaal niveau gecoördineerd en de stroomprijzen werden gezamenlijk bepaald op basis van de kosten van het gehele systeem van productie, transport en distributie (EC, 2015). Verbindingen met buurlanden werden gebouwd om tot een doelmatiger inzet van met name kolen- en waterkrachtcentrales in verschillende Europese landen te komen, en elkaar te ondersteunen bij de bewaking van de frequentie in het net (UCTE, 2010).

Met de introductie van marktwerking is de ordening van de electriciteitsmarkt drastisch veranderd. De centrale aansturing en coördinatie zijn vervangen door decentrale besluitvorming over investeringen in en inzet van centrales.² Ongecoördineerde decentrale besluitvorming is een belangrijke voorwaarde voor het verkrijgen van efficiënte markten, omdat er alleen dan concurrentie kan ontstaan. Dit is de reden dat coördinatie tussen bedrijven die gezamenlijk een aanzienlijk deel van de markt uitmaken, verboden is op grond van de Mededingingswet.³

² Decentrale besluitvorming moet niet verward worden met decentralisering van het elektriciteitssysteem. Met dit laatste wordt bedoeld dat de opwekking van stroom meer in de distributienetten plaatsvindt, terwijl met decentrale besluitvorming wordt aangegeven dat de besluiten over investeringen e.d., niet meer gecoördineerd worden, maar door meerdere afzonderlijke besliseenheden (bedrijven, huishoudens) onafhankelijk van elkaar plaatsvinden.

³ Het voornemen in het Energieakkoord van de grote electriciteitsbedrijven om elk een of meerdere kolencentrales te sluiten, viel daarom volgens de ACM onder de Mededingingswet. Omdat de verwachte (milieu) voordelen voor de consumenten kleiner waren dan de verwachte kosten, besloot de ACM om een negatief advies uit te brengen (Kloosterhuis et al., 2015).

De coördinatie van de decentraal genomen besluiten vindt plaats via de markt. Als resultante van al de aangeboden stroom en al de gevraagde stroom, komt de markt tot stroomprijzen. Het bijzondere van de elektriciteitsmarkt, waarmee het zich onderscheidt van de andere goederenmarkten (zoals voor aardappelen of aardgas), is dat de fysieke levering van stroom alleen gedaan kan worden op het moment dat het wordt gebruikt. Vanwege de noodzaak om de frequentie in een net (met wisselspanning) constant te houden, moeten de totale toevoeging en onttrekking van stroom constant in evenwicht zijn. De elektriciteitsmarkt bestaat daarom grotendeels uit *forward* markten, waarbij gehandeld wordt vóórdát de fysieke levering en verbruik van elektriciteit plaatsvinden. Er zijn contracten die ver van te voren worden verhandeld (enkele jaren) tot contracten die steeds verfijnder worden naarmate de echte levering naderbij komt: elk uur van de volgende dag (*day-ahead* markt) of enkele (delen van) uren vooruit (*intraday* markt).⁴ Marktpartijen kunnen op deze manier hun posities tot op het laatste moment aanpassen.

Afhankelijk van de mate waarin de toekomstige behoefte aan elektriciteit kan worden voorzien, de flexibiliteit die men nodig heeft om op het laatste moment nog de inkoop aan te passen en de behoefte om prijsrisico's van te voren af te dekken, zullen vragers langer of korter vooruit elektriciteit willen kopen. Voor aanbieders gelden vergelijkbare overwegingen, waarbij zij ook nog te maken hebben met de karakteristieken van hun portfolio aan centrales, zoals de snelheid waarmee het productieniveau kan worden aangepast en de bedrijfseconomische noodzaak om zoveel mogelijk uren te draaien om de vaste kosten van een centrale te kunnen dekken.

De verschillende typen *forward* producten stellen vragers en aanbieders in staat elkaar te vinden. Dit proces van elkaar vinden gebeurt op verschillende manieren, zoals via bilaterale handel, via een tussenhandelaar

⁴ De *day-ahead* en de *intra-day* markten worden ook wel spotmarkten genoemd, maar zijn strikt genomen ook *forward* markten.

(OTC - Over-the-Counter) en via beurzen (zoals de EPEX en Nordpool). Beurzen onderscheiden zich van de andere manieren doordat gewerkt wordt met gestandaardiseerde producten waarbij de handel anoniem is en de financiële risico's door de beurs van de marktpartijen wordt overgenomen.

Dit handelssysteem leidt ertoe dat voor elk moment van gerealiseerde stroomproductie en – verbruik een reeks van forwardprijzen bestaat. De prijzen in de forward markten hangen samen met verwachtingen van marktpartijen over de marktsituatie in de volgende forward markten, inclusief de situatie op het moment van fysieke levering. Op dat moment wordt de marktsituatie weergegeven door de mate waarin het net in balans is. In sommige landen, zoals Nederland, wordt ook hier met een markt gewerkt (de onbalansmarkt), in andere wordt de onbalans centraal geregeld en via vaste tarieven in rekening gebracht. In deze onbalanssystemen wordt de onbalans op basis van een tijdvak van bijvoorbeeld 15 minuten bepaald en verrekend met de marktpartijen. De landelijke netbeheerder neemt de onbalans van seconde tot seconde binnen dat tijdvak voor haar rekening en rekent de kosten voor deze onbalans af bij degenen die haar veroorzaakt hebben. De rekening van de onbalans wordt via de leveranciers uiteindelijk doorgesluisd naar alle energiegebruikers.

De wijze waarop de stroomprijzen tot stand komen is van belang voor de beoordeling van de werking van deze groothandelsmarkt. In een goed functionerende markt zijn, zolang er voldoende opwekkingscapaciteit is, de stroomprijzen in een bepaalde forward markt gebaseerd op de marginale kosten van de opwekking plus de zogenaamde opportuiniteitskosten die voortkomen uit het missen van de opbrengsten doordat niet in een volgende forward markt wordt verkocht⁵ en de kosten die samenhangen met het risico

⁵ Als een elektriciteitsbedrijf elektriciteit van een bepaalde centrale in de *day-ahead* markt verkoopt, dan kan die elektriciteit niet meer in de *intraday* markt worden verkocht. Dit bedrijf mist daardoor de mogelijkheid van het eventueel kunnen profiteren van hogere prijzen in de *intraday* markt. Vergelijkbare opportuiniteitskosten

dat een bedrijf niet aan een toegezegde levering kan voordoen door bijvoorbeeld technische problemen met een centrale. In geval van krapte aan capaciteit ontstaan er schaarsteprijzen, dat wil zeggen prijzen die nodig zijn om de vraag te verminderen totdat deze gelijk is aan de opwekkingscapaciteit. De prijzen zijn in zulke situaties dus niet op de marginale kosten gebaseerd, maar op de betalingsbereidheid van afnemers. Deze schaarsteprijzen vormen tegelijk prikkels tot investeringen in opwekkingscapaciteit: een investering is rendabel als de verwachte opbrengsten gedurende de productie-uren minimaal gelijk zijn aan de investeringskosten.⁶ Op deze manier zorgt de prijsvorming die gebaseerd is op marginale kosten (inclusief de hierboven genoemde opportuiniteitskosten) en schaarste aan capaciteit voor dekking van de vaste kosten van investeringen in opwekkingscapaciteit.⁷ De markt zorgt op die manier voor opwekkingscapaciteit die vrijwel altijd voldoende is. Deze door de markt verzorgde leveringszekerheid is echter niet volledig. In het geval van volledige benutte capaciteit en een inelastische vraag, kan de markt niet tot een evenwicht komen: de vraag blijft groter dan het beschikbare aanbod, wat tot een leveringsonderbreking zou kunnen leiden. Voor situaties als deze is er dus een interventie nodig, zoals bijvoorbeeld het afschakelen van de vraag. In theorie moeten stroomgebruikers worden afgeschakeld als de marktprijs de VoLL (Value of Lost Load) heeft bereikt. Als de stroomprijs hoger is dan dit bedrag, dan geven de gebruikers de voorkeur aan het hebben van geen stroom boven het betalen van een hogere prijs. Zo'n maximumprijs moet zich minimaal een paar uur voordoen om een investering in

bestaan bij elektriciteit uit waterkrachtcentrales: in periodes waarin de voorraad water in de reservoirs beperkt is, levert elk gebruik van water de opportuiniteitskost op dat dit water niet op latere momenten kan worden gebruikt.

⁶ De verwachte opbrengsten per eenheid stroom hangen af van de hoogte en de frequentie van de verwachte piekprijzen.

⁷ Bij schaarste aan capaciteit gaat het niet alleen om de in totaliteit beschikbare capaciteit, maar ook om de beschikbare capaciteit per type centrale met bepaalde marginale kosten. Inframarginale centrales genereren zo opbrengsten voor de dekking van hun vaste kosten als er op sectorniveau geen tekort aan capaciteit bestaat.

piekcapaciteit rendabel te maken (Cramton, et al., 2013)⁸ Vanwege de bovengrens aan de waarde die gebruikers toekennen aan het hebben van stroom is het derhalve optimaal om niet zoveel capaciteit te hebben dat er (in de verwachting) nooit te weinig capaciteit zal zijn zodat er nooit een leveringsonderbreking kan optreden. In de praktijk wordt automatisch en in stappen belasting afgeschakeld, zodra de frequentie zeer lage waarden (beneden de 49 Hz) bereikt. Op deze wijze wordt getracht een totale black-out te voorkomen.

De uren van tekort aan capaciteit, waardoor er afgeschakeld moet worden, zijn nodig om een aantal uren met zeer hoge stroomprijzen te hebben, waardoor alle centrales in staat zijn om voldoende opbrengsten te genereren om hun vaste kosten te dekken. Een *energy-only* markt met prijzen gebaseerd op VoLL voorkomt dus ook dat er zich een *missing-money* probleem voordoet: bij de optimale samenstelling van het productiepark realiseren alle centrales voldoende dekking voor de investeringskosten.⁹ Een goed werkende elektriciteitsmarkt met efficiënte prijsvorming leidt in theorie dus tot de optimale samenstelling en omvang van productiecapaciteit. Wel heeft zo'n markt behoefte aan interventie, in de vorm van de implementatie van maximum prijzen op basis van VoLL en het organiseren van onvrijwillige afschakeling van een deel van de vraag. Dit laatste is doorgaans wel georganiseerd, maar het eerste niet. De onbalansmarkt in Nederland kent geen plafond op de prijs, terwijl in de *day ahead* markt op de EPEX de maximum prijs is bepaald op 3.000 euro/MWh. De keuze welke gebruikers

⁸ Als het bedrag dat stroomgebruikers willen betalen om een stroomstoring te voorkomen (VoLL) bijvoorbeeld 20.000 euro/MWh is en de totale kosten (vast en variabel) per eenheid van een piekcentrale 80.000 euro/MW bedragen, dan is bij een optimale portfolio aan centrales het verwachte aantal uren per jaar met een stroomstoring $80.000/20.000 = 4$. Is het verwachte aantal uren minder, dan is er economisch gezien te veel geïnvesteerd, is het aantal uren meer, dan loont het om in extra capaciteit te investeren.

⁹ Dit is niet zomaar een theoretische notie, maar blijkt ook in de praktijk. In de Europese elektriciteitsmarkten is sprake van een ruime mate aan overcapaciteit (Redl, 2015).

worden afgeschakeld wordt gemaakt door de netbeheerder op het niveau van netvlakken, zonder rekening te houden met specifieke voorkeuren van afzonderlijke gebruikers al worden daarbij bepaalde cruciale voorzieningen wel ontzien. Door de komst van slimme meters, kan dat in de toekomst veranderen, waardoor op het niveau van afzonderlijke gebruikers de maximale stroomtoevoer op een bepaald moment kan worden verminderd. De kans om afgeschakeld te worden vanwege schaarste aan opwekkingscapaciteit is in Nederland overigens dermate laag, dat het niet loont voor gebruikers om zelf om deze reden te investeren in noodvoorzieningen of hiervoor een verzekering af te sluiten.¹⁰

Een ander essentieel onderdeel van een elektriciteitssysteem is dat alle partijen op een net voor transport en distributie van elektriciteit moeten zijn aangesloten. Dit net dient te allen tijde een bepaald frequentieniveau te hebben, wat zich vertaalt in de noodzaak dat de totale toevoeging en onttrekking van stroom permanent met elkaar in balans zijn. Hoewel bij het balanceren van het net marktwerking mogelijk is doordat in principe alle producenten en vragers van stroom daarbij kunnen helpen, is bij het beheer van het net dat niet het geval. Hier is geen decentrale organisatie mogelijk vanwege het natuurlijk monopolieken karakter en het publiek-goedkarakter van netkwaliteit. Door de hoge vaste kosten is het niet rendabel om meerdere netten naast elkaar aan te leggen die met elkaar concurreren om de vraag naar netgebruik. Een monopolioïde organisatie van de netten is daarom optimaal, want dit leidt tot de laagste kosten. De beheerder van de netten kan bovendien de kwaliteit van de netdiensten vrijwel niet differentiëren naar de wensen van

¹⁰ De laatste keer dat in Nederland een onvrijwillige afschakeling plaatsvond was in 2006. Cruciale voorzieningen, zoals ziekenhuizen, worden hier overigens van uitgesloten. De netbeheerder zet pas het laatste redmiddel van onvrijwillige afschakeling in als zij ook al haar eigen strategische reserves heeft ingezet. De kans op afschakeling door een fysiek probleem in het net is beduidend groter, maar nog steeds laag in internationaal opzicht, dan afschakeling vanwege een tekort aan opwekkingscapaciteit.

de verschillende gebruikers, wat een extra belemmering is om tot optimale uitkomsten te komen. Vanwege deze twee vormen van marktfalen is overheidsregulering van de netten wenselijk, temeer daar deze netten een cruciale positie in de elektriciteitsmarkt innemen omdat zowel producenten als afnemers afhankelijk zijn van de kwaliteit van hun aansluitingen en het functioneren van het hele net. De netten zijn daarmee een essentiële faciliteit waar geen van de marktpartijen omheen kan.

Om alle partijen onder gelijke voorwaarden toegang te geven tot de netten is een onafhankelijke beheerder cruciaal. In Europese regelgeving is dit vertaald in de verplichting voor lidstaten om de netbeheerder op zijn minst administratief te splitsen van andere, commerciële, activiteiten. Nederland is hierin verder gegaan met een volledige, eigendomssplitsing bij zowel het transportnet als de distributienetten. Netbeheerders mogen hierdoor niet onderdeel zijn van een groep die actief is in productie of handel in elektriciteit en moeten zich volledig richten op een goed beheer van de netten.

Tot de kerntaken van het netbeheer behoren het onderhouden van de fysieke kwaliteit van de netten (asset management), het beheer van de fysische eigenschappen (capaciteit, frequentie, spanning)¹¹ en het faciliteren van de markt door het realiseren van aansluitingen met nieuwe netgebruikers, het leggen en onderhouden van grensoverschrijdende verbindingen, het toegang geven tot het benutten van deze verbindingen en het zo doelmatig mogelijk gebruiken daarvan (allocatie van grenscapaciteit (bijvoorbeeld via een veiling)/congestiemanagement). Bij al deze activiteiten zijn de netbeheerders onderworpen aan toezicht van nationale toezichthouders. Dit toezicht bestaat onder andere uit regulering van tarieven, toezicht op de kwaliteit van de netten (inclusief investeringen in capaciteit) en het

¹¹ De beheerder(s) van het hoogspanningsnet beheert de frequentie (d.w.z. de balans) in het gehele net, terwijl de beheerders van de laag- en middenspanningsnetten alleen de spanning in hun netdelen bewaken.

vaststellen van (technische) codes hoe de netbeheerder in diverse voorkomende gevallen dient te opereren. Daarnaast legt de Europese Commissie de netbedrijven verplichtingen op voor het zo efficiënt mogelijk realiseren van voldoende investeringen in het Europese elektriciteitstransportnet. De gezamenlijke TSOs zijn daarom verplicht regelmatig een plan te presenteren voor de ontwikkeling van het Europese net in de komende 10 jaar.¹²

Niet alleen de netbeheerders hebben wettelijk opgelegde taken, ook alle andere spelers op de groothandelsmarkt hebben een taak en wel om te zorgen dat hun programma van toevoeging en onttrekking van elektriciteit in evenwicht is voordat levering en verbruik daadwerkelijk starten. Deze taak heet programmaverantwoordelijkheid. Strikt genomen geldt deze taak voor allen die aangesloten zijn op het net, dus inclusief consumenten. Leveranciers zijn echter verplicht deze programmaverantwoordelijkheid van de consumenten over te nemen. In Nederland is dit systeem zo opgezet dat al deze zogenaamde programmaverantwoordelijken een prikkel hebben te zorgen dat zij verwachte fluctuaties in het onder hun verantwoordelijkheid vallende aanbod opvangen door bijvoorbeeld flexibiliteit aan de vraagzijde te contracteren.

Alle partijen lopen evenwel onbalansrisico, dat wil zeggen het risico dat de werkelijke toevoeging en onttrekking anders zullen zijn dan wat verwacht was. Producenten van stroom bijvoorbeeld kunnen te maken krijgen met onverwachte uitval van een centrale. Bij leveranciers van stroom ligt de onzekerheid in het verbruik door consumenten. Zij verkopen hun stroom aan consumenten onder de veronderstelling van een profiel, dat wil zeggen gestandaardiseerde tijds patronen in het elektriciteitsverbruik. Vanwege de overname van de programmaverantwoordelijkheid van consumenten dienen

¹² Zie <http://tyndp.entsoe.eu/>.

leveranciers te zorgen dat het werkelijke verbruik van hun klantengroep in evenwicht is met wat zij hebben ingekocht op de groothandelsmarkt en/of zelf produceren en toevoegen aan het net. De gevolgen van veranderingen in het elektriciteitsverbruik bij consumenten, bijvoorbeeld wanneer zij zelf stroom gaan produceren, worden dus in eerste instantie door leveranciers gedragen.

De leveranciers hebben een prikkel om deze gevolgen zo efficiënt mogelijk op te vangen omdat ze moeten opereren op een competitieve markt waar toetreding mogelijk is en consumenten kunnen overstappen naar een andere leverancier. Leveranciers kunnen zich ook onderscheiden door het aanbieden van bijvoorbeeld verschillende typen contracten, zoals waarbij de stroomprijs voor een of meerdere jaren vast staat of de stroom geproduceerd is uit een duurzame bron. De groene-energie producten in de consumentenmarkt zijn gebaseerd op een Europees certificeringssysteem voor duurzame energie (de zogenaamde Garanties van Oorsprong). Producenten van duurzame energie krijgen in elke lidstaat van de EU een certificaat voor elke MWh productie. Deze certificaten kunnen worden verhandeld, zowel nationaal als internationaal. Naast de markt voor stroom is er dus ook een markt voor groene-energiecertificaten, al is deze beduidend minder liquide en transparant. Door een groot aanbod van certificaten in verhouding tot de vraag, zijn de prijzen voor die certificaten laag, waardoor leveranciers tegen een geringe meerprijs groene stroom kunnen aanbieden (Mulder et al., 2016).¹³ In Nederland speelt de import van deze certificaten een grote rol in de consumentenmarkt, aangezien ongeveer 2/3 van alle verkochte groene stroom op deze import is gebaseerd.

¹³ Voor certificaten voor stroomproductie door bijvoorbeeld Nederlandse windmolens ligt de marktprijs overigens beduidend hoger. Deze hogere prijs is het gevolg van het relatief beperkte aanbod, terwijl de vraag groot is. Kennelijk heeft een aanzienlijke groep burgers en bedrijven een voorkeur voor stroom die in Nederland met windenergie wordt geproduceerd.

2.2 Energietransitie als maatschappelijke opgave

Als onderdeel van het beleid om emissies van broeikasgassen omlaag te brengen, streven overheden er naar om het fossiele-energiegebruik te vervangen door het gebruik van duurzame energie. Deze overgang naar een energiesysteem gebaseerd op duurzame energie wordt energietransitie genoemd. Energietransitie is een breder begrip dan een verandering in de samenstelling van het energiegebruik. Energiesystemen zijn altijd in beweging, vaak onder invloed van veranderende relatieve prijzen (Hölsgens, 2016). Bij energietransitie gaat het om een verandering in de samenstelling van het energiegebruik die doelbewust via allerlei overheidsinterventies wordt nagestreefd. Toegepast op de hiervoor beschreven decentraal georganiseerde elektriciteitsmarkt betekent energietransitie dat de overheid probeert de beslissingen van de decentrale eenheden zodanig te beïnvloeden dat dit per saldo leidt tot een groter aandeel van duurzaam opgewekte elektriciteit in het nationale elektriciteitsverbruik.

De ambities voor de energietransitie zijn groot (EC, 2015; ECN et al., 2016). Op EU-niveau is het doel dat het aandeel van duurzame energie in het totale energieverbruik in 2020 20% is en in 2030 27%. Het huidige aandeel van duurzame energie in de EU is ongeveer 13%. Voor Nederland ligt het huidige percentage duurzame energie op bijna 6%, terwijl de doelstelling voor 2020 14% en voor 2023 16% is (ECN et al., 2016). Omdat de mogelijkheden voor duurzame energie bij elektriciteit groter zijn dan bij bijvoorbeeld brandstoffen, betekenen deze ambities dat het aandeel van duurzaam opgewekte elektriciteit in de totale elektriciteitsconsumptie in de EU in 2030 ca 50% moet zijn. Voor Nederland is berekend dat het aandeel van duurzaam opgewekte elektriciteit in het totale binnenlandse elektriciteitsverbruik moet stijgen van ca. 14% nu naar meer dan 60% in 2030 (ECN et al., 2016). Deze groei in het aandeel van duurzaam opgewekte elektriciteit moet worden gerealiseerd terwijl het totale verbruik van elektriciteit verder zal toenemen,

onder andere door elektrificatie in het vervoer en bij de verwarming van woningen.

Om marktpartijen er toe te brengen dat ze andere beslissingen nemen dan ze anders zouden doen, nemen overheden tal van maatregelen om duurzame energie aantrekkelijker of in sommige gevallen zelfs verplicht te maken. Deze maatregelen zijn onder meer subsidies voor duurzame energie, belastingen op het gebruik van fossiele energie, geforceerde sluiting van kolencentrales, handelssysteem voor CO₂-emissies, systeem van garanties van oorsprong voor duurzaam opgewekte stroom, verplichtingen voor leveranciers om een bepaald percentage duurzame energie aan te bieden en de verplichting voor netbeheerders om aanbod van duurzame stroom voorrang te geven (al of niet in situaties van congesties in het net). Daarnaast nemen overheden in diverse landen maatregelen om de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem te vergroten, zoals bevordering van investeringen in opslag, en daarmee vermeende gevolgen van meer fluctuerend aanbod van duurzame energie op te kunnen vangen.

Onder invloed van de maatregelen die in tal van landen worden genomen, zal het aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit sterk toenemen. Vaak wordt gesteld dat zo'n sterke groei van duurzame energie grote gevolgen zal hebben voor het functioneren van de elektriciteitsmarkt (EC, 2015a). Wat maakt dat de komst van meer aanbod van duurzame energie in de elektriciteitsmarkt anders moet worden beschouwd dan hoe de markt zich tot dusverre heeft ontwikkeld? Om te kunnen beoordelen of dit inderdaad het geval is, dienen we de bijzondere kenmerken van duurzame energie nader te bestuderen.

2.3 Bijzondere kenmerken van duurzaam opgewekte elektriciteit

Stroom opgewekt met energie uit wind of zon onderscheidt zich op een aantal punten van op conventionele wijze opgewekte stroom.¹⁴ Het aanbod is weersafhankelijk, wat betekent dat de maximale productie op enig moment niet alleen afhankelijk is van de geïnstalleerde capaciteit, maar ook van externe omstandigheden en daardoor minder stuurbaar is. Deze weersafhankelijkheid betekent overigens niet dat het aanbod van duurzame energie onvoorspelbaar is. Het aanbod kent grotere variabiliteit in de tijd, maar is niet per se veel onzekerder. Door verbeterde meteorologische analysemethoden is het weer op korte termijn steeds beter voorspelbaar (Ummels et al., 2006; Martinot, 2015;).

Een ander kenmerk van duurzame stroom is dat er bij de productie vrijwel geen marginale kosten zijn. De productie van stroom uit wind en zon kent geen extra kosten als de windmolens en zonnecellen al zijn geïnstalleerd. Het installeren van deze capaciteit is uiteraard niet gratis, wat betekent dat duurzame stroom net als conventionele stroom dekking behoeft van de vaste kapitaalskosten. Hoewel de feitelijke kapitaalskosten per installatie (windmolen, zonnepaneel) doorgaans beduidend lager zijn dan bij de gangbare conventionele installaties, wil dat niet zeggen dat bij duurzame energie geen schaaffecten bestaan. Kost een moderne kolencentrale al gauw 1 miljard euro, een windmolen kan voor 1 miljoen euro op land worden neergezet, terwijl zonnepanelen voor enkele duizenden euro's op het dak van een huis kunnen worden geplaatst. Er bestaan echter ook kleinschalige conventionele installaties, zoals gasturbines, STEG eenheden en micro-WKK, met vermogens variërend van ca. 15 kW tot enkele honderden MW.¹⁵ Dat het aantal kleinschalige duurzame-energie-installaties in de afgelopen jaren sterk

¹⁴ Duurzame stroom wordt ook opgewerkt uit waterkracht en biomassa. De energietransitie richt zich echter vooral op energie uit wind en zon.

¹⁵ Zie bijvoorbeeld: www.centraleinfo.net en www.blockheizkraftwerk.org/.

is toegenomen, zal samenhangen met het bestaan van financiële ondersteuningsregelingen, het geringe ruimtebeslag doordat zonnepanelen op het dak van een huis kunnen worden geplaatst en de behoefte van burgers om direct bij te dragen aan de energietransitie. Dit neemt niet weg dat investeringen in duurzame energie ook in grootschalige projecten plaatsvinden. De investeringskosten van een windmolenpark op zee bestaande uit bijvoorbeeld 35 molens belopen ongeveer een half miljard euro (Natuur en Milieu, 2016). De schaalvoordelen worden deels in de netaansluitingen gevonden, wat minder in de omvang van een park.¹⁶ Bij zonnepanelen blijken de gemiddelde kosten van een park vanaf 1 MW ca. 30% lager te zijn dan bij installaties kleiner dan 2 kW (Barbose et al., 2010). De economische voordelen van een zonnepark in vergelijking met zonnepanelen op daken van huizen komen onder andere doordat de panelen in een park beter op de zon kunnen worden geplaatst, waarbij ze bovendien met de zon kunnen meedraaien.

In combinatie met de financiële ondersteuningsregelingen gaat de komst van duurzame energie gepaard met decentralisering van de elektriciteitsopwekking. Er komen meer besliseenheden (bedrijven, huishoudens) die stroom opwekken en de opwekking gebeurt meer in het distributiedeel van de elektriciteitsnetten. De decentralisering van de opwekking betekent ook dat er meer aanpassingen in het net nodig zijn. Met name bij een groot aandeel duurzame energie kunnen de systeemkosten van duurzame energie aanzienlijk zijn (Hirth et al., 2016).

Daarbij komt uiteraard dat de productie van duurzame stroom niet met CO₂-emissies gepaard gaat.¹⁷ In een situatie zonder milieubeleid zou dit

¹⁶ Hoewel het realiseren van schaalvoordelen vaak als argument wordt genoemd voor de grootschalige uitrol van windparken, worden in empirisch onderzoek geen aanwijzingen voor het bestaan van die voordelen gevonden (Dismukes et al., 2015). De kosten van windparken op zee worden vooral bepaald worden door de afstand tot de kust en de diepte van de zee, maar niet door de omvang van de aangelegde capaciteit.

¹⁷ Bij de bouw, transport en installatie van installaties zijn er wel CO₂-emissies.

betekenen dat er wat dit betreft geen externe kosten zijn, maar in een situatie met emissiehandel, zoals we dat in Europa hebben, betekent dit dat de aanbieders van duurzame energie geen kosten hebben van het verbruik van emissierechten. De totale (vaste plus variabele) kosten per eenheid van duurzaam opgewekte energie zijn (op de meeste locaties) echter vooralsnog beduidend hoger dan van conventioneel vermogen, zodat een ander kenmerk van duurzame energie is dat het via ondersteunend overheidsbeleid in de markt wordt gezet.

Samenvattend, duurzame energie onderscheidt zich van conventionele elektriciteit door de grotere variabiliteit en slechtere stuurbaarheid in de tijd van de productieniveaus, maar niet per se een veel grotere onzekerheid, het vrijwel afwezig zijn van marginale kosten, waardoor de kosten grotendeels uit vaste kosten bestaan, de mogelijkheid om duurzame energie kleinschalig op te wekken, waardoor decentralisatie van de stroomsector een vlucht kan nemen, de afwezigheid van CO₂ kosten, maar met beduidend hogere totale kosten per eenheid productie zodat duurzame energie alleen met overheidsondersteuning (vooralsnog) in de markt kan komen.

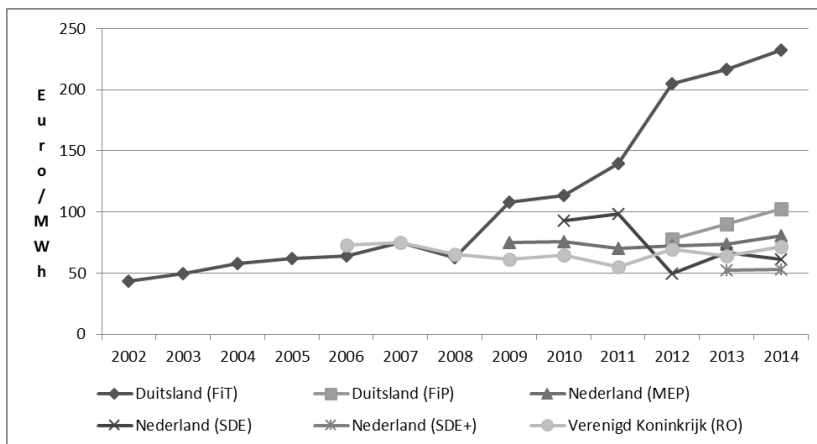
3. Doelmatigheid bij stimuleren van duurzame elektriciteit

Ondanks het voordeel van het ontbreken van CO₂ kosten, zijn de investeringskosten per eenheid geproduceerde stroom dermate hoog dat deze technieken veelal (nog) niet kunnen concurreren met conventionele opwekkingstechnieken. Om bedrijven en huishoudens zover te krijgen dat ze wel in duurzame energie investeren zijn er dus overheidsmaatregelen nodig. De algemene opgave bij elke interventie van de overheid om een verandering in keuzes van bedrijven en consumenten te krijgen is om zo'n verandering financieel aantrekkelijk voor hen te maken (effectiviteit) zonder dat de maatschappij daarvoor teveel betaalt (doelmatigheid). Bij de bevordering van duurzame energie lag in het verleden de nadruk op het eerste aspect, maar geleidelijk aan krijgt doelmatigheid meer aandacht (Haas et al., 2010).

In Duitsland werden tot 2012 gegarandeerde vergoedingen voor elke eenheid duurzaam opgewekte stroom gegeven (zogenaamde *Feed-in-Tariffs* (FiT)), waarbij de producenten van duurzame energie geen financiële prikkel hadden om zo efficiënt mogelijk te werken, maar wel om zoveel mogelijk te produceren. De door de maatschappij betaalde premies per eenheid opgewekte duurzame stroom in Duitsland waren dan ook hoog (Figuur 1). Deze kosten (de impliciete premies) bestaan uit het verschil tussen de subsidie die betaald is en de elektriciteitsprijs. Deze kosten voor de FiT-regeling zijn in de afgelopen jaren sterk toegenomen doordat meer subsidies zijn gegeven voor zonne-energie. Zonnestroom maakt weliswaar niet meer dan een kwart van de totale duurzame productie in Duitsland uit, in 2014 kreeg het de helft van het totaal betaalde subsidiebedrag. Hoewel de premies voor zonnestroom sterk zijn gedaald, werd in 2014 via de FiT toch nog zo'n 300 euro/MWh aan premie betaald. Voor wind op land was dat ongeveer 75 euro en voor wind op zee ongeveer 150 euro (Rook et al., 2016). Deze kosten

lopen nog steeds door, omdat de garanties zijn afgegeven voor de looptijd van de investeringen.

Figuur 1. Impliciete premie voor duurzame energie per land en type stimulering, 2002-2014



Bron: Rook et al., 2016

In 2012 voerde Duitsland voor nieuwe aanvragen het *Feed-in-Premium* (FiP) systeem in, waarbij de producent geacht wordt zelf de stroom op de markt te verkopen, maar een subsidie ontvangt voor het verschil tussen de gemiddelde jaarlijkse stroomprijs en de investeringskosten. De gedachte hierachter is om de producenten te prikkelen zich meer marktconform te gedragen. De gemiddelde subsidiebedragen voor deze regeling liggen beduidend lager dan voor de FiT-regeling, maar dat komt vooral dat zonnepanelen van de FiP-regeling zijn uitgesloten.

In Nederland zijn de subsidieregelingen in de afgelopen jaren een paar keer gewijzigd. De MEP-regeling is in 2010 vervangen door de SDE-regeling en in

2013 door de SDE+-regeling. In elke wijziging zijn er meer financiële prikkels ingebracht, wat er toe heeft bijgedragen dat de gemiddelde betaalde premie per MWh opgewekte duurzame stroom is gedaald. Was er bij de MEP voor de verschillende technieken een afzonderlijk subsidiebedrag beschikbaar, in de SDE+ moeten de verschillende technieken concurreren om het beschikbare subsidiebudget, wat heeft geleid tot een lagere premie per eenheid geproduceerde duurzame energie en minder overwinsten zoals bij de MEP-regeling het geval was (Korteland et al., 2007). In dit systeem loopt het subsidiebedrag geleidelijk op, zodat in het begin van de subsidieperiode alleen de meest efficiënte technieken een beroep op subsidie doen. Gaandeweg de subsidieperiode wanneer het subsidiebedrag hoger wordt, wordt de subsidieregeling ook voor economisch minder efficiënte technieken aantrekkelijk, maar door de begrenzing van het in totaal beschikbare subsidiebedrag lopen zij het risico dat er minder subsidie beschikbaar is. Mede door deze verandering in de regeling zijn de kosten per eenheid opgewekte duurzame stroom gedaald ten opzichte van de oude regeling (ECN, 2016).

Naast deze subsidieregelingen heeft Nederland nog twee systemen die van elkaar verschillen in de prikkels om zo efficiënt mogelijk te werken: de salderingsregeling voor consumenten en de veiling van subsidies bij windparken op zee.

De salderingsregeling geeft consumenten de mogelijkheid om hun productie van stroom (d.w.z. invoeding van stroom in het net) wat betreft belastingheffing op hun stroomverbruik en het leveringstarief op jaarbasis weg te strepen tegen hun gebruik van stroom.¹⁸ Aangezien in de

¹⁸ De salderingsregeling geldt alleen voor netgebruikers die een kleinverbruikersaansluiting hebben (d.w.z. maximaal 3 x 80 Ampère) en in beginsel alleen voor stroom die via dezelfde aansluiting is verbruikt en geleverd, al biedt de zogenaamde postcoderoosregeling hiervoor een uitzondering. De te salderen hoeveelheid eigen opwekking is beperkt tot de zogenaamde salderingsgrens, die bepaald is door de omvang van het eigen verbruik. Voor opwekking die deze grens te

elektriciteitsmarkt alle (*forward*) producten gerelateerd zijn aan de (verwachte) situatie omtrent werkelijke totale productie en verbruik op bepaald momenten in de toekomst, wordt in de salderingsregeling gedaan alsof deze werkelijke marktsituaties er niet toe doen. In de groothandelsmarkt is een netto-positie op jaarbasis geen relevante grootheid, maar gaat het elke tijdseenheid (uur of 15 minuten) om de feitelijke positie. Vanwege de fictie van het salderen krijgen consumenten voor hun productie niet de producentenprijs, maar de consumentenprijs, inclusief energiebelastingen, opslag duurzame energie en BTW. Deze vergoeding ligt daarmee ongeveer 150 euro/MWh hoger dan wat reguliere producenten van stroom krijgen (Rook et al., 2016; EZ, 2017).¹⁹ Deze hoge vergoeding hangt direct samen met de relatief hoge tarieven in de energiebelastingen voor consumenten. Doordat de kosten van zonnepanelen geleidelijk aan dalen, terwijl de vergoeding niet daarop is gebaseerd, maar op onder meer de stijgende belastingen op energiegebruik²⁰, wordt het voor consumenten steeds aantrekkelijker om van deze regeling gebruik te maken. Een bijkomend effect hiervan is dat consumenten die zelf ook stroom opwekken minder energiebelasting betalen en daardoor minder bijdragen aan de financiering van de collectieve uitgaven van de overheid, inclusief uitgaven voor de stimulering van duurzame

boven gaat, geldt een door de leverancier te bepalen terugleververgoeding. De salderingsregeling is niet beperkt tot opwekking van duurzame energie, zodat in beginsel ook eigen opwekking met een kleine gasmotor in aanmerking komt.

¹⁹ Doordat het stroomverbruik van grootgebruikers, en mogelijk ook van kleinverbruikers wanneer zij slimme meters hebben, wordt gemeten over een meetperiode van doorgaans 15 minuten, bestaat dit mechanisme ook binnen dit tijdvak los van de salderingsregeling.

²⁰ In 2008 betaalden huishoudens 8,65 eurocent per kWh aan energiebelasting, en in 2017 is dat gestegen tot 12,26 eurocent. De opslag voor duurzame energie bedraagt in 2017 0,90 eurocent/kWh. Ter vergelijking: gebruikers die tussen 10.000 en 50.000 kWh gebruiken, betalen in 2017 5,93 eurocent/kWh aan energiebelasting en 1,49 eurocent/kWh voor opslag duurzame energie. De vrijstelling van energiebelasting voor huishoudens die zelf stroom produceren heeft dus een beduidend groter aandeel in de opbrengsten voor eigen productie dan de besparing op de elektriciteitsprijs die immers niet meer dan ongeveer 5 eurocent/kWh bedraagt. Zie <https://www.gaslicht.com/energie-informatie/energiebelasting>.

energie.²¹ De salderingsregeling kan het draagvlak onder consumenten voor energietransitie vergroten voor zover deze zelf daar gebruik van maken, maar voor andere consumenten die niet hiervan profiteren, maar wel hogere belastingen zien, juist verlagen.

Kortom, in de salderingsregeling zitten weinig prikkels tot doelmatige investeringen in duurzame energie, terwijl het risico op overwinsten steeds groter wordt. Bovendien hebben consumenten geen prikkel om bij hun productie rekening te houden met de feitelijke omstandigheden op de groothandelsmarkt, omdat de vergoeding gebaseerd is op het saldo van het jaarlijkse gebruik en de jaarlijkse productie. Door de salderingsregeling te vervangen door een systeem waarbij over gebruik en levering apart wordt afgerekend en er bij levering een subsidiebedrag wordt gegeven dat gebaseerd is op efficiënte kosten, wordt de doelmatigheid van deze stimuleringsregeling verbeterd (EZ, 2017; NVDE, 2017).

Bij de veiling van subsidies voor windparken op zee zijn de prikkels tot doelmatigheid daartegen groot. Partijen die geïnteresseerd zijn in het aanleggen van een windpark op zee, concurreren met elkaar om het laagste geëiste subsidiebedrag. Bij het formuleren van hun bod moeten de partijen niet alleen een inschatting maken van de kosten van een windpark, maar ook van de toekomstige elektriciteitsprijs. Door deze prikkels is de premie die door de maatschappij betaald moet worden voor wind op zee gedaald van ca. 100 euro/MWh onder de MEP-regeling tot ca. 50 euro.

Een systeem dat eveneens sterke prikkels geeft om de kosten van duurzame energie te drukken is dat wat in het Verenigd Koninkrijk in 2005 is ingevoerd.

²¹ De energiebelastingen zijn zo ontworpen dat ze energiegebruikers prikkelen om zuiniger met energie om te gaan, zonder dat ze per saldo meer belastingen betalen. Dit is geregeld door de opbrengsten uit de energiebelastingen terug te sluisen via lagere loon- en inkomstenbelasting. Deze heffing is daardoor voor de overheid budgettair neutraal. Huishoudens die zelf stroom produceren hebben dus het voordeel van lagere energiebelastingen, terwijl ze ook profiteren van de generieke verlaging in de loon- en inkomstenbelasting.

In dit zogenaamde quotasysteem zijn energieleveranciers verplicht een bepaald percentage duurzame energie in te kopen. Zij dienen certificaten te kopen van de producenten van duurzame energie, die deze certificaten ontvangen voor hun productie. In dit systeem worden de verschillende technieken op dezelfde manier behandeld, met als gevolg dat de minder efficiënte technieken nauwelijks worden gebruikt en dat de gemiddelde premie voor duurzame energie laag is. Het aandeel zonne-energie in het Verenigd Koninkrijk is daarom bijzonder laag (1 %), terwijl dat in Duitsland op ongeveer 50% ligt.

Uit deze ervaringen blijkt dat de kosten van het stimuleren van duurzame energie kunnen worden gedrukt door marktpartijen meer keuzevrijheid te geven, zoals bij een quotasysteem, en door partijen met elkaar te laten concurreren om beperkt beschikbare subsidiebedragen, zoals bij de SDE+-regeling en de veiling van subsidies voor wind op zee. Wanneer er geen concurrentie bestaat om schaarse subsidiemiddelen en de hoogte van de vergoeding min of meer gegarandeerd is, zoals bij de salderingsregeling, is het risico groot dat minder efficiënte technieken worden gestimuleerd en de maatschappij meer betaalt voor duurzame energie dan nodig is. De salderingsregeling heeft bovendien als neveneffect dat de grondslag voor de heffing van de energiebelasting wordt uitgehold, terwijl de relatieve bijdrage van huishoudens zonder eigen stroomopwekking aan de financiering van de overheidsuitgaven toeneemt.

4. Effecten van duurzame energie op de groothandels- en de consumentenmarkt

4.1 Prijsvorming groothandelsmarkt

Doordat ook investeringen in kleinschalige installaties voor opwekking van duurzame energie (zoals zonnepanelen en windmolens) worden gestimuleerd, leidt de energietransitie tot een decentralisatie van de elektriciteitssector. Deze decentralisatie houdt in dat de investerings- en productiebeslissingen op veel kleinere schaal plaatsvinden dan voorheen, waardoor het aantal beslisseenheden (d.w.z. bedrijven, huishoudens) sterk toeneemt. Waar voorheen de elektriciteitsmarkt gekenmerkt werd door een oligopolioïde marktstructuur, met enkele grote bedrijven die de markt domineerden en hoge marges konden realiseren (Van Damme, 2005), neemt door de energietransitie de concurrentie tussen aanbieders verder toe. Door het grote aantal aanbieders dat gezamenlijk een steeds grotere geïnstalleerde capaciteit heeft, wordt het voor de afzonderlijke grote bedrijven moeilijker om de marktuitskomsten te beïnvloeden. Het totaal aan geïnstalleerde capaciteit buiten de grote elektriciteitsbedrijven vormt economisch gezien de *fringe supply*, wat betekent dat de zogenaamde residuele vraag voor deze bedrijven kleiner wordt. Bij een kleinere residuele vraag en een gelijkblijvend aantal bedrijven neemt de marktmacht af. Deze versterkte concurrentie kan leiden tot verdere druk op de stroomprijzen en daarmee tot sterkere prikkels om de kosten van de elektriciteitsopwekking te verlagen. In Nederland is de elektriciteitsmarkt overigens al beduidend competitiever geworden door voornamelijk efficiënter gebruik van verbindingen met de buurlanden (Mulder, 2015).

Het vrijwel ontbreken van marginale kosten bij duurzame energie maakt dat de stroomprijzen nog verder onder druk staan. Deze daling is het gevolg van het *merit-order* effect. De *merit order* is de rangschikking van alle

opwekkingseenheden van lage naar hoge marginale kosten. Doordat duurzame energie vrijwel geen marginale kosten heeft, staat deze capaciteit onderaan (links) in deze rangschikking.²² In een goed werkende markt betekent dit dat duurzame energie capaciteit eerder wordt ingezet dan capaciteit met hogere marginale kosten. Meer duurzame energie betekent daardoor dat de *merit order* naar rechts verschuift en de vraagcurve bij een lagere evenwichtsprijs snijdt. Dat dit niet louter theorie is blijkt uit de ervaringen in bijvoorbeeld Duitsland. Vanwege dit effect zijn de stroomprijzen daar sterk gedaald. Soms zijn de stroomprijzen zelfs negatief, maar dat komt doordat producenten met minder flexibele centrales op sommige momenten bereid zijn te betalen om de kosten van het stoppen met produceren te voorkomen, terwijl producenten van duurzame energie blijven produceren omdat hun vergoeding afhankelijk is van een vast tarief.

Het prijsdrukkende effect van duurzame energie is niet alleen nadelig voor de producenten van conventionele elektriciteit, maar ook voor de producenten van duurzame energie. Hier speelt namelijk nog het profieffect. De gemiddelde prijs die producenten van duurzame energie realiseren is lager dan de gemiddelde stroomprijs omdat op de momenten dat wind- en zonnestroom wordt aangeboden er veel aanbod is vanwege de correlatie in weersomstandigheden, waardoor deze stroom dus voornamelijk wordt aangeboden wanneer de prijzen laag zijn. Dit zogenaamde profieffect is groter naarmate het aandeel van duurzame energie hoger is (Hirth, 2015). Voor de producenten van duurzame energie kan dit effect overigens meer of minder worden opgevangen door subsidiesystemen, bijvoorbeeld in het geval van een *Feed-in-Tariff*.

²² Ook voor de verkoop van stroom uit wind en zon gelden de opportuniteitskosten: als de stroom in de day-ahead markt verkocht wordt, kan niet meer geprofiteerd worden van mogelijk hogere prijzen in de onbalansmarkt en uitvalrisicokosten.

Naast dit effect op de gemiddelde stroomprijs, zijn er ook effecten op de prijsvariatie in de tijd. Meer zonnestroom maakt dat de productie gedurende uren waarin de vraag hoog is (overdag), ook hoger is, wat de prijzen gedurende piekuren omlaag brengt. De variatie in prijzen van uur tot uur binnen een dag neemt hierdoor af. Doordat het aanbod van wind- en zonstroom sterk afhankelijk is van weersomstandigheden, is het *merit-order* effect ook afhankelijk van deze omstandigheden. Dit zorgt voor extra variatie in de prijzen van dag tot dag en week tot week (Rintamäki et al., 2017).

Samenvattend, meer duurzame energie betekent lagere winstmarges voor producenten door de sterkere concurrentie en nog een verdere verlaging van de stroomprijzen vanwege het merit-order effect. Producenten van duurzame energie hebben last van het profieffect, waardoor hun gemiddelde elektriciteitsprijs lager is dan van conventionele producenten. De prijsvolatiliteit van uur tot uur neemt af, maar van dag tot dag wordt het groter. Lagere stroomprijzen zijn overigens in eerste instantie een voordeel voor de consument. Grotere prijsvariatie in de tijd betekent dat er meer onzekerheid is over de toekomstige prijzen, maar de groothandelsmarkt biedt verschillende opties om met deze onzekerheid om te gaan. Marktpartijen kunnen bijvoorbeeld voor langere of kortere periode vooruit (ver)kopen, zodat men tegen het risico van prijsschommelingen is ingedekt.

4.2 Gevolgen voor consumenten

Tegenover de lagere groothandelsprijzen staan hogere heffingen ter financiering van de subsidies voor de energietransitie en hogere transportkosten vanwege de investeringen in uitbreidingen van de netten. De transportkosten worden door alle stroomgebruikers betaald, maar de heffingen worden in de meeste landen alleen door de kleinverbruikers opgebracht. In Nederland betalen consumenten in 2017 een opslag voor duurzame energie ter grootte van 0,90 eurocent/kWh. Middelgrote

gebruikers, met een verbruik tussen 10.000 en 50.000 kWh gebruiken, betalen in 2017 5,93 eurocent/kWh, maar grootgebruikers betalen deze opslag niet. In Duitsland betalen consumenten ca. 6 eurocent/kWh ter dekking van de subsidies voor duurzame energie. Ondanks de daling in de groothandelsprijzen, betekent de komst van meer duurzame energie dus een hogere energierekening voor consumenten.

Door gebruik te maken van de salderingsregeling kunnen consumenten zelf stroom opwekken en daarmee hun energierekening flink omlaag brengen (zie §3) ten laste van andere consumenten. Consumenten hebben bij de verkoop van hun stroom vooralsnog geen vrije keuze van afnemer, omdat ze nog gebonden zijn aan één leverancier die de programmaverantwoordelijkheid van hen overneemt en het onbalansrisico dus draagt. Consumenten kunnen echter wel van leverancier veranderen, zodat deze leveranciers geprikkeld zijn om de kosten van het dragen van die programmaverantwoordelijkheid zo laag mogelijk te houden. Bovendien stelt de komst van slimme energiemeters de leveranciers in staat om consumenten nog meer verschillende producten te verkopen, zoals bijvoorbeeld een contract met prijzen die gekoppeld zijn aan de *day-ahead* of onbalansprijzen. Dat dit type contracten met uurlijks variërende prijzen mogelijk is, wil overigens niet zeggen dat veel consumenten hiervoor zullen kiezen, zoals de ervaring in andere landen leert (Littlechild, 2014).

4.3 Investerings in centrales

De komst van duurzame energie heeft uiteraard gevolgen voor de winstgevendheid van bestaande centrales. Niet alleen neemt de vergoeding voor hun productie af door de dalende gemiddelde stroomprijs, ook de omvang van de productie zelf vermindert. De groei in het aanbod van duurzame energie vermindert immers de residuele vraag voor deze centrales, zodat er door hen gezamenlijk minder geproduceerd hoeft te worden. Welke

centrales vooral minder produceren hangt af van hun positie in de merit order. De vraag nu is echter in hoeverre dit gevolgen heeft voor de problematiek van het realiseren van de optimale productieportfolio. In andere woorden: wordt er nog voldoende geïnvesteerd in centrales die nodig zijn wanneer de windturbines en zonnepanelen geen stroom produceren?

In theorie leidt een *energy-only* markt met schaarsteprijzen gebaseerd op VoLL tot de optimale samenstelling en omvang van het productiepark. Dit betekent dat deze markt ook leidt tot het optimale niveau aan leveringszekerheid: precies zoveel centrales dat het maatschappelijk niet meer lonend is om de kans op tekorten verder te verlagen door extra investeringen in productiecapaciteit. Het feit dat de groei van duurzame energie een prijsdrukkend effect heeft, is niet van belang voor de mate waarin de energy-only markt voor voldoende investeringen in capaciteit kan zorgen. Het principe van schaarsteprijzen met een maximum op basis van VoLL blijft hetzelfde, terwijl het aandeel duurzame energie evenmin invloed heeft op de hoogte van VoLL (Cramton, et al., 2013). Het is wel denkbaar dat door een toename in het aandeel van duurzame energie de variatie in residuele vraag voor conventionele centrales toeneemt, waardoor er rondom een zelfde LoLE (Loss-of-Load-Expectation) langere periodes van lage of hoge tekorten kunnen ontstaan. De residuele vraag is immers op z'n hoogst wanneer windturbines en zonnepanelen geen stroom produceren, en op z'n laagst wanneer deze installaties op volle capaciteit draaien. Het gevolg van een grotere variatie in de residuele vraag zou zijn dat in sommige jaren zich relatief veel uren met een tekort voordoen waardoor er meer en vaker afgeschakeld moet worden. Dit kan leiden tot een verhoogd risico op politieke interventies in de elektriciteitsmarkt (bijvoorbeeld door het niet toestaan van te hoge groothandelsprijzen), wat het verwachte rendement van investeringen in centrales drukt. Daarbij komt dat de voor de toekomst verwachte (gemiddelde) residuele vraag ook afhangt van de mate waarin

overheden succesvol zullen zijn in het stimuleren van investeringen in duurzame energie. Indirect kan energietransitie dus leiden tot verminderde investeringen in conventionele centrales, waardoor de productieportfolio suboptimaal is (Giesbertz et al., 2016).

Daarnaast kan de snelheid van energietransitie leiden tot een suboptimaal productiepark. Wanneer in een kort tijdsbestek investeringen in duurzame energie worden gestimuleerd, zoals thans in veel landen het geval is, dan kan het conventionele productiepark zich niet snel genoeg aanpassen. Het aandeel *base-load* centrales is dan hoger dan wat optimaal is, maar omdat deze centrales wel operationeel blijven zolang de stroomprijs hun marginale kosten dekt, drukken deze centrales andere flexibele centrales met hogere marginale kosten uit de markt (Redl, 2016). Als deze flexibele centrales met minder emissies van CO₂ gepaard gaan, kan dit proces leiden tot een verhoging van de totale emissies door de elektriciteitssector (CEPS, 2015). Dit is precies wat er recentelijk is gebeurd in bijvoorbeeld Duitsland en Nederland waar kolencentrales volop draaiden, terwijl gascentrales in de mottenballen werden gelegd. De totale CO₂-emissies door de elektriciteitssector in zowel Duitsland en Nederland zijn hierdoor toegenomen.²³ Deze ontwikkeling komt overigens niet alleen door de toename in het aanbod van duurzame energie, maar ook door de ontwikkeling in de relatieve brandstofprijzen en de lage CO₂-prijzen (Pangan et al., 2016).

In de praktijk kunnen echter diverse factoren maken dat de *energy-only* markt niet tot de optimale samenstelling van het productiepark komt, waardoor specifieke interventies nodig zijn om de leveringszekerheid te bewaken (Stoft, 2002). Zo is de theoretisch te berekenen optimale duur van een tekort aan capaciteit gebaseerd op de gemiddelde verwachte situatie gedurende de levensduur van de assets. In de praktijk kan er echter een grote

²³ Zie www.emissieautoriteit.nl (voor Nederland) en het Duitse Statistisches Bundesamt (www.destatis.de).

spreiding zijn rondom het aantal uren dat in een jaar een tekort aan capaciteit bestaat, waardoor specifieke investeringen te maken kunnen hebben met (veel) meer of minder uren waarin de VoLL wordt gerealiseerd. Deze onzekerheid leidt tot een risicopremie waardoor er minder dan optimaal wordt geïnvesteerd. In de praktijk bestaat er bovendien vaak geen VoLL beprijzing, maar kent de groothandelsmarkt (*day-ahead* of *intraday*) prijsplafonds, waardoor de verwachte opbrengsten van investeringen en daardoor de omvang van investeringen minder dan in de optimale situatie zullen zijn.

Vanwege deze praktische belemmeringen hebben landen doorgaans specifieke maatregelen genomen om opwekkingscapaciteit apart te belonen. Voorbeelden van deze mechanismen zijn strategische reserves, capaciteitsverplichtingen, capaciteitsveilingen, betrouwbaarheidsopties en capaciteitsbetalingen.²⁴ (ACER, 2013; Giesbertz et al., 2016). In het algemeen is het risico van het implementeren van capaciteitsmechanismen dat er een zogenaamde *crowding out* (verdringing) plaats vindt van investeringen die anders wel zouden zijn gebeurd. Doordat een capaciteitsmechanisme kan zorgen voor meer geïnstalleerde capaciteit, zullen er minder vaak schaarsteprijzen zijn, waardoor de *energy-only* markt tot minder investeringen in centrales leidt. Per saldo hoeft de introductie van een capaciteitsmechanisme dus niet tot (veel) meer investeringen te leiden. Een ander risico van een capaciteitsmechanisme is dat het leidt tot overinvesteringen, dat wil zeggen dat er maatschappelijk gezien zoveel kosten voor opwekkingscapaciteit wordt gemaakt die hoger zijn dan de

²⁴ Een strategische reserve betreft een specifieke hoeveelheid capaciteit die achter de gehouden wordt. Bij capaciteitsbetalingen wordt daarentegen een bepaald bedrag beschikbaar gesteld voor het beschikbaar stellen van capaciteit. De uiteindelijk hoeveelheid capaciteit is daarmee een uitkomst van dit proces, terwijl in de eerste optie de kosten van de reserve de resultante is. De andere drie opties (capaciteitsverplichtingen, capaciteitsveilingen en betrouwbaarheidsopties) zijn alle drie volumemaatregelen die markt-breed worden geïmplementeerd.

maatschappelijke baten van het voorkomen van onvrijwillige afschakelingen. Capaciteitsmechanismen kunnen ook ongewenste verdelingseffecten tot gevolg hebben wanneer ze leiden tot hogere winsten voor centrales die er zonder dat mechanisme ook zouden zijn.

Kortom, capaciteitsmechanismen kunnen de efficiënte werking van de elektriciteitsmarkt zowel negatief als positief beïnvloeden. Aangezien de toename van duurzame energie op zich zelf niet veel verandert aan de potentie van de *energy-only* markt om tot een efficiënte productiepark te leiden, ligt invoering van capaciteitsmechanismen om deze reden evenwel niet voor de hand.

5. Effecten van duurzame energie op elektriciteitsnetten

5.1 Vermogensbalans

Om te bepalen in hoeverre een toename in het aandeel van duurzame energie van invloed kan zijn op de vermogensbalans in het elektriciteitsnet, dienen we eerst een goed beeld te hebben van hoe deze wordt bewaakt. Het bewaken van de frequentie van het elektriciteitsnet behoort tot de kerntaken van de landelijke netbeheerder.²⁵ Deze frequentie wordt constant gehouden via het organiseren van de zogenaamde actieve-vermogensbalans, wat betekent dat de toevoer van elektriciteit aan het net constant gelijk moet zijn aan de afvoer (Nobel, 2016). Dit balanceren van het net gebeurt nog grotendeels op basis van (sub)nationale balanceringszones, maar in de toekomst zullen deze zones meer internationaal van karakter zijn, wat de flexibiliteit en efficiëntie van het systeem ten goede moet komen (TenneT et al., 2016). De wijze waarop systeembeheerders marktpartijen betrekken bij het bewaken van de netfrequentie verschilt tussen de verschillende zones (landen).

Alle aangesloten op het net in Nederland hebben een programmaverantwoordelijkheid, wat wil zeggen dat ze de prikkel hebben te zorgen dat hun programma van toe- en afvoer voor aanvang van elke periode van 15 minuten (de zogenaamde *Imbalance Settlement Period*, ISP) in evenwicht is. Als er gedurende de ISP toch een afwijking voordoet, dan volgt

²⁵ Dit geldt voor AC (Alternating Current) netten, dat wil zeggen netten met wisselspanning. In Europa is de frequentie van de AC netten 50 Hz, maar in bijvoorbeeld de VS 60 Hz. Omdat de AC netten in Europa een geïntegreerd net vormen, ligt de verantwoordelijkheid voor het bewaken van de frequentie bij de gezamenlijke netbeheerders. Elke afzonderlijke beheerder van een hoogspanningsnet, zoals TenneT, heeft als taak om de vermogensbalans te bewaken. Dit houdt in dat elk moment de totale binnenlandse injectie plus import gelijk moet zijn aan de totale binnenlandse onttrekking plus export. Deze vermogensbalans (in MW) moet continue worden bewaakt, zodat men ook wel spreekt van energiebalans (in MWh).

een financiële afrekening. Is de afwijking van een marktpartij in dezelfde richting als de onbalans van het gehele net, dan volgt een boete die bepaald wordt op basis van de marktprijs in de onbalansmarkt. Is de afwijking in de tegenovergestelde richting, dan volgt een beloning, die ook afhangt van die marktprijs. De Nederlandse onbalanssystematiek is echter zo ingericht dat marktpartijen geprikkeld zijn om onbalans te voorkomen (Nobel, 2016).

Om een onbalans te herstellen, kent de Nederlandse onbalansmarkt twee typen marktpartijen: marktpartijen die met de netbeheerder contracten hebben gesloten voor het ter beschikking stellen van balanceringsvermogen, en overige marktpartijen.²⁶ De eerste groep krijgt een vergoeding voor zowel het beschikbaar stellen van vermogen als voor de momenten waarop dat vermogen wordt afgeroepen om een onbalans te helpen herstellen. Op basis van de biedingen voor de inzet van het vermogen van deze marktpartijen en de omvang van de onbalans, ontstaat een onbalansprijs. Deze en alle overige marktpartijen kunnen op de verwachte onbalansprijs reageren door hun productie of hun vraag op- of af te regelen.²⁷ De resterende onbalans binnen de ISP worden door de systeembeheerder met eigen reservevermogen opgelost.

De vraag is nu in hoeverre de werking van de onbalanssystemen wordt aangetast door een sterke toename van duurzame energie. Zo'n toename betekent dat de stroom meer door weersomstandigheden wordt bepaald. Dit geldt des te meer vanwege de subsidieregelingen die een vergoeding geven per eenheid geproduceerde elektriciteit ongeacht de feitelijke marktprijs. Door al deze factoren kan het aanbod van duurzame energie sterk van dag tot dag of

²⁶ Alle marktpartijen met een opwekkingsvermogen van minimaal 60 MW zijn verplicht vooraf vermogen aan de systeembeheerder beschikbaar te stellen dat kan worden gebruikt in het geval er een onbalans is (Tanrisever et al., 2015).

²⁷²⁷ De onbalansprijzen worden van minuut tot minuut gepubliceerd: zie http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_afhandeling/verrekenprijs_en/index.aspx. De hoogste waarde daarvan in een periode van 15 minuten vormt de uiteindelijke onbalansprijs.

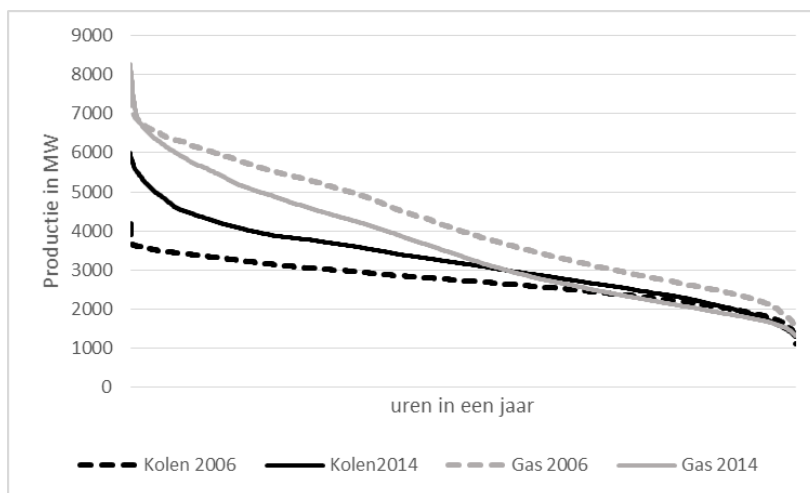
van week tot week variëren, van een heel laag niveau tot vrijwel volledige benutting van de geïnstalleerde capaciteit.

De fluctuatie in weersomstandigheden binnen een kwartier zijn beperkt, zodat de systeembeheerder niet meer reservevermogen hoeft te hebben om binnen een ISP voor netbalans te zorgen. Onverwachte veranderingen in de weersomstandigheden die op kwartierbasis tot een onbalans van marktpartijen kunnen leiden, worden binnen de onbalansmarkt opgelost. De systeembeheerder gebruikt hiervoor het balanceringsvermogen dat door marktpartijen beschikbaar is gesteld, terwijl marktpartijen ook zelf kunnen reageren op de onbalansprijzen. In welke mate de onbalansmarkt deze reacties mogelijk maakt, hangt af van het ontwerp. In de Duitse onbalansmarkt bijvoorbeeld zijn de mogelijkheden voor reacties vanuit de markt uitgebreid door meer marktpartijen actief te laten meedoen en ook ruimte te bieden aan vraagresponse. Ook de zeer liquide *intraday* markt in Duitsland, die ook tot aan het moment van levering open is, biedt marktpartijen de mogelijkheid om afwijkingen ten opzichte van de eerder verwachte productie op een efficiënte wijze op te vangen (Bader et al., 2016).

Weeromstandigheden zijn echter steeds beter voorspelbaar, zodat marktpartijen in de *day-ahead* of de *intraday* markt hun portfolio aan veranderende verwachte omstandigheden kunnen aanpassen. In Nederland bijvoorbeeld kan in de *intraday* markt tot 5 minuten voor het moment van fysieke levering gehandeld worden, zodat men tot het laatste moment een verwachte onbalans in de eigen portfolio kan opvangen. Door de komst van meer duurzame energie stijgt derhalve de vraag in deze markten naar producten die op korte termijn meer of minder stroom aanbieden of verbruiken. Zulke producten kunnen ook door conventionele centrales worden geleverd. In Duitsland blijken kolencentrales een belangrijk aandeel te hebben in het voorzien in de toegenomen behoefte aan flexibiliteit als gevolg van de sterke groei in het aanbod van duurzame energie (Martinot,

2015). Ook in Nederland worden kolencentrales in toenemende mate voor korte-termijn flexibiliteit ingezet, wat blijkt uit het feit dat het verschil tussen de hoogste en de laagste uurlijkse productie in 2014 beduidend groter was dan in eerdere jaren (zie figuur 2). De mogelijkheden voor een flexibeler inzet van kolencentrales zijn toegenomen door aanpassingen in de centrales (waaronder in de besturingssoftware), waardoor ze snel kunnen worden op- of afgeschakeld.

Figuur 2. Duurcurven van de uurlijkse totale productie van kolen- en gascentrales, 2006, 2010 en 2014



Bron: Mulder (2016)

Door de komst van de slimme meters kan de potentie aan vraagresponse bij huishoudens worden gemobiliseerd. De te verwachten omvang van de uur op uur response is echter beperkt (Ma, 2016). Door consumenten bloot te stellen aan van uur tot uur fluctuerende prijzen blijken ze op jaarbasis slechts

1 tot 2 procent van hun uitgaven aan elektriciteit te besparen (Allcot, 2011). Op wat langere termijn, bijvoorbeeld tussen dag en nacht, is er uiteraard een wat grotere potentie voor vraagresponse. De omvang van de vraagresponse hangt af van drie componenten: de prijsgevoeligheid, de omvang van het stroomverbruik en de schommelingen in de prijzen. De korte-termijn prijselasticiteiten voor vermindering van het stroomgebruik in een bepaald uur of voor verschuiving van het verbruik naar een ander uur, zijn heel laag en worden geschat in de orde van -0.002 . De korte-termijn prijselasticiteit kan mogelijk wat worden vergroot door het gebruik van software waarmee de vraagresponse wordt geautomatiseerd. Huishoudens gebruiken vooral overdag stroom, precies wanneer de productie door zonnepanelen haar piek bereikt (Madlener, 2015). Echter, de fluctuaties in de groothandelsprijzen overdag vlakken echter af: zonne-energie heeft juist als effect dat het prijsprofiel van uur tot uur binnen een dag vlakker wordt. Zelfs als consumenten geconfronteerd worden met actuele groothandelsprijzen, mag er dus niet veel verwacht worden van deze vorm van vraagresponse. Ook als consumenten meer stroom gaan gebruiken, bijvoorbeeld voor het opladen van hun elektrische auto's, zal de uurlijkse vraagresponse niet veel toenemen zolang de prijschommelingen gering zijn. Het goede nieuws is dat bij geringe schommelingen in de groothandelsprijzen er kennelijk geen behoefte is aan meer korte-termijn flexibiliteit bij aanbieders en gebruikers. Leveranciers hebben in het huidige systeem in ieder geval wel de mogelijkheid om consumenten te betrekken bij het leveren van flexibiliteit, zowel in de forward als in de onbalansmarkt.

5.2 Netcongestie

Doordat de toename van duurzame energie zich voor een belangrijk deel voordoet in de distributienetten, zal zij gevolgen hebben voor het beheer daarvan. De beheerders van deze netten hebben als taak om de

spanningsniveaus te bewaken en lokale congesties te voorkomen (Nobel, 2016). De energietransitie betekent voor deze netten dat het traditionele eenrichtingsverkeer (van producent naar gebruiker) verandert in een tweerichtingenverkeer, waarbij de gebruiker ook zelf stroom produceert. De richting van het verkeer verandert van moment tot moment, afhankelijk van de omvang van de eigen productie en het eigen verbruik. Daarbij komt dat door de energietransitie het elektriciteitsverbruik van huishoudens toeneemt, onder andere voor het opladen van elektrische voertuigen. De grotere variatie in de stromen en de hogere pieken in de netbelasting hebben als gevolg dat netbeheerders meer moeten doen om het spanningsniveau in de netten op peil te houden en om overbelasting van netdelen te voorkomen.

Netbeheerders hebben verschillende opties om deze gevolgen op te vangen. Via technische aanpassingen kan men de productie van zonnepanelen bijvoorbeeld tijdelijk uitschakelen wanneer overbelasting in lokale netdelen dreigt (Martinot, 2015). Een andere maatregel om het net slimmer te maken is door het lokaal integreren van productie en vraag zodat hogere netdelen worden ontlast. Investeren in vergroting van lokale netcapaciteit is een andere oplossing om congesties te voorkomen. In technische zin zouden netbeheerders ook elektriciteit tijdelijk kunnen opslaan om een overbelasting van netdelen te voorkomen, maar bij zo'n oplossing begeven netbeheerders zich op het terrein van marktpartijen.

Een efficiëntere oplossing is wanneer netbeheerders netgebruikers prikkelen om bij de timing van hun productie en vraag rekening te houden met de situatie in het net (Fuse, 2017). Dit kan door overbelasting van het net te vertalen in zogenaamde schaduw prijzen. Deze schaduw prijzen geven de kosten weer die gemaakt moeten worden om een restrictie met een eenheid te verminderen (Jafarian, et al., 2016). Als netgebruikers met deze schaduw prijzen worden geconfronteerd, dan kunnen ze de afweging maken tussen netgebruik (productie of gebruik van stroom) of dit netgebruik uit te

stellen naar een ander moment of geheel achterwege te laten. Voor een huishouden dat stroom met zonnepanelen produceert kan dat betekenen dat het tijdelijk de productie staakt of dat het gebruikt maakt van opslag. Op deze manier ontstaan er dus efficiënte prikkels voor netgebruikers om al dan niet te investeren in een opslagfaciliteit. Dit kan er ook toe leiden dat soms de productie van duurzame stroom wordt gestaakt omdat de kosten van het netgebruik te hoog zijn, wat een efficiënte oplossing kan zijn (Doorman, 2015). Mochten netgebruikers onvoldoende op zulke prikkels reageren, dan kunnen netbeheerders opslagcapaciteit in de markt contracteren, wat een efficiëntere oplossing is dat zelf daarin te investeren en er bovendien geen vermenging van netbeheeractiviteiten ontstaat met die van marktpartijen.

Om netgebruikers met zulke schaduw prijzen te confronteren, dienen ze te worden vertaald naar nettarieven. De huidige nettarieven voor huishoudens bestaan uit alleen een capaciteitstarief, dat wil zeggen dat een vast bedrag per type aansluiting per tijdseenheid wordt betaald. De werkelijke omvang van het verbruik, laat staan de timing daarvan, doet er niet toe. Voor de grootverbruikers, die wel een transporttarief betalen, geldt ook dat zij geen prikkel hebben om de timing van het netgebruik aan te passen aan de omstandigheden in het net. Om de nettarieven dynamisch te maken in relatie tot de belasting van het net, kan het bijvoorbeeld in twee onderdelen worden verdeeld. Een vast (capaciteits)tarief per type aansluiting per tijdseenheid, dat dient ter dekking van de vaste kosten van het net, plus een variabel tarief die in de tijd varieert met de belasting van het net. Dit variabele tarief is positief gecorreleerd met de congestie, variërend van nul (geen congestie) tot zeer hoog (bij ernstige congestie).²⁸

²⁸ In de praktijk kan zo'n systeem worden ingevoerd door aangesloten van te voren verschillende keuzeopties voor dynamische tarieven te geven en hen te vragen hoeveel capaciteit ze bij de verschillende tarieven nog willen kunnen gebruiken.

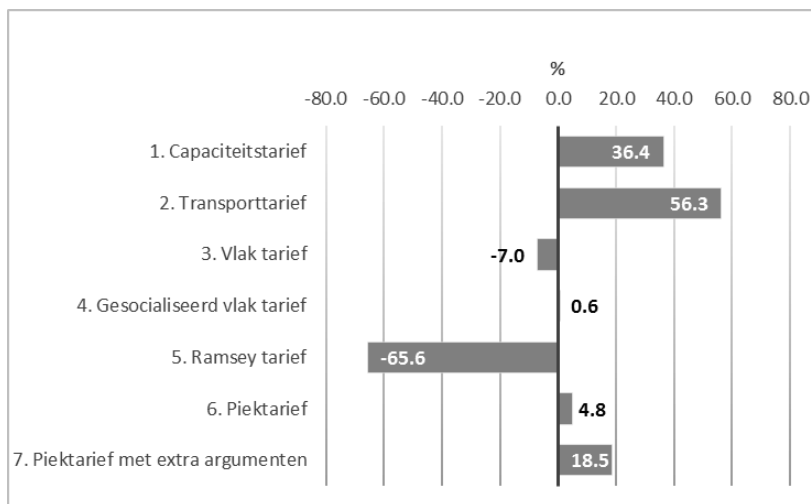
Om te voorkomen dat de netbeheerder een perverse prikkel krijgt om winst te maken door het vergroten van de kans op congestie, dienen de inkomsten uit de variabele tarieven te worden teruggedrukt via verlaging van het vaste capaciteitsstarief naar de netgebruikers. Deze dynamische component in de nettarieven geeft netgebruikers een prikkel tot efficiënt netgebruik, terwijl het tegelijkertijd een signaal geeft aan de netbeheerder voor efficiënte oplossingen van de congestie. Alleen die oplossingen zijn efficiënt waarvan de kosten per eenheid beneden de gemiddeld verwachte toekomstige schaduw prijzen liggen. Doordat de opbrengsten uit de dynamische tarieven worden teruggedrukt naar de netgebruikers, leidt zo'n systeem voor hen niet tot hogere netwerkkosten in vergelijking met netgebruikers in andere (distributie- of transport)netten die geen dynamische nettarieven kennen. Bovendien betalen hierdoor producenten van stroom in dit systeem per saldo, net als nu het geval is, geen transportkosten.

Dynamische tarieven mogen dan in economische zin efficiënt zijn, een vraag is wel in hoeverre ze door burgers als eerlijk worden ervaren. Uit een onderzoek onder een panel van Nederlandse consumenten²⁹ blijkt dat men dynamische tarieven waarbij het tarief afhangt van de congestie in het net, gemiddeld genomen niet als oneerlijk beschouwd (Neuteleers et al., 2016). Het percentage mensen dat dynamische tarieven als (heel) onrechtvaardig beschouwd is ongeveer even hoog als het percentage dat deze tarieven als (heel) rechtvaardig beschouwd (Figuur 3). Dynamische tarieven scoren wat dit betreft beduidend beter dan een tariefsysteem waarbij het tarief geheel op de prijsgevoeligheid van netgebruikers is gebaseerd. Zo'n Ramsey-prijzen systeem wordt overigens veelvuldig gebruikt voor allerlei producten, zoals bijvoorbeeld vliegtuigstoelen waarbij prijsongevoelige zakelijke reizigers veel meer betalen dan anderen. De Nederlandse huishoudens blijken echter een

²⁹ Het panel bestaat uit het consumentenpanel van de Consumentenbond.

systeem waarbij de tarieven op de capaciteit van de aansluiting of de omvang van het verbruik als veel rechtvaardiger te zien. Wanneer echter in een systeem van dynamische tarieven de huishoudens van te voren weten wat de tarieven zullen zijn en dat de opbrengsten worden gebruikt om de knelpunten in het net op te lossen, dan komt dat het draagvlak ten goede. Het percentage huishoudens dat zo'n systeem rechtvaardig vindt is dan beduidend groter.

Figuur 3. Beoordeling door een panel van Nederlandse consumenten van de rechtvaardigheid van verschillende types nettarieven



Noot: rechtvaardigheidsscore = % "(heel) rechtvaardig" - % "(heel) onrechtvaardig"

Bron: Neuteleers et al. (2016)

Deze conclusies zijn in lijn met wat uit gedragseconomische en ethische literatuur komt (Neuteleers et al., 2016). De gedragseconomie leert dat mensen negatief reageren op prijsveranderingen die niet zijn gebaseerd op veranderingen in kosten, maar op in hun ogen arbitraire omstandigheden,

zoals schaarste in de markt. De ethiek leert dat rechtvaardigheid van prijzen afhangt van naarmate aan algemene principes is voldaan, zoals gelijke behandeling, vervulling van basisbehoeften en kostenveroorzaking.

De algemene les hieruit is dat er onder consumenten niet veel sympathie is voor marktprikkels. Dit is een extra reden waarom het potentieel aan uur-tot-uur vraagresponse onder consumenten niet als hoog moet worden ingeschat. Als toch prikkels worden gegeven, is voor het draagvlak daarvoor goed te kiezen voor voorspelbare prijsprikkels, of prikkels die bestaan uit kortingen en bonussen voor gedrag dat positief gewaardeerd wordt.

6. Rolverdeling overheid, netbeheerders en markt

6.1 Overheidsdoelen en marktfalen

Energietransitie is de ambitie van overheden om het energiesysteem drastisch van karakter te doen veranderen. Ook al wordt deze ambitie door velen in de maatschappij gedeeld, uiteindelijk gaat het om doelen die overheden zich hebben gesteld. De doelen zijn ambitieus, zodat het niet onwaarschijnlijk is dat ze minder snel gerealiseerd zullen worden dan beoogd is. Het onvoldoende snel van de grond komen van de energietransitie, betekent dat het overheidsbeleid onvoldoende effectief is, niet persé dat de markt faalt. De markt faalt pas als er gebreken zijn die verhinderen dat marktpartijen tot transacties komen die voor hen beide wel gunstig zouden zijn. Voorbeelden van zulke gebreken zijn marktmacht (waardoor de prijzen te hoog zijn), negatieve externe effecten (waardoor de prijzen juist te laag zijn), coördinatieproblemen (waardoor investeerders onzeker kunnen zijn over de opbrengsten nadat ze hun investering hebben gedaan) en informatie-asymmetrie (waardoor vragers minder informatie over een product hebben dan aanbieders). Door gerichte overheidsmaatregelen kunnen deze gebreken of de gevolgen daarvan worden hersteld. Wanneer er geen gebreken in het functioneren van een markt (meer) zijn, komt het toch vaak voor dat voor een bepaald product geen markt bestaat. Dat komt dan eenvoudigweg doordat de kosten om dat product aan te bieden hoger zijn dan de waarde die afnemers er aan toekennen. Dit kan zich ook voordoen bij producten die in het kader van energietransitie in de markt worden gezet, zoals bijvoorbeeld energiebesparingsadvies of apparaten om het stroomgebruik *real time* te volgen. Als huishoudens deze producten onvoldoende kopen volgens doelen van beleidsmakers, dan weegt het voordeel voor hen kennelijk onvoldoende op tegen de kosten (inclusief inspanningen) die ze daarvoor moeten maken.

Om dergelijke energietransitie-producten toch verkocht te krijgen, heeft de overheid in principe een scala aan mogelijkheden. Het doen aanbieden van deze producten door de overheid zelf ligt niet voor de hand. De kosten zullen dan veel hoger zijn omdat de voordelen van concurrentie worden gemist. Subsiidiëren van bepaalde producten kan effectief zijn, maar heeft als risico dat achteraf gezien verkeerde producten zijn gestimuleerd. Maatregelen waarbij huishoudens of bedrijven verplicht worden om bepaalde acties te ondernemen lopen datzelfde risico. Het meest doelmatig is om de prikkels voor marktpartijen te verbeteren. Op dit punt valt er nog veel te doen. Momenteel betalen huishoudens bijvoorbeeld via de energiebelastingen op hun elektriciteitsverbruik een impliciete CO₂-prijs van ca. 250 euro/ton, wat beduidend hoger is dan de maatschappelijke kosten door die emissies (EZ, 2017).³⁰ Voor een groeiende groep huishoudens is dit (mede) aanleiding om in duurzame energie te installeren, maar voor de meerderheid van de huishoudens geldt dit niet. Ondanks deze relatief hoge prijs voor de CO₂-emissies blijft het huishoudelijk elektriciteitsverbruik groeien.³¹ Dit is niet in lijn met de overheidsdoelen, maar een marktfalen kan dit niet genoemd worden. Er is eerder sprake van een reguleringsfalen: de impliciete prijs die andere delen van de maatschappij zien, is beduidend lager dan de prijs bij huishoudens. Hierdoor worden relatief dure technieken gestimuleerd en blijven goedkopere opties voor emissiereductie onbenut.

³⁰ De maatschappelijke kosten van een extra eenheid CO₂-emissie hangen af van wanneer deze emissie plaats vindt en hoeveel emissies er in de toekomst zullen zijn, omdat de schade immers samenhangt met de cumulatieve concentratie van CO₂ in atmosfeer. Schattingen lopen daardoor sterk uiteen, maar voor emissies die nu plaatsvinden komen de meeste studies op een bedrag van beneden de 100 euro/ton (CE, 2010).

³¹ In 2015 was het totale elektriciteitsverbruik door huishoudens ca. 15% hoger dan in 2000, wat deels komt door de groei in de omvang van de bevolking. Per hoofd van de bevolking was het elektriciteitsverbruik in 2015 ca. 5% hoger dan in 2000. Het totale elektriciteitsverbruik in Nederland nam in deze periode met ca. 10% toe. Bron: CBS, Statline.

Om de rol van de overheid bij de realisatie van de energietransitie te bepalen is het derhalve van belang te weten waarom marktpartijen de gewenste maatregelen niet nemen. Als blijkt dat de markt niet goed kan functioneren door gebreken als bijvoorbeeld informatie-asymmetrie of coördinatieproblemen, dan kan via een maatschappelijke kosten-batenanalyse worden bekeken wat voor type overheidsmaatregelen dan efficiënt zijn.

6.2 Netbeheerders en markt

De elektriciteitsnetten nemen een cruciale positie in de elektriciteitsmarkt in. De rol van de netbeheerders is gaandeweg de liberalisering van de markt afgebakend via regulering, structurele maatregelen en publiek-aandeelhouderschap. De elektriciteitsnetten vormen een natuurlijk monopolie waardoor concurrentie hier niet mogelijk is. Om de beheerders van deze monopolies te prikkelen zo doelmatig mogelijk te werken, de voordelen daarvan door te geven aan netbeheerders terwijl de betrouwbaarheid van de netten hoog blijft, worden de nettarieven gereguleerd en is er toezicht op de kwaliteit van de netten. Om te zorgen dat alle marktpartijen onder dezelfde voorwaarden van de netten als cruciale infrastructuur gebruik kunnen maken, is het de netbeheerders verboden zelf als marktpartij op te treden. Om te voorkomen dat het netbeheer gericht wordt op het nastreven van private belangen, is het in Nederland zo geregeld dat alle netten in publieke handen moeten blijven.

De vraag is nu of de beoogde energietransitie een reden vormt om de afbakening van de rol van de netbeheerders aan te passen. Moeten netbeheerders de mogelijkheid hebben om activiteiten voor de energietransitie te verrichten die marktpartijen in principe ook kunnen doen, maar die zij tot dusverre in hun ogen onvoldoende (snel) oppakken? Gedacht kan hierbij worden aan het uitrollen van laadpalen voor elektrische auto's en

het installeren van apparatuur bij huishoudens voor het uitlezen van data uit slimme meters. Net als bij de bepaling van de rol van de overheid, is ook hier de vraag: wat is het marktfalen? In het voorbeeld van het uitlezen van data uit slimme meters gaat het om relatief kleine investeringen zonder veel vaste kosten zodat concurrentie hier mogelijk is. Bovendien komen de voordelen van zo'n investering in principe ten goede aan de huishoudens, omdat die daardoor mogelijk hun kosten voor energieverbruik kunnen drukken. Er is hier dus geen sprake van een natuurlijk monopolie of externe effecten. Daarbij komt dat leveranciers van energie door de concurrentie op de consumentenmarkt een prikkel hebben om de kosten voor hun klanten zo laag mogelijk te houden en hen nieuwe producten aan te bieden. Er lijkt dus geen reden te zijn waarom netbeheerders deze taak op zich zouden moeten nemen, terwijl het juist de risico's met zich mee zou brengen van te weinig innovatie en te hoge kosten. Succesvolle innovatie kan immers alleen daar ontstaan waar verschillende mogelijkheden worden uitgetoetst en dan kan alleen als er meerdere partijen actief zijn. Als een netbeheerder een taak op zich neemt, heb je maar een uitvoerder en waarschijnlijk maar één product, en dus een veel grotere kans dat je andere succesvollere mogelijkheden mist.

De gegarandeerde opbrengsten uit tarieven en daardoor hun relatief robuuste financiële positie van netbeheerders mag geen argument zijn om hen een grotere rol toe te dichten bij ontwikkeling van andere activiteiten. Wanneer de tariefregulering goed werkt, dan realiseren de netbeheerders geen overwinsten, zodat er geen extra financieringsmiddelen aan kunnen worden onttrokken. Het belangrijkste argument om netbeheerders niet toe te staan om andere activiteiten te ontwikkelen is dat ze daarmee andere marktpartijen kunnen ontmoedigen vanwege de voordelen die zij hebben van de functie van netbeheerder. Het gaat hierbij om schaal- en scope voordelen en voordelen vanwege naamsbekendheid en positief imago onder klanten.

7. Nationale energietransities in een internationale context

7.1 Grensoverschrijdende effecten

De ambities voor energietransitie en marktwerkingsbeleid voor elektriciteit kennen een verschillende ruimtelijke dimensie. Doelstellingen voor energietransitie zijn vaak nationaal of zelfs regionaal, terwijl bij de bevordering van marktwerking het integreren van nationale markten tot een internationale markt een wezenlijk onderdeel vormt (EC, 2015). De integratie van markten wordt nagestreefd door het vergroten en het efficiënter benutten van grensoverschrijdende transportcapaciteit en het voor marktpartijen eenvoudiger maken om in meerdere landen (markten) actief te zijn.³² Marktintegratie kan leiden tot lagere productiekosten, meer concurrentie en grotere voorzieningszekerheid (Giesbertz et al., 2008; ACER, 2013). De lagere productiekosten ontstaan door het op een grotere geografische schaal optimaliseren van de inzet van centrales, waardoor minder efficiënte centrales die in een systeem van nationale markten nog wel nodig zijn voor productie, dan worden vervangen door efficiëntere centrales in andere, gekoppelde, markten. Marktintegratie kan eveneens een positief effect hebben op concurrentie vanwege het grotere aantal marktpartijen in een grotere markt, waardoor afzonderlijke aanbieders minder snel onmisbaar zijn en het tevens moeilijker wordt om samen te spannen. Integratie draagt eveneens bij aan een grotere leveringszekerheid doordat in een groter systeem de kans kleiner is dat zich in een groot deel van de markt tegelijkertijd aanbod- of vraagshokken voordoen, terwijl er bovendien meer opties voor flexibiliteit bestaan. Integratie van markten heeft als consequentie dat

³² Zie website van de Europese toezichthouder ACER voor overzicht alle type maatregelen: www.acer.europa.eu.

effecten van nationale interventies zich niet beperken tot de nationale markt, maar zich verspreiden over de gehele geïntegreerde regio.

Het beleid voor energietransitie is echter in hoge mate nationaal, hoewel dit beleid voortkomt uit Europees beleid. Op grond van de EU *Renewable Energy Directive* zijn er bindende doelstellingen voor het aandeel duurzame energie op zowel EU-niveau als per lidstaat. In de EU als geheel moet het aandeel van duurzame energie in de totale energieconsumptie 20% zijn in 2020, met voor de afzonderlijke lidstaten verschillende afzonderlijke doelstellingen.³³ Voor Nederland is de verplichting om in 2020 minimaal 14% met duurzame energie op te wekken, maar voor Scandinavische landen bijvoorbeeld ligt dit percentage tussen de 30 en 49% (EU, 2015). Deze verschillen in verplichtingen per lidstaat hangen samen met verschillen in uitgangspositie en mogelijkheden om duurzame energie te bevorderen. De lidstaten zijn verder vrij in de uitwerking van deze verplichtingen, zowel wat betreft de aanscherping van doelstellingen als de keuze van beleidsinstrumenten. Nederland heeft met het Energieakkoord haar EU verplichting voor 2020 zelf aangescherpt tot verdere verhoging van het aandeel duurzame energie tot 16% in 2023. Om deze doelen te halen zijn tal van maatregelen voorzien, zoals bevordering van de uitrol van grootschalige windparken, bevordering van decentrale duurzame opwekking en sluiting van een aantal kolencentrales (SER, 2016). Andere lidstaten nemen vergelijkbare maatregelen, met Duitsland als het wat dit betreft meest ambitieuze EU land. Hier zijn reeds doelen geformuleerd voor het jaar 2050: in dat jaar moet 60% van het totale energieverbruik en 80% van het totale elektriciteitsverbruik uit duurzame bronnen komen. De transitie in de elektriciteitssector wordt vooral nagestreefd door subsidiering van duurzame energie.

³³ Voor 2030 is er een akkoord tussen lidstaten om op EU-niveau het aandeel van duurzame energie van 27% te hebben bereikt, maar deze ambitie zal niet over lidstaten worden gealloceerd om zo lidstaten meer flexibiliteit te geven in de invulling van het klimaatbeleid (EC, 2014).

Alle nationale maatregelen om de samenstelling van de elektriciteitsproductie te beïnvloeden, hebben grensoverschrijdende effecten vanwege de integratie van de elektriciteitsmarkten. Door de nauwe koppeling van de Nederlandse met de Duitse stroommarkt, zijn door de Duitse energietransitie niet alleen de stroomprijzen in de groothandelsmarkt in Duitsland gedaald, maar ook die in Nederland (Mulder en Scholtens, 2016). Deze daling van de Nederlandse stroomprijs als gevolg van de Duitse energietransitie maakt dat het subsidiëren van duurzame energie in Nederland duurder is geworden, omdat de subsidies het verschil dekken tussen kosten van duurzame energie en de stroomprijs. De daling van de stroomprijs heeft ook als gevolg dat de salderingsregeling voor particulieren wat onaantrekkelijker wordt, omdat de (impliciete) vergoeding voor investeringen in zonnepanelen omlaag gaat. Wanneer de grenscapaciteit overigens beperkt van omvang is, dan kan beleid om duurzame energie te stimuleren in een land leiden tot grotere prijsverschillen met buurlanden, zoals zich dit heeft voorgedaan tussen Duitsland en Frankrijk (Keppler et al., 2016).

Behalve dit grensoverschrijdende prijseffect, is er ook een grensoverschrijdend effect op de inzet van centrales. Wanneer Duitse windturbines meer elektriciteit produceren, vervangen zij in Duitsland conventionele productie, maar in Nederland kan dit juist leiden tot meer conventionele productie. Dit paradoxale resultaat komt doordat het aanbod van stroom door windturbines in Noord-Duitsland een weg door het net moet vinden naar de afnemers die vooral in het westen en zuiden van het land staan en daarmee, vanwege natuurkundige wetten, ook het elektriciteitsnetwerk in Nederland belasten. Hierdoor heeft een hoge productie van windenergie in Duitsland een negatief effect op de voor handelsdoeleinden beschikbare grenscapaciteit, waardoor in Nederland minder geïmporteerd kan worden (Pangan et al., 2016). Bij een omvangrijkere grenscapaciteit zal dit effect zich

echter niet meer voordoen, wat ook het geval is wanneer in Duitsland interne congesties worden opgelost. Uit een recente studie blijkt dat op veel grensovergangen in Europa het percentage van voor de markt beschikbare grenscapaciteit minder dan 50% is van de technische capaciteit, zodat er hier nog veel aan doelmatigheid te winnen is (ACER, 2015).

Nationale maatregelen om de productie door kolencentrales duurder te maken (via een kolenheffing bijvoorbeeld) of zelfs onmogelijk (via geforceerde sluiting), kunnen de productie door kolencentrales in de buurlanden juist stimuleren. Zo'n nationale maatregel doet de *merit-order* van de binnenlandse productie omhoog (bij kolenheffing) of naar links (bij sluiting) schuiven, waardoor andere (buitenlandse) centrales competitiever worden. Een sluiting in Nederland van kolencentrales leidt er, *ceteris paribus*, dus toe dat in de buurlanden meer met kolencentrales zal worden opgewekt waardoor daar de CO₂-emissies toenemen (Zeng, et al., 2016; ABB, 2016). Dit betekent niet alleen dat het binnenlandse milieueffect deels teniet wordt gedaan, maar ook dat de buurlanden meer kosten moeten maken om hun doelstellingen voor energietransitie te realiseren.

Het sluiten van de kolencentrales is duur voor stroomgebruikers, maar kent door het Europese systeem van emissiehandel nauwelijks milieubaten. Als de sluiting in een korte periode gebeurt, zal de elektriciteitsprijs beduidend stijgen. Wanneer een langere periode voor zo'n sluiting wordt genomen, zal het prijseffect beperkt blijven, maar ook dan zullen consumenten een hoge rekening gepresenteerd krijgen. Aandeelhouders zullen compensatie eisen en die compensatie zal uiteindelijk door de stroomgebruikers of belastingbetalers moeten worden opgebracht.

Uit deze voorbeelden volgt dat, gegeven het bestaan van internationaal geïntegreerde elektriciteitsmarkten, afstemming van het beleid voor energietransitie nodig is om de kosten daarvan zo laag mogelijk te houden. Dit geldt ook voor maatregelen om de elektriciteitsmarkt beter te laten

functioneren, zoals bijvoorbeeld de introductie van een capaciteitsmechanisme (ACER, 2013). De introductie van een capaciteitsmechanisme in een land kan leiden tot externaliteiten in de buurlanden, zoals lagere elektriciteitsprijzen en daardoor verminderde investeringen in productiecapaciteit (Cramton et al., 2013).

De uitstralingseffecten naar andere regio's doet zich ook binnen landen voor. Mogelijk gemaakt door het decentrale karakter van duurzame energie in combinatie met financiële ondersteuningsregelingen (zoals salderingsregeling, SDE+), proberen sommige lokale gemeenschappen onafhankelijk te worden van de elektriciteitsmarkt.³⁴ Deze voorkeur voor onafhankelijke duurzame-energiesystemen hangt samen met een voorkeur die sommigen hebben zelf in fysieke zin de energietransitie te realiseren en daarbij niet afhankelijk te zijn van het bestaande marktsysteem. Deze tendens tot onafhankelijkheid heeft uiteraard gevolgen voor andere onderdelen van het elektriciteitssysteem doordat op die manier het potentieel aan vraagresponse in de markt vermindert, het financiële draagvlak voor het in stand houden van netten afneemt en de grondslag voor de heffing van de energiebelasting minder wordt. Al deze effecten impliceren dat de kosten voor andere marktpartijen toenemen. Zulke uitstralingseffecten naar andere delen van een markt zijn op zich zelf normale verschijnselen, waarbij alle marktpartijen zich bij voortduring moeten aanpassen aan veranderende omstandigheden. Door te streven naar lokale systemen waarbij alle te gebruiken energie zoveel mogelijk in de eigen regio duurzaam wordt opgewekt, nemen de kosten van de energietransitie echter toe, terwijl er nationaal niet meer duurzame energie wordt gerealiseerd.³⁵ Hoe kleiner de

³⁴ Zie bijvoorbeeld <https://www.noordelijklokaalduurzaam.nl/lokale-energie/>. In 2016 waren er in Nederland 313 energiecorporaties met een totaal opgewekt windvermogen aan windmolens van 115 MW en 23 MWp vermogen aan zon. Bron: <http://www.hieropgewekt.nl/lokale-energie-monitor>.

³⁵ Zie ook Vrijhandelsoptiek, 13^e jaargang, 6 februari 2017.

regio waarin de duurzame energie moet worden geproduceerd, hoe minder mogelijkheden er immers zijn. De kosten van lokale oplossingen bestaan dus uit het tegenovergestelde van de hiervoor genoemde voordelen van de internationale integratie van markten. Omdat er geen maatschappelijk belang bestaat bij lokale onafhankelijke elektriciteitssystemen, is er geen reden om een tendens tot onafhankelijkheid via de overheid te ondersteunen.

7.2 *Energietransitie en emissiehandel*

Met het beleid voor energietransitie richten overheden zich op het realiseren van een verandering in de samenstelling van de energiesector, maar energietransitie is geen doel op zich zelf. Deze beleidsambities komt voort uit de wens om het risico van verdere klimaatverandering te verminderen. Uiteindelijk gaat het dus om het verminderen van de emissies van broeikasgassen. Naast de duurzame-energiedoelen bestaan op EU-niveau dan ook doelen voor de reductie van CO₂-emissies: -20% in 2020 en -40% in 2030 t.o.v. het niveau in 1990. Deze doelen zijn toegerekend aan de sectoren die onder het Europese emissiehandelssysteem (ETS-sectoren) vallen en de overige sectoren (de zogenaamde non-ETS-sectoren). De doelen voor beide groepen zijn vervolgens toegerekend aan lidstaten, onder andere op basis van het relatieve niveau van economische ontwikkeling (gemeten via het BNP) (EC, 2014).

De nationale doelen voor emissiereductie in de ETS-sectoren vormen de basis voor de uitdeling (ook wel: primaire allocatie) van emissierechten. Aanvankelijk werden de rechten gratis uitgedeeld (zgn. *grandfathering*³⁶), maar meer en meer worden de rechten geveild. Op welke wijze de rechten worden uitgedeeld maakt althans in theorie niets uit voor de uiteindelijke prijs van CO₂. Gratis uitdelen van emissierechten kan gezien worden als een

³⁶ Met deze term wordt bedoeld dat de rechten worden verdeeld op basis van historische prestaties.

lump sum subsidie (d.w.z. subsidie op basis van totale omvang van emissies), maar de prikkel tot vermindering van emissies wordt bepaald door de kosten aan de marge (d.w.z. de prijs van CO₂). Deze prijs wordt bepaald door de marginale kosten om emissies te reduceren tot aan het emissieplafond en die kosten zijn in beide vormen van uitdeling hetzelfde.³⁷

De elektriciteitssector behoort tot de ETS-sectoren, wat wil zeggen dat alle elektriciteitsopwekking in centrales boven een bepaalde ondergrens³⁸ verplicht meedoet aan het ETS. In Nederland zorgt de elektriciteitssector voor ongeveer de helft van totale emissies door de ETS-sector. Dit aandeel is recentelijk toegenomen door de grotere productie door kolencentrales (zie ook figuur 2), waardoor de CO₂ intensiteit van de elektriciteitssector is toegenomen (Mulder, 2016).³⁹

De verplichte deelname van de elektriciteitssector aan het ETS heeft grote consequenties voor de effecten van energietransitie in de elektriciteitssector op de uitstoot van CO₂-emissies. Vergroting van het aandeel van duurzame energie of sluiting van kolencentrales heeft weliswaar effecten op de samenstelling van de elektriciteitsproductie, maar geen effecten op de totale uitstoot van CO₂-emissies. Dit is het zogenaamde waterbedeffect van het ETS. Vermindering van CO₂-uitstoot door bijvoorbeeld de sluiting van

³⁷ Doordat beide vormen van uitdelen tot dezelfde CO₂-prijs leiden, leidt het veilen van rechten niet tot een sterkere verslechtering van de concurrentiepositie van internationaal opererende bedrijven dan *grandfathering*. Echter, in de laatste variant ontvangen bedrijven een *lump sum* subsidie die hen in staat stelt om mogelijk negatieve gevolgen voor de concurrentiepositie op te vangen. Daardoor kunnen zulke bedrijven mogelijk wel in het ETS gebied gevestigd blijven, terwijl ze bij een veiling mogelijk hun activiteiten verplaatsen naar andere regio's. Als er geen verplaatsingseffect optreedt, dan is de vraag naar rechten hoger dan wanneer dat effect wel zou voordoen. Een hogere vraag leidt tot een hogere CO₂-prijs en dus meer reductiemaatregelen elders in het ETS. Die extra maatregelen zijn ook nodig, want uiteindelijk is elke aanpassing binnen het emissiehandelssysteem een vestzak-broekzak oplossing.

³⁸ Deze ondergrens is dat het nominaal thermisch ingangsvormogen (d.w.z. vermogen voor verbranding van brandstoffen) minimaal 20 MW moet zijn. Bron: www.emissieautoriteit.nl.

³⁹ Bron: <http://www.clo.nl/indicatoren/nl0584-ets-emissies-kooldioxide>.

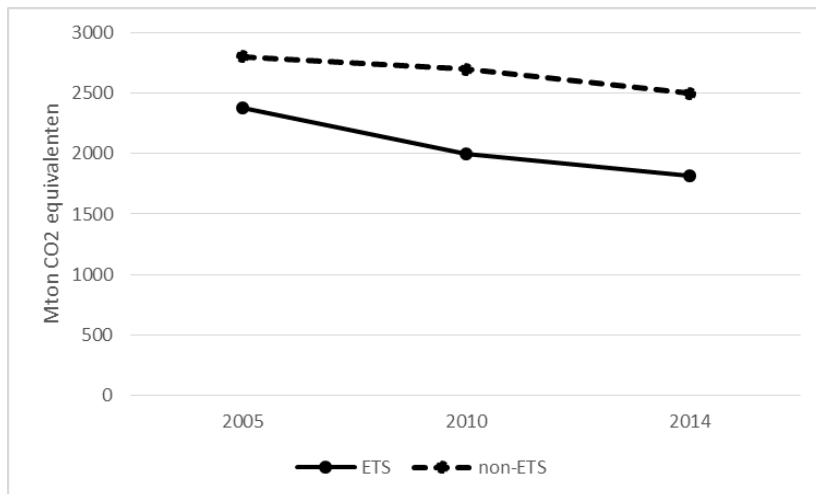
kolencentrales heeft als gevolg dat de vraag naar emissierechten afneemt of dat het aanbod van emissierechten toeneemt, en in beide gevallen heeft dat een prijsdrukkend effect op de prijs van CO₂-rechten. Het ETS is immers een *cap-and-trade* systeem, wat betekent dat het milieueffect (d.w.z. het niveau van de totale emissies) bepaald wordt door het plafond en de kosten die daarmee gemoeid gaan door de prijs. Vermindering van de uitstoot door het bevorderen van duurzame energie heeft, *ceteris paribus*, daardoor geen milieueffecten, maar alleen effecten op de kosten die gemaakt moet worden voor resterende emissiereducties. Subsidiering van duurzame elektriciteit is daarmee ook indirect subsidiering van andere deelnemers aan het ETS.⁴⁰

In discussies over ETS wordt de effectiviteit vaak afgemeten aan de hoogte van de CO₂-prijs (PBL, 2013). Het feit dat deze prijs al jarenlang beduidend lager is dan aanvankelijk was verwacht, wordt soms ten onrechte als een onvolkomenheid van het ETS gezien. De werking van ETS moet echter worden beoordeeld op a) de mate waarin de emissies worden gereduceerd en b) of dat zo efficiënt mogelijk gebeurt. De emissies in ETS zijn sinds de start van dit systeem met gemiddeld bijna 3% per jaar gedaald, meer dan volgens het plafond nodig is (Figuur 4). De emissies zijn in deze sector ook sterker gedaald dan in de non-ETS sector, waarin de emissie van broeikasgassen in deze periode met 1,25% is gedaald. Het ETS is dus effectief in het omlaag brengen van de emissies van broeikasgassen. Uit het feit dat de prijs van CO₂ tegelijkertijd laag is, moet juist geconcludeerd worden dat het systeem goed werkt. Hoe lager de prijs immers, hoe goedkoper het voor de maatschappij is om de beoogde emissiereductie te realiseren. Dat een lage CO₂-prijs geen

⁴⁰ Uit modelonderzoek blijkt overigens dat een sterke van toename in duurzame energie het waterbed kan neutraliseren (Zeng et al., 2016). Als het aandeel van duurzame energie sterk is toegenomen, dan kan dit de prijs van CO₂ doen verlagen tot de bodemprijs (0 euro/ton) wordt bereikt. Er kan dan geen waterbedeffect meer optreden, waardoor verdere toename in het aanbod van duurzame energie wel tot netto reductie in CO₂-emissies leiden. Door de sterke groei in duurzame energie in Europa met de mede daardoor veroorzaakte lage CO₂-prijs lijkt deze situatie zich al voor te doen.

stimulans is voor investeringen in duurzame energie mag zo zijn, maar dat is een onjuist criterium voor het beoordelen van het succes van het ETS.

Figuur 4. Broeikasemissies in ETS en non-ETS-sector, 2005-2014



Bron: EEA (2016)

Maatregelen om nationaal de prijs voor emissies van CO₂ te verhogen door bijvoorbeeld het opleggen van een CO₂-belasting of door het introduceren van een vloer in de prijs, hebben daarom geen milieueffect.⁴¹ Zulke maatregelen mogen nationaal leiden tot een vermindering van de CO₂-uitstoot, maar door de werking van het ETS zal dit leiden tot een lagere prijs van de emissierechten, waardoor elders in het systeem meer zal worden uitgestoten.

⁴¹ Een prijsvloer op Europees niveau kan wel een milieueffect hebben, maar alleen als die vloer hoger is dan de prijs die het resultaat is van het spel van vraag en aanbod van ETS. In zo'n situatie krijgt het handelssysteem meer het karakter van een belasting op CO₂.

8. Slot: conclusies voor beleid

Het realiseren van de ambitieuze doelstellingen voor de energietransitie is een maatschappelijk belangrijke, maar eveneens kostbare aangelegenheid. Om deze kosten zo laag mogelijk te houden en daarmee de kans op een succesvolle realisatie van de energietransitie te vergroten, is het nodig zoveel mogelijk de basisprincipes van de ordening van de elektriciteitsmarkt overeind te houden. De ervaringen met de vormgeving van de elektriciteitsmarkten over de afgelopen paar decennia laten zien hoe de efficiëntie van deze markt geleidelijk aan is verbeterd door toepassing van verschillende van deze principes. Voor de verwachte sterke groei in het aanbod van duurzaam opgewekte elektriciteit hoeft het marktontwerp van de elektriciteitsmarkt nauwelijks aangepast te worden.

Een basisprincipe van een goed geordende markt is dat de allocatie van schaarse goederen zoveel mogelijk gebeurt op basis van marktprijzen. Interventies in de elektriciteitsmarkt, zoals het toestaan dat netbeheerders zelf in opslag investeren, verminderen de werking van de schaarsteprijzen en daarmee de doelmatigheid van investeringen in opslag- en productiecapaciteit door marktpartijen. Bij de verdeling van schaarse subsidiefondsen wordt de meeste duurzame energie per eenheid subsidie verkregen wanneer de regeling generiek wordt opgezet (d.w.z. techniek onafhankelijk) en waarbij partijen met elkaar in concurrentie moeten om een subsidiebedrag te kunnen krijgen.

Een ander basisprincipe is dat de verantwoordelijkheid voor het dragen van kosten daar wordt gelegd waar deze zijn veroorzaakt of waar deze kunnen worden beïnvloed. Toegepast op elektriciteitsnetten betekent dit dat programmaverantwoordelijkheid voor het balanceren van eigen portfolio's een essentieel element is om partijen te prikkelen de elektriciteit die ze in de forward markten hebben ver- of gekocht ook daadwerkelijk te leveren c.q. te

verbruiken en dat ze de kosten van het veroorzaken van onbalans minimaliseren.

Ook al wordt energietransitie iets gezien dat alleen kan slagen wanneer “overheid, energiesector, kennisinstellingen én samenleving samenwerken bij het nastreven van gedeelde doelstellingen” (EZ, 2016), om de kosten en de risico’s zo laag mogelijk te houden is het van groot belang zoveel mogelijk uit te gaan van het principe van een decentrale organisatie waarbij beslissingen door afzonderlijke partijen zo onafhankelijk mogelijk van elkaar plaatsvinden. Marktprijzen kunnen alleen hun sturende en informerende rol goed vervullen wanneer zij de resultante zijn van onafhankelijke decentrale beslissingen van aanbieders en vragers, waarbij bovendien alle partijen aan deze marktprijzen bloot staan. Er is dan een grotere kans op succesvolle innovaties, doordat uit een veelheid aan meer en minder succesvolle initiatieven de beste uiteindelijk komen boven drijven. Samenwerking of coördinatie tussen marktpartijen bij de bepaling van hun (des)investeringen in productiecapaciteit vermindert de doelmatigheid van het systeem. Samenwerking kan alleen daar welvaartswinst opleveren als er sprake is van coördinatieproblemen die via de markt niet kunnen worden opgelost. Dit kan het geval zijn bij de aanleg van nieuwe infrastructuren, zoals warmtenetten en uitfasering van bestaande infrastructuren, zoals bij gasnetten.

Overheden moeten niet op stoel van marktpartijen gaan zitten omdat ze van mening zijn dat de energietransitie te traag gaat. De markt mag minder voortvarend aan de slag gaan dan de overheden zich als doelen hebben gesteld, dat wil niet zeggen dat de markt niet zou werken. Als marktpartijen minder voortvarend zijn met bijvoorbeeld de realisatie van duurzame-energieprojecten, dan zal dat veelal komen doordat de kosten daarvan hoger zijn dan het private/bedrijfseconomische belang. Om deze marktpartijen toch aan te zetten tot een bepaalde actie, zal er dus iets aan hun kosten of opbrengsten gedaan moeten worden, niet om hun rol over te nemen.

Marktpartijen kunnen alleen daar worden ingezet om maatschappelijke doelen te realiseren waar concurrentie mogelijk is. Bij de elektriciteitsnetten is dat niet het geval. Deze netten vormen een essentieel onderdeel van de elektriciteitsvoorziening waarvan alle marktpartijen afhankelijk zijn. Het is daarom cruciaal dat het beheer van deze netten op volstrekt onafhankelijke wijze gebeurt. Netbeheerders moeten daarom hun taak van netbeheerder niet gaan aanvullen met taken die ook marktpartijen kunnen verrichten. Hoewel bijvoorbeeld opslag van elektriciteit in technische zin behulpzaam kan zijn om netcongesties te voorkomen, deze taak kan ook door marktpartijen worden uitgeoefend. Om marktpartijen te stimuleren om daar wat dat efficiënt is in opslag te investeren, kunnen dynamische nettarieven behulpzaam zijn indachtig het principe dat schaarse netcapaciteit geprijsd kan worden. Een andere optie is dat netbeheerders marktpartijen verzoeken om flexibele capaciteit aan te bieden in een bepaald deel van het net.

Om de kosten van energietransitie zo laag mogelijk te houden, is verder internationale inbedding noodzakelijk. Ook al zijn lokale initiatieven voor duurzame energie aantrekkelijk voor sommigen, lokale oplossingen zijn per definitie duurder dan oplossingen die in een internationaal systeem naar voren komen. Het ligt daarom niet voor de hand dat de overheid lokale initiatieven bevordert. Daarnaast is internationale coördinatie van energietransitie nodig omdat elektriciteitsmarkten internationale markten zijn, waardoor nationale interventies in het elektriciteitssysteem grensoverschrijdende effecten hebben, waardoor kosten voor het realiseren van de energietransitie hoger kunnen worden. Ook in een situatie zonder emissiehandel kunnen op die manier binnenlandse milieueffecten wegglekken naar andere landen.

Tot slot, om ook werkelijke reductie van CO₂-emissies te realiseren, is er meer nodig dan alleen maatregelen om binnen de elektriciteitssector het aandeel van duurzame energie te bevorderen. In een systeem waar ook

emissiehandel bestaat, leiden deze maatregelen niet tot minder emissies, maar verlaagt het de kosten binnen het handelssysteem om emissies te reduceren. Subsidies voor duurzame energie zijn daardoor subsidies voor alle deelnemers in het handelssysteem. Door deze kostenverlaging voor de deelnemers in het handelssysteem, is het voor de deelnemers goedkoper om meer aan emissiereductie te doen dan op grond van het huidige emissieplafond nodig is. Energietransitie kan dus het maatschappelijke draagvlak voor verdere verlaging van de emissies binnen het ETS vergroten. Deze verlaging kan op verschillende manieren worden gerealiseerd.

Op Europees niveau kan het plafond binnen het ETS verder worden verlaagd, zoals ook door de Europese Commissie is voorgesteld.⁴² Een andere maatregel op EU-niveau is om meer sectoren onder het ETS te brengen, waardoor de emissies in die sectoren ook onderworpen worden aan het plafond op de totale emissies. Beide maatregelen kunnen alleen op Europees niveau genomen worden, wat derhalve instemming vraagt van alle lidstaten.

Afzonderlijke lidstaten, bedrijven en burgers kunnen echter ook zelf maatregelen nemen om de emissies te reduceren. Een voorbeeld hiervan is elektrificatie, bijvoorbeeld in het vervoer of verwarming van huizen, waardoor energiegebruik dat aanvankelijk buiten het ETS viel, binnen het ETS wordt gebracht. Elke benzineauto die vervangen wordt door een elektrische auto en elke gasgestookte ketel die vervangen wordt door een warmtepomp leiden tot vermindering van de CO₂-emissies. Ook al wordt de elektriciteit deels met kolencentrales opgewekt, de totale emissies kunnen niet toenemen vanwege de ETS-verplichting. Het gevolg van elektrificatie is dus dat er een grotere vraag naar emissierechten ontstaat, de CO₂-prijs zal toenemen en er meer gereduceerd zal worden ergens in de ETS-sector.

⁴² De Europese Commissie stelt voor om het plafond vanaf 2020 met jaarlijks 2,25% te verlagen (EC, 2016).

Een nog eenvoudiger manier om CO₂-emissies te reduceren is om emissierechten te kopen en deze te annuleren zonder ze te gebruiken. Dit verhoogt de schaarste in de markt voor emissierechten, waardoor de CO₂-prijs omhoog gaat en ergens binnen de ETS-sector meer aan emissiereductie gedaan zal (moeten) worden.⁴³

Zo bezien hoeven marktwerkingsbeleid en klimaatbeleid niet in een gespannen relatie tot elkaar te staan, maar kunnen ze elkaar versterken, waardoor de elektriciteit zo goedkoop mogelijk wordt opgewerkt, stroomgebruikers niet meer betalen dan nodig is, er geïnnoveerd wordt en bovendien de CO₂-emissies omlaag worden gebracht.

⁴³ Emissierechten kunnen bijvoorbeeld worden gekocht en geannuleerd bij het Britse Sandbag; zie www.sandbag.org.uk.

Literatuur

- ABB (2016). Effects of Dutch Coal Phase-out. April.
- Allcott, H. (2011). Rethinking real-time electricity pricing. *Resource and Energy Economics*, 33: 820–842
- ACER (2013). Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity. 30 July.
- ACER (2015). Annual report on the results of monitoring the internal electricity market in 2015. Luxemburg, september.
- Bader, A., P.G.M. Giesbertz en A. Küppers (2016). Market access for renewables in the German power market and market design challenges. CIGRE, C5-303
- Barbose, G., N. Darghouth en R. Wiser (2010). Tracking the Sun III; The Installed Cost of Photovoltaics in the U.S. from 1998-2009. Lawrence Berkeley National Laboratory, VS, December.
- CE Delft (2010). Handboek Schaduwprijzen; waardering en weging van emissies en milieueffecten. Delft, maart.
- CEPS (2015). Task Force Report Reforming the Market Design of EU Electricity Markets Addressing the Challenges of a Low-Carbon Power Sector, 27 July.
- Cramton, P., A. Ockenfels and S. Stoft (2013). Capacity market fundamentals, 26 May.
- Damme, E. van (2005). Liberalizing the Dutch electricity Market. *The Energy Journal*, 26: 155-179.
- Dismukes, D.E. en G.B. Upton (2015). Economies of scale, learning effects and offshore wind development costs. *Renewable Energy*, 83: 61-66,
- Doorman, G. (2015). Renewable energy supply and energy markets. Den Haag, 3 december.
- ECN, PBL, CBS en RvO (2016). Nationale Energieverkenning 2016, Amsterdam/Petten.

- European Environmental Agency (2016). Analysis of key trends and drivers in greenhouse gas emissions in the EU between 1990 and 2014. Copenhagen.
- European Commission (2014). A policy framework for energy and climate in the period from 2020 to 2030. Brussels.
- European Commission (2015). Renewable energy progress report. Brussels.
- European Commission (2015a). Launching the public consultation process on a new energy market design. Brussels.
- European Commission (2016). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal market for electricity. Brussels.
- Fuse (2017). Verduurzaming in eigen hand. Eindhoven.
- Giesbertz, P. en M. Mulder (2008). The economics of interconnection: the case of the Northwest European electricity market, *IAEE Energy Forum*, second quarter.
- Giesbertz, P. en M. Mulder (2016). Energy transition and the need for capacity markets. Paper presented at the 39th International Conference of the IAEE, Bergen, Norway.
- Haas, R., G. Resch, C. Panzer and A. Held (2010). Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources – Lessons from EU countries, *Energy*, 36(4): 2186-2193.
- Hirth, L. (2015). The optimal share of variable renewables: how the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment. *The Energy Journal*, 36(1): 149-184.
- Hirth, L., F. Ueckerdt, en O. Edenhofer (2016). Why wind is not coal: on the economics of electricity generation. *The Energy Journal*, 37(3): 1-27.
- Hölsgens, R. (2016). Energy transitions in the Netherlands. University of Groningen. Phd thesis.

- Jafarian, M., J.M.A. Scherpen, K. Loeff, M. Mulder, and M. Aiello (2017). Congestion prices for embedding renewables in distribution networks (submitted).
- Keppler, J.H., S. Phan en Y. le Pen (2016). The impact of variable renewable production and market coupling on the convergence of French and German electricity prices. *The Energy Journal*, 37(3): 343-359.
- Kloosterhuis, E. en M. Mulder (2015). Competition law and environmental protection: the Dutch agreement on coal-fired power plants. *Journal of Competition Law & Economics*. 11, 4, p. 855-880
- Korteland, M., M. Mulder en Robert Went (2007). Subsidie op groene stroom kan doelmatiger, *ESB*, 92, editie 4510.
- Littlechild, S. (2014). Promoting or restricting competition?: Regulation of the UK retail residential energy market since 2008. University of Cambridge, EPRG Working Paper 1415.
- Ma, Y. (2016). Demand Response Potential of Electricity End-users Facing Real Time Pricing. University of Groningen, SOM Research Reports 16019-EEF.
- Madlener, R. (2015). Potential of demand response in the electricity retail market. RES-EM scientific advisory board meeting, 3 december.
- Martinot, E. (2015). How is Germany integrating and balancing renewable energy today? Educational Article, Januari; <http://www.martinot.info/renewables2050/>.
- Minister van Economische Zaken (EZ) (2016). Wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet (voortgang energietransitie). Tweede Kamer der Staten Generaal, vergaderjaar 2016-2017, nr 34 627/3.
- Ministerie van Economische Zaken (EZ) (2017). Evaluatie salderingsregeling. Brief aan Tweede Kamer der Staten Generaal, 3 januari.
- Ministerie van Economische Zaken (EZ) (2016). Energierapport: transitie naar duurzaam. Den Haag.

- Mulder, M. (2014). Balanceren in onzekerheid: zoektocht naar de optimale regulering. Universiteit van Groningen. Oratie, 11 maart.
- Mulder, M. (2015). Competition in the Dutch electricity wholesale market: An empirical analysis over 2006-2011. *The Energy Journal*, 36(2), 1-28
- Mulder, M. (2016). De markt voor groene energie is een fictie. *ESB*, 101(4743):718-721.
- Mulder, M. en L.J.R. Scholtens (2016). A plant-level analysis of the spill-over effects of the German Energiewende, *Applied Energy*, 183: 1259-1271.
- Mulder, M. en S.P.E Zomer (2016). Contribution of green labels in electricity retail markets to fostering renewable energy. *Energy Policy*, 99: 100-109.
- Natuur en Milieu, SER en NWEA (2016). Wind op zee: fact sheet economische aspecten. September.
- Neuteleers, S., Mulder, M., & Hindriks, F. (2016). Assessing fairness of dynamic grid tariffs. University of Groningen, SOM Research Reports; Vol. 16014-EEF.
- Nobel, F. (2016). On balancing market design. Technische Universiteit Eindhoven.
- NVDE (2017). Sectorvoorstel voor een toekomstbestendig salderingsmodel. Utrecht, februari.
- Pangan, M. en M. Mulder (2016). Influence of Environmental Policy and Market Forces on Coal-fired Power Plants: Evidence on the Dutch Market over 2006-2014, University of Groningen, SOM Research Report 16017-EEF.
- PBL Netherlands Environmental Assessment Agency (2013). Evaluation of policy options to reform the EU Emissions Trading System. Den Haag.
- Redl, C. (2015). Reflections on “NWO RUG Study – RES EM”. Den Haag, 3 december.

- Rintamäki, T., A. S. Siddiqui en A. Salo (2017). Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? An analysis of Denmark and Germany. *Energy Economics*, 62: 270–282.
- Rook, M. en M. Mulder (2016). Implicit Premiums in Renewable-Energy Support Schemes, University of Groningen, SOM Research Reports 16023-EEF.
- SER (2016). Voortgangsrapportage Commissie Borging Energieakkoord.
- Stoft, S. (2002). Power system economics; designing markets for electricity. IEEE Press.
- Tanrisever, F., K. Derinkuyy en G. Jongen (2015). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51: 1363-1374.
- TenneT et al., (2016). EXPLORE: the target model for exchange of frequency restoration reserves, 21 October.
- UCTE (2010). The 50 Year Success Story –Evolution of a European Interconnected Grid. Brussels.
- Ummels, B.C. , M. Gibescu, E. Pelgrum en W. Klink (2006). System Integration of Large-Scale Wind Power in the Netherlands. IEEE.
- Zeng, Y. en M. Mulder (2016). Exploring Interaction Effects of Climate Policies: a Model Analysis of the Power Market. University of Groningen, SOM Research Reports 16018-EEF.

Verantwoording

Deze publicatie is voortgevloeid uit het onderzoeksproject *Redesigning the electricity market in order to facilitate the transition towards a sustainable energy system*, dat gefinancierd is door de Nederlandse Organisatie voor Wetenschappelijke Onderzoek (NWO) met cofinanciering van EnergieNederland, TenneT, NetbeheerNederland, VEMW en de Consumentenbond en met ondersteuning van de Autoriteit Consument & Markt (ACM) en Statkraft.

Het onderzoek is uitgevoerd door een multidisciplinaire groep van onderzoekers uit economie, natuurkunde en filosofie. Het onderzoek is begeleid door een klankbordgroep en een wetenschappelijke adviesgroep.

De *klankbordgroep* had de volgende leden: Paul Giesbertz (Statkraft), Mathieu Fransen (ACM), Hans Grünfeld (VEMW), Michiel Karskens (Consumentenbond), Frank Nobel (TenneT), Erik van der Hoofd (TenneT), Hans-Peter Oskam (Netbeheer Nederland), Ruud Otter (EnergieNederland), Erik Sieders (Ministerie van Economische Zaken) en Monique van Eijkelenburg (Nederlandse Vereniging Duurzame Energie).

De *wetenschappelijke adviesgroep* bestond uit de volgende wetenschappers: Lars Bergman (Stockholm School of Economics), Gerard Doorman (Norwegian University of Science and Technology), Martin Godfried (ACER), Reinhard Madlener (RWTH Aachen University), Leonardo Meeus (KU Leuven), Christian Redl (Agora Energiewende), Saskia Lavrijsen (Universiteit van Amsterdam) en Mart van der Meijden (TenneT/TU Delft)

De *projectgroep* bestond uit de volgende onderzoekers van de Rijksuniversiteit Groningen: Matin Jafarian (postdoc natuurkunde), Yigun Ma (postdoc economie), Stijn Neuteleers (postdoc filosofie), Mark Rook (student economie), Yuyi Zeng (postdoc economie). Zij werden begeleid door Marco Aeillo (hoogleraar Gedistribueerde Systemen), Frank Hindriks

(hoogleraar Ethiek, Sociale en Politieke Filosofie), Machiel Mulder (hoogleraar Regulering van Energiemarkten; projectleiding) en Jacqueline Scherpen (hoogleraar Discrete Technologie en Productie Automatisering).

De auteur dankt de leden van de klankbordgroep, de internationale wetenschappelijke adviesgroep en de projectgroep voor de vele waardevolle gedachtewisselingen gedurende het project. In het bijzonder dankt hij Paul Giesbertz en Mathieu Fransen voor de vele boeiende en leerzame gesprekken over de diverse technische aspecten van de elektriciteitsmarkt. Niet zij, maar de auteur is echter verantwoordelijk voor de inhoud van deze publicatie en dus ook voor de tekortkomingen ervan.

Het realiseren van de ambitieuze doelstellingen voor de energietransitie is een maatschappelijk belangrijke, maar eveneens kostbare aangelegenheid. Om deze kosten zo laag mogelijk te houden en daarmee de kans op een succesvolle realisatie van de energietransitie te vergroten, is het nodig zoveel mogelijk de basisprincipes van de ordening van de elektriciteitsmarkt overeind te houden.

De auteur bespreekt deze basisprincipes en in welke mate daarin iets moet worden gewijzigd vanwege de energietransitie. Aan de orde komen de prijsvorming op de groothandelsmarkt, investeringen in centrales, de wijze waarop de netbeheerders het elektriciteitsnet in balans houden, de mogelijkheden voor leveranciers om consumenten actiever bij de elektriciteitsmarkt te betrekken, de wens van burgers om lokale energiecorporaties op te richten, de toenemende internationale verwevenheid van de elektriciteitsmarkt en de relatie met het Europese systeem van emissiehandel.



Machiel Mulder is hoogleraar Regulering van Energiemarkten en directeur van het Centre for Energy Economics Research (CEER) aan de faculteit Economie en Bedrijfskunde van de Rijksuniversiteit Groningen.

Deze publicatie is voortgevloeid uit het onderzoeksproject “Redesigning the electricity market in order to facilitate the transition towards a sustainable energy system”, dat gefinancierd is door de Nederlandse Organisatie voor Wetenschappelijk Onderzoek (NWO) met cofinanciering van EnergieNederland, TenneT, NetbeheerNederland, VEMW en de Consumentenbond, en met ondersteuning van ACM en Statkraft.



www.rug.nl/ceer

