

Marktdesign Elektriciteitsvoorziening

Toetsing van marktontwerpen en stimuleringsmaatregelen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt op weg naar een duurzame toekomst

14-9-2017
Overlegtafel Energievoorziening



Projectleider

RWE

Bart Beljaars

Deelnemers

Energie-Nederland

Engie

Hanzehogeschool Groningen / Gasunie

Nuon

NVDE

ODE Decentraal

TenneT TSO B.V.

VEMW

Lara Runne

Gerda Frans

Martien Visser

David Plomp

Alienke Ramaker

Gerwin Verschuur

Roy Besselink

Frits van der Velde

Toehoorders:

Autoriteit Consument en Markt

Ministerie van Economische Zaken



Voorwoord

Het percentage duurzaam opgewekte elektriciteit is in Duitsland de afgelopen vijf jaren zeer sterk gestegen en dit zal naar verwachting ook in Nederland de komende jaren plaatsvinden. Deze stijging van duurzaam opgewekte elektriciteit zal zich in de jaren richting 2030 en 2050 sterk blijven doorzetten. Daar wind en zon zeer lage marginale kosten hebben (geen brandstofkosten) en niet op afroep beschikbaar zijn heeft dit een grote invloed op het functioneren van de elektriciteitsmarkt.

De deelnemers van de Overlegtafel Toekomst Energievoorziening hebben naar aanleiding van de marktontwikkeling een onderzoeksopdracht geformuleerd. Doel was om enerzijds in kaart te brengen welke extra maatregelen mogelijk of noodzakelijk zijn om de leveringszekerheid zeker te stellen en anderzijds na te gaan of subsidiëring van duurzaam opgewekte elektriciteit geoptimaliseerd kan worden. Het rapport laat zien hoe complex de elektriciteitsmarkt in elkaar zit. Het resultaat is een gedegen en gedragen analyse, waarvoor dank aan de deelnemers!

Roger Miesen en Ben Voorhorst
Sponsoren werkgroep *Marktdesign Elektriciteitsvoorziening*

Managementsamenvatting

In 2030 zal het aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit sterk zijn gegroeid. En richting 2050 zal deze trend zich sterk doorzetten om een vermindering van de CO₂-uitstoot van 80 tot 95% in lijn met het klimaatakkoord van Parijs (2015) te kunnen bereiken. Tegelijk dient de levering van elektriciteit betrouwbaar te blijven, tegen de laagste maatschappelijke kosten, zodat we een schone, betaalbare en betrouwbare energievoorziening hebben. De vraag is nu hoe de elektriciteitsmarkt dit in de toekomst kan waarborgen. Dit rapport onderzoekt daarom de mogelijke verdienmodellen voor *zekere capaciteit* en voor duurzame elektriciteit.

Energy-only markt als vertrekpunt

Als startpunt neemt dit rapport het derde pakket Liberalisering Energiemarkten uit 2009 zoals dat thans in Europa wordt uitgerold. Centraal daarin staat een *energy-only marktontwerp* waarbij producenten louter vergoed worden voor de geproduceerde elektriciteit (MWh) en de levering van ondersteunende diensten aan de TSO; het beschikbaar hebben en houden van *zekere capaciteit* wordt niet vergoed.

In een *energy-only marktontwerp* wordt het volledig aan de markt overgelaten om altijd voldoende *zekere capaciteit* beschikbaar te hebben om aan de elektriciteitsvraag te voldoen; de overheid geeft geen expliciet stuursignaal om voldoende *zekere capaciteit* in de markt te houden. Leveringszekerheid, het te allen tijde voorkomen van onvrijwillige afschakeling van gebruikers, is hierdoor geen planmatige uitrol maar het resultaat van markt gedreven prijsvorming. De gedachte is dat investeringsprikkelers tijdig komen omdat elektriciteitsprijzen op momenten van schaarste hoog (mogen) zijn wat zich dan op termijn vertaalt in hogere (forward) marktprijzen. Vele landen in Europa (waaronder Nederland, Denemarken, Noorwegen) vertrouwen op dit systeem waarbij tot nu toe onvrijwillige afschakeling voorkomen is.

Investeringsprijzen in nieuwe productiecapaciteit volgen echter niet direct op *schaarsteprijzen*. Die zullen eerst zodanig frequent moeten optreden dat ze doorwerken in de 'jaren vooruit' *forward prijzen* die op hun beurt weer aansluiten op fundamentele marktanalyses met prijsscenario's (tot decennia vooruit). En juist dat is de basis voor een investeringsbeslissing in nieuwe productiecapaciteit. Eenmaal tot investering besloten duurt het dan nog enige tijd alvorens die nieuwe productiecapaciteit (intermitterend, *zekere capaciteit*, innovatieve oplossingen) actief in de markt deel kan nemen. Deze combinatie van 'schaarste nu' en het van daaruit sterk vertraagd aansturen op nieuwe investeringen met aansluitende realisatietijden maakt het dat 'tijdig' komen van investeringsprikkelers centraal staat in het *energy-only marktontwerp*. Aan de andere kant zal de vraagzijde direct kunnen reageren op schaarsteprijzen; afregelen van het verbruik. Dit vormt een buffer voor de eerder geschetste vertraging van het online komen van nieuwe productie.

In de praktijk zien we de laatste jaren dat enkele individuele lidstaten aanvullende instrumenten hebben toegevoegd aan het model van de energy-only markt omdat de *zekere capaciteit* in deze landen te dicht in de buurt kwam van de maximale vraag (de piekvraag). Met deze maatregelen pogen lidstaten onvrijwillige afschakelingen van gebruikers te voorkomen, omdat zij onvoldoende vertrouwen hebben in een tijdige of toereikende oplossing vanuit de markt. Dat ingrijpen varieert van het instellen van een strategische reserve (België, Zweden, Duitsland) tot een vorm van capaciteitsvergoeding (Verenigd Koninkrijk, Frankrijk). Dit zijn aanvullende marktinstumenten

ten waarbij naast de vergoeding voor geproduceerde elektriciteit (MWh) eveneens een vergoeding volgt voor het beschikbaar hebben en houden van *zekere capaciteit* (MW).

Eind 2016 heeft de Europese Commissie het zogenoemde Clean Energy Package gepubliceerd dat momenteel in beraad is bij de lidstaten en het Europees Parlement. Een belangrijk doel is om de Europese elektriciteitsmarkten te versterken door hernieuwbare elektriciteit en consumenten meer bloot te stellen aan groothandelsprijzen en landen meer met elkaar te verbinden door marktregels tussen lidstaten te harmoniseren. Zo is voorgesteld om de spelregels voor alle producenten (waaronder ook van intermitterende duurzame capaciteit) gelijk te trekken: introductie van volledige balansverantwoordelijkheid, leveringsvoorrang afschaffen en *prijzplafond* van *schaarsteprijzen* verbieden dan wel deze sterk verhogen naar minimaal de waarde waarvoor gebruikers bereid zijn af te schakelen. Deze verbeteringen moeten leiden tot een goed functionerend Europese *energy-only marktontwerp* dat tijdige investeringsprikkels geeft voor behoud van leveringszekerheid.

De introductie van de balansverantwoordelijkheid, het exact produceren/consumeren wat op voorhand verkocht/gekocht is, voor alle elektriciteit producenten (*zekere capaciteit*, intermitterende capaciteit) en overige netgebruikers lijkt vanzelfsprekend. Hoewel dit principe in Nederland al van toepassing is geldt het niet voor alle lidstaten (bijvoorbeeld Duitsland). Producenten van intermitterende capaciteit die actief zijn op de *forward market* kunnen (dienen) dan op voorhand voldoende *zekere capaciteit* (te) contracteren als verzekering mocht de zon niet schijnen of het windstil zijn op het toekomstige moment van levering. Als een producent met intermitterende capaciteit er voor kiest om enkel op de *day-ahead market* zijn capaciteit beschikbaar te stellen, dan zal naar verwachting vanuit de inkoopzijde van grote industriële gebruikers druk komen op voldoende *zekere capaciteit* in de *forward market*. Die druk om op voorhand voldoende *zekere capaciteit* als vangnet te contracteren neemt toe naarmate de straf op veroorzaakte onbalans toeneemt.

Het marktontwerp voor de elektriciteitsvoorziening zoals het volgt uit het 3^{de} Liberaliseringspakket dan wel het Clean Energy Package vormt de kern van dit rapport. Het vormt de basis waaraan onder voorwaarden additionele marktinstrumenten kunnen worden toegevoegd ter versterking van een gewenst effect, maar waarbij nadrukkelijk de basisprincipes van dit type elektriciteitsmarkt overeind blijven staan.

Vier additionele instrumenten onderzocht om leveringszekerheid te waarborgen in het marktmodel

De additionele marktinstrumenten die in dit rapport bestudeerd zijn, betreffen:

1. Een **strategische reserve** die buiten de markt wordt geplaatst, opdat altijd voldoende *zekere capaciteit* achter de hand wordt gehouden om een soort vangnet te creëren voor tijden van krapte.
2. Een **centrale capaciteitsmarkt**. Hierbij wordt de verwachte piekvraag ingekocht op de markt op basis van *zekere capaciteit*. Dat kan productiecapaciteit zijn of *demand (side) response*. Voor deze *zekere capaciteit* krijgen deelnemers een capaciteitsvergoeding (Euro/MW/Jaar). Daarnaast blijft eenieder actief in de elektriciteitsmarkt en ontvangt een vergoeding voor dagelijks geleverde energie (Euro/MWh).
3. Het opleggen van een verplichting aan leveranciers van elektriciteit (retailers) om de piekvraag van hun klantenportfolio afgedekt te hebben met door hen zelf te contracteren *zekere capaciteit*: de **decentrale capaciteitsmarkt**. Hierbij staat de leverancier in zijn rol als *aggregator* centraal.

4. Het ophogen van de *onbalansprijs* (volgens een vast algoritme) om de vergoeding van *operationele reserves* beter in lijn te brengen met de waarde die consumenten toekennen aan een ononderbroken elektriciteitsvoorziening. Deze methodiek, genaamd **Operating Reserve Demand Curve**, leidt tot frequentere en hogere *onbalansprijzen*, waardoor partijen eerder geneigd zijn te investeren in nieuwe capaciteit;

Deze additionele instrumenten hebben voor- en nadelen

Overheidsingrijpen in de vorm van een *strategische reserve*, die buiten de markt wordt geplaatst, leidt ertoe dat verdiensten in de markt anders gaan lopen. Profiteert de markt van frequentere en hogere *schaarste-opbrengsten*, dan ontstaat een verbeterd investeringsklimaat. Daartoe dient de elektriciteitsprijs bij activering van de *strategische reserve* minimaal gelijk te worden gesteld aan het geldende prijsplafond voor de markt waarvoor de *strategische reserve* wordt ingezet. Zo niet, dan dempt activering van de *strategische reserve* de inkomsten vanuit *schaarsteprijzen*. Met teruglopende verdiensten verslechteren de marktomstandigheden, waardoor vervolgens de dan minst rendabele eenheid zich meldt om uit bedrijf te gaan. In deze ‘verslechterde’ situatie heeft een eenmaal opgezette *strategische reserve* de neiging om te groeien, omdat steeds de ‘volgende’ minst rendabele eenheid moet worden opgenomen. En dat maakt het geen structurele oplossing voor een probleem in het marktontwerp inzake leveringszekerheid, hooguit een transitie instrument.

Overheidsingrijpen in de vorm van een *centrale capaciteitsmarkt* werkt initieel kostenverhogend (ten opzichte van de huidige situatie) omdat een deel van de opgestelde hoeveelheid *zekere capaciteit* een extra vergoeding ontvangt. Daarna echter kan een *centrale capaciteitsmarkt* leiden tot kosten dempende effecten. Wegens de aanwezigheid van voldoende *zekere capaciteit* is het waarschijnlijk dat de *forward prijs* daalt in vergelijking met de *energy-only marktontwerp*; kopers bieden minder premie vooraf omdat er meer zekerheid is op daadwerkelijke levering. Een tweede effect van ‘meer zekerheid’ is dat de investeringskosten (financieringsrente) in nieuwe capaciteit dalen. Een systeem met minder risico op het ‘terugverdienen’ heeft namelijk lagere risicopremies. Hoe een *centrale capaciteitsmarkt* uiteindelijk kostentechnisch op de langere termijn uitpakt ten opzichte van een *energy-only marktontwerp* is niet vast te stellen: de totale kosten kunnen hoger maar ook lager worden. Het instrument is vatbaar voor ontwerpfouten wat betreft de nauwkeurige vaststelling van de hoeveelheid te contracteren *zekere capaciteit*, alsmede het al dan niet bewust handhaven van een technologie neutraal speelveld. Een *centrale capaciteitsmarkt* is robuust in het faciliteren van een duurzame groei naar meer dan 80% duurzame elektriciteit met behoud van leveringszekerheid.

Overheidsingrijpen in de vorm van een *decentrale capaciteitsmarkt* stelt de leverancier centraal in het zekerstellen van voldoende *zekere capaciteit* behorende bij zijn klantenportfolio in de vorm van (bijvoorbeeld) certificaten. Het systeem werkt initieel kostenverhogend ten opzichte van het huidige marktmodel omdat de al bestaande opgestelde hoeveelheid *zekere capaciteit* een extra vergoeding ontvangt. De leverancier heeft een prikkel om verbruiksprofielen (en dus ook *demand side response*) actief te promoten: sturen in een klantenportfolio op een lagere piekvraag geeft de leverancier een concurrentievoordeel. De *decentrale capaciteitsmarkt* wordt als innovatief maar zeker ook als complex gezien in opzet, uitvoering en handhaving. Juist dat aspect maakt dit ontwerp wellicht niet robuust.

Overheidsingrijpen in de vorm van het kunstmatig ophogen van de *onbalansprijs*, genaamd *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC), leidt in vergelijking met het huidige marktmodel tot frequentere hoge *onbalansprijzen* met (dus) eerdere verhoogde *forward prijzen*. Dit vergroot de kans op ‘tijdige’ investeringen in nieuwe capaciteit. Vanuit de huidige Europese focus om te komen tot (Europees geharmoniseerde) *balanceringsmarkten* die goed functi-

oneren, is de ORDC vooral een 'transitie-instrument', wanneer en zolang er onvoldoende investeringsprikkels vanuit gaan.

Robuust en efficiënt marktontwerp draait om meer dan leveringszekerheid

Een robuust en efficiënt elektriciteitsmarktontwerp draait om meer dan alleen het voorkomen van onvrijwillige afschakeling vanuit leveringszekerheid. Het dient het kader te bieden voor het bereiken van gewenste lange-termijn maatschappelijke doelstellingen zoals de omslag naar een duurzame energievoorziening. Die omslag is nodig om in lijn met het klimaatakkoord van Parijs de CO₂-uitstoot richting 2050 fors te reduceren. Vooral nog stelt Europa daarbij als doel dat deze uitstoot dan met meer dan 80% is gereduceerd, waarbij wordt voorzien dat de elektriciteitsvoorziening vrijwel geen CO₂ meer uitstoot.

Het EU-ETS waarborgt die gecontroleerde afbouw van de Europese CO₂-emissie richting 2030 en 2050 als stap op weg naar realisatie van het klimaatakkoord van Parijs. Het jaarlijks verlagen van het emissieplafond zal moeten leiden tot hogere CO₂-prijzen die innovatie richting CO₂-arme opwektechnologieën stimuleert. Het omslagpunt waarbij de CO₂-prijs direct aanstuurt op het investeren in duurzame (CO₂-vrije)capaciteit ligt volgens het Interdepartementale Beleidsonderzoek (IBO) uit 2014 op circa 100 Euro/ton CO₂ (factor 20 hoger dan nu); dat is dus nog ver weg en is niet voorzien voor 2030. Vandaar dat aanvullend stimuleringsbeleid inzake duurzame capaciteit voorlopig nodig blijft om het aandeel duurzame energie te vergroten naar ten minste nationale doelstellingen. Het EU-ETS laat de principes van de elektriciteitsmarkt ongemoeid. Het zorgt voor aanpassingen van de marginale productie- en verbruikskosten, wat leidt tot een andere rangschikking van capaciteit – gascentrale voor kolencentrales – in de marginale aanbodcurve (*merit order*). Het invoeren van nationale CO₂-beprijzing bovenop het EU-ETS ondermijnt het kosteneffectief functioneren van het EU-ETS en is derhalve af te raden.

Tot aan het 'CO₂-omslagpunt' zijn additionele stimuleringsmaatregelen nodig om investeringen in duurzame elektriciteit van de grond te krijgen. In Nederland hebben we de nationale duurzaamheidsdoelen vastgelegd in het Energieakkoord (2013). Het doel hierin is een 16% duurzaam energieaandeel in 2023. In de opdracht is uitgegaan van 35% duurzame elektriciteit in 2030, door middel van wind en zon-pv, zoals omschreven in de publicatie "Nieuwe spelregels voor een duurzaam en stabiel energiesysteem", van de OTE. Echter, omdat elektriciteit makkelijker te verduurzamen is dan andere vormen van duurzame energie, kan het percentage duurzame elektriciteit in 2030 reeds hoger liggen. Om duurzame energie opwekking te stimuleren wordt door het ministerie van Economische Zaken de Stimulering Duurzame Energie 'plus' (SDE+) uitgerold. Dit programma wordt als een effectief instrument gezien om gepland en op kosteneffectieve wijze duurzame energiedoelen tijdig te behalen. Om de SDE+ als robuust instrument centraal te kunnen blijven uitrollen zijn wel aanvullende nationale duurzaamheidsdoelstellingen nodig over de periode 2023 – 2030.

Duurzame energie wordt gestimuleerd om een maatschappelijk doel te bereiken, dat de markt thans uit zichzelf niet bereikt, namelijk een schone CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening. Markttechnisch is het wel degelijk een verstoring aangezien extra capaciteit in een reeds verzadigde markt wordt ingebracht. Capaciteit welke niet op afroep beschikbaar is, en wegens zeer lage marginale kosten (geen brandstofkosten) andere capaciteit uit de markt drukt. Dit heeft grote invloed op het functioneren van het *energy-only marktontwerp*, verdienmodellen en leveringszekerheid. Het stimuleren van duurzame energie brengt derhalve eveneens de focus, het zij indirect, op de onderzochte additionele marktinstrumenten ter mitigatie van die gevolgen.

Inhoud

Voorwoord

Managementsamenvatting

Inhoud

Introductie.....	11
1. Inleiding.....	11
2. Doelstelling taakgroep marktdesign elektriciteitsvoorziening.....	12
3. Marktontwerpen.....	13
4. Stimuleringsmaatregelen.....	15
5. Toetsingscriteria.....	16
Toetsingscriteria.....	17
1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit.....	17
2. Leveringszekerheid waarborgen.....	17
3. Tijdige investeringsprikkels bieden.....	18
4. Kosten totale elektriciteitssysteem zo laag als mogelijk houden.....	18
5. Ruimte voor innovatie bieden.....	18
6. Mate waarin overheidssturing nodig is.....	18
7. Houdbaar blijven bij afwijkend buitenlands beleid.....	18
8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken.....	19
Marktontwerpen.....	21
1. Energy-only marktontwerp 3 ^{de} Liberaliseringspakket en Clean Energy Package.....	21
2. Energy Market en Strategic Reserve.....	32
3. Centrale capaciteitsmarkt.....	36
4. Decentrale capaciteitsmarkt.....	40
5. Energy Market en Operating Reserve Demand Curve.....	43
Stimuleringsmaatregelen.....	47
1. Bestaand ETS en versterking ETS.....	48
2. Stimulering duurzame elektriciteit.....	55
Conclusie.....	61
Bijlage I: begrippenkader.....	65

Introductie

1. Inleiding

Elektriciteit is een van de hoekstenen van de hedendaagse maatschappij en wordt in bijna alle economische activiteiten gebruikt. Op dit moment is het hebben van elektriciteit een basisbehoefte waarvan de maatschappij gewend is dat deze altijd beschikbaar is. De spaarzame momenten dat er geen elektriciteit uit het stopcontact komt zijn toe te schrijven aan onderbrekingen in het netwerk. Situaties waarbij er niet genoeg productie is, waardoor consumenten ongewild afgeschakeld moeten worden, zijn in Nederland nog nooit voorgekomen.

De deelnemers van de Overlegtafel Toekomst Energievoorziening (hierna: Overlegtafel) hebben medio 2016 een taakgroep 'marktdesign elektriciteitsvoorziening' opgericht. Deze taakgroep is destijds opgericht omdat gezamenlijk is geconstateerd dat vanwege de in Europa ingezette transitie naar duurzaam opgewekte elektriciteit – aangevuld met CO₂-reductiedoelen volgens het wereldwijde klimaatakkoord van Parijs – meer inzicht en kennis moet worden gecreëerd en gedeeld over toekomstige elektriciteitsmarktontwerpen, onderliggende verdienmodellen, en leveringszekerheidsvraagstukken.

De opdracht voor de taakgroep marktdesign elektriciteitsvoorziening is opgesteld door de Overlegtafel en is voornamelijk gebaseerd op de opgave om een aantal toekomstbeelden van een *gezond en efficiënt* functionerende elektriciteitsmarkt te schetsen voor het horizonjaar 2030. Hierbij wordt een aandeel van 35% duurzaam opgewekte elektriciteit door middel van wind en zon-pv in 2030 als indicatief richtcijfer in acht genomen. Hiervoor is de rapportage "Nieuwe spelregels voor een duurzaam en stabiel energiesysteem" van de Overlegtafel Energievoorziening van september 2015 als basis gebruikt. Echter, omdat elektriciteit makkelijker te verduurzamen is dan andere vormen van duurzame energie, kan het percentage duurzame elektriciteit in 2030 reeds hoger liggen. Zo gaat de Nationale Energieverkenning uit van 50% duurzame elektriciteit in 2030.

2. Doelstelling taakgroep marktdesign elektriciteitsvoorziening

De taakgroep marktdesign elektriciteitsvoorziening heeft meerdere opdrachten gekregen. Enerzijds is gevraagd om inzicht te creëren in toekomstige verdienmodellen (business modellen) voor duurzame elektriciteit. Anderzijds wordt er speciale aandacht gevraagd voor de leveringszekerheid in een toekomstige wereld. De scope van dit rapport beperkt zich tot de elektriciteitsmarkt.

De door de Overlegtafel geformuleerde vraagstellingen zijn:

1. Wat zijn mogelijke verdienmodellen (business modellen) op de elektriciteitsmarkt voor zowel duurzame opgewekte elektriciteit als de elektriciteit die altijd beschikbaar moet zijn vanuit het oogpunt van leveringszekerheid? En dat in een toekomstige wereld, met overvloedige duurzame productie, volatiele prijsspieken en een lage marginale kostprijs.
2. Maak een aantal schetsen hoe deze energiemarkt *gezond en efficiënt* zou kunnen functioneren als voor het vergroten van het aandeel duurzame elektriciteit uitgegaan wordt van:
 - a. een subsidiestelsel;
 - b. een effectievere CO₂-beprijzing (volgens het ETS of varianten daarop);
 - c. een quotasysteem voor leveranciers;
 - d. een variant die we nog niet kennen; en/of
 - e. een mix.

Een voorwaarde is dat de modellen 'technologie' onafhankelijk moeten zijn en dat nieuwe (innovatieve) ontwikkelingen niet worden geblokkeerd.
3. De consequenties en dilemma's van de verschillende modellen moeten beschreven worden. Bij de beschrijving moeten de volgende punten meegenomen worden:
 - a. de verschillende vormen van vraagsturing, zowel op de kleinverbruikers- als op de grootverbruikersmarkt;
 - b. de groei van de Europese *grensoverschrijdende transportcapaciteit*;
 - c. de beschikbaarheid van opslag (in welke vorm dan ook);
 - d. de elektrificatie van de vervoers- en warmtevraag; en
 - e. de ervaringen van de omliggende landen en in hoeverre ontwikkelingen in Europa bepaalde modellen stimuleren of juist belemmeren.
4. Speciale aandacht gaat uit naar het robuust zijn van het marktontwerp over de periode van 2030 naar 2050:
 - a. faciliteert het marktontwerp de verdere toename van duurzame elektriciteitsproductie tot 80%-95% als EU-doel voor 2050, ongeacht de snelheid waarop dat plaatsvindt?;
 - b. blijven de onderliggende verdienmodellen van kracht zelfs als er nauwelijks nog CO₂ in het systeem zit?; en blijft leveringszekerheid op orde?

Begrippenkader

Een wezenlijk onderdeel van de opdracht was tenslotte het helder definiëren van veelvuldig gebruikte begrippen in de elektriciteitsmarkt. Begrippen die, zo leert de ervaring, door betrokkenen verschillend worden geïnterpreteerd. Zonder gemeenschappelijke taal is het lastig discussiëren laat staan concluderen. Alle uitgewerkte begrippen zijn in de tekst *cursief* weergegeven en verwijzen naar de *Bijlage Begrippenkader* van dit rapport.

De rol van netwerken valt buiten het bereik van dit rapport

De transportcapaciteit van het hoogspanningsnetwerk speelt een aanzienlijke rol in de leveringszekerheid van elektriciteit van producent naar consument. In het Nederlandse marktontwerp hebben marktpartijen de vrijheid tot aansluiting, tot transactie en tot dispatch onder de geldende beperkingen van het balanceringsregime en de *congestiebeheermethodieken*. Dit houdt in dat elke producent of consument van elektriciteit recht heeft op een aansluiting en het uitvoeren van een opwek/verbruikprofiel dat past binnen de aansluiting, zonder beperkingen zolang de veiligheid van het netwerk niet in het geding is.

De beschikbare transportcapaciteit voor grensoverschrijdende handel aan de grenzen met Duitsland en België wordt beschikbaar gesteld door middel van de *flowbased berekeningsmethode*. Hierbij wordt voldaan aan *congestiebeheermethodieken* en het *marktkoppelingsmechanisme* zoals dat in het Europees recht is voorgeschreven en waarmee vraag en aanbod van elektriciteit op de *day-ahead market* samenkomt. Afhankelijk van vraag en aanbod wordt elektriciteit geïmporteerd vanuit het buitenland dan wel geëxporteerd naar het buitenland.

Het toenemende aandeel (lokale) zon- en windenergie – net als andere ontwikkelingen in bijvoorbeeld warmtepompen en elektrisch vervoer – kan leiden tot de noodzaak tot forse netverzwaringen in specifieke laagspannings- en hoogspanningsnetten. Of deze netverzwaringen daadwerkelijk de meest kostenefficiënte optie is valt buiten de scope van deze opdracht en wordt verder bestudeerd door de OTE werkgroep 'Verzwaren tenzij'. Daarnaast vallen de kosten voor het transport van elektriciteit buiten beschouwing van deze rapportage.

3. Marktontwerpen

We kunnen spreken over een robuust en efficiënt ontwerp voor de elektriciteitsmarkt wanneer daarmee de volgende drie doelstellingen worden gerealiseerd:

- In de eerste plaats biedt een robuust en efficiënt marktontwerp een kader voor het bereiken van gewenste lange-termijn maatschappelijke doelstellingen, zoals de transitie naar duurzaam opgewekte elektriciteit.
- Ten tweede faciliteert het marktontwerp een gewaarborgde en betrouwbare elektriciteitsvoorziening. Daarbij voorkomt het marktmodel onvrijwillige afschakeling. Vrijwillige afschakeling is juist een wezenlijk onderdeel van het marktmodel en biedt een vorm van vraagsturing.
- Ten derde maakt het marktontwerp efficiënt gebruik van bestaande middelen mogelijk (statische efficiëntie, kosteneffectiviteit) en wordt tegelijkertijd innovatie en tijdige investeringen gestimuleerd en gefaciliteerd (dynamische efficiëntie).

Deze drie doelstellingen kunnen complementair maar ook tegenstrijdig aan elkaar zijn. Verschillende marktontwerpen kunnen de drie ontwerpdoelstellingen in wisselende mate dienen.

In dit rapport onderzoeken we aan de hand van een vaste set toetsingscriteria hoe de volgende vijf marktontwerpen voor de elektriciteitsmarkt tegemoet komen aan deze doelstellingen:

1. *Energy-only marktontwerp* op basis van het 3^{de} Liberaliseringspakket (hierna: EOM 3^e Pakket) en Clean Energy Package (hierna: EOM CEP). Het EOM 3^{de} Pakket is het huidige Nederlandse marktontwerp waarbij een producent louter wordt vergoed voor de geproduceerde elektriciteit (MWh) en de levering van ondersteunende diensten aan de TSO (waaronder *balanceringsenergie* en *operationele reserve*). Het EOM CEP heeft een stelsel van aanpassingen om het huidige energy-only marktontwerp in Europa beter te laten functioneren door elektriciteitsmarkten over de landsgrenzen heen sterker te verbinden, *prijselasticiteit* van de vraag te bevorderen en regels binnen Europa te harmoniseren. Het basisuitgangspunt dat een

producent louter wordt vergoed voor de geproduceerde elektriciteit (MWh) en de levering van ondersteunende diensten aan de TSO blijft gelijk.

2. Energy Market en Strategic Reserve (hierna: EM & SR). In dit model contracteert de TSO bij marktpartijen een hoeveelheid vermogen als gereguleerde strategische reserve tegen een vaste vergoeding per MW per jaar. De eenheid die gecontracteerd wordt als strategische reserve mag niet meer actief zijn in de markt; de capaciteit wordt uit de markt gehaald. Onder bepaalde van te voren vastgelegde voorwaarden (bijvoorbeeld een bereikt minimaal prijsniveau of schaarste), zal de TSO deze capaciteit geheel of gedeeltelijk inzetten. Voorts blijft het principe van vergoeding voor partijen die actief zijn in de markt gelijk: enkel voor geproduceerde elektriciteit (MWh) en geleverde ondersteunende diensten aan de TSO wordt betaald.
3. *Centrale capaciteitsmarkt* (hierna: CM). In dit model contracteert de TSO voldoende *zekere capaciteit* om de te verwachten landelijke maximale vraag (piekvraag) af te dekken. Gecontracteerde producenten of afnemers van elektriciteit krijgen een vaste vergoeding gerelateerd aan de *zekere capaciteit* (MW) die jaarlijks beschikbaar wordt gehouden. De kosten voor deze beschikbaarheidsgaranties worden door de TSO omgeslagen in de netwerktarieven. Daarnaast blijven zowel producenten als afnemers actief in de elektriciteitsmarkt waar prijzen ontstaan voor geproduceerde energie (MWh) en geleverde ondersteunende diensten aan de TSO. Een *centrale capaciteitsmarkt* levert dus een verdienmodel vanuit zowel energie (MWh) als ook vanuit capaciteit (MW).
4. Decentrale Capaciteitsmarkt (hierna: DCM). De overheid legt in dit systeem aan leveranciers van elektriciteit de verplichting op om de verwachte piekcapaciteit van hun klantportfolio zeker gesteld te hebben met *zekere capaciteit*. De leveranciers dienen deze *zekere capaciteit* op hun beurt zeker gesteld te hebben bij producenten of bij afnemers middels vraagrespon. Dit kan via een markt in capaciteitscertificaten en/of via directe contracten tussen leverancier en aanbieders van *zekere capaciteit*. Daarnaast blijft eenieder actief in de elektriciteitsmarkt waar vergoedingen volgen voor geproduceerde energie (MWh) en geleverde ondersteunende diensten aan de TSO; een verdienmodel zowel vanuit energie (MWh) als ook vanuit capaciteit (MW).
5. Energy Market en *Operating Reserve Demand Curve* (hierna: EM & ORDC). In dit model is het basisprincipe dat de TSO een prijsopslag toevoegt aan de *onbalansprijs*. Met deze prijsopslag wordt beoogd effectievere prijsprikkels aan de *balanceringsmarkt* te geven, door de maatschappelijke kosten van onvrijwillige afschakeling mee te nemen in de prijs. De prijsopslag is sterk positief in tijden van schaarste en juist laag of nul als er veel back-up capaciteit aanwezig is. Voorts blijft het principe van vergoeding louter op basis van de geproduceerde elektriciteit van kracht.

In alle bovenstaande marktontwerpen geldt het basisprincipe dat in de elektriciteitsmarkt producenten vergoed worden voor geleverde elektriciteit (MWh) op basis van vraag en aanbod en ondersteunende diensten aan de TSO om netveiligheid te borgen. Het verschil tussen de marktontwerpen is dat elk marktontwerp een aanvulling op het basisprincipe ‘energy-only’ heeft, om de kans op onvrijwillige afschakeling te verkleinen. Omdat het basisprincipe in alle modellen van toepassing is wordt in dit rapport ruime aandacht besteed aan hoe het basisprincipe functioneert.

In dit rapport is er speciale aandacht voor het vanzelf en tijdig investeren in *zekere capaciteit*. De basis tot investeren is een fundamentele marktanalyse van toekomstige prijzen; zijn de toekomstige elektriciteitsprijzen voldoende hoog om de investering in (alle vormen van) productiecapaciteit over diezelfde looptijd tegen een minimaal gesteld rendement terug te verdienen? Marktprijzen in de elektriciteitssector kennen echter diverse vormen: van reeds jaren vooruit verhandelde prijzen (*forward market*) tot aan *onbalansprijzen* op de dag die tot extreme hoogtes kunnen stijgen wegens plots ontstane krapte.

Wat is zekere capaciteit?

Met zekere capaciteit ('firm capacity') wordt een hoeveelheid vermogen aangeduid die met een zeer hoge betrouwbaarheid (~100%) beschikbaar is om elektriciteit te leveren c.q. minder te verbruiken. Om aan een gewenste standaard van leveringszekerheid te kunnen voldoen is een bepaalde hoeveelheid zekere capaciteit nodig waarmee aan de (piek)electriciteitsvraag kan worden voldaan. Bepaalde technologieën bieden een hogere zekere capaciteit dan andere technologieën. Zo wordt aan conventionele thermische productie-eenheden zoals nucleair, kolen, gas en biomassa een hoge zekere capaciteit toegekend omdat deze vrij inzetbaar zijn, en aan zon en wind een lage hoeveelheid zekere capaciteit vanwege hun weersafhankelijkheid. Aan (nog te ontwikkelen) grootschalige elektriciteitsopslag en vraagsturing wordt vaak ook een hoge zekere capaciteit toegekend.

De vijf marktontwerpen worden nader toegelicht in het hoofdstuk *Marktontwerpen*. Daarnaast worden verdienmodellen bij een dergelijk marktontwerp nader toegelicht.

4. Stimuleringsmaatregelen

Nederland heeft een doelstelling voor hernieuwbare energie van 14% in 2020 en 16% in 2023. Europa heeft een Europese doelstelling van 27% hernieuwbare energie in 2030. Nationaal zal dit doel worden ingevuld aan de hand van nationale energie- en klimaatplannen.

Investeringsbeslissingen in duurzame elektriciteit komen op dit moment niet vanzelf op de markt, omdat er nu nog een *onrendabele top* is. Investeringsbeslissingen in duurzame elektriciteit gebeuren op basis van het bestaande stimuleringsregime en een fundamentele analyse van verwachtingen over toekomstige elektriciteits- en CO₂-prijzen in de toekomst en de toekomst van het stimuleringsregime. Internationaal opererende bedrijven zullen een afweging maken tussen de stimuleringsregimes die bestaan in verschillende landen. Er wordt hierbij gekeken naar het verwachte rendement en het investeringsrisico, waaronder de (verwachte) stabiliteit van het stimuleringsregime.

Om de maatschappelijke doelstelling van meer duurzame elektriciteit te behalen zijn stimuleringsmaatregelen vanuit de overheid nodig zolang de kostprijs hoger is dan de gangbare marktprijs. Ingrijpen kan in de vorm van het bestraffen (beprijzen) van ongewenste effecten c.q. het steunen (subsidiëren) en afdwingen (verplichten) van gewenste effecten. De stimuleringsmaatregelen zijn in Nederland zoveel mogelijk marktgebaseerd ingericht. Hier wordt ook vanuit gegaan in dit rapport.

De stimuleringsmaatregelen die zijn belicht in dit rapport:

1. European Emission Trading System (EU-ETS) ten behoeve van de geplande en gecontroleerde terugloop van de Europese CO₂-emissie; en

2. Stimuleren van duurzame elektriciteit in Nederland (via de subsidieregeling Stimulering Duurzame Energie 'plus' (SDE+) of een nieuw vorm te geven verplichting met quota voor duurzame energie voor leveranciers).

Feitelijk beschouwen we deze stimuleringsmaatregelen als vaste 'add-on' bouwblokken op elk van de vijf getoets- te marktontwerpen. Anders gesteld: het EU-ETS of een Nederlands stimuleringsbeleid voor duurzame energie kunnen toegevoegd worden aan elk marktontwerp; het is niet zo dat de SDE+ er bij (bijvoorbeeld) een EM & SR marktontwerp anders uit moet zien dan bij (bijvoorbeeld) een EM & ORDC marktontwerp.

De twee stimuleringsmaatregelen worden nader toegelicht in het hoofdstuk *Stimuleringsmaatregelen*.

5. Toetsingscriteria

De marktontwerpen en stimuleringsmaatregelen, zoals benoemd in de hoofdstukken *Marktontwerpen* en *Stimuleringsmaatregelen*, worden aan de hand van de volgende vaste set aan criteria getoetst:

1. Robuust blijven over de periode 2030 – 2050;
2. Leveringszekerheid waarborgen;
3. Tijdige investeringsprikkels bieden;
4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag als mogelijk houden;
5. Ruimte voor innovatie bieden;
6. Mate waarin overheidssturing nodig is;
7. Houdbaar blijven bij afwijkend buitenlands beleid; en
8. Actieve rol eindgebruiker ondersteunen.

De criteria zijn gedefinieerd in het hoofdstuk *Toetsingscriteria*. Door de verschillende marktontwerpen en stimuleringsmaatregelen te toetsen worden in dit rapport dwarsverbanden blootgelegd, zodat we conclusies kunnen trekken.

Toetsingscriteria

De marktontwerpen en stimuleringsmaatregelen, zoals benoemd in de hoofdstukken *Marktontwerpen* en *Stimuleringsmaatregelen*, worden na een korte en feitelijke omschrijving beoordeeld op basis van een vaste set door de werkgroep ontwikkelde toetsingscriteria. Hierbij staat de waarborging van een *gezond en efficiënt* functionerende elektriciteitsmarkt centraal.

Hieronder volgt een beschrijving van de criteria op basis waarvan de verschillende marktmodellen en additionele stimuleringsmaatregelen beoordeeld zullen worden.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

Er is afgesproken om in 2050 de uitstoot van CO₂ te reduceren met 80 tot 95 procent ten opzichte van 1990. Het is de vraag of het marktontwerp en/of de additionele stimuleringsmaatregel past in een wereld waarin de doelstelling van 80% tot 95% CO₂-reductie gerealiseerd gaat worden. Faciliteert het marktontwerp en/of de stimuleringsmaatregel een toename van steeds meer intermitterende elektriciteitsproductie ongeacht de snelheid van transitie? Past het ook nog wanneer er bijna geen CO₂ meer wordt uitgestoten? Zijn er dan zowel voor wind en zon als voor andere capaciteit voldoende investeringsprikkels? Is het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel derhalve robuust gegeven de doelen voor 2050?

2. Leveringszekerheid waarborgen

Het marktontwerp en/of de additionele stimuleringsmaatregel waarborgt dat onvrijwillige afschakeling wordt voorkomen ten gevolge van een tekort aan productiecapaciteit of voldoende flexibel reagerende vraag. De landelijke netbeheerder moet er van uit kunnen gaan dat er te allen tijde voldoende *zekere capaciteit* beschikbaar is om te voldoen aan de vraag op dat moment. De landelijke netbeheerder kan uitgaan van:

1. het totaal van een zeker deel wind en zon (*zekerheidsfactor*);
2. het zekere deel van de conventionele elektriciteitsopwekking – het (bij)stoken van biomassa in centrales is daar onderdeel van;
3. het zekere deel van de grensoverschrijdende import van elektriciteit;
4. het zekere deel van *demand side response* – het gecontroleerd (en gecontracteerd) af kunnen schakelen van verbruikers; en
5. het zekere deel energieopslag.

Het rapport gaat uit van een zekere mate van *prijselasticiteit* van de elektriciteitsvraag. Netgebruikers kunnen namelijk op vrijwillige basis afschakelen naarmate de prijs hoog wordt en dit als zodanig is gecontracteerd. Nu maken vooral grootverbruikers hiervan gebruik maar in de toekomst kunnen ook huishoudens hier een rol vervullen. We beoordelen op welke wijze het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel ervoor zorgt dat er op elk moment voldoende *zekere capaciteit* beschikbaar is om onvrijwillige afschakeling te voorkomen en vraag en aanbod dus in balans zijn.

3. Tijdige investeringsprikkel bieden

Het verdienmodel in een marktontwerp bevordert dat er tijdige investeringen plaats vinden zodanig dat de doelstellingen voor CO₂-reductie worden behaald en er voldoende *zekere capaciteit* beschikbaar is. Hiervoor is van belang dat een verdienmodel investeerders in staat stelt om noodzakelijke investeringen terug te kunnen verdienen gedurende de economische levensduur van een installatie. We beoordelen in welke mate het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel tijdige investeringsprikkels voor zowel wind, zon en biomassa als ook *zekere capaciteit* (inclusief *demand side response*) genereert.

4. Kosten totale elektriciteitssysteem zo laag als mogelijk houden

De keuze voor een marktontwerp en/of additionele stimuleringsmaatregel heeft invloed op de elektriciteitsrekening van gebruikers. In het ene ontwerp kan het effect op de rekening groter zijn dan in het andere. Daarbij dient rekening te worden gehouden met de verschillende componenten op de energierekening; de kale commodity-/leveringsprijs en eventuele toeslagen, heffingen, certificaten en belastingen. Er moet een aanvaardbare balans zijn tussen leveringszekerheid, betaalbaarheid en duurzaamheid. We beoordelen welk effect het marktontwerp en/of de stimuleringsmaatregel heeft op de totale kosten. Kosten voor netverzwaringen en transportcapaciteit worden, zoals al in de inleiding aangegeven, buiten beschouwing gelaten in dit rapport.

5. Ruimte voor innovatie bieden

In hoeverre is er binnen het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel ruimte voor innovatie? Niet enkel de ruimte krijgen, maar met name gaat het hier om de vraag hoe technologische ontwikkelingen gestimuleerd worden. Het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel moet zodanig zijn dat nieuwe technologieën de markt kunnen betreden. Er zouden geen obstakels moeten zijn voor bepaalde (nieuwe) ontwikkelingen en technologieën, anders dan redelijke eisen die ook voor bestaande technologieën gelden.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

In welke mate is actief ingrijpen door de overheid van toepassing in het marktontwerp en/of de stimuleringsmaatregel? In het overlegtafel rapport 'Nieuwe spelregels voor een duurzaam en stabiel energiesysteem' is als uitgangspunt 'meer markt' afgesproken. Om meer marktwerking te bevorderen zou overheidsingrijpen daarom beperkt moeten zijn. Hierbij gaat het niet om het stellen van randvoorwaarden en kaders door de overheid maar om het kunnen beïnvloeden of sturen van marktuitskomsten. Onder overheidsingrijpen wordt bijvoorbeeld verstaan: het instellen van *prijsp plafonds* of het sturen op het toepassen van specifieke technologieën. We beoordelen in welke mate actief overheidsingrijpen noodzakelijk is om het doel te bereiken. .

7. Houdbaar blijven bij afwijkend buitenlands beleid

Het marktmodel en/of stimuleringsmaatregel moet zodanig zijn ingericht dat het past bij het streven naar de ontwikkeling van één Europese elektriciteitsmarkt (uitgangspunt van de Overlegtafel). Er is daarom beperkt ruimte voor een autonome Nederlandse benadering. Past een marktontwerp en/of een additionele stimuleringsmaatregel derhalve in de bredere Europese context?

Daarnaast wordt beoordeeld of afwijkend buitenlands beleid de potentie heeft het eigen nationale beleid negatief te beïnvloeden of zelfs te doen mislukken.

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

In welke mate maakt het marktontwerp en/of de stimuleringsmaatregel een actieve rol voor de eindgebruiker mogelijk? Het marktontwerp moet zodanig ontwikkeld zijn dat eindgebruikers (zowel kleinverbruikers als grootverbruikers) hun gedrag kunnen aanpassen aan de marktomstandigheden (hoge prijs, lage prijs) en dat daarbij passend gedrag wordt beloond (vermijden van hoge kosten, lage prijs, et cetera; beloning voor afschakelen/omhoog regelen, et cetera). Voorziet het marktontwerp en/of stimuleringsmaatregel in de mogelijkheid van een actieve rol voor de eindgebruikers?

Marktontwerpen

Dit hoofdstuk geeft de omschrijving van de vijf geëvalueerde marktontwerpen met toetsing aan de criteria zoals in het hoofdstuk hiervoor uitgewerkt. Hoewel de verschillende marktontwerpen van elkaar verschillen, blijven de basisprincipes in de elektriciteitsmarkt behouden.

De elektriciteitsmarkt, waarbij producenten vergoed worden voor geleverde elektriciteit (MWh) op basis van vraag en aanbod en ondersteunende diensten aan de TSO om netveiligheid te borgen, is de kern waarom alles blijft draaien voor alle vijf geëvalueerde marktontwerpen. Aangezien het in een *energy-only marktontwerp* louter draait op deze basis, wordt er bij deze omschrijving eenmalig zeer uitgebreid stilgestaan. Alternatieve marktontwerpen zijn aanvullingen op het basisprincipe 'energy-only' om de accenten doelbewust te verleggen.

1. Energy-only marktontwerp 3^{de} Liberaliseringspakket en Clean Energy Package

Omschrijving

Het Nederlands marktontwerp is gebaseerd op de principes van het 3^{de} Liberaliseringspakket ('Integratie van Marktregels'). Het 3^{de} Liberaliseringspakket is een in 2009 aangenomen pakket maatregelen van de Europese Unie om de integratie van de elektriciteitsmarkt te versterken.

Het 3^{de} liberaliseringspakket heeft als uitgangspunt een *energy-only marktontwerp* waarbij een producent louter vergoed wordt voor de verkoop van elektriciteit (volume) op de markt – vergoeding per MWh – en de levering van ondersteunende diensten zoals operationele (balancerings)reserve, blindvermogen en black-start voorziening aan de landelijk netbeheerder (hierna: TSO). Om haar rol als TSO te vervullen, contracteert TenneT TSO B.V. (hierna: TenneT) bepaalde vormen van *operationele reserve* vooraf en betaalt hiervoor een capaciteitsvergoeding. In het *energy-only marktontwerp* wordt de waarde van *flexibiliteit* weerspiegeld in de *volatiliteit* van de elektriciteitsprijzen (inclusief de *onbalansprijs*). In een pure energy-only-markt bestaat er geen *prijsp plafond*. Een *prijsp plafond* is een maximale prijs waartegen elektriciteit verhandeld kan worden op de markt. In de praktijk is deze echter wel ingevoerd.

In dit rapport wordt het EOM 3de Pakket gelijk gesteld aan het volledig doorgevoerd hebben van het 3^{de} Liberaliseringspakket, van kracht sinds 3 maart 2011, ondanks dat er op dit moment nog gewerkt wordt aan de implementatie van een aantal codes.

De verkoop van elektriciteit door de producent en de daaraan gerelateerde inkoop (van brandstof, CO₂ -certificaten) vindt plaats in en over drie tijdschalen:

1. Elektriciteit wordt tot maximaal drie jaar voorafgaande actuele levering actief verhandeld op de markt; de zogenaamde liquide periode waarin partijen handelen. De prijs zoals overeengekomen door verkoper en koper typeren we als de *forward prijs*. Voor *fysiek gesettelde* contracten ontstaat voor de verkoper de verplichting

tot levering te zijner tijd en voor de verkoper de verplichting tot afname¹. Beide partijen dragen balansverantwoordelijkheid. De *forward prijs* reflecteert de (jaren vooruit) verwachte vraag-aanbod balans op de elektriciteitsmarkt. Het overgrote deel van het elektriciteitsvolume wordt jaren vooruit tegen de *forward prijs* verhandeld (ordergrootte 90%).

2. De markt brengt vraag en aanbod voor de volledige volgende dag bij elkaar op de *day-ahead market* en op deze wijze ontstaat een *day ahead prijs*. De *day ahead prijs* komt tot stand op een veiling. Een prijs die gelijk is aan de marginale kosten van de duurste eenheid die benodigd is om aan de vraag te kunnen voldoen: *de marginale eenheid*. Voor de duidelijkheid: *forward* leververplichtingen die eerder in het verleden voor de komende dag zijn overeengekomen worden niet tegen deze *day ahead prijs* verrekend; alleen de extra transacties om de volgende dag vraag en aanbod bij elkaar te brengen krijgen de *day ahead prijs*.
3. Na het sluiten van de *day-ahead market* start de *intraday market* (die start dus feitelijk al een dag te voren). In tegenstelling tot de *day-ahead prijs*, is de *intraday market* geen veiling, maar een continue markt. Dat wil zeggen dat kopers en verkopers op elk moment met elkaar kunnen handelen tegen de dan geldende prijs. Bij een veiling worden juist alle biedingen bij elkaar geveegd op een vastgesteld tijdstip, waaruit vervolgens één marktprijs bepaald wordt. De georganiseerde elektriciteitsbeurzen gaan door tot maximaal 5 minuten vóór afgaand aan de levering. Daarnaast is er nog een Over-the-Counter markt, of bilaterale markt, waarin je transacties kunt sluiten tot een dag na levering.
4. Na het sluiten van de *intraday market* zal de balans tussen vraag en aanbod nog continu veranderen. De productie van elektriciteit geschiedt 'live' en bijvoorbeeld wind en zon kunnen plots opkomen/wegvallen, conventionele centrales kunnen plots wegvallen, grote afnemers kunnen plots een storing oplopen in het eigen fabricage proces waardoor er minder vraag is, et cetera. Aldus ontstaat de behoefte aan *balanceringsenergie*. Partijen die hier aan deelnemen door sterk op/af te regelen zowel aan de productiekant als ook aan de vraagzijde, ontvangen hiertoe de *onbalansprijs*. De *onbalansprijs* wordt betaald door de onbalans veroorzakende partij. De TSO vervult hierin de coördinatie.

De nieuwe EU Richtsnoeren voor elektriciteitsbalancing (EU Guideline on Electricity Balancing, EB GL) zijn erop gericht om de Europese *balanceringsmarkten* goedkoper te laten werken, bijvoorbeeld door middel van een marginale prijs voor *balanceringsenergie*, zoals nu al gebruikelijk is in Nederland. De EB GL is in sterke mate gebaseerd op het huidige Nederlandse systeem.

In het 3^{de} Liberaliseringspakket zijn geen bijzondere bepalingen opgenomen ten aanzien van het inrichten van capaciteitsmechanismen (vergoeding voor het beschikbaar houden van *zekere capaciteit*, een vergoeding per MW per jaar). De Europese Commissie is, vanuit het streven naar een geliberaliseerde markt (laat de markt maximaal het eigen werk doen), altijd zeer kritisch geweest op lidstaten die een capaciteitsmechanisme willen invoeren. Elk overheidsingrijpen wordt in deze kritisch tegen het licht gehouden, zo ook afwijkend nationaal beleid ten opzichte van de Europese koers. In reactie op de implementatie van capaciteitsmechanismen in een aantal Europese landen, heeft de Europese Commissie in 2013 een Communication uitgebracht ('delivering the internal energy market and making the most of public intervention²') en tegelijkertijd een set bindende staatssteunregels (Envi-

¹ Er zijn ook niet-*fysiek gesettelde contracten*. Hierbij is er geen verplichting tot levering danwel afname van de onderliggende commodity.

² C(2013) 7243 final

ronmental and Energy State Aid Guidelines (hierna: EEAG)) gepubliceerd voor publieke interventie in de elektriciteitsmarkt³.

Het Clean Energy Package dat eind 2016 is gelanceerd schetst een stelsel van aanpassingen om de interne Europese markt (inclusief het 3e Liberaliseringspakket) weer een stap verder te brengen. Zo bevat het Clean Energy Package voorstellen voor regels waarbij de werking van de Europese energy-only markt verder wordt ontwikkeld. De Commissie beoogt met het voorgestelde pakket een goed en efficiënt functionerende elektriciteitsmarkt te bevorderen en leveringszekerheid te waarborgen, waarbij een steeds groter aandeel hernieuwbare energie wordt ingepast in de markt.

Een belangrijk doel van het Clean Energy Package is om de Europese elektriciteitsmarkten sterker te verbinden door (markt)regels te harmoniseren en *prijselasticiteit* van de vraag te bevorderen. De onderstaande maatregelen worden onder andere voorgesteld:

1. Geharmoniseerde regels tussen lidstaten omtrent subsidiëringstelsels voor duurzame energie;
2. Het verlagen van toetredingsbarrières tot de elektriciteitsmarkt (zoals toegang tot de groothandelsmarkt, lagere product- en toegangseisen, profielallocatie);
3. Gelijke spelregels voor alle gebruikers en producenten inclusief hernieuwbare elektriciteitsproductie: volledige balansverantwoordelijkheid en geen leveringsvoorrang;
4. Nieuwe regels voor TSO's en DSO's met betrekking tot *flexibiliteit*, datamanagement, en opslag;
5. Introductie van "Regional Operational Centres" (ROCs) voor het institutionaliseren van de nu nog vaak vrijblijvende samenwerking tussen TSO's;
6. Beperkingen in *grensoverschrijdende transportcapaciteit* wegnemen en meer capaciteit voor de markt beschikbaar te maken;
7. Harmonisatie van nationale tariefsystemen en gebruik van veilingopbrengsten; en
8. Het harmoniseren van de methodologie om de *Value Of Lost Load* (hierna: *VoLL*) per land te bepalen. De *VoLL* is de prijs die de eindafnemer bereid is om te betalen voor het voorkomen van (gedeeltelijk) afschakelen van elektriciteit. De toepassing van *prijsp plafond* is niet toegestaan behalve wanneer deze op de waarde van de *VoLL* wordt gezet.

Wat is balansverantwoordelijkheid?

Balansverantwoordelijkheid is de verplichting voor producenten en afnemers om te voldoen aan de vooraf voorspelde productie en/of afname. Balansverantwoordelijke partijen informeren TenneT dagelijks over hun geplande transacties voor de volgende dag. De som hiervan is hun programma. Het verschil tussen het programma en de gemeten waarden is de onbalans.

TenneT lost de onbalans op door middel van een biedladder, waarop partijen hun beschikbare capaciteit inbieden. Partijen die de onbalans veroorzaken, betalen de prijs op de biedladder. Partijen die het systeem helpen, ontvangen de prijs op de biedladder.

Het Clean Energy Package stelt verder expliciete voorwaarden aan de vrijheid van lidstaten om capaciteitsmechanismen in te richten en stelt daarbovenop dat indien een capaciteitsmechanisme echt noodzakelijk blijkt, dit

³ C(2013/ 200/01, 28-06-2014

slechts een tijdelijke maatregel mag zijn. Dit bouwt voort op de Environmental and Energy State Aid Guidelines (EEAG) uit 2014. Deze voorwaarden zijn onder meer de beoordeling van leveringszekerheid op Europees niveau en het wegnemen van belemmeringen voor de werking van de markt. Op het moment dat vervolgens wordt gekozen voor een capaciteitsmechanisme dan gelden als voorwaarden voor het toestaan een verplichting om grensoverschrijdende participatie mogelijk te maken en het stellen van duurzaamheidseisen aan deelnemende productie-installaties (maximaal 550 gram CO₂/kWh).

Onderliggende verdienmodel

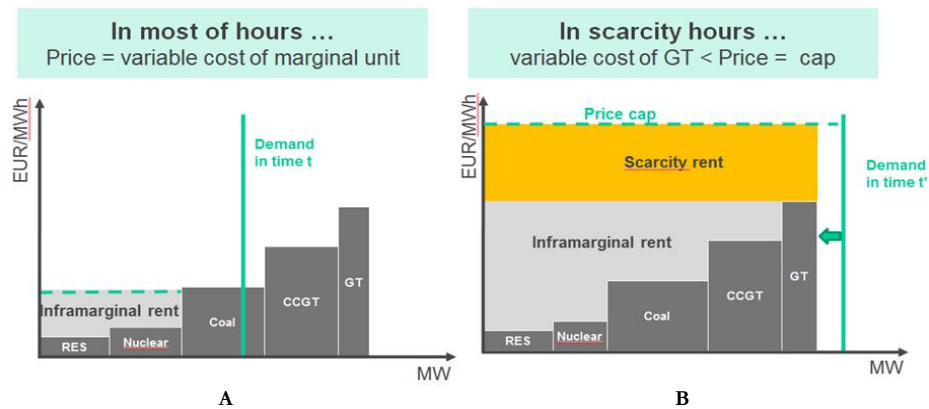
In het *energy-only marktontwerp* wordt een producent louter vergoed voor de verkoop van elektriciteit op de markt – vergoeding per MWh – en de levering van ondersteunende diensten aan de TSO zoals *operationele reserve*, blindvermogen en black-start voorziening. Het prijssignaal wordt door de markt zelf gegenereerd op basis van vraag en aanbod. De resulterende elektriciteitsprijs moet volstaan om alle kosten van een productie-eenheid, zowel variabele als vaste kosten, terug te verdienen. In het *energy-only marktontwerp* moeten de vaste kosten gedekt worden door:

- de *inframarginale opbrengsten* voor de eenheden aan het begin en in het midden van de *merit order*; en
- de *schaarste-opbrengsten* voor alle eenheden.

De *inframarginale*- en *schaarste-opbrengsten* zijn beide weergegeven in onderstaande figuur waarbij de productie-eenheden op volgorde van oplopende variabele kosten staan afgebeeld (de *merit order*). Bij een elektriciteitsvraag zoals in figuur 1.A (fictief voorbeeld) volstaat de capaciteit van RES⁴, nucleaire en kolencentrales om aan de vraag te voldoen. De *day-ahead prijs* of *intraday prijs* is gelijk aan de variabele kosten (in Euro/MWh) van in dit voorbeeld de kolencentrale. De kolencentrale is op dat moment de *marginale eenheid*. Zowel RES als nucleaire capaciteit ontvangt een *inframarginale opbrengst* als gevolg van het verschil in variabele kosten ten opzichte van kolen. Bij een hoge elektriciteitsvraag zoals in figuur 1.B (fictief voorbeeld) ontvangen producenten een *schaarste-opbrengst*. De marktprijs is dan hoger dan de variabele kosten van productie centrales.

Een productie-eenheid heeft naast de verdienopties *inframarginale*- en *schaarste-opbrengsten* vaak nog andere manieren, zoals warmtelevering, congestie- of onbalansdiensten, om al zijn kosten terug te verdienen, al zijn de eerstgenoemde kasstromen vaak het belangrijkste. Bestaande capaciteit blijft zodoende alleen actief in de markt indien het totaal aan *inframarginale*- en *schaarste-opbrengsten* hoger is dan de variabele en vaste kosten van deze capaciteit. Een investering in nieuwe capaciteit wordt alleen gedaan als het totaal aan *inframarginale*- en *schaarste-opbrengsten* (naar verwachting) hoger is dan de investeringskosten en de vaste kosten van deze capaciteit.

⁴ RES: elektriciteit van hernieuwbare bronnen



Figuur 1: inframarginale en schaarste opbrengsten (bron: Eurelectric).

Het overgrote deel van het elektriciteitsvolume is al jaren tevoren afgedekt tegen de *forward prijs*; lange-termijn handel in de liquide periode waarin kopers en verkopers elkaar op de beurs treffen. Wegens dit volumeaandeel is de *forward prijs* alles bepalend inzake het verdienpotentieel voor producenten.

In een transparante volwassen markt zal deze *forward prijs* sterk gelieerd zijn aan de verwachte *day-ahead prijs* bij de levering. Blijkt dat de *day-ahead prijs* structureel hoger of lager uitkomt dan waartegen het elektriciteitsvolume reeds op voorhand is verkocht of gekocht, dan ontstaat er een arbitragemogelijkheid: handelaren zorgen dan door actief te handelen voor aanpassing in de *forward prijs*. Een gelijk mechanisme volgt indien krapte zich frequent manifesteert met hoge *schaarste-opbrengsten*. Bepaalde afnemers wensen namelijk niet het risico te lopen geconfronteerd te worden met verwachte prijsspieken en zijn bereid daar op voorhand een premie voor te betalen. Voorwaarde voor het doorwerken van *day-ahead prijs* naar aanpassingen in de *forward prijs* is het structurele en voorspellende karakter van *schaarsteprijzen*; op initiële incidenten volgt nog geen reactie.

Na het sluiten van de *intraday markt* wordt verdiend aan geboden *flexibiliteit* in de *balanceringsmarkt*: het direct kunnen acteren op positieve of negatieve benodigde elektriciteitsvolumes om het systeem stabiel in evenwicht te houden. De vergoeding volgt tegen de *onbalansprijs* plus een beschikbaarheidsvergoeding die voor een periode van 3-12 maanden wordt betaald door TenneT aan de laagste bidder.

Het doelbewust acteren op de *balanceringsmarkt*, door vermogen achter de hand te houden, is niet zonder risico. Producenten kunnen wellicht hogere inkomsten genereren (in vergelijking tot het op voorhand verkocht hebben van het elektriciteitsvolume tegen de *forward prijs*) maar de zekerheid dat de hogere *onbalansprijs* ook daadwerkelijk komt is er niet. Vandaar ook dat de TSO partijen contracteert om tegen een vergoeding (Euro/MW) een bepaalde capaciteit beschikbaar te houden. Zodoende resteert voldoende *operationele reserve* in het systeem. Bij het daadwerkelijk ingezet worden van die gecontracteerde *operationele reserve* wordt alsnog de *onbalansprijs* vergoed.

De *balanceringsmarkt* verschaft prikkels om onbalans zo veel mogelijk te voorkomen. Penalties voor het veroorzaken van onbalans houden gelijke tred met beloningen voor partijen die de onbalans verhelpen (een 'zero sum game' met winnaars en verliezers. Het onbalanssignaal van TenneT blijkt erg effectief om 'helpers' van het systeem te belonen en de 'veroorzakers' van onbalans daarvoor te laten betalen.

Tenslotte wordt verdiend aan gecontracteerde ondersteunende diensten aan de TSO inzake de verdere netstabilisering. Denk hierbij aan het leveren van blindvermogen en het geschikt maken en houden van een eenheid voor black-start.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

Het *energy-only marktontwerp* is een robuust systeem want ook in een systeem met meer dan 80% intermitterende bronnen geven de elektriciteitsprijzen het juiste investeringssignaal. Als de markt wordt overspoeld met zon en wind met de daaraan gekoppelde gelijktijdigheid, dan zal de prijs laag zijn als het waait of de zon schijnt, wat een signaal geeft om niet langer in zon/wind te investeren. Ook zal de prijs bij weinig wind/zon dan juist hoog zijn wat een investeringssignaal geeft om capaciteit te ontwikkelen die op die tijdstippen aangeboden kan worden.

Het EOM 3de Pakket en EOM CEP bevatten geen expliciet sturingssignaal vanuit de overheid om een bepaalde hoeveelheid *zekere capaciteit* te garanderen, (overigens net als bij de meeste andere goederen als brood, suiker of sinaasappels). Vanuit een liberaliseringsgedachte wordt er verondersteld dat de markt zorgt voor het optimale evenwicht vindt tussen leveringszekerheid en kosten. De hoeveelheid capaciteit die in een EOM 3de Pakket en EOM CEP aanwezig is, hangt samen met de marktprijs voor elektriciteit. De marktprijs heeft daarbij betrekking op het samenspel van zowel *forwards*, *day-ahead prijs*, *intraday prijs* en de *onbalansprijs* in verhouding tot de kosten, als het *prijzplafond* en hoe vaak dit *prijzplafond* de prijsvorming beperkt. De aanwezigheid van een eventueel *prijzplafond* kan bijdragen aan een inefficiënte balans.

Een eventueel *prijzplafond* en de hoogte hiervan is belangrijk bij de beoordeling van de robuustheid van het *energy-only marktontwerp*. Het *energy-only marktontwerp* is robuust zolang de markt wordt voorzien van tijdige investeringsprikkel, zolang er geen *prijzplafonds* zijn of deze voldoende hoog zijn, en de verwachting aanwezig is dat *schaarsteprijzen* regelmatig optreden. Een laag *prijzplafond* op de *day-ahead markt* en *intraday markt* kan leiden tot een (verwacht) tekort aan inkomsten voor investeerders in *zekere capaciteit*, waardoor (piek)capaciteit die gebouwd zou moeten worden niet gerealiseerd wordt. Het instellen van een *prijzplafond* begrenst immers de mogelijke inkomsten. Dit probleem wordt typisch aangeduid als het probleem van het ontbrekende geld ('missing money problem').

Het kenmerk van duurzame intermitterende capaciteit is dat zij zeer lage (welhaast nul) marginale kosten heeft. Als de complete vraag door middel van duurzame intermitterende capaciteit kan worden voorzien, dan zou een *day-ahead prijs* van (welhaast) nul Euro/MWh ontstaan. Dit komt omdat een windturbine de *marginale eenheid* is geworden. Daarmee vallen in dergelijke marktomstandigheden, en zolang er nog geen prijsarbitrage is door opslag, investeringsprikkel weg voor welke elektriciteitsproductie technologie dan ook. Dit is de reden dat Europa en de Nederlandse overheid veel belang hecht aan een prijselastische vraag die zal reageren op deze lage prijzen door meer te consumeren waardoor er een nieuw prijsevenwicht ontstaat. Anderzijds, als de vraag niet in grote mate kan worden ingevuld door middel van duurzame intermitterende capaciteit, dan moet een *schaarsteprijs* kunnen ontstaan. Hoe hoger het *prijzplafond* des te hoger de mogelijke *schaarste-opbrengsten*. Des te vaker *schaarsteprijzen* optreden in de elektriciteitsmarkten (en daarmee voorspelbaarder worden), des te hoger de investeringsprikkel in *zekere capaciteit*. De nieuwe EU-richtsnoeren voor capaciteitsallocatie en congestie management (EU Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management, CACM GL⁵) schrijft voor dat Europees geharmoniseerde maximum- en minimum-*prijzplafonds* moeten worden ingericht, zowel binnen de lidstaten als tussen de lidstaten, voor de *day-ahead markt* en de *intraday markt*. Deze geharmoniseerde *prijzplafonds* moeten bijdragen aan de versterking van de investeringsvoorwaarden voor *zekere capaciteit* en voorzieningszekerheid op lange termijn.

⁵ CACM GL, net als andere EU Richtsnoeren, is een uitwerking van het 3de Liberaliseringspakket.

Voor een robuust elektriciteitssysteem met meer dan 80% duurzame intermitterende capaciteit is het noodzakelijk dat de balansverantwoordelijkheid ook wordt opgelegd aan producenten van intermitterende duurzame elektriciteit. Dit onderschrijft het voorstel van het Clean Energy Package. Hoewel dit in Nederland van toepassing is, geldt dit niet voor alle lidstaten (bijvoorbeeld Duitsland). Producenten van intermitterende capaciteit die actief zijn op de *forward market* kunnen dan op voorhand voldoende *zekere capaciteit* contracteren (als verzekering mocht het niet waaien of als verzekering als een contractuele leveringsverplichting niet gebalanceerd kan worden in de *day-ahead market*). Als een producent met intermitterende capaciteit er voor kiest om enkel op de *day-ahead market* capaciteit beschikbaar te stellen, dan zal naar verwachting vanuit de inkoopzijde van leveranciers en grote industriële gebruikers druk komen op voldoende *zekere capaciteit* in de *forward market*.

De druk voor producenten en leveranciers om op voorhand voldoende *zekere capaciteit* als vangnet te contracteren neemt toe naarmate de straf op veroorzaakte onbalans toeneemt.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Leveringszekerheid komt neer op het voorkomen van langdurige, onvrijwillige afschakeling, waarbij TenneT een marge hanteert van 3 uur per jaar. Dus als er voor een zeker jaar verwacht wordt dat er twee uur onvrijwillig moet worden afgeschakeld, is er nog steeds sprake is van een systeem dat leverings-zeker is. In lijn met de gedachte achter de liberalisatie, geeft het EOM 3de Pakket en EOM CEP marktontwerp de overheid geen expliciet stuursignaal om voldoende *zekere capaciteit* in de markt te houden (net als bij brood, suiker of sinaasappels). Echter, wel zijn er voorzieningen opgenomen⁶ waarbij een lidstaat, onder strikte voorwaarden, in staat wordt gesteld om capaciteitsmechanismen in te voeren.

Bestaande productiecentrales blijven alleen actief in de markt, zonder additionele verdiensten (zoals het verkopen van warmte of stoom), indien het totaal aan *inframarginale*- en *schaarste-opbrengsten*, hoger is dan de variabele en vaste kosten. Investeren in nieuwe, grootschalige capaciteit vindt plaats op basis van langjarige fundamentele markt- en trendanalyses. Daarbij zijn looptijden met een ordegrrootte van 15-25 jaar eerder regel dan uitzonering als maatstaf om de investering terug te verdienen. Voor de beoordeling van investeringen kijken investeerders veel verder vooruit dan enkel de verhandelde liquide handelsperiode van typisch 3 jaar waarover de *forward prijs* zich manifesteert. Investeringsbeslissingen voor kleinschalige capaciteit, of capaciteit dat zich richt op meer verdiensten dan alleen uit de *forward market*, kunnen mogelijk wat makkelijker genomen worden, omdat de risico's dan anders liggen.

Een hogere *prijselasticiteit* van de vraag is nodig en zal bijdragen aan de *ontsluiting van flexibiliteit*, tenzij opslag dermate goedkoop wordt dat vraagsturing nauwelijks nodig is. Deze *flexibiliteit* is nodig in een duurzame elektriciteitsvoorziening en draagt bij aan voldoende *zekere capaciteit* zodat vraag en aanbod afgestemd kan worden.

Daarnaast speelt de transportcapaciteit van het hoogspanningsnetwerk een aanzienlijke rol in de leveringszekerheid van elektriciteit. De capaciteit moet onbeperkt, dus gevrijwaard van congestie, de weg kunnen vinden naar de (Europese) gebruikers. De beschikbare transportcapaciteit voor de grensoverschrijdende handel wordt beschikbaar gesteld door middel van de *flowbased berekeningsmethode*. Hierbij wordt voldaan aan congestiebeheer methodieken en het *marktkoppingsmechanisme* zoals Europees is voorgeschreven en waarmee vraag en aanbod van elektriciteit op de *day-ahead market* samenkomt. Afhankelijk van gematchte vraag en aanbod biedingen wordt

⁶ Hoofdstuk IV van de Electricity Regulation

elektriciteit geïmporteerd vanuit het buitenland dan wel geëxporteerd naar het buitenland wat dan weer resulteert in een inzet van *zekere capaciteit*.

Hogere *grensoverschrijdende transportcapaciteit* met verdergaande eenwording van de Europese elektriciteitsmarkten – wat wordt beoogd met het Clean Energy Package – vergroot de kans dat de lidstaten elkaar regionaal kunnen helpen.

Deze Europese ontwikkeling geeft mogelijk ook aanleiding aan lidstaten om sterker te vertrouwen op zekere import indien op sommige momenten de vraag boven de beschikbare binnenlandse capaciteit uitkomt. Leveringszekerheid vanuit lidstaten die elk individueel voldoende *zekere capaciteit* hebben ter afdekking van de eigen (piek)vraag, geeft een grotere leveringszekerheid in vergelijking tot één pan-Europees systeem waarbij lidstaten elkaar helpen. De individuele lidstaat-benadering leidt echter wel tot meer *zekere capaciteit* en daar zit een hoger prijskaartje aan verbonden. Vanuit het vertrekpunt van sterkere marktintegratie stuurt het Clean Energy Package aan op die pan-Europese zekerstelling van de leveringszekerheid. De basis daartoe is de Europese *adequacy analyse* waarbij eveneens een sociaal appel wordt gedaan aan elke lidstaat om niet allen op de import van het buurland te vertrouwen; dan gaat het fout. Een *adequacy analyse* heeft een informerende functie; het stuurt niet direct aan op actieve interventie inzake de Europese leveringszekerheid.

3. Tijdige investeringsprikkels bieden

In tijden van schaarste in de markt – een (dreigend) tekort aan productiecapaciteit om aan de vraag te kunnen voldoen – zal de meest inefficiënte, en dus dure, capaciteit de prijs zetten in de *day-ahead*- en *onbalansmarkt*. Nemen die schaarste-incidenten toe in frequentie dan werkt dit door naar de *forward prijs*; dit eerder genoemde proces van arbitrage werkt dempend (want een *forward prijs* is de ‘gemiddelde’ uurprijs van een langere periode).

Blijven *forwards prijzen* consistent hoog of met een duidelijk waarneembare oplopende trend, dan sluiten fundamentele marktanalyses daarop aan met prijsvoorspellingen decennia vooruit. Traditioneel was dit het teken voor grote producenten voor een investeringsbesluit van een grootschalige centrale (>400MW). Eenmaal besloten duurt het dan nog enkele jaren alvorens deze productie-eenheden actief in de markt deelnemen.

Omgekeerd ontmoedigen lagere prijzen de handhaving van weinig gebruikte eenheden. Als duurzame elektriciteitsbronnen – zoals wind op land, wind op zee en zon-PV met lage marginale kosten – op grote schaal worden geïnstalleerd zullen in tijden van (veel) wind en/of zon de *day-ahead prijzen* waarschijnlijk laag zijn en komen *inframarginale opbrengsten* onder druk te staan. Een groter wordende *volatiliteit* in de *day-ahead prijs* – in tijden van veel wind en zon een lage *day-ahead prijs*; in tijden van geen wind en geen zon een zeer hoge *day-ahead prijs* – biedt een investeringsprikkels voor opslag en/of flexibilisering van vraag.

Als een *prijsp plafond* op de *day-ahead markt* de vrije prijsvorming hindert, kan de *day-ahead prijs* niet de feitelijke schaarste in de elektriciteitsmarkt weerspiegelen. Het hindert marktpartijen in het verkrijgen van de daadwerkelijke (schaarste) waarde van het product; vaak getypeerd als ‘missing money’. In een energy-only marktontwerp, maar ook in andere marktmodellen is het van belang dat *prijsp plafonds* worden weggehaald, dan wel zo hoog worden dat het de vrije prijsvorming tot het niveau van de *VoLL* niet belemmert; vanaf dat prijsniveau wordt gekozen voor gecontroleerde (tegen de *VoLL* gecontracteerde) afschakeling. Het weghalen van *prijsp plafonds* vergroot de kans op tijdige investeringsprikkels omdat extreme *schaarsteprijzen* sneller doorwerken in de *forwards*. Het huidige EOM 3de Pakket stelt een uniform *prijsp plafond* voor in de Europese markt. Begin 2017 is er een gezamenlijk voorstel gekomen vanuit alle elektriciteitsbeurzen van Europa dat nu ter goedkeuring bij de nationale toezicht-

houders ligt. In dit voorstel gaat het *prijzplafond* van de *intraday market* naar €10.000/MWh⁷. Het EOM CEP marktontwerp scherpert dit verder aan; er wordt gestreefd naar een complete afschaffing van *prijzplafonds*.

In het EOM 3de Pakket en EOM CEP marktontwerp zal het er dus op neerkomen of een overheid (in samenwerking met de TSO) het aandurft om bewust niet in te grijpen, bij het naar elkaar toegroeien van *zekere capaciteit* en piekvraag waarbij zorgen over het waarborgen van leveringszekerheid kunnen ontstaan. Het vertrouwen is er dan op gericht dat de markt investeert. In een aantal lidstaten (zoals België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk) heeft de overheid echter bewust aanvullende maatregelen genomen omdat de risico's als te groot werden gezien.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Theoretisch moet het *energy-only marktontwerp* leiden tot de laagste totale kosten voor de elektriciteitsvoorziening. De door de *energy-only marktontwerp* zelf bereikte economisch optimale hoeveelheid opgestelde capaciteit wordt bereikt door een eventueel *prijzplafond* gelijk te stellen aan de prijs (€/MWh) die de afnemer bereid is te betalen ter voorkomen van (gedeeltelijk) afschakelen van elektriciteit, de zogenoemde *VOLL*. Het EOM-CEP voorziet, ten opzichte van het EOM 3de pakket, voor een verdere kostenefficiency verbetering omdat een sterk(er) geïntegreerde Europese markt leidt tot synergie- en schaalvoordelen in vergelijking tot de som van alle nationale elektriciteitssystemen opgeteld.

5. Ruimte voor innovatie bieden

Het EOM 3de Pakket en EOM CEP drijven innovatie bij productiecapaciteit in de richting van kostenverlaging. Innovatie in productiecapaciteit is specifiek gericht op laagste marginale kosten om actief in de markt te (kunnen) blijven, opdat ook werkelijk 'live' geactiveerd kan worden op prijzpieken in de *day-ahead-, intraday- en balancingmarkt*.

Prijzvolatiliteit stimuleert de zoektocht naar dag/nacht- of week/weekend-opslagtechnologieën. 's Nachts en in het weekend is de vraag naar elektriciteit het laagst wat leidt tot lage prijzen en daarmee het juiste moment om elektriciteit op te slaan. Een marginale productie-eenheid zal vaker een dagelijks/wekelijks start/stopprofiel draaien dan een baseloadproductie-eenheid (met constante, maximale productie). Voor centrales die ontworpen zijn om baseload te draaien, zijn start/stopregimes behoorlijk onderhoudsintensief en geven daarom meer risico's op ongewenste afschakeling (tripping). Als prijzen in de *energy-only* markt meer de weersafhankelijkheid gaan reflecteren (hoge prijs bij weinig wind/zon, lage prijs bij veel wind/zon), zal dit innovatie stimuleren in de richting van meer flexibele capaciteit.

Investerings en ontwikkelingen in batterijtechnieken worden momenteel voornamelijk gedreven door de mobiliteitssector (elektrische voertuigen) en het zal extra gestimuleerd worden binnen het *energy-only marktontwerp* wanneer prijzvolatiliteit zal toenemen.

⁷ bron: <https://www.acm.nl/nl/download/publicatie/?id=17038>

Een actievere deelname van de vraagzijde (*demand side response*) wordt gestimuleerd door de *prijselasticiteit* van de vraag naar elektriciteit te vergroten en toetredingsdrempels tot de markt te verlagen. Volgens een rapport van CE Delft zijn toetredingsdrempels dan wel barrières met betrekking tot marktinrichting en regulering op dit moment⁸:

- Kleinverbruikers hebben geen directe toegang tot de groothandelsmarkt;
- De product- en toegangseisen, en met name volume- en beschikbaarheidseisen, in de markten voor levering van flexibiliteitsdiensten aan de TSO;
- Hoogwaardige kennis en competentie op het terrein van elektriciteitshandel, operationele eisen aan actieve handel en technische eisen voor inzet van *flexibiliteit* op verschillende deelmarkten is vereist;
- Profielallocatie beschermt het kleinverbruik af van de korte-termijnmarkten voor elektriciteit;
- De huidige structuur van transporttarieven, specifiek de kWcontract en kWmax, zijn niet ontworpen om vraagsturing te accommoderen.

Het verlagen van de toetredingsdrempels kan onder andere met de invoering van slimme meters, dynamische levertarieven en slimme allocatieprocessen. Zodoende kunnen nieuwe producten worden ontwikkeld, waarmee een actievere deelname van de vraagzijde wordt gestimuleerd. Dit stimuleert de ontwikkeling van business cases die inspelen op de stijgende prijsvolatiliteit.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

In een *energy-only marktontwerp* wordt uitgegaan van een vrije markt, met prijsvorming op basis van de marktdynamiek, waarin de overheid niet bijstuurt, maar enkel monitort (zoals het laten uitvoeren van een leveringszekerheidsstudie elk jaar door TenneT). Sturing van de overheid kan optimale prijsvorming vanuit die vrije marktdynamiek belemmeren en daarom is het wenselijk terughoudend te zijn met politieke interventies. In Nederland is op dit moment sprake van overheidssturing in de vorm van *prijsplafonds* in de *day-ahead market* en *intraday market* en bijvoorbeeld het stimuleren van wind- en zonprojecten.

In de praktijk zouden veelvuldige extreme prijspielen kunnen leiden tot maatschappelijke onrust. Mocht de overheid hierop acteren en *schaarsteprijzen* beperken, dan kan dit vervolgens leiden tot een (verwacht) tekort aan inkomsten voor toekomstige investeerders. Dat zou er toe kunnen leiden dat (piek)capaciteit waarvoor anders een economische grondslag zou bestaan niet gerealiseerd wordt.

Het EOM CEP heeft een sterker Europees geïntegreerde markt voor ogen waarbij minder ruimte is voor nationale overheden en additioneel nationaal beleid. Dit geeft minder risico op (snelle) aanpassingen in nationale wet- en regelgeving waardoor de markt onderhevig is aan minder onzekerheden. Dit werkt positief op (toekomstige) investeringen door de markt.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

De centrale Europese visie is een *energy-only marktontwerp*. In het EOM CEP wordt hieraan vast gehouden.

Omringende landen met een capaciteitsmarkt hebben impact op de energy-only marktsituatie in buurlanden. Bij gelijke energieprijzen en kosten zullen investeringen in nieuwe capaciteit eerder in een capaciteitsmarkt gedaan worden (minder risico, lagere financieringskosten). Echter, Europese staatssteunregels schrijven voor dat een

⁸ bron: http://www.ce.nl/?go=home.downloadPub&id=1805&file=CE_Delft_3E90_Samenvatting_Markt_en_Flexibiliteit_Def.pdf

capaciteitsmarkt niet mag discrimineren tussen binnenlandse- of buitenlandse marktspelers. Landen die een capaciteitsmarkt instellen zijn derhalve verplicht om hun systeem ook open te stellen voor capaciteit buiten de landsgrenzen.

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

In het *energy-only marktontwerp* kunnen consumenten met een slimme meter en een leverancierscontract met variabele prijzen bijdragen aan de energiemarkt door piekprijzen te vermijden en dalprijzen te benutten door spreiding van het gebruik. Dit wordt steeds meer eindgebruikers mogelijk gemaakt door de uitrol van slimme meters (verlaging van toetredingsbarrières). De rol van eindgebruiker komt wat sterker naar voren bij een *energy-only marktontwerp* dan bij de andere marktmodellen vanwege de hogere energieprijzen en de hogere prijsvolatiliteit.

Terwijl grote eindgebruikers nu al door hogere *schaarsteprijzen* worden geprikkeld om hierop in te spelen, gaat het bij kleinverbruikers nog om een relatief kleine groep. Experimenten met uitgesteld laden van elektrisch vervoer vinden nu plaats. Alle huishoudens zullen – op termijn – een slimme meter krijgen en worden via dat instrument geprikkeld (eventueel door een *aggregator* of een zogenaamd dynamisch prijscontract) om aan vraagsturing te doen.

2. Energy Market en Strategic Reserve

Omschrijving

In dit model contracteert de TSO bij marktpartijen een hoeveelheid *zekere capaciteit* als gereguleerde strategische reserve. Daar staat een jaarlijkse capaciteitsvergoeding (Euro/MW) tegenover alsmede een variabele vergoeding bij inzet (Euro/MWh). De gecontracteerde strategische reserve mag vervolgens niet meer deelnemen aan de elektriciteitsmarkt. De gecontracteerde capaciteit wordt dus buiten de markt geplaatst.

Een strategische reserve biedt aan eigenaren van *zekere capaciteit* die anders gesloten zouden moeten worden een alternatieve aanwending. Gewoonlijk zijn dit centrales die aan het einde van hun economische levensduur zijn en helemaal ‘rechts’ in de *merit order* staan. Zij kunnen geen verdiensten halen uit de *inframarginale opbrengsten* en de *schaarste-opbrengsten* treden blijkbaar onvoldoende vaak op voor levensbehoud. Via de strategische reserve hebben ze nu een nieuwe functie: een vangnet in tijden van krapte. Ook aanbiedingen van *demand side response* zouden in een strategische reserve ondergebracht kunnen worden.

Onder bepaalde van te voren vastgelegde en publiekelijk bekende voorwaarden, bijvoorbeeld bij een vooraf bepaald activeringsvolume op de markt of wanneer een zeer hoge elektriciteitsvraag samenvalt met een voorzienne koude of droge periode, dan zal de TSO de strategische reserve geheel of gedeeltelijk inzetten. Concrete voorbeelden zijn het Belgische marktontwerp met het activeren van de strategische reserve gedurende winterperiodes en het Zweedse marktontwerp waar bij zeer zelden voorkomende langdurige droge perioden de reserve wordt ingezet.

Op welke wijze deze activering geschiedt, hangt af van de technische eigenschappen van de installatie – die is gecontracteerd in de strategische reserve – en zal van geval tot geval tussen de TSO en de eigenaar van *zekere capaciteit* in de strategische reserve worden afgesproken. Activering door de TSO vindt plaats bij (extreme) krapte in de markt.

De ideale dimensionering van een strategische reserve leidt tot een activering die gelijk is aan de gewenste *Loss of Load Expectation (LOLE)* norm (bijv. 3 uur per jaar). Dan wordt het vangnet ingezet op een gelijke frequentie als waarop marktfalen maximaal is ingecalculeerd. Dit ideale punt is echter lastig vooraf in te schatten, mede als gevolg van onzekere productie van zon en wind en de internationale dimensie van de elektriciteitsmarkt. Met het groeien van de intermitterende capaciteit naar meer dan 80% wordt dit enkel lastiger.

Onderliggende verdienmodel

Een strategische reserve biedt aan eigenaren van *zekere capaciteit* die anders gesloten zouden worden een alternatieve aanwending. Gewoonlijk zijn dit centrales die aan het einde van hun economische levensduur zijn. De strategische reserve geeft als het ware ‘nieuw leven’ aan eenheden die in de markt uitgespeeld waren. De producent heeft een dekking van de vaste kosten voor het continu beschikbaar zijn van strategische reserve en een vergoeding van de variabele kosten bij de inzet van de capaciteit.

Ook aanbieders van *demand side response* kunnen aan een strategische reserve verdienen door bijvoorbeeld af te schakelen in tekortsituaties tegen een aantrekkelijke vergoeding. Zeker wanneer dit zelden voorkomt zullen de jaarlijkse vaste inkomsten vaak opwegen tegen de kosten van het (deels) afschakelen.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

Door de introductie van een strategische reserve nemen de verdiensten voor *zekere capaciteit* in de ‘achtergebleven’ markt, ofwel de capaciteit die ‘rechts’ in de *merit order* staat, af. Immers, *schaarsteprijzen* tot aan *VoLL* zijn per definitie niet meer mogelijk wegens eerdere activatie van de strategische reserve (een strategische reserve heeft bijvoorbeeld een afroeptijd ordergrootte één a twee weken). En onder niet-schaarste omstandigheden heeft de strategische reserve geen invloed op de prijsvorming. Dit vermindert de mogelijkheden om investeringen in capaciteit terug te verdienen.

Het risico is reëel dat de volgende oude eenheid (die nu helemaal ‘rechts’ staat in de *merit order*) zich meldt om uit bedrijf te gaan. Inkomsten uit *inframarginale* opbrengsten waren er überhaupt al niet meer, en de kans op *schaarste-opbrengsten* is verder afgenomen. Bij het nog steeds uitblijven van investeringen ontstaat een toenemende prikkel voor TSO, de overheid en toezichthouder om ook deze eenheid op te nemen in de strategische reserve.

Een eenmaal opgezette strategische reserve heeft wegens teruglopende verdiensten in de markt alsmede de verslechtering van het investeringsklimaat de neiging om te groeien. Dit proces heeft bijvoorbeeld in het Verenigd Koninkrijk plaatsgevonden voordat men daar de overstap maakte naar een capaciteitsmarkt. Het lijkt derhalve geen structurele oplossing voor een marktontwerp probleem inzake leveringszekerheid. Op termijn oogt een strategische reserve niet robuust.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Het implementeren van een strategische reserve door de TSO is een signaal van onvoldoende vertrouwen op een *energy-only marktontwerp* inzake leveringszekerheid. De reserve wordt gezien als een mechanisme om te voorkomen dat centrales die op het punt staan, of aangekondigd hebben, te gaan sluiten ook daadwerkelijk sluiten.

Ten opzichte van het *energy-only marktontwerp* neemt de leveringszekerheid bij een EM & SR marktontwerp toe doordat de TSO vooraf zeker stelt dat *zekere capaciteit* behouden blijft. Kanttekening hierbij is wel dat het de ‘oude bestjes’ zijn die bij krapte die leveringszekerheid moeten bieden. Dat blijft risicovol zeker als de inzet slechts sporadisch is.

Als de energiemix meer en meer weersafhankelijk wordt, zou een overheid over kunnen gaan op een strategische reserve om zich te verzekeren tegen zeldzame extreme weersperioden over langere perioden (koude, droogte).

Een voorbeeld van het EM & SR marktontwerp is de strategische reserve in België. In België heeft de nationale TSO sinds 2014 de mogelijkheid om gedurende winterperioden een zogenaamde strategische reserve te activeren. Deze Belgische strategische reserve is een mechanisme dat geactiveerd kan worden wanneer er op korte termijn in bepaalde omstandigheden een risico op schaarste – tekort in beschikbare productiecapaciteit – wordt geïdentificeerd. De Belgische minister van Energie kan de TSO de opdracht geven om een strategische reserve aan te leggen. Een activering van de strategische reserve heeft geen impact op de *day-ahead prijs*. Daarentegen wordt bij activering de Belgische *onbalansprijs* - automatisch op een niveau van 4.500 Euro/MWh vastgelegd.

3. Tijdige investeringsprikkel bieden

De kans op tijdige investeringsprikkel neemt af als *schaarsteprijzen* tot aan *VoLL* niet meer optreden omdat al op een eerder moment activatie van de strategische reserve op kan treden. Onder normale omstandigheden zonder schaarste heeft de strategische reserve geen invloed op de prijsvorming.

Als de activatie van de strategische reserve gekoppeld wordt aan een verhoging van de *onbalansprijs*, zoals in België, leidt dit tot een additionele prikkel om extra maatregelen te treffen om kostbare onbalans te voorkomen.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Oude eenheden die in de elektriciteitsmarkt geen rol meer speelden en dus ook geen verdiensten hadden, krijgen als ze worden opgenomen in de strategische reserve vergoedingen voor het beschikbaar houden van *zekere capaciteit*. Dit werkt kostenverhogend voor het totale systeem. De grootte van de kostenverhogende impact is sterk afhankelijk van de dimensionering van de strategische reserve.

Een zeer grote (en een voor producenten te aantrekkelijke) strategische reserve kan, tenminste tijdelijk, leiden tot krapte op de markt doordat ook eenheden worden toegevoegd die nog niet op het punt stonden te sluiten. Om de leveringszekerheid vervolgens op orde te houden zal de strategische reserve veelvuldig geactiveerd moeten worden met als gevolg een kostenverhoging. Dit brengt voor elektriciteitsgebruikers hogere kosten met zich mee dan in een *energy-only marktontwerp*.

Een zeer kleine strategische reserve zal niet geactiveerd worden en geen effect hebben op de prijzen. In dat geval wordt betaald voor capaciteit die niet nodig blijkt te zijn voor leveringszekerheid. Dat leidt ook tot hogere kosten dan een *energy-only marktontwerp*, maar dit kan ook gezien worden als een verzekeringspremie.

5. Ruimte voor innovatie bieden

Indien gebruikers mogen meedoen aan strategische reserve in de vorm van *demand side response* dan drijft dit innovatie in termen van efficiënt gebruik.

Aanbieders van centrales in de strategische reserve worden voorts gestimuleerd om deze centrales tegen minimale operationele kosten beschikbaar te houden voor inzet op momenten dat ze nodig zijn.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

Het instellen van een strategische reserve is een ingreep door de overheid waarbij capaciteit buiten de markt wordt geplaatst. De grootte van de strategische reserve zal in samenwerking moeten worden bepaald door de TSO, overheid, en toezichthouder Autoriteit Consument & Markt (hierna: ACM). Tot deze maatregel zou besloten kunnen worden als investeringen vanuit de markt achterblijven en er zich een leveringszekerheidsprobleem dreigt voor te doen.

Omdat er capaciteit buiten de markt wordt geplaatst heeft een strategische reserve onder normale omstandigheden geen effect op de prijsvorming. Pas als er een tekort (schaarste) dreigt kan de strategische reserve geactiveerd worden. Het precieze moment waarop dit gebeurt hangt af van de eisen die gesteld worden bij de instelling van een strategische reserve en de eigenschappen van de gekozen capaciteit. Wordt de strategische reserve daadwerkelijk ingezet, bijvoorbeeld op de *day-ahead* markt, dan krijgt de geleverde elektriciteit vanuit de strategische reserve bij voorkeur een prijs die gelijk is aan het *prijsp plafond* van die markt (thans 3000 EUR/MWh), dezelfde prijs die de energie zou hebben gehad zonder de strategische reserve. Als de strategische reserve wordt ingezet op de onbalansmarkt, dan zou de energie bij voorkeur een prijs moeten krijgen die in lijn is met de *VOLL*. Op deze manier is de impact van de strategische reserve op de markt minimaal.

Na het uit de markt halen van capaciteit, zullen de verdiensten binnen de markt anders gaan lopen afhankelijk van het nieuwe marginale prijsniveau en de frequentie waarop schaarste plaatsvindt. Profiteert de markt van

hogere *schaarste-opbrengsten* die de terugloop in *inframarginale opbrengsten* overcompenseert, dan ontstaat een verbeterd investeringsklimaat. Zo niet, dan heeft een eenmaal opgezette strategische reserve de neiging om te groeien omdat de volgende minst rendabele eenheid uit de markt zich meldt om uit bedrijf te gaan.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

Diverse landen in Noord-West Europa hebben een vorm van strategische reserve. In hoeverre dit leidt tot verstoringen in een geïntegreerde Noord-West Europese markt wordt op dit moment door de Europese Commissie onderzocht op basis van de zogenaamde EEAG staatsteunregels⁹.

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

Eindgebruikers kunnen deelnemen in de strategische reserve indien *demand side response* onderdeel is van de strategische reserve.

⁹ Bron: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html

3. Centrale capaciteitsmarkt

Omschrijving

In een markt met een *centrale capaciteitsmarkt* wordt de TSO verplicht om voldoende *zekere capaciteit* te contracteren om het gehele jaar de te verwachte landelijke vraag af te kunnen dekken. De TSO moet hiervoor de benodigde *zekere capaciteit* in gaan schatten. De overheid zal tot dit ontwerp overgaan vanuit de gedachte dat de markt niet tijdig zal investeren in nieuwe *zekere capaciteit*, om onvrijwillige afschakeling te voorkomen. In dit model ontstaat er dus naast de te leveren elektriciteit, een apart product dat de hoeveelheid *zekere capaciteit* vertegenwoordigt.

Via een centraal gestuurde tender (in de vorm van een veiling) contracteert een TSO het totale ingeschatte vereiste hoeveelheid *zekere capaciteit* benodigd voor een vastgesteld leveringsjaar. Partijen bieden in op basis van hun specifieke capaciteitskosten (Euro/MW) per jaar. De duurste aanbieder waarbij de markt sluit zet de prijs die alle succesvolle aanbieders ontvangen: 'paid as cleared'. De capaciteitsvergoeding wordt betaald voor het beschikbaar houden van de *zekere capaciteit* en aansluitend gaat het normale functioneren van de energy markt gewoon verder.

Het mechanisme van de *centrale capaciteitsmarkt* kijkt niet enkel naar het in de markt houden van een minimale hoeveelheid *zekere capaciteit*. Het richt zich ook op nieuwe investeringen. Daarvoor wordt de looptijd van de capaciteitsvergoeding gezet op de tijdspanne die nodig is om de investering terug te verdienen.

Onderliggende verdienmodel

Zekere capaciteit die in een *energy-only marktontwerp* voldoende marge maakt omdat het 'links' van de *marginale eenheid* in de *merit order* actief is, verdient extra met invoering van een *centrale capaciteitsmarkt* zonder dat daar iets extra's tegenover staat. Want deze eenheden zouden hoe dan ook al actief in de markt zijn geweest.

Zekere capaciteit waarvan de eigenaar het aantal verdienmomenten ziet teruglopen en op het punt staat deze uit de markt te nemen, heeft via het mechanisme van de capaciteitsmarkt de optie om investeringskosten en groot onderhoud terug te verdienen.

Zekere capaciteit omvat de *zekerheidsfactor* van intermitterende capaciteit. Dus ook grote zon en windparken hebben de mogelijkheid met het zekere deel te participeren in de capaciteitsveiling; dit betekent extra inkomsten.

Zekere capaciteit omvat ook *demand side response*. De *centrale capaciteitsmarkt* opent voor grote eindgebruikers de mogelijkheid om gecontroleerde hoeveelheden af te schakelen vermogen in te bieden (daarbij wordt wel gevraagd om een hoog beschikbaarheidsniveau). Dit laatste is interessant zodra krapte in *zekere capaciteit* actueel wordt met daardoor hoge prijzen in geboden capaciteitsvergoedingen.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

De *centrale capaciteitsmarkt* blijft robuust bij zeer grote hoeveelheden duurzame intermitterende capaciteit in het systeem. Want deze marktformaat kijkt slechts naar de benodigde hoeveelheid *zekere capaciteit* en legt die in een onafhankelijk proces vast. Dat proces is nagenoeg onafhankelijk van de hoeveelheid intermitterende capaciteit in het systeem.

De *centrale capaciteitsmarkt* heeft niet enkel het doel om *zekere capaciteit* in de markt te houden; deze marktformaat heeft ook als doel investeringen in nieuwe *zekere capaciteit* tijdig te initiëren. Mochten die investeringen uitblijven

dan dienen de condities in de veiling specifiek gericht op nieuwbouw of *demand side response* aangepast worden. Zonder investering in beide vormen is de opzet niet robuust.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Ten opzichte van het *energy-only marktontwerp* neemt de leveringszekerheid toe mits er voldoende *zekere capaciteit* is gecontracteerd. Die inschatting is cruciaal en dient dan ook aan de veilige (zekere) kant te worden uitgevoerd. Hier staat een grotere leveringszekerheid tegenover en dat is exact de insteek van dit marktontwerp.

Bij de *centrale capaciteitsmarkt* blijven alle succesvolle aanbieders in de capaciteitsveiling actief in de markt. Dat kunnen elektriciteitscentrales zijn of aanbieders van vraagsturing. Aan de productiekant zijn dit de goedkoopste, en daarmee de meest efficiëntste eenheden. Oftewel, de leveringszekerheid wordt met het nieuwste modernste deel van de opgestelde capaciteit gewaarborgd welke naar verwachting gewoon dagelijks in de markt actief is. Dit is een positief aspect in vergelijking tot de opzet met de *strategische reserve* waarbij de oude inefficiënte eenheden in een aparte pool buiten de markt worden geplaatst en normaliter nooit in bedrijf zijn. *Zekere capaciteit* die niet is gecontracteerd in de capaciteitsveiling zal waarschijnlijk snel de markt verlaten.

De aldus gecontracteerde *zekere capaciteit* dient uiteraard dan ook wel echt beschikbaar te zijn. Het regime om dat vast te stellen (bijvoorbeeld een aantal keren per jaar bewijzen) en de gekoppelde boetes bij falen dient strikt te zijn.

3. Tijdige investeringsprikkels bieden

De kans dat investeringen worden terugverdiend, neemt toe onder de voorwaarde dat de capaciteitsvergoeding voor nieuwe capaciteit of *demand side response* een voldoende looptijd heeft opdat de investering kan worden terugverdiend. Mochten investeringen uitblijven dan is het wenselijk om veilingvoorwaarden daarop aan te passen.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Bij een situatie waarbij er in de *energy-only marktontwerp* en de *centrale capaciteitsmarkt* een gelijke hoeveelheid beschikbare *zekere capaciteit* aanwezig is, treden gelijke *schaarsteprijzen* op. Dat maakt de *centrale capaciteitsmarkt* initieel duurder omdat een gelijke hoeveelheid *zekere capaciteit* meer vergoeding ontvangt (zowel voor capaciteit als ook voor geleverde elektriciteit) bij onveranderde *schaarsteprijzen*.

De insteek van de *centrale capaciteitsmarkt* is echter om meer *zekere capaciteit* in de markt te houden met daardoor een grotere leveringszekerheid. Schaarsteprijzen zullen teruglopen qua hoogte en frequentie en mogelijk helemaal verdwijnen. Als er echter veel te veel *zekere capaciteit* wordt gecontracteerd, zullen de extra capaciteitskosten onnodig hoog zijn. Als er te weinig *zekere capaciteit* is, zullen de *schaarsteprijzen* waarschijnlijk eerder en frequenter optreden met een opdrijvend *forward prijs* effect. Om de kosten voor het totale systeem zo laag mogelijk te houden is het niveau van de benodigde hoeveelheid *zekere capaciteit* essentieel.

Het hebben van een capaciteitsmarkt heeft echter ook kosten-dempende effecten. Omdat er meer zicht is op voldoende *zekere capaciteit* kunnen *forward prijzen* lager liggen dan in een *energy-only* markt. Kopers zullen waarschijnlijk een lagere premie vooraf bieden omdat er meer zekerheid is op daadwerkelijke levering. Een tweede effect van 'meer zekerheid' is dat de investeringskosten (rente) dalen. Het wordt daadwerkelijk goedkoper om te investeren in nieuwe *zekere capaciteit*. Een systeem met minder risico geeft namelijk minder aanleiding tot risicopremies.

Hoe een *centrale capaciteitsmarkt* zich op de langere termijn kostentechnisch zal vormgeven, is niet vast te stellen. De totale kosten kunnen hoger maar ook lager worden dan in een energy-only markt; het kan beide kanten op.

5. Ruimte voor innovatie bieden

De *centrale capaciteitsmarkt* biedt aanbieders van *demand side response* (mogelijk via een *aggregator*) de mogelijkheid mee te doen in een veiling wanneer ze in staat zijn om voor een lange periode, meestal een jaar, beschikbaar te zijn. Of dit alleen geldt voor grotere capaciteitsvolumes (meer dan 1MW) hangt af van welke voorwaarden gesteld worden in de centrale capaciteitsmarkt.

Concurrentie zal plaatsvinden op basis van de laagste Euro/MW/jaar kosten die de partijen vragen en/of nodig hebben voor het beschikbaar stellen van capaciteit. Dit biedt een prikkel voor innovatie bij *zekere capaciteit* om de laagste capaciteitsprijzen (Euro/MW/jaar) te realiseren.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

De overheid laat het niet aan de markt over om de optimale hoeveelheid opgestelde *zekere capaciteit* vast te laten stellen; in feite wordt niet vertrouwd op het *energy-only marktontwerp*. Overheidsingrijpen beperkt zich echter enkel tot dit aspect. Alle principes van de energy-only markt zoals beschreven bij EOM 3de Pakket en EOM CEP blijven aansluitend van kracht.

Het instrument van de *centrale capaciteitsmarkt* is vatbaar voor ontwerpfouten wat kan leiden tot teveel of te weinig vergoede *zekere capaciteit*. Maar een niet goed doordachte opzet kan ook leiden tot een ongelijk speelveld tussen technologieën of grenzen waarbij eindgebruikers of innovatieve technologieën al dan niet kunnen meedoen. De opzet van een *centrale capaciteitsmarkt* moet daarom doordacht zijn.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

Het Clean Energy Package stelt voorwaarden aan het – tijdelijk – inrichten van capaciteitsmarkten¹⁰. Lidstaten die nieuwe capaciteitsmechanismen, in welke vorm dan ook, in willen richten moeten eerst eventuele belemmeringen in de werking van de markt wegnemen en de noodzaak van een capaciteitsmechanisme aantonen met een internationale *adequacy analyse* inzake leveringszekerheid.

Als ze vervolgens een capaciteitsmechanisme in willen stellen, moeten lidstaten hun mechanisme openstellen voor grensoverschrijdende participatie en duurzaamheidseisen stellen aan deelnemende productie-installaties. Ook bestaande capaciteitsmechanismen moeten aan de nieuwe voorwaarden gaan voldoen. In het Verenigd Koninkrijk is een *centrale capaciteitsmarkt* ingevoerd en is dit door de Europese Commissie compliant verklaard met de EEAG state aid guidelines.

In lijn met de visie van Europese Commissie zien we steeds meer een verschuiving van het waarborgen van de nationale leveringszekerheid naar een regionale leveringszekerheid waarbij de *grensoverschrijdende transportcapaciteit* tussen de landen een belangrijke rol speelt in de leveringszekerheid van individuele landen. Als zich echter op regionaal niveau een leveringszekerheidsprobleem voordoet en voldaan is aan de voorwaarde dat alle marktbelemmeringen zijn weggenomen, zou het invoeren van een *centrale capaciteitsmarkt* een oplossing kunnen zijn.

¹⁰ Nog bovenop de staatssteun en mededingingsregels.

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

Groot- en kleinverbruikers zouden door middel van vraagsturing kunnen participeren in de capaciteitsveiling, waarbij voor de laatste waarschijnlijk een bundeling van hun capaciteit nodig is. Dit kan in de vorm van het afschakelen van vermogen maar ook door in te voeden vanuit opslagtechnologieën. Deze oplossingen moeten echter wel beschikbaar zijn hiervoor voor een langere periode, typisch een jaar. Dit biedt goede mogelijkheden voor grootverbruikers..

4. Decentrale capaciteitsmarkt

Omschrijving

De overheid legt in dit systeem aan leveranciers van elektriciteit de verplichting op om de piekcapaciteit van hun klantportfolio zeker gesteld te hebben qua *zekere capaciteit*. Het systeem kan in allerlei gradaties worden doorgevoerd. Bijvoorbeeld zou het kunnen worden beperkt tot elektriciteitsleveranties aan kleinverbruikers. Of het zou integraal kunnen worden uitgevoerd voor zowel elektriciteit als gas en daarmee voor alle energieleveranties aan binnenlandse afnemers geldt. In onderstaande beschouwing wordt er vanuit gegaan dat de *decentrale capaciteitsmarkt* wordt ingevoerd voor alle afnemers.

In de *decentrale capaciteitsmarkt* wordt de leverancier centraal gepositioneerd als hoeder van de leveringszekerheid. Hij vervult de rol tussen de aanbieders van *zekere capaciteit* en de energieverbruikers als afnemers. De leverancier zal samen met zijn klanten de behoefte aan *zekere capaciteit* moeten vaststellen en deze als capaciteitscertificaten vervolgens op een in te richten markt (beurs of bilaterale contracten) inkopen of zelf produceren. Verwachting dat dit vooral korte termijn contracten zullen zijn, omdat een leverancier minder zekerheid heeft om zijn klanten te houden. Het verschil met een *centrale capaciteitsmarkt* is namelijk dat het hier marktpartijen zijn die de contractering uitvoeren. Deze kennen een ander risicoprofiel dan de centrale autoriteit die bij een *centrale capaciteitsmarkt* de inkoop verzorgt.

Om free-rider gedrag te voorkomen zal er extern toezicht moeten plaatsvinden waarin wordt onderzocht of dit proces in redelijkheid plaats vindt. Extern toezicht is nodig om twee redenen. Enerzijds is de benodigde hoeveelheid *zekere capaciteit* niet eenduidig vast te stellen. Anderzijds is er geen enkele bron van capaciteit 100% zeker en dus zijn er ook daar lastige afwegingen te maken. Voor dit laatste zou als alternatief kunnen gelden dat de capaciteitscertificaten aan nauw omschreven regels moeten voldoen, maar dat gaat dan ten koste van de ‘creativiteit van de markt’. Dit maakt het systeem qua handhaving complexer dan andere marktontwerp vormen. Verwacht wordt dat het extern toezicht zal geschieden door de ACM.

Onderliggend verdienmodel

Er zijn veel en diverse leveranciers van *zekere capaciteit* met bijbehorende verdienmodellen:

- Elektriciteitsproducenten met *zekere capaciteit* kunnen een vergoeding tegemoet zien voor het beschikbaar houden van hun WKK-eenheden, elektriciteitscentrales, en grootschalig opslag. Zij zullen daardoor eerder geneigd zijn hun *marginale eenheden* open te houden.
- Leveranciers kunnen aan een *decentrale capaciteitsmarkt* verdienen door de piekcapaciteit van hun klantenportefeuille op slimme wijze te minimaliseren, eventueel in combinatie met hun productiecapaciteit, waardoor ze zo weinig mogelijk *zekere capaciteit* extern in hoeven te kopen.
- Consumenten kunnen aan een *decentrale capaciteitsmarkt* verdienen door hun verbruik (en eigen productie) af te stemmen met de leveranciers, dan wel kleinschalig opslag gebruiken om hun profiel af te vlakken.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

Het is technisch mogelijk om een *decentrale capaciteitsmarkt* in te richten met robuust ontwerp richting 2050, ongeacht het feit dat meer dan 80% intermitterende capaciteit beschikbaar is.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Ten opzichte van het *energy-only marktontwerp* neemt de leveringszekerheid toe doordat leveranciers worden verplicht capaciteit te contracteren en er een markt ontstaat voor capaciteit. Die markt kan mogelijk zijn in de vorm van capaciteitscertificaten of contracten tussen partijen.

3. Tijdige investeringsprikkels bieden

Om het systeem te laten leiden tot tijdige investeringsprikkels, dienen leveranciers voldoende prikkels te hebben om voldoende capaciteitscertificaten langdurig te blijven contracteren. Voorwaarde is dan ook dat boetes (of andere prikkels) voor leveranciers voldoende hoog zijn, wanneer onvoldoende capaciteitscertificaten kunnen worden getoond. Op deze wijze hebben producenten van *zekere capaciteit* voldoende zekerheid dat er op termijn vraag naar hun producten zal zijn.

Een alternatieve aanpak is dat leveranciers de verplichting (of een sterke incentive) krijgen om hun capaciteitsbehoefte voor een langere termijn af te dekken dan de huidige *forward markt*. Deze bereidheid kan worden opgelegd door de overheid, die regels kan stellen wanneer en/of hoeveel certificaten een leverancier dient in te kopen (zie Frankrijk). Nadelen van een dergelijk regelsysteem zijn dat het de mogelijkheden beperkt voor leveranciers om met hun klanten slimme oplossingen te bedenken en dat nieuwe leveranciers lastiger kunnen toetreden tot de markt omdat vooraf reeds langlopende contracten (of certificaatkopen) zijn vereist.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Op korte termijn nemen de kosten toe voor de consumenten omdat men via de vergoeding voor capaciteitscertificaten gaat betalen voor leveringszekerheid, terwijl deze nu ook al op orde is. Op langere termijn is dit onduidelijk: enerzijds moet men een (vaste) vergoeding gaan betalen voor leveringszekerheid (*zekere capaciteit*), maar anderzijds kunnen er dankzij de daarmee uitgelokte investeringen in *zekere capaciteit*, minder prijspieken voorkomen.

Ten opzichte van een *centrale capaciteitsmarkt* kan een *decentrale capaciteitsmarkt* meer *flexibiliteit* aan leveranciers bieden om met hun klanten tot slimme oplossingen te komen, wat tot een efficiënter systeem zou kunnen leiden. Hierbij kan met name gedacht worden aan *demand side response*. Voor producenten biedt een *decentrale capaciteitsmarkt* ten opzichte van een *centrale capaciteitsmarkt* minder zekerheid, dit door de korte looptijd van de contracten in een *decentrale capaciteitsmarkt* ten opzichte van centrale capaciteitsmarkt, die tot hogere risicopremies leidt.

5. Ruimte voor innovatie bieden

Mits een *decentrale capaciteitsmarkt* goed wordt geïmplementeerd, inclusief adequate externe toetsing, zal een *decentrale capaciteitsmarkt* aanleiding geven tot innovaties. Bijvoorbeeld, *demand side response* bij kleinverbruikers vereist dat de thans voorgeschreven *profielmethode* wordt aangepast of afgeschaft. Daarnaast zal de markt voor capaciteitscertificaten leiden tot innovatie. Er zijn immers vele en zeer diverse mogelijke aanbieders van *zekere capaciteit* (elektriciteitscentrales, batterijen, geheel of gedeeltelijk afschakelen, importen), die via concurrentie op voorwaarden en prijzen zullen proberen aan de leveranciers kortlopende en langlopende contracten te ontlokken. Voor elektriciteitsproducenten van intermitterende capaciteit, bijvoorbeeld windenergie, is er de optie hun capaciteit ‘zeker’ te maken door het opbouwen van een portfolio aan productie-eenheden in verschillende regio’s en met opslagsystemen zoals power-to-gas of batterijen.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

De *decentrale capaciteitsmarkt* dient eenmalig wettelijk te worden geïntroduceerd, maar is in zijn essentie een systeem waarbij veel aan de markt wordt overgelaten. Qua overheidssturing zit de *decentrale capaciteitsmarkt* daarom in tussen een *energy-only marktontwerp*, waarbij de leveringszekerheid volledig aan de markt wordt overgelaten, en een centrale capaciteitsmarkt, waarbij (bijvoorbeeld) de TSO de leveringszekerheid waarborgt.

Er is echter wel een risico dat de externe toetsing leidt tot een complex en sterk gestuurd systeem. Er is bijvoorbeeld een ruime keuze uit allerlei vormen van *zekere capaciteit*. Dit maakt het nodig dat er regels komen wat onder zeker wordt volstaan en waarbij keuzes worden gemaakt. Levert een grootschalige elektriciteitsopslag die na een aantal dagen of weken leeg is ook *zekere capaciteit*? En een gascentrale met een opstarttijd van een paar dagen? Moet een gascentrale ook een ‘zeker’ gascontract hebben? Hoe gaan we om met gepland en ongepland onderhoud van installaties die *zekere capaciteit* leveren? Ook zal het voor kleine nieuwe leveranciers lastiger zijn om langjarig capaciteitscertificaten aan te schaffen, dan voor grote, bestaande partijen.

Tot slot is van belang dat de overheid voldoende hoge boetes en/of andere prikkels inbouwt. Controle vooraf is namelijk lastig. Prikkels voor partijen helpen om te voorkomen dat achteraf blijkt dat er onverantwoorde risico's zijn genomen.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

Een *decentrale capaciteitsmarkt* wordt momenteel in Frankrijk ingevoerd en dus is de verwachting dat het past binnen de Europese regels. De Europese Commissie heeft geoordeeld dat het Franse model in lijn is met de EEAG¹¹. *decentrale capaciteitsmarkt* Een eventuele capaciteitsmarkt zou volgens het Clean Energy Package tijdelijk van aard moeten zijn. *decentrale capaciteitsmarkt*

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

Leveranciers hebben er belang bij *demand side response* te stimuleren of tenminste ervoor te zorgen dat hun klanten een bepaald patroon hebben. Hiervoor zouden leveranciers nieuwe producten kunnen ontwikkelen. Wellicht dat er afnemers zijn die bereid zijn om tegen een vergoeding een aantal uren/dagen per jaar geheel of gedeeltelijk onderbroken te worden. Dit zal uiteraard afhankelijk zijn van de financiële vergoeding die een leverancier hiervoor bereid is te betalen, ofwel, van de marktwaarde van het certificaat.

¹¹ Bron: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261326/261326_1873332_314_5.pdf

5. Energy Market en Operating Reserve Demand Curve

Omschrijving

De *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC) is een systeem van aanvullende regulering van prijsvorming op de *balanceringsmarkt*. Een vorm van ORDC wordt sinds enkele jaren in de elektriciteitsmarkt van Texas gebruikt. Ook het Verenigd Koninkrijk heeft elementen van het ORDC model verwerkt in haar *balanceringsmarkt*.

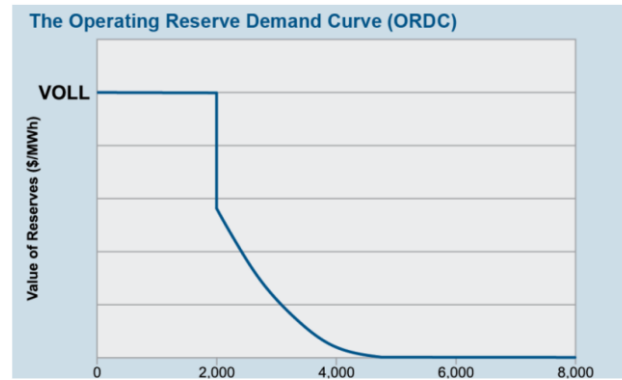
De ORDC richt zich specifiek op de *balanceringsmarkt* en wordt door sommigen als oplossing gezien voor markten waar het marktontwerp onvoldoende effectieve prijsprikkels geeft. De effectiviteit van prijsprikkels wordt door regels op alle deelmarkten beïnvloed. Het ontwerp van de *balanceringsmarkt* heeft invloed op de mate waarin de waardering van de *operationele reserves* tot uiting komt in de vergoeding voor *balanceringsenergie*. Het beïnvloedt ook de mate waarin marktpartijen worden geprikkeld om onbalans te voorkomen.

Het basisprincipe van ORDC is dat de TSO een prijsopslag ('price adder') toevoegt aan de *onbalansprijs*. Doel van deze prijscorrectie is om de waarde die consumenten toekennen aan een ononderbroken elektriciteitsvoorziening sterker te verdisconteren in de *onbalansprijs*. Zodoende wordt de real-time waarde van de *operationele reserves* beter weerspiegeld.

De TSO stelt van tevoren de *operationele reserves* vast en dimensioneert deze thans op basis van overeengekomen ENTSO-E regels (operational handbook) en in de toekomst op basis van de EU Richtsnoeren voor systeemoperatie (EU Guideline on System Operations, SO GL). Vervolgens is de TSO vrij om te bepalen hoe ze zich verzekert van reserves die volgens de dimensioneringseisen nodig zijn. Alles mag, zolang de reserves in real time beschikbaar zijn. Dat kan door het inkopen van regel- en reservevermogen, met verplichtingen of gewoon door het monitoren van de vrije marge in het systeem (optellen van alle eenheden die niet op vol vermogen draaien en/of het vragen van biedingen).

De prijsopslag wordt bepaald door een formule waarin de *VoLL* en de *Loss of Load Probability (LoLP)* zijn opgenomen. De *VoLL* is de geschatte prijs die afnemers maximaal bereid zijn te betalen om elektriciteit geleverd te krijgen (in plaats van afgeschakeld te worden). De *LoLP* is de kans dat het beschikbare productievermogen niet in de vraag kan voorzien. Een hoge *LoLP* betekent dat de kans groot is dat (sommige) afnemers afgeschakeld zullen gaan worden. De prijscorrectie is dus hoger in tijden van schaarste en juist laag (of nul) is als er veel *operationele reserve* aanwezig is

Op momenten waar sprake is van minimale *operationele reserves* wordt de prijs binnen het ORDC model voor deze reserves op het niveau van de *VoLL* gezet. Elke toename in de beschikbaarheid van *operationele reserves* zou dan immers de kans op afschakeling verminderen. In onderstaand voorbeeld ligt deze minimumreserve bij 2.000 MW en wordt de *VoLL* dan aangenomen op \$ 9.000 per MWh te liggen. Op momenten waar voldoende *operationele reserves* beschikbaar zijn, gaat de prijsopslag naar nul. In onderstaand voorbeeld is dat bij een reserve boven de 4.000 MW. De *onbalansprijs* is hiermee een regulatorisch vastgestelde benadering van de waarde die afnemers aan een ononderbroken elektriciteitslevering hechten.



Figuur 2: fictief voorbeeld van een ORDC in Texas met een piekbelasting van 70GW¹²

Het doel is om hierdoor op basis van een vooraf vastgestelde regel frequentere *schaarsteprijzen* te laten ontstaan alsmede om zelden voorkomende maar meer extreme *schaarsteprijzen* te vermijden. Uitgangspunt is dat lagere maar meer frequente (en daardoor meer 'zekere') *schaarsteprijzen* een prijsprikkel vormen om te investeren in flexibele capaciteit. De *schaarsteprijzen* worden door de administratief vastgestelde prijsopslag gecreëerd en die wordt opgeteld bij de prijs die tot stand komt op basis van het biedgedrag van de marktpartijen.

Vanuit de huidige Europese focus om te komen tot (Europees geharmoniseerde) *balanceringsmarkten* die goed functioneren, is de ORDC vooral een 'transitie-instrument' voor niet goed functionerende *balanceringsmarkten* zonder effectieve prijsprikkels. In de EB GL is het toepassen van een ORDC-achtig systeem een nationale keuze.

Onderliggende verdienmodel

Van de ORDC profiteren producenten van flexibele capaciteit die direct (online) kunnen reageren op *schaarsteprijzen*. Dat kan ook van toepassing zijn op partijen die via *demand side response* af kunnen schakelen (of hun opslag vol laten lopen).

Het is belangrijk om toe te voegen dat in tegenstelling tot de situatie in Nederland in veel andere landen de prijzen voor *balanceringsenergie* niet dicht bij real time beschikbaar zijn (in Duitsland bijvoorbeeld pas na ongeveer 6 weken) waardoor het direct reageren op schaarste eigenlijk niet mogelijk is. De EB GL stelt deze informatieverplichting als een eis. De beschikbaarheid van real-time informatie is waarschijnlijk belangrijker voor de ontwikkeling van verdienmodellen dan het ORDC mechanisme zelf.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

De vaststelling van de prijsopslag is een functie van de economische uitgangspunten *VOLL* en *LOLP*. Het aandeel duurzaam in het systeem maakt dat principe niet anders.

De nauwkeurige vaststelling van in het bijzonder de *LOLP* verdient echter continue aandacht en scherpstelling bij een systeem met een zeer groot aandeel duurzaam: windsterktes en zonnekrachten kunnen nu eenmaal plots opkomen of afzakken met een direct effect op de *operationele reserves*.

¹² Bron: <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2014/ORDCUpdate-FINAL.pdf>

2. Leveringszekerheid waarborgen

De leveringszekerheid neemt in principe toe doordat de winstgevendheid van de *operationele reserves* toeneemt. De prijsopslag moet dan wel voldoende groot zijn opdat voldoende centrales hun kosten terug kunnen verdienen en/of *demand side response* aantrekkelijk wordt.

Het is moeilijk te zeggen of een prijsopslag ook het verschil kan maken voor de bouw van nieuwe capaciteit, mocht deze noodzakelijk zijn. Dat is mede afhankelijk van andere ontwikkelingen. In Texas is ORDC in 2014 geïntroduceerd op basis van verwachte schaarste. Na introductie is de schaarste afgenomen door andere ontwikkelingen (afgenomen vraag en toetreding van nieuwe capaciteit) waardoor de prijsopslag relatief weinig verschil maakte. Of de nieuwe centrales nu gebouwd zijn op de verwachting van schaarste of op de invoering van de prijsopslag is niet te onderscheiden.

3. Tijdige investeringsprikkels bieden

Omdat de *onbalansprijs* zowel het risico van niet-leveren weerspiegelt als de kans voor wel leveren, kan worden aangenomen dat er een koppeling is van deze prijzen met de *day-ahead market* en op lange-termijn ook met de *forward market*.

Doordat prijsopslag leidt tot frequente hogere prijzen voor *balanceringsenergie* werkt de ORDC sneller door in de *forward market* met hogere *forward prijzen*. Dit vergroot de kans op tijdige investeringen.

Voorwaarde is wel dat de ORDC-methodiek voor een zodanig lange-termijn wordt vastgelegd dat deze voldoende zekerheid biedt om investeringen erop te kunnen baseren. Dat staat op gespannen voet met de eerdere opmerking dat ORDC vooral als een transitie-instrument wordt gezien voor slecht functionerende *balanceringsmarkten*.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Vaker voorkomende *schaarsteprijzen* door middel van de ORDC prijsopslag – die kunnen stijgen tot de *VoLL* – leiden tot hogere kosten dan zelden tot nooit voorkomende *schaarsteprijzen* in een puur *energy-only marktontwerp* die eveneens tot *VoLL* kunnen stijgen. Door de frequentere schaarsteprijzen bij een ORDC prijsopslag, zal dit effect sneller door kunnen werken in de *forward market*, middels het arbitrage-effect, dat bij de *energy-only marktontwerp* staat uitgelegd.

Omdat de prijsopslag niet op onderliggende kosten gebaseerd is maar enkel op een inschatting van de schaarste (*VoLL* en *LoLP*) dienen de extra uitgaven voor onbalansveroorzakende partijen en extra inkomsten voor onbalanswegwerkende partijen onderdeel zijn van het gereguleerde raamwerk van de TSO voor de nationale onbalanssystematiek. In het Nederlandse onbalansmechanisme is dat reeds een automatisme omdat de (marginale) prijs voor *balanceringsenergie* gelijk is aan de door onbalans veroorzakende partijen te betalen *onbalansprijs*. De EBG schrijft hierover voor dat TSO's geen belang mogen hebben bij de financiële afwikkeling (financiële neutraliteit). Een dergelijk systeem kan echter wel leiden tot het doorschuiven van kosten en risico's tussen producenten, leveranciers en consumenten (distributie-effecten). De opzet vraagt daarom om een zorgvuldig besluitvormingsproces.

5. Ruimte voor innovatie bieden

De prijsopslag biedt een incentive voor partijen die *operationele reserve* beschikbaar kunnen stellen voor de *day-ahead market* en *balanceringsmarkt*. De prijsopslag is technologieneutraal en kan daardoor ook een prikkel vormen voor *demand side response* en andere *flexibiliteitsopties*.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

Er wordt een 'kunstmatig' element ingebracht in het huidige *energy-only marktontwerp*. Een administratieve prijsopslag bij schaarste kan worden gezien als een overheidsinterventie voor situaties waar marktfalen ertoe leidt dat er geen schaarste-opslag in de *onbalansprijs* zit. Het is waarschijnlijk dat een voortdurende aanscherping van parameters door de overheid, de toezichthouder of de TSO noodzakelijk zal blijven.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

Er zijn inmiddels ervaringen opgedaan met ORDC in de Verenigde Staten (Texas). Het marktontwerp van elektriciteitsmarkten in de Verenigde Staten en Europa verschilt echter behoorlijk. De elektriciteitsmarkten in de Verenigde Staten dekken namelijk grotere gebieden af maar zijn niet onderling gekoppeld zoals de Europese elektriciteitsmarkten. In een Europees geïntegreerde *balanceringsmarkt* zal dit een lastig vraagstuk zijn omdat een deel van de markt geïntegreerd is. In bestaande studies is nog niet geconcludeerd of ORDC past binnen het *Electricity Target Model* van de Europese Commissie, dat bedoeld is om Europese integratie van interne elektriciteitsmarkt mogelijk te maken, en of het bij een nationale implementatie tot verstoringen zou leiden.

8. Actieve rol eindgebruiker mogelijk maken

De prijsopslag in een ORDC ontwerp is technologieneutraal en kan ook een prikkel vormen voor *demand side response*.

Stimuleringsmaatregelen

Een robuust en efficiënt elektriciteitsmarktontwerp omvat meer dan het voorkomen van onvrijwillige afschakeling vanuit leveringszekerheid. Het dient het kader te bieden voor het bereiken van gewenste lange-termijn maatschappelijke doelstellingen; specifiek de ‘duurzame’ component in de klassieke marktopzet naast betaalbaarheid en betrouwbaarheid.

Gezien de noodzaak om klimaatverandering te beperken moeten de afspraken uit het Klimaatakkoord van Parijs (2015) uitgewerkt worden in nieuw beleid. Voor de ETS-sectoren gebeurt dit allereerst op Europees niveau, voor de niet-ETS-sectoren zal dit nationaal beleid zijn. De huidige Europese doelstellingen voor 2030 zijn:

- Tenminste 40% minder uitstoot van broeikasgassen in vergelijking met 1990;
- Tenminste 27% van het totale energieverbruik uit hernieuwbare energie; en
- Tenminste 27% meer energie-efficiëntie.

Deze doelstellingen hebben betrekking op de gehele economie en energievoorziening en zijn geen specifieke doelstellingen voor elektriciteit. De Europese CO₂-doelstelling is daarbij vastgesteld voorafgaand aan het sluiten van het Parijsakkoord en is waarschijnlijk onvoldoende om de afspraken uit dit akkoord te realiseren.

In tegenstelling tot de doelstellingen die gesteld zijn voor 2020, is de doelstelling voor duurzame energie (vooral nog) niet doorvertaald naar nationale doelstellingen. Helder is wel dat de Europese doelstelling gehaald moet worden en dat de lidstaten daar gezamenlijk invulling aan moeten geven. Het EU-ETS is een Europees werkend instrument en richt zich daarbij primair op de reductie van CO₂-uitstoot bij alle grote energiegebruikers in Europa (waaronder de productie van elektriciteit). Voor de stimulering van hernieuwbare of duurzame energie hantieren de lidstaten eigen nationale instrumenten. In Nederland is de SDE+-regeling primair het instrument voor de stimulering van investeringen in duurzame elektriciteit.

Een relevante vraag is of een richtinggevende aparte nationale doelstelling voor duurzaam in 2030 effectief is of juist niet. Hier kan op verschillende manieren naar gekeken worden. Enerzijds biedt een nationale doelstelling een stip aan de horizon en derhalve duidelijkheid voor projectontwikkelaars waar de overheid naar toe wil. Zo hebben de geformuleerde doelstellingen van het SER-akkoord een belangrijke rol gespeeld bij het vaststellen van een groeipad voor wind op zee tot 2023¹³. Anderzijds kunnen meerdere duurzaamheidsdoelstellingen leiden tot inefficiënte maatregelen. Zo zorgt een subsidie voor duurzame elektriciteit er voor dat er minder fossiele energie wordt opgewekt wat zorgt voor een lagere CO₂-uitstoot. Dit resulteert in meer beschikbare CO₂-certificaten wat een lagere CO₂-prijs tot gevolg heeft.

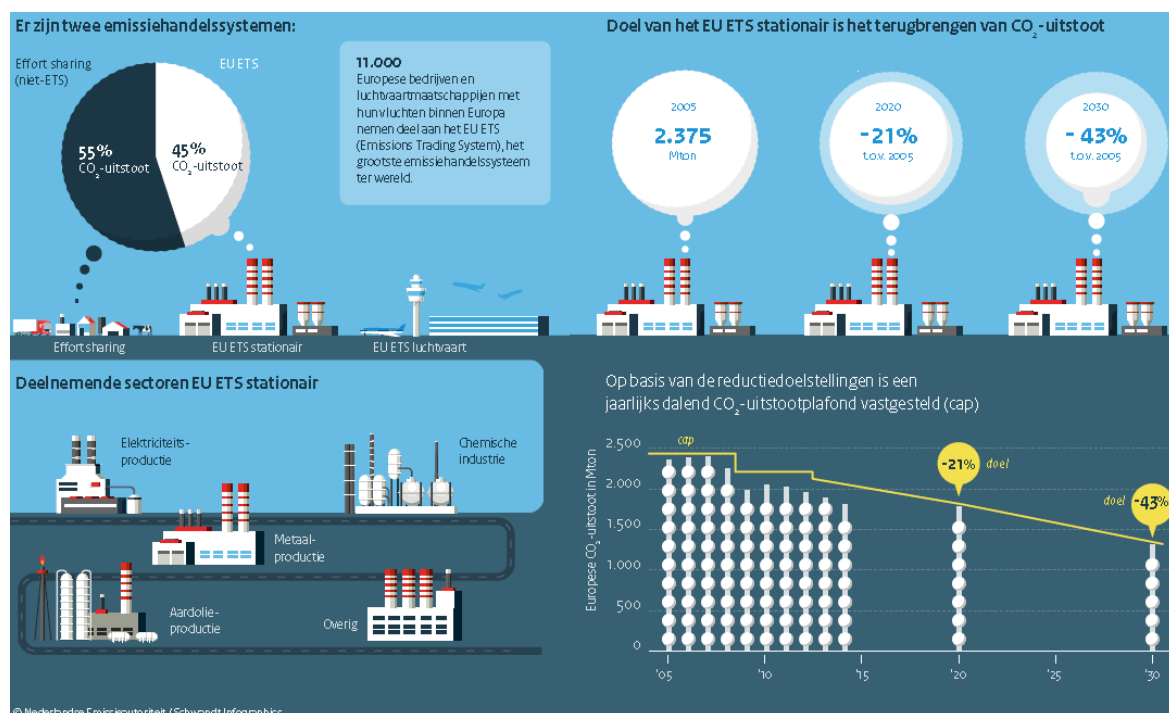
¹³ Zie in dit verband ook de aangenomen motie van Vos en van Veldhoven van 7 februari 2017 waarin zij voorstellen om een tussendoel voor duurzame energie te zetten in 2030 van minstens 30%; bron: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-30196-511.html>

1. Bestaand ETS en versterking ETS

Omschrijving

Emissiehandel

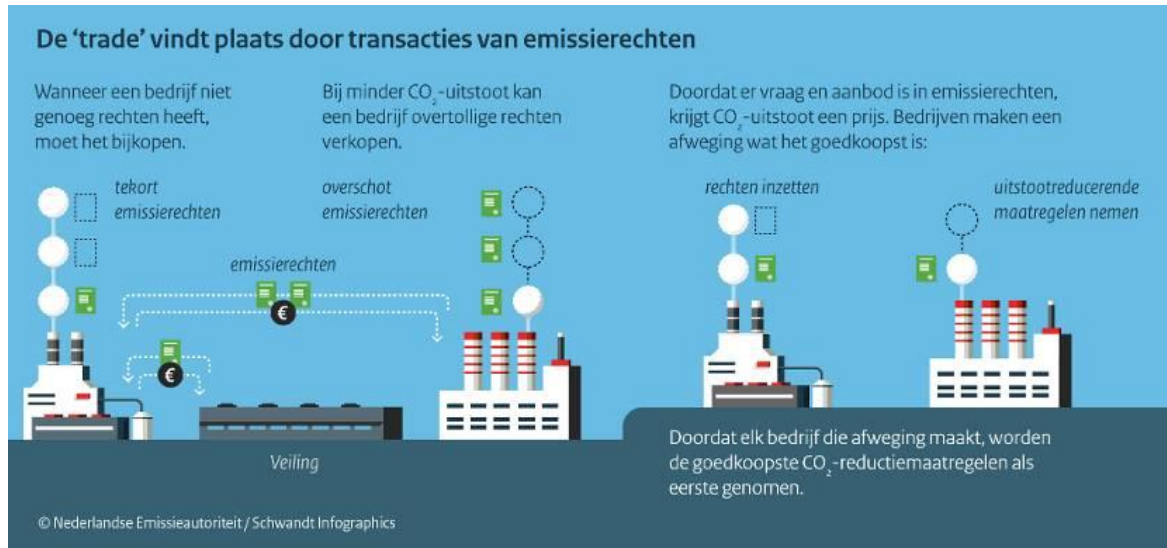
Emissierechten zijn eenheden die 1 ton CO₂-equivalente uitstoot van broeikasgassen vertegenwoordigen. Bijvoorbeeld, de uitstoot van 1 ton methaan staat gelijk aan 21 ton CO₂-eq (in het vervolg van dit stuk zullen we spreken van CO₂). Door uitstoot uit te drukken in handelbare eenheden kunnen bedrijven een investeringsafweging maken om wel of niet minder uitstoot te produceren. Ofwel, investeren in schonere technologie of rechten overleggen. Vragers (bedrijven die CO₂ uitstoten) en aanbieders (overheden of bedrijven met een overschot aan rechten) handelen in emissierechten en zo komt een CO₂-prijs tot stand. Emissiehandel is een instrument om CO₂-uitstoot terug te dringen door middel van een dalend plafond aan emissierechten. CO₂ arme technologieën hebben zodoende een voordeel ten aanzien van technologieën die meer CO₂ uitstoten.



Figuur 3: emissiehandel in Europa

Cap and trade

De Europese emissiehandel voor CO₂ werkt volgens het 'cap and trade' principe. Binnen het geografische gebied dat valt onder het handelssysteem wordt elk jaar een beperkt aantal emissierechten beschikbaar gesteld dat gelijkstaat aan de totale toelaatbare CO₂-uitstoot (de 'cap'). Het emissieplafond is afgeleid van de te bereiken reductiedoelstelling en gaat geleidelijk omlaag, waardoor rechten geleidelijk aan schaarser worden, en als gevolg daarvan de totale uitstoot zal gaan dalen. De 'trade' vindt plaats door middel van het veilen van emissierechten op een centrale marktplaats, handel op beurzen of via bilaterale handel. Bedrijven kunnen de afweging maken wat het meest kosteneffectief is: investeren in schonere technologie of emissierechten kopen. Het 'trade' principe wordt in onderstaand figuur grafisch weergegeven.



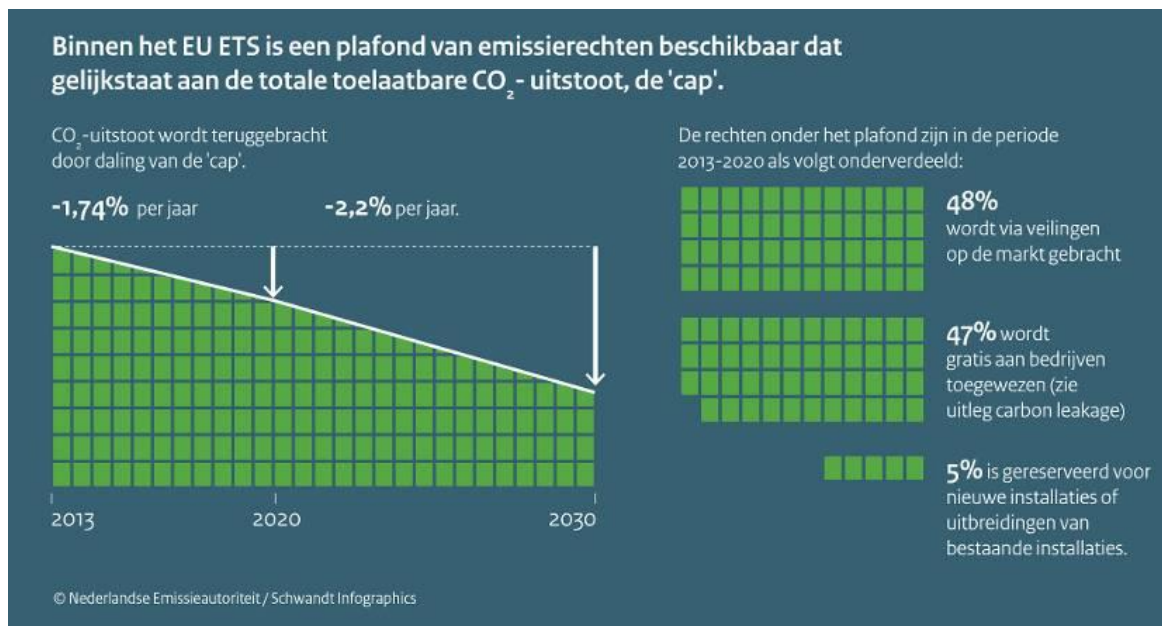
Figuur 4: het 'trade' principe bij emissiehandel voor CO₂

EU-ETS

Sinds 2005 kent de Europese Unie zijn eigen emissiehandelssysteem, het Europese systeem van emissiehandel (EU-ETS). Alle installaties met een thermisch vermogen boven 20 MW vallen onder het EU-ETS en moeten jaarlijks voor elke ton CO₂ die ze uitstoten één emissierecht overleggen. Niet elke installatie of productie-eenheid valt onder het EU-ETS. Daarvoor zijn deelnamecriteria vastgesteld. Op 1 januari 2013 is de derde fase van het EU-ETS van start gegaan. Deze fase duurt tot en met 2020.

Onder de derde fase van het EU-ETS krijgen sommige bedrijven (een deel van) de benodigde emissierechten gratis toegewezen. Elektriciteitsproducenten moeten hun emissierechten kopen. Andere deelnemers aan het EU-ETS krijgen steeds minder rechten gratis toegewezen. Bedrijven die zijn blootgesteld aan *carbon leakage* krijgen hun emissierechten (deels) gratis. Ieder jaar moet elk bedrijf evenveel emissierechten inleveren als het aan tonnen broeikasgas heeft uitgestoten. Wanneer een bedrijf meer uitstoot dan het aan rechten toegewezen heeft gekregen, dan moet het extra rechten bijkopen via veilingen of handel. De uitstoot kan ook meevallen en lager uitvallen dan de hoeveelheid gratis verkregen rechten. Dit kan zo zijn als het bedrijf bijvoorbeeld heeft geïnvesteerd in maatregelen om de uitstoot te verminderen. Het bedrijf houdt dan rechten over en kan deze op de Europese CO₂-markt verhandelen.

De Europese Commissie heeft in 2009 de maximale CO₂-uitstoot (de 'cap') vastgesteld voor 2020. Om dit plafond te bereiken moet de uitstoot van CO₂ jaarlijks met een vastgesteld percentage (1,74%) dalen. Elk jaar zijn er dus minder emissierechten beschikbaar. Dit is grafisch weergegeven in volgend figuur.



Figuur 5: het 'cap' principe bij emissiehandel voor CO₂

Op dit moment kent de elektriciteitsmarkt met name door de recente economische crisis een overschot aan CO₂-rechten. De daadwerkelijke uitstoot is ruim onder het plafond gebleven, met daardoor erg lage CO₂-prijzen (minder dan 10 Euro/ton). Het instrument emissiehandel doet daarmee wel wat het primair (direct) beoogt maar grote investeringen in duurzame elektriciteitsproductie zijn thans zonder overheidssteun niet rendabel. Structurele overschotten in het systeem maken het EU-ETS minder robuust voor het indirect sturen op energiebesparing en opwekking van duurzame elektriciteit. Het is niet te beoordelen of er na 2030 nog sprake is van een overschot.

Om het structurele overschot van CO₂-rechten aan te pakken wordt de Market Stability Reserve (MSR) opgericht, die vanaf januari 2019 in werking treedt. In de MSR wordt geleidelijk het overschot aan emissierechten opgeslagen. Dat betreft in eerste instantie 900 miljoen rechten. Daar komen nog de niet-gealloceerde rechten (naar schatting 550-700 miljoen) bij in 2020. Deze rechten worden allemaal niet geveild. Jaarlijks publiceert de Europese Commissie hoeveel rechten in omloop zijn. Aan de hand daarvan wordt bepaald of er rechten in de reserve worden geplaatst of rechten uit de reserve worden gehaald. De gedachte is dat hiermee een meer stabiele marktprijs ontstaat – vandaar de naam MSR.

Het is de bedoeling dat het EU-ETS op Europees niveau ook indirect stuurt op andere vormen van verduurzaming zoals energiebesparing (via bijvoorbeeld een hogere elektriciteitsprijs) en het opwekken van duurzame elektriciteit. Voor het investeren in duurzame elektriciteitsopwekking moet de CO₂-prijs (Euro/ton) wel boven een bepaald 'omslagpunt' komen opdat een directe investering (zonder overheidssteun) in duurzame elektriciteitsopwekking aantrekkelijk wordt. Dat omslagpunt ligt volgens het Interdepartementale Beleidsonderzoek¹⁴ dat in april 2016 is verschenen op circa 100 Euro/ton CO₂. Inmiddels zijn er wel grote kostenreducties bereikt bij windenergie op zee. In Duitsland is een aanbesteding geweest, waarbij een subsidieloos bod is gedaan. Dat betekent echter nog niet dat hernieuwbare elektriciteitsproductie vanzelf wordt gerealiseerd: de aanbestedingsmetho-

¹⁴ Interdepartementaal Beleidsonderzoek Kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen, april 2016,

diek is in elk geval nog nodig. De CO₂-prijs zelf heeft nog niet het omslagpunt bereikt waarbij investeringen in duurzame energie als vanzelf worden losgetrokken.

Periode tot 2030

Recent is overeenstemming bereikt over een aanscherping van de daling van het plafond. In de vierde periode, 2021-2030, zal het plafond dalen met 2,2% per jaar. De Europese Raad heeft daarbij nog aanvullend een voorstel gedaan waarbij vanaf 2024 jaarlijks overtollige rechten uit de MSR worden vernietigd (te weten: alle rechten bóven de hoeveelheid rechten die in het voorafgaande jaar zijn geveild).

Het klimaatakkoord van Parijs

In het kader van het klimaatakkoord van Parijs worden mogelijk extra stappen genomen om het EU-ETS verder te versterken. Hierbij kan gedacht worden aan een verdere aanscherping van het plafond of meer rechten uit de markt te halen.

Voor de toetsing aan de criteria die hieronder wordt gepresenteerd verandert het oordeel bij een versterkt ETS niet ten opzichte van het bestaande EU-ETS.

Onderliggende verdienmodel

Bij een stijgende prijs voor CO₂ zullen de kosten voor het produceren van elektriciteit met CO₂-emitterende brandstoffen (zoals kolen en gas) stijgen. Afhankelijk van wat gemiddeld genomen de *marginale eenheid* is en indien dit een CO₂-emitterende eenheid is, betekent dit dat ook de elektriciteitsprijs stijgt. In onderstaande drie modellen wordt uitgelegd wat er gebeurt bij een stijgende CO₂-prijs waarbij uitgegaan wordt van constante brandstofprijzen en een constante vraag.

Model 1 – Indien 'gas' de *marginale eenheid* is, treedt bij een stijgende CO₂-prijs en bij constante brandstofprijzen het volgende op:

1. De *forward prijs* voor elektriciteit stijgt;
2. De verdiensten voor gascentrales met hetzelfde rendement als de marginale gascentrale blijven gelijk;
3. De verdiensten voor kolencentrales en minder efficiënte gascentrales nemen af (zij stoten meer CO₂ uit per kWh ten opzichte van de *marginale eenheid*);
4. De verdiensten voor al gesubsidieerd duurzaam vermogen nemen toe als de elektriciteitsprijs boven het zogenaamde SDE+ *basisbedrag* uitkomt;
5. De verdiensten voor technologieën met een lagere CO₂-uitstoot en een hogere efficiency dan de *marginale eenheid* nemen toe (WKK/Kern);
6. De verdiensten voor nieuw aangevraagde duurzame elektriciteitsopwekking stijgen als de elektriciteitsprijs boven het voor die technologie vastgestelde SDE+ *basisbedrag* uitkomt.

Model 2 – Bij het verder stijgen van de CO₂-prijs zal als er eerst een fuel-switch 'gas-kolen' komen. Kolen nemen nu de positie in van de *marginale eenheid*. Bij het verder stijgen van de CO₂-prijs en constante brandstofprijzen treedt dan het volgende op:

1. De *forward prijs* voor elektriciteit stijgt;
2. De verdiensten van kolencentrales blijven gelijk;

3. De verdiensten van alle andere reeds producerende technologieën (gascentrales, WKK, kern) nemen toe;
4. De verdiensten van reeds gesubsidieerde elektriciteitsopwekking nemen toe als de elektriciteitsprijs boven het *basisbedrag* uitstijgt. Als de prijs niet boven het basisbedrag uitkomt, blijven de verdiensten gelijk;
5. De verdiensten voor nieuw aangevraagde duurzame elektriciteitsopwekking stijgen als de elektriciteitsprijs boven het voor de voor die technologie vastgestelde *basisbedrag*/tenderbedrag uitkomt.

Model 3 – Bij het verder stijgen van de CO₂-prijs tot voorbij het omslagpunt:

1. Zal het aandeel duurzaam 'als vanzelf' stijgen; zelfs zonder SDE+;
2. Zullen als eerste kolencentrales uit de markt gedrukt worden; gascentrales zijn nu weer de *marginale eenheden* geworden. De *forward prijs* daalt ten opzichte van de situatie dat kolen nog net de *marginale eenheid* was;
3. Zal de *forward prijs* voor een aantal kalenderjaren vooruit steeds sterker tot stand komen op basis van frequente *schaarste-opbrengsten*.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

Het EU-ETS stuurt direct aan op CO₂-reductie. Het gestelde plafond (de 'cap') daalt jaarlijks met een vastgesteld percentage. Dit systeem is ook robuust na 2030 als de cap erg laag wordt. CO₂-rechten onder een 'lage cap' zijn dan alleen erg schaars en kennen daardoor een erg hoge prijs.

Bij zeer grote hoeveelheden duurzame elektriciteit neemt de relevantie van de CO₂-prijs af. Dat komt doordat bij zeer grote hoeveelheden capaciteit in wind en zon in het systeem, de *marginale eenheid* in de *merit order* dan steeds vaker een wind- of zon-eenheid is. Deze productiecapaciteit heeft een zeer lage marginale kostprijs, van nagenoeg €0, waardoor de *day-ahead prijs* zeer laag uitkomt (of zelfs nul of negatief kan worden). Dit fenomeen zien we reeds in Duitsland met een 35% duurzaam aandeel in de elektriciteitsproductie. Bij een gebrek aan wind en zon in het systeem zal de *day-ahead prijs* beduidend hoger zijn, wellicht zelfs tot *schaarste-opbrengsten* pieken, maar daar profiteert enkel de dan actieve *zekere capaciteit* van. Oftewel, in beide situaties (veel wind en zon; weinig wind en zon) kan de intermitterende capaciteit niet tot nauwelijks verdienen op de elektriciteitsmarkt; het zogenaamde profieffect. Het verder stijgen van de CO₂-prijs maakt dat (gebrek aan) verdienmodel niet anders; de relevantie van de prijs neemt af. Wat wel invloed kan hebben op deze situatie, is de ontwikkeling van opslag of vraagsturing. Hierdoor kan een stabielere elektriciteitsprijs ontstaan: de vraag wordt hoger bij een lagere prijs en bij een hogere prijs ontstaat er meer aanbod, vanuit bijvoorbeeld de beschikbare opslagcapaciteit. Dan wordt de prijsontwikkeling vlakker.

Bovenstaande uiteenzetting geldt niet bij een duurzame elektriciteitsvoorziening waarin biomassa de *marginale eenheid* is. Dan tendert de prijs niet naar €0 omdat significante duurzame marginale kosten in het systeem aanwezig blijven.

Ook bij een versterkt ETS blijft het risico bestaan van *carbon leakage* naar regio's zonder een emissiehandelssysteem of andere maatregelen om CO₂-uitstoot te beprizen. Voor de elektriciteitsmarkt is het niet relevant omdat deze de rechten niet gratis ontvangt en zich niet laat verplaatsen.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Het EU-ETS is niet leidend inzake de leveringszekerheid met betrekking tot de elektriciteitsvoorziening. Het EU-ETS is er niet op gericht om er voor te zorgen dat te allen tijde onvrijwillige afschakeling wordt voorkomen. Het EU-ETS richt zich op het reduceren van CO₂-emissies. Een goed functionerend emissiehandelssysteem geeft investeerders in elektriciteitsopwekking prijssignalen richting een CO₂-vrije opwekking.

3. Tijdige investeringsprikkels bieden

Zolang de CO₂-prijs zich ver onder het omslagpunt bevindt loont het niet om zonder subsidie te investeren in duurzame elektriciteitsopwekking. Tot het omslagpunt is bereikt gaat er van de CO₂-prijs dus geen tijdige investeringsprikkels uit voor investeringen in duurzame elektriciteitsopwekking.

Voor wat betreft conventionele elektriciteitsopwekking komt een investeringsprikkels voort uit marktprijzen. Het verschil tussen opwekkosten met een bepaalde brandstof en de verwachte marktprijs voor elektriciteit is de prikkel tot het al dan niet investeren in productiecapaciteit. Het beprijsen van CO₂ verhoogt weliswaar de kosten van de inzet van gas of kolen in een centrale en daarmee de verwachte marktprijs voor elektriciteit, maar het geeft geen prikkel om tijdig te investeren in nieuwe capaciteit. Het beïnvloedt hooguit de keuze voor een bepaald type brandstof.

Onzekerheid over het functioneren van het EU-ETS en daarmee de prijs van het uitstoten van CO₂ heeft negatieve invloed op investeringen.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

Emissiehandel (in de EU volgens het systeem van ‘cap and trade’) is in theorie de meest efficiënte manier om tegen de laagste kosten CO₂-uitstoot terug te dringen. Het selecteert automatisch de meest doelmatige en goedkoopste oplossingen om CO₂-emissies te reduceren en leidt daarmee tot de laagste totale kosten voor het elektriciteitssysteem op het gebied van de CO₂-reductie.

Het invoeren van nationale CO₂-beprijzing bovenop het EU-ETS is een vorm van overheidsingrijpen welke het kosteneffectief functioneren van het EU-ETS ondermijnt. Het leidt op Europese schaal tot niet-efficiënte marktuitkomsten en prijsvorming op de markt van CO₂-certificaten.

5. Ruimte voor innovatie bieden

Het EU-ETS stuurt onder het zogenaamde omslagpunt direct aan op de emissiereductie en energiebesparing. Zeker als het emissieplafond lager wordt en er geen structureel overschot van emissierechten is.

Het EU-ETS stuurt boven het omslagpunt direct aan op zowel emissiereductie, energiebesparing, als ook het duurzame opwekken van elektriciteit. Daarbij is er ruimte voor innovatie; als de prijs van CO₂ hoger is dan het omslagpunt is er een prikkel om technologieën te ontwikkelen en te verbeteren om zoveel mogelijk CO₂ te reduceren. Innovatie zal naar verwachting buiten de elektriciteitsmarkt plaatsvinden. Hoe meer CO₂-reductie hoe interessanter een project wordt. Een hoge CO₂-prijs kan ook leiden tot aanpassing van de elektriciteitsvraag, doordat grootverbruikers van elektriciteit daarop reageren door bijvoorbeeld te investeren in energiebesparing. Er kan een dynamisch proces ontstaan. Dit geldt echter in de situatie boven het omslagpunt. Tot het omslagpunt dient innovatie met andere instrumenten gestimuleerd te worden.

Daarnaast is er binnen het EU-ETS een speciaal fonds opgericht om innovatie op het gebied van CO₂-reductie verder te stimuleren. Tot en met 2020 is er het NER 300 (een fonds waarin de opbrengsten van 300 miljoen emissierechten zijn geplaatst) dat innovatieve duurzame elektriciteitsopwekking en afvang en opslag van CO₂ ondersteunt.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

Het EU-ETS is een ‘cap and trade’ systeem. Op basis van vraag en aanbod wordt de prijs voor het uitstoten van CO₂ op de markt bepaald. De overheid zet de kaders voor deze markt, door het bepalen van het plafond en de spelregels. Overheidssturing vindt plaats op twee manieren. Ten eerste kan het plafond wijzigen. Dit is rechtstreeks verbonden met het te behalen doel. Ten tweede is er overheidssturing geweest om tekortkomingen in het systeem op te lossen. De MSR is hiervan een voorbeeld.

Er is echter veel discussie over de werking van het EU-ETS en een steeds grotere roep om nationaal ingrijpen is zichtbaar. In het Verenigd Koninkrijk is er bijvoorbeeld een CO₂-prijsvloer ingesteld om het uitblijven van gewenste effecten, nationaal te corrigeren. Ook in andere landen wordt gesproken over het invoeren van nationale CO₂-heffingen. Het invoeren van nationale CO₂-beprijzing bovenop het EU-ETS is een vorm van overheidsingrijpen. Zoals eerder benoemd, is de ETS-prijs momenteel niet hoog genoeg om duurzame energie te realiseren. Dit is een correctie op dat gegeven.

7. Houdbaar blijven bij buitenlands afwijkend beleid

Het EU-ETS is Europees beleid en daarmee houdbaar in de Noord-West Europese markt.

8. Actieve rol eindgebruikers mogelijk maken

Grootverbruikers en kleinverbruikers hebben geen actieve rol en krijgen te maken met een hogere elektriciteitsprijs via een hogere CO₂-prijs. Dit kan een prikkel tot besparen geven en om te investeren in duurzame energie. Grootverbruikers kunnen actief hun eigen productieproces verduurzamen en investeren in duurzame energie, om zo niet geconfronteerd te worden met de prijs van CO₂ op hun energierekening.

2. Stimulering duurzame elektriciteit

Omschrijving

De SDE+-subsidie is een instrument om duurzame energie te stimuleren. De Rijkdienst voor ondernemend Nederland (RVO), onderdeel van EZ, is in Nederland belast met het toekennen van de SDE+-subsidie. Op hun website¹⁵ wordt uitgelegd wat de doelstelling is van deze subsidie:

Met de SDE+ stimuleert het ministerie van Economische Zaken de ontwikkeling van een duurzame energievoorziening in Nederland. Duurzame energie is beter voor het milieu, maakt Nederland minder afhankelijk van fossiele brandstoffen en is goed voor de economie.

De eerste twee argumenten die worden genoemd, ‘milieu’ en ‘afhankelijkheid van fossiele brandstoffen’, zijn doelstellingen die ook gebruikt zouden kunnen worden als het gaat om het EU-ETS. Het laatste argument ‘goed voor de economie’, hoewel in zekere zin arbitrair, is een aspect waar de SDE+ zich onderscheidt van de EU-ETS. Waar het laatstgenoemde instrument vooral effectief is om uitstoters te stimuleren efficiënter (in termen van CO₂) te produceren, zoals elektriciteitsopwekking door gas in plaats van kolen, zorgt een SDE+-subsidie expliciet voor nieuwe economische activiteit in de vorm van investeringen. Neem wind-op-zee: deze investeringen (die met subsidies worden ondersteund) zorgen voor nieuwe economische activiteit in Nederland die gepaard gaat met werkgelegenheid, kennis en innovatie.

De SDE+ is het instrument dat Nederland gebruikt om nationale en Europese doelstellingen voor duurzame elektriciteit te realiseren. De huidige budgetten van de SDE+ zijn erop gericht om 16% duurzame energie in 2023 te realiseren volgens de afspraken uit het SER-energieakkoord van 2013. Wanneer de politiek besluit om door middel van een nieuwe nationale doelstelling de groei van duurzame productie ook na 2023 voort te zetten, zou de SDE+ min of meer in zijn huidige vorm kunnen worden gecontinueerd. De vraag is of dit instrument ook het juiste middel is als er geen nationale doelstelling na 2023 geformuleerd zal worden.

In dit hoofdstuk zal achtereenvolgens worden ingegaan op de SDE+-regeling (specifiek op elektriciteit), wind op zee, Quota Duurzaam Leverancier (Quota), de Investerings Subsidie Duurzame Energie (ISDE) en salderen.

Werking van de SDE+-regeling

De SDE+ subsidieert de *onrendabele top* van een investering in duurzame elektriciteit. ECN berekent ex-ante voor verschillende opwektechnologieën de kostprijs dat het *basisbedrag* wordt genoemd. Verder berekent ECN ex-post de marktprijs voor de opbrengsten van de opgewekte energie, dit is het *correctiebedrag*. Het verschil tussen de kostprijs en de marktprijs is de *onrendabele top*, de maximale waarde die door de SDE+ vergoed kan worden. In de SDE+ wordt ook een bodemprijs voor het *correctiebedrag* gehanteerd (minimale opbrengst van de energie).

Het jaarlijkse SDE+ budget wordt in verschillende fasen open gesteld voor projecten. In de eerste fase kunnen de projecten met het laagste *basisbedrag* indienen. Indien er budget over blijft, gaat een volgende fase open met een hoger *basisbedrag*. Projecten van een opwektechnologie die een hoog *basisbedrag* heeft, kunnen al in een eerdere fase onder hun *basisbedrag* indienen om zo een grotere kans te hebben dat budget aanwezig is.

De SDE+ is een exploitatiesubsidie en keert dus uit op basis van geproduceerde eenheid energie (MWh elektriciteit, Nm³ groen gas, MJ warmte).

¹⁵ Bron: <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2016/11/01/opnieuw-veel-projecten-hernieuwbare-energie>

Wind op zee

De toekenning van SDE+-subsidies voor wind op zee verloopt anders dan voor andere vormen van duurzame energie. De overheid heeft vooraf op de Noordzee locaties aangewezen waar projecten gerealiseerd kunnen worden en voert voor deze locaties al het benodigde onderzoekswerk uit om vergunningen te kunnen verlenen. Jaarlijks veilt de overheid enkele kavels in een tenderprocedure waarop marktpartijen kunnen bieden. De laagste bieder krijgt daarbij de beschikking over het kavel, de bijbehorende vergunning en SDE-beschikking. TenneT verzorgt de netaansluiting van het windpark.

Quota Duurzaam Leverancier (Quota)

De overheid legt een verplichting op aan leveranciers om een zeker percentage van de geleverde elektriciteit duurzaam te hebben. Dit percentage loopt in de tijd met een vast omschreven pad op, zodat producenten van duurzame elektriciteit erop kunnen anticiperen dat er een markt is voor hun elektriciteit. In dit model hoeft duurzame elektriciteit niet gesubsidieerd te worden, maar betalen leveranciers een meerprijs aan producenten van duurzame elektriciteit. Leveranciers zullen op hun beurt zo veel mogelijk trachten deze meerprijs door te berekenen aan hun klanten. Dit systeem is een aantal malen onderzocht voor de Nederlandse markt, maar tot nu toe nog niet ingevoerd.

Investeringssubsidie duurzame energie (ISDE) en salderen

Voor kleinschalige duurzame energie projecten is een exploitatiesubsidie zoals de SDE+ ongeschikt, onder andere door de relatief hoge administratieve lasten. Voor kleinschalige projecten is daarom een investeringssubsidie beschikbaar. De ISDE is beschikbaar voor een tegemoetkoming in de aanschaf van onder andere zonneboilers, warmtepompen, biomassaketels en pelletkachels.

Salderen is het verrekenen van verbruikte stroom met de over diezelfde aansluiting zelf opgewekte én geleverde stroom. Hierdoor ontvangt de afnemer dezelfde prijs voor de teruggeleverde elektriciteit als die hij betaalt voor de afgenomen elektriciteit.

Dit rapport focust op de SDE+ en op de leveranciersverplichting.

Onderliggende verdienmodel

Als een producent een succesvolle aanvraag heeft gedaan voor SDE+-subsidie en zijn project uitvoert, is hij verzekerd van inkomsten. De producent weet hoe hoog de minimale prijs per MWh zal zijn. De SDE+ wordt uitgekeerd op basis van geproduceerde energie.

In een quota systeem verkopen producenten elektriciteit uit duurzame bronnen aan leveranciers. Zij worden uitgedaagd om duurzame elektriciteit zo goedkoop mogelijk te produceren. Leveranciers die erin slagen om relatief goedkoop duurzame elektriciteit in te kopen kunnen hun klanten aantrekkelijke aanbiedingen doen en daarmee hun winst en/of hun marktaandeel vergroten.

1. Robuust blijven richting 2050 met > 80% duurzame intermitterende capaciteit

De SDE+ is een instrument dat helpt om een nationale of Europese doelstelling duurzame elektriciteit te realiseren. Tot 2023 is dit het geval, de doelstelling is dan namelijk om de afspraken uit het SER-energieakkoord te realiseren. Voor 2030 is er vooralsnog geen nationale doelstelling voor het aandeel duurzaam. Op Europees niveau is dit gesteld op 27% van het totale energieverbruik. De lidstaten zullen dit doel gezamenlijk invulling moeten geven. In hoeverre dit zich zal vertalen tot bindende, richtinggevende doelstellingen of streefwaarden, is

nog een open vraag. Daarmee ligt ook de vraag open in hoeverre er stimuleringsmaatregelen als de SDE+ ingezet zullen worden. In de Energieagenda kondigt het ministerie van Economische Zaken aan dat de SDE+ na 2023 voortgezet zal worden. Onderzocht wordt of de SDE+ na 2023 meer gericht zal worden op CO₂-reductie.

De SDE+ is gericht op het realiseren van een maatschappelijk doel, dat de “vrije markt” zelf niet realiseert, namelijk de verduurzaming van de energievoorziening. Dat betekent dat investeringen niet plaatsvinden op marktprikkels als onbalans tussen vraag en aanbod en/of de verwachting van voldoende hoge prijzen. Dat kan als minder robuust ervaren worden, maar is inherent aan het gegeven van een subsidie.

Daarnaast stuurt de SDE+ op output, onafhankelijk van het tijdstip van productie, tenzij de marktprijs negatief is. Er wordt gecorrigeerd in de SDE+-berekening voor het profieffect dat bijvoorbeeld bij windenergie optreedt. In Nederland zijn producenten van duurzame energie echter ook programmaverantwoordelijk. Als er meer aanbod is van duurzame elektriciteit dan de vraag op dat moment, wordt dit dus opgelost middels het systeem van programmaverantwoordelijkheid.

Subsidie voor duurzame energie wordt gegeven omdat er onvoldoende prikkel is vanuit de markt om te investeren in duurzame energie. Als deze prikkel er wel is vanuit de markt, is de subsidie niet meer nodig, omdat de markt dan zelf verduurzaming van de energievoorziening realiseert.

Vaak wordt gezegd dat het draagvlak voor subsidie voor duurzame energie zal afnemen, naarmate er meer jaren subsidie wordt verstrekt of de kosten hoger worden. Dat hoeft echter niet het geval te zijn. Draagvlak is afhankelijk van de vraag of het achterliggende doel wordt ondersteund door de samenleving of de politiek.

Het quota systeem kent het principe om de leverancier centraal te positioneren. Het sturen van de verduurzaming is met een quotasysteem prima toepasbaar is tot en met een percentage van 100% duurzame intermitterende capaciteit. De zekerheid dat 'het duurzame aandeel' ook daadwerkelijk duurzaam is opgewekt (vele Leveranciers contracteren vele Producenten) behoeft handhaving en dat kan complex zijn. Mogelijk kan een systeem met certificaten uitkomst bieden. De vraag is op welke levering de verplichting betrekking heeft. Er zullen dus regels moeten komen voor afnemers die een deel van hun elektriciteit zelf duurzaam opwekken. Voorts kunnen grootverbruikers 'om de Leverancier heen' direct op de *day-ahead market* terecht. Ook daarvoor zal iets moeten worden ingericht. Dit systeem zal hierdoor complexer zijn dan de SDE+-regeling.

2. Leveringszekerheid waarborgen

Elke vorm van duurzame elektriciteit (biomassa, geothermie en ook wind en zon) draagt bij aan *zekere capaciteit*, zij het niet in dezelfde mate. Bij wind en zon is slechts een klein deel van de opgestelde capaciteit zeker (een lage *zekerheidsfactor*). Tegelijkertijd kan opgemerkt worden dat zon en wind snel afregelbaar zijn (bij voldoende wind/zon) en er daarvoor nauwelijks beperkingen zijn. Ook is het effect van mechanische uitval lager, in vergelijking met een conventionele centrale, omdat als één windturbine van het net afgaat er nog velen over zijn.

Een bijdrage aan de leveringszekerheid is geen leidend thema bij SDE+. De stimulering van duurzame elektriciteit en het instrumentarium dat hierop is gericht, gaat over vergroten aandeel duurzaam opgewekte elektriciteit.

In een quota systeem lijkt er geen direct effect te zijn op leveringszekerheid.

3. Tijdige investeringsprijken bieden

De huidige SDE+ geeft een tijdige investeringsprikkel aangezien rechttoe-rechtaan business cases vastgesteld kunnen worden op basis waarvan besloten wordt te investeren. De planmatige uitrol van wind-op-zee is hierin het treffendste voorbeeld, waarbij de overheid de rol van ‘opdrachtgever’ vervult, en de markt die van 'uitvoerder/bouwer'. Het risico van de bodemprijs (die hoger kan zijn dan de actuele *day-ahead prijs*) dient te worden ingecalculerd. Essentieel is dat de SDE+ zeer veel zekerheid verschaft aan investeringen in duurzame energie.

De overheid biedt investeerders bovendien duidelijkheid over beschikbare budgetten voor het realiseren van de 16% doelstelling in 2023. Voor het voortzetten van de regeling na 2023 kan verdere duidelijkheid gecreëerd worden door een SDE+ budget te bepalen en te communiceren voor meerdere jaren vooruit.

In een quota model is de tijdige investeringsprikkel afhankelijk van de mate van zekerheid die duurzame producenten hebben wat betreft het voor langere termijn gecontracteerd worden van duurzame capaciteit. Een *forward market* biedt daarvoor geen uitkomst want deze betreft slechts een periode tot 3 jaar. Een route via lange-termijn contracten met leveranciers biedt meer zekerheid, maar die zullen daartoe vaak niet genegen zijn omdat daarbij het risico bestaat dat een te hoge contractprijs wordt vastgelegd of omdat er onzekerheid bestaat over de klantenportfolio van de leverancier¹⁶ (tenzij hier de mogelijkheid tot verhandelen wordt toegevoegd). Gaat dit via een beurs waarop duurzaamheidscertificaten worden aangeboden, dan zal daar blijken in hoeverre de prijs piekt zodat investeringen in duurzaam vermogen volgen. Producenten van duurzame elektriciteit zullen zich bij het nemen van investeringsbeslissingen daarom moeten baseren op een analyse van het toekomstige aanbod en de toekomstige vraag naar certificaten.

4. Totale kosten elektriciteitssysteem zo laag mogelijk houden

De SDE+ is een kostenefficiënte manier van het stimuleren van de productie van duurzame elektriciteit. Die kostenefficiëntie zit op verschillende momenten ingebouwd. Allereerst probeert de overheid via het jaarlijkse advies van ECN het benodigde subsidiebedrag zo realistisch mogelijk in te schatten. Vervolgens wordt de SDE+ in fasen opengesteld, waarbij de goedkoopste projecten eerst bieden. Het kan dus zijn dat duurdere fasen niet meer opengesteld worden. Dit kunnen investeerders oplossen door in te bieden in een goedkopere fase. Zij zullen dus scherp aan de wind proberen te zeilen, om hun project aan bod te kunnen laten komen.

Er wordt niet Pan-Europees gekeken of 'dat zonnepaneel' in Zuid Europa wellicht beter op zijn plaats is. Dit komt voort uit het feit dat er nationale doelstellingen zijn voor duurzame elektriciteit. Vanuit een puur kostenperspectief zou een Europese SDE+ leiden tot lagere kosten en dus meer welvaart. Echter, andere maatschappelijke argumenten, zoals werkgelegenheid en het zelfvoorzienend zijn, maken dat dit politiek niet realistisch is.

Stijgende marktprijzen en dalende kostprijzen (door het leereffect) kunnen er voor zorgen dat ergens de komende jaren het *basisbedrag* voor veel technieken nauwelijks nog boven de marktprijs ligt. De SDE+ ontwikkelt zich dan van een subsidiemechanisme tot een regeling die investeringszekerheid biedt, door een minimumprijs voor de geproduceerde energie te garanderen.

Een effect van een groter aandeel weersafhankelijke productie is echter dat de *day-ahead prijs* voor elektriciteit eveneens daalt bij veel zon en/of wind door de zeer lage *marginale kosten* van opwek (profiel effect). In een studie

¹⁶ net zo min men voor lange tijd (3-15 jaar) elektriciteit in koopt.

van Clingendael International Energy Program (CIEP)¹⁷ wordt geconcludeerd dat de gap (kosten versus opbrengsten) nagenoeg constant blijft: kostprijzdaling leidt tot gelijke verkoopprijzdaling. Subsidies voor wind en zon zouden dan een blijvend karakter hebben. CIEP baseert deze stelling onder andere op academische studies van de Duitse elektriciteitsmarkt. Deze heeft thans een duurzaam marktaandeel in elektriciteitsproductie van ongeveer 35%; het gelijke aandeel voor Nederland in 2030 volgens het uitgangspunt van dit rapport.

De tweede Borssele-tender in 2016 (gewonnen door consortium met onder andere Shell en Eneco) kent een *basisbedrag* van Euro 54,50 per MWh. De NEV2016 voorspellingen over de *day-ahead prijs* stelt Euro 63/MWh per 2030. Afgaande op deze verwachting zal vanaf het snijpunt (ergens rond 2025 – 2030) de benodigde SDE+ subsidie niet meer nodig zijn. Dit leidt tot een andere conclusie dan van de 'Gap Studie' door CIEP. Recente tenders in Duitsland voor wind-op-zee hebben marktpartijen bidingen uitgebracht zonder benodigde subsidie, anticiperend op deze trend naar 2025.

Volgens analyses en de conclusies van NERA (zie: "Kamerstuk 31 239 Stimulering duurzame energieproductie, nr. 170") is een systeem met quota duurder dan een systeem met tenders zoals gebruikt in de SDE+ regeling. Een leveranciersverplichting leidt tot de meest efficiënte mix van technologieën. Desondanks gaan met een dergelijk systeem wel grote overwinsten gepaard.¹⁸ Daardoor vallen de kosten van het systeem toch relatief hoog uit. Deze overwinsten kunnen worden tegengegaan, maar dat gaat ten koste van het marktgedreven karakter (en daarmee de efficiëntie) van het systeem.

In de uiteindelijke vergelijking leidt de SDE+ in de meeste gevallen tot de laagste kosten voor de consument. Uit de gevoeligheidsanalyses komt tevens naar voren dat de SDE+ beter bestand is tegen onverwachte ontwikkelingen, omdat het eenvoudiger is om op korte termijn aanpassingen door te voeren. Alleen wanneer technologieën in de praktijk veel goedkoper blijken dan berekend door ECN en dit het jaar daarop niet gecorrigeerd wordt, valt de SDE+ duurder uit dan een leveranciersverplichting.

5. Ruimte voor innovatie bieden

Er zit een innovatieve waarde in de SDE+, omdat hierdoor technieken worden gestimuleerd die op korte termijn een hogere prijs per MWh hebben dan de huidige groothandelsprijzen, maar wel nodig zijn om op de langere termijn tot een volledig CO₂ vrij systeem te komen. Voorbeelden hiervan zijn grootschalige zon en wind op zee. Binnen de SDE+ is er prijscompetitie volgens het 'auction-model': projecten kunnen voor een lager *basisbedrag* indienen en daarmee een grotere kans op subsidie krijgen. Dit komt de innovatie gericht op kostenverlaging zeker ten goede.

Bij een zuiver quotamodel stuurt de overheid enkel op het percentage duurzaam dat moet worden opgewekt en geleverd. Evenals in de SDE+ zal de markt daarbij kiezen voor de 'goedkoopste opties eerst'. Dit stimuleert partijen om zo snel mogelijk de kosten voor duurzame elektriciteit te minimaliseren.

¹⁷ Clingendael International Energy Program, *Reflections on Coordination Mechanisms for accommodating increasing amounts of wind and solar in the energy market*, 2014, p. 20.

¹⁸ Overwinsten ontstaan in een leveranciersverplichting doordat de prijs van het verhandelbare certificaat wordt bepaald door de duurste technologie die nodig is om aan de verplichting te voldoen. Goedkopere technologieën profiteren hiervan en behalen een bovengemiddeld rendement.

6. Mate waarin overheidssturing nodig is

Bij SDE+ is er een zeer sterke sturing door de overheid omdat de subsidies projecten mogelijk maken en deze projecten zonder de subsidie geen doorgang vinden. Bij wind op land en wind op zee stuurt de overheid in de ruimtelijke planning ook op het opgestelde vermogen.

Bij een quota model stuurt de overheid door middel van quota. In principe kunnen deze quota eenmalig worden vastgesteld voor een reeks van jaren. Tussendoor hoeft de overheid dan niet meer (bij) te sturen hetgeen de mate van overheidssturing tot een minimum beperkt. Of dit in de praktijk anders wordt, is vooraf lastig in te schatten en zal door marktpartijen als een risico worden gezien.

De stabiliteit van regelingen hangt samen met de mate waarin de overheid aanpassingen doorvoert. In het verleden werd het Nederlandse overheidsbeleid ter stimulering van duurzame elektriciteit regelmatig gewijzigd.

7. Houdbaar blijven bij afwijkend buitenlands beleid

De SDE+ geldt hedendaags als geoorloofde staatsteun. De SDE+ wordt gezien als een feed-in premium systeem welke in het Clean Energy Package als voorkeur stimuleringsmechanisme is aangemerkt.

In diverse landen in Europa wordt een quotasysteem gebruikt, zoals België, Zweden en Polen. Het Verenigd Koninkrijk en Italië zijn recent overgestapt van een quotasysteem naar een systeem dat gebaseerd is op feed-intarieven en -premies.

8. Actieve rol eindgebruiker

Collectieven en grootverbruikers kunnen met hun duurzame energieprojecten inschrijven in de SDE+- tender (kleinverbruikers zijn actief via de ISDE en de salderingsregeling thuis). Succesvolle aanvragers voor SDE+-subsidie, bijvoorbeeld de winnaars van de offshore wind- tenders, kunnen deze projecten realiseren met een voldoende hoog verwacht rendement. In het *basisbedrag* zit een rendement op eigen en vreemd vermogen opgenomen. Bedrijven verdienen dus op het moment dat ze hun project kunnen realiseren voor lagere kosten dan het *basisbedrag*.

Bij het quota model is de rol van de eindgebruiker afhankelijk van de definitie van de rol van de leverancier en van de vraag hoe eigen opwek wordt meegenomen.

Conclusie

1. Het huidige marktontwerp voor de elektriciteitsvoorziening is gebaseerd op het Europese 3^{de} Liberaliseringspakket (2009) dan wel het Europese Clean Energy Package (2016). Het 3^e pakket en het CEP voorzien in een *energy-only marktontwerp* voor de Europese elektriciteitsvoorziening met balansverantwoordelijkheid voor zowel intermitterende als ook conventionele capaciteit (en alle overige netgebruikers). Aanvullende marktinstrumenten in de vorm van *strategische reserve*, *centrale- of decentrale capaciteitsmarkt* of opdrijving van de *onbalansprijs* via een *Operating Reserve Demand Curve* doen niets af aan dat ontwerp met verkoop van elektriciteit over diverse tijdschalen (*forward market*, *day ahead market*, *intraday market*) en *balanshandhaving* gecoördineerd door de TSO kort op het moment ‘live’ na het sluiten van de markten; het overgrote deel van deze basisprincipes blijft overeind staan.
2. In het *energy-only marktontwerp* geeft de overheid geen expliciet stuursignaal om voldoende *zekere capaciteit* in de markt te houden. Dit wordt overgelaten aan de markt waardoor leveringszekerheid een resultante is van voorspelbare prijsvorming met daardoor tijdige investeringen in nieuwe *zekere capaciteit*. Cruciaal in deze is dat *schaarsteprijzen* kunnen ontstaan of tot aan de *VoLL* mogen oplopen in tijden van schaarste. Daarbij is van belang dat overheden vertrouwen op de werking van de markt en niet ingrijpen indien de opgestelde hoeveelheid *zekere capaciteit* afneemt richting de maximale theoretische piekvraag. Vele landen in Europa (waaronder Nederland, Denemarken, Noorwegen) vertrouwen op dit systeem waarbij tot nu toe onvrijwillige afschakeling voorkomen is. Enkele lidstaten (België, Frankrijk, Verenigd Koninkrijk, Zweden, Duitsland) hebben ingegrepen in de *energy-only markt* omdat het de verwachting was dat de *zekere capaciteit* mogelijk op enig moment onder een bepaald minimum niveau uit zou kunnen kwam.
3. Investeringen in nieuwe productiecapaciteit volgen echter niet direct op *schaarsteprijzen*. Die zullen eerst zodanig frequent moeten optreden dat ze doorwerken in de ‘jaren vooruit’ *forward prijzen* die op hun beurt weer aansluiten op fundamentele marktanalyses met prijsscenario’s (tot decennia vooruit). En juist dat is de basis voor een investeringsbeslissing in nieuwe productiecapaciteit. Eenmaal tot investering besloten duurt het dan nog enige tijd alvorens die nieuwe productiecapaciteit (intermitterend, *zekere capaciteit*, innovatieve oplossingen) actief in de markt deel kan nemen. Deze combinatie van ‘schaarste nu’ en het van daaruit sterk vertraagd aansturen op nieuwe investeringen met aansluitende realisatietijden maakt het dat ‘tijdig’ komen van investeringsprikkels centraal staat in het *energy-only marktontwerp*. Aan de andere kant zal de vraagzijde direct kunnen reageren op schaarsteprijzen; afregelen van het verbruik. Dit vormt een buffer voor de eerder geschetste vertraging van het online komen van nieuwe productie.
4. Voor een robuust elektriciteitssysteem is het noodzakelijk dat de balansverantwoordelijkheid wordt opgelegd aan alle elektriciteit producenten (*zekere capaciteit*, intermitterende capaciteit) en alle overige netgebruikers. Dit onderschrijft het voorstel van het Clean Energy Package. Hoewel dit principe in Nederland al van toepassing is geldt het niet voor alle lidstaten (bijvoorbeeld Duitsland). Producenten van intermitterende capaciteit die actief zijn op de *forward market* kunnen (dienen) dan op voorhand voldoende *zekere capaciteit* (te) contracteren als verzekering mocht de zon niet schijnen of het windstil zijn op het toekomstige moment van levering. Als een producent met intermitterende capaciteit er voor kiest om enkel op de *day-ahead market* zijn capaciteit beschikbaar te stellen, dan zal naar verwachting vanuit de inkoopzijde van grote industriële ge-

bruikers druk komen op voldoende *zekere capaciteit* in de *forward markt*. Die druk om op voorhand voldoende *zekere capaciteit* als vangnet te contracteren neemt toe naarmate de straf op veroorzaakte onbalans toeneemt.

5. Overheidsingrijpen in de vorm van een *strategische reserve*, die buiten de markt wordt geplaatst, leidt ertoe dat verdiensten in de markt anders gaan lopen. Profiteert de markt van frequentere en hogere *schaarste-opbrengsten*, dan ontstaat een verbeterd investeringsklimaat. Daartoe dient de elektriciteitsprijs bij activering van de *strategische reserve* minimaal gelijk te worden gesteld aan het geldende prijsplafond voor de markt waarvoor de *strategische reserve* wordt ingezet. Zo niet, dan dempt activering van de *strategische reserve* de inkomsten vanuit *schaarsteprijzen*. Met teruglopende verdiensten verslechteren de marktomstandigheden, waardoor vervolgens de dan minst rendabele eenheid zich meldt om uit bedrijf te gaan. In deze ‘verslechterde’ situatie heeft een eenmaal opgezette *strategische reserve* de neiging om te groeien, omdat steeds de ‘volgende’ minst rendabele eenheid moet worden opgenomen. En dat maakt het geen structurele oplossing voor een probleem in het marktontwerp inzake leveringszekerheid, hooguit een transitie instrument.
6. Overheidsingrijpen in de vorm van een *centrale capaciteitsmarkt* werkt initieel kostenverhogend (ten opzichte van de huidige situatie) omdat een deel van de opgestelde hoeveelheid *zekere capaciteit* een extra vergoeding ontvangt. Daarna echter kan een *centrale capaciteitsmarkt* leiden tot kosten dempende effecten. Wegens de aanwezigheid van voldoende *zekere capaciteit* is het waarschijnlijk dat de *forward prijs* daalt in vergelijking met de *energy-only* marktontwerp.; kopers bieden minder premie vooraf omdat er meer zekerheid is op daadwerkelijke levering. Een tweede effect van ‘meer zekerheid’ is dat de investeringskosten (financieringsrente) in nieuwe capaciteit dalen. Een systeem met minder risico op het ‘terugverdienen’ heeft namelijk lagere risicopremies. Hoe een *centrale capaciteitsmarkt* uiteindelijk kostentechnisch op de langere termijn uitpakt ten opzichte van een *energy-only marktontwerp* is niet vast te stellen: de totale kosten kunnen hoger maar ook lager worden. Het instrument is vatbaar voor ontwerpfouten wat betreft de nauwkeurige vaststelling van de hoeveelheid te contracteren *zekere capaciteit*, alsmede het al dan niet bewust handhaven van een technologie neutraal speelveld. Een *centrale capaciteitsmarkt* is robuust in het faciliteren van een duurzame groei naar meer dan 80% duurzame elektriciteit met behoud van leveringszekerheid.
7. Overheidsingrijpen in de vorm van een *decentrale capaciteitsmarkt* stelt de leverancier centraal in het zekerstellen van voldoende *zekere capaciteit* behorende bij zijn klantenportfolio in de vorm van (bijvoorbeeld) certificaten. Het systeem werkt initieel kostenverhogend ten opzichte van het huidige marktmodel omdat de al bestaande opgestelde hoeveelheid *zekere capaciteit* een extra vergoeding ontvangt. De leverancier heeft een prikkel om verbruiksprofielen (en dus ook *demand side response*) actief te promoten: sturen in een klantenportfolio op een lagere piekvraag geeft de leverancier een concurrentievoordeel. De *decentrale capaciteitsmarkt* wordt als innovatief maar zeker ook als complex gezien in opzet, uitvoering en handhaving. Juist dat aspect maakt dit ontwerp wellicht niet robuust.
8. Overheidsingrijpen in de vorm van het kunstmatig ophogen van de *onbalansprijs*, genaamd *Operating Reserve Demand Curve* (ORDC), leidt in vergelijking met het huidige marktmodel tot frequentere hoge *onbalansprijzen* met (dus) eerdere verhoogde *forward prijzen*. Dit vergroot de kans op ‘tijdige’ investeringen in nieuwe capaciteit. Vanuit de huidige Europese focus om te komen tot (Europees geharmoniseerde) *balanceringsmarkten* die goed functioneren, is de ORDC vooral een 'transitie-instrument' voor niet goed functionerende *balanceringsmarkten*, wanneer en zolang er onvoldoende investeringsprikkel vanuit gaan.

9. Het EU-ETS waarborgt de gecontroleerde afbouw van de Europese CO₂-emissie richting 2030 en 2050 als stap op weg naar realisatie van het klimaatakkoord van Parijs. Het jaarlijks verlagen van het emissieplafond zal moeten leiden tot hogere CO₂-prijzen die innovatie richting CO₂-arme opwektechnologieën stimuleert. Het omslagpunt waarbij de CO₂-prijs direct aanstuurt op het investeren in duurzame (CO₂-vrije)capaciteit lijkt voor de meeste duurzame bronnen echter nog ver weg en is niet voorzien voor 2030. Vandaar dat aanvullend stimuleringsbeleid inzake duurzame capaciteit voorlopig nodig blijft om het aandeel duurzame energie te vergroten naar ten minste nationale doelstellingen. Het invoeren van nationale CO₂-beprijzing bovenop het EU-ETS ondermijnt het kosteneffectief functioneren van het EU-ETS en is derhalve af te raden.
10. Bij zeer grote hoeveelheden duurzame elektriciteit in het systeem neemt de relevantie van een (zeer hoge) CO₂-prijs om te blijven investeren in duurzame intermitterende capaciteit af. Zelfs indien deze ver boven het omslagpunt is uitgekomen. Want in deze situaties met veel wind en zon zal de *day-ahead prijs* zeer laag uitkomen omdat wind en zon de *marginale eenheid* zijn: alle capaciteit met significante marginale kosten is immers uit de markt gedrukt. De *day-ahead prijs* loopt dan terug naar 'nul' of zelfs negatief (dit gebeurt al in Duitsland). In situaties van 'windstilte' of 'geen zon' zal de *day-ahead prijs* hoog uitkomen. Maar daar kan met de intermitterende capaciteit wegens het gebrek aan 'wind en zon' niet van geprofiteerd worden; het profiel-effect. In beide gevallen genereert de *day-ahead prijs* beperkte (tot geen) inkomsten. Deze situatie kan zich wijzigen in het geval er meer gebruik gemaakt gaat worden van grootschalig opslag en/of vraagsturing. De prijs vlakkt dan weliswaar af, maar behoudt altijd een minimale positieve waarde.
11. De centrale uitrol van de SDE+-regeling als stimuleringsmaatregel voor duurzame elektriciteit wordt als een kosteneffectief instrument gezien. Het feit dat een stimuleringsmaatregel nodig blijft tot aan het omslag moment dat de *basisprijs* (plus de eventuele kosten van zekerstellen balansverantwoordelijkheid) lager uitkomt dan de *forward prijs*, hoeft geen invloed te hebben op het draagvlak voor de SDE+. Om de SDE+ als robuust instrument centraal te kunnen blijven uitrollen zijn aanvullende nationale duurzaamheidsdoelstellingen nodig over de periode 2023 – 2030, welke we thans nog niet expliciet hebben gesteld.

Bijlage I: begrippenkader

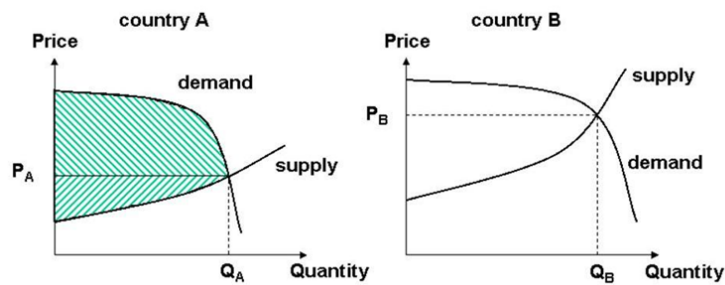
Adequacy analyse	Een studie en analyse naar het op elkaar afstemmen van de elektriciteitsproductie en het verbruik - en over de nood aan <i>flexibiliteit</i> in het elektriciteitssysteem binnen en tussen lidstaten.
Aggregator	Een marktpartijrol die flexibele capaciteit verzamelt en verhandelt in de energiemarkten (inclusief markten voor congestie en balancering). Dit gebeurt door overeenkomsten met vragers en aanbieders van <i>flexibiliteit</i> te sluiten. Hiervoor dient een aggregator programmaverantwoordelijk te zijn of te hebben (bij een derde partij). In deze overeenkomst worden afspraken gemaakt over het ontsluiten van flexibiliteit. Deze rol wordt ingevuld door een commerciële marktpartij.
Balanceringsenergie	Energie die door TSO's wordt gebruikt om de balancering uit te voeren en die door een aanbieder van balanceringsdiensten wordt geleverd.
Balanceringsmarkt	Markt waarbij biedingen van leveranciers in regel- en reservevermogen ingezet worden volgens een laddersystematiek. Dat betekent dat biedingen met de beste prijs voor zover die aan de randvoorwaarden voldoen, als eerste worden ingezet en dat bij een toenemende behoefte, naar de mate waarin de verdere treden worden aangesproken, de prijs zal toenemen aan opregelzijde respectievelijk zal afnemen aan afregelzijde. Bij schaarste in het aanbod kunnen biedprijzen sterk afwijken van wat algemeen als de marktprijs voor elektriciteit geldt. Het ontwerp van de balanceringsmarkt moet als integraal onderdeel van het gehele elektriciteit marktontwerp worden gezien. In de balanceringsmarkt wordt de real time waarde van energie gebruikt.
Balanshandhaving	Balanshandhaving is het balanceren van de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit met de hoeveelheid afgenomen elektriciteit. Voor een veilige energievoorziening moet geproduceerde elektriciteit altijd exact overeenkomen met de hoeveelheid afgenomen elektriciteit. Zo wordt de frequentie van de wisselspanning in het Nederlandse en Europese elektriciteitssysteem op 50 Hertz (Hz) gehandhaafd. Afwijking van een balans tussen geproduceerde elektriciteit en afgenomen elektriciteit veroorzaakt een onveilige en instabiele energievoorziening die in ernstig geval leidt tot afschakeling.
Basisbedrag (SDE+)	De kostprijs voor de productie van duurzame elektriciteit is vastgelegd in het basisbedrag voor de technologie. Dit is een gemiddelde: de som van investerings- en

	<p>exploitatiekosten, plus een redelijke winstmarge, gedeeld door de te verwachten hoeveelheid geproduceerde duurzame elektriciteit. Het basisbedrag wordt per categorie per SDE+ ronde door het ministerie van Economische Zaken vastgesteld. Dit basisbedrag geldt vervolgens de gehele subsidieperiode.</p>
Basisenergieprijs (SDE+)	<p>De basisenergieprijs is de ondergrens voor het correctiebedrag. Als het correctiebedrag gelijk is aan de basisenergieprijs is de maximale subsidie bereikt. Het ministerie van Economische Zaken stelt de basisenergieprijs per SDE+ ronde vast op basis van berekeningen van ECN. Deze geldt vervolgens de gehele subsidieperiode.</p>
Biedzone	<p>Het grootste geografische gebied waarin marktdeelnemers in staat zijn energie uit te wisselen zonder capaciteitstoe wijzing (bron: Verordening (EG) nr. 714/2009).</p>
Carbon leakage	<p>Carbon leakage speelt een belangrijke rol bij de toewijzing van gratis emissierechten. Er is sprake van carbon leakage als de productie zich verplaatst van binnen de EU naar buiten de EU vanwege de lasten voor bedrijven door deelname aan emissiehandel. Carbon leakage is ongewenst omdat de uitstoot van CO₂ bij productie verplaatsing naar derde landen niet meer gereguleerd wordt.</p>
Centrale capaciteitsmarkt	<p>Type marktontwerp waarin de TSO voldoende <i>zekere capaciteit</i> contracteert om de te verwachten landelijke maximale vraag (piekvraag) af te dekken</p>
Congestie	<p>Als het aanbod van elektriciteit hoger is dan de capaciteit van het netwerk, ontstaat er congestie.</p>
Correctiebedrag (SDE+)	<p>De marktwaarde van de geleverde energie is vastgelegd in het correctiebedrag. Bij de bepaling van het correctiebedrag wordt uitgegaan van gemiddelde energieprijzen per categorie, zoals die gedurende het productiejaar werkelijk zijn opgetreden. De definitieve correctiebedragen worden na afloop van ieder kalenderjaar vastgesteld.</p>
Day-ahead markt	<p>Elektriciteitshandel voor de levering van elektriciteit op de volgende dag. De day-ahead markt is het belangrijkste platform voor het handelen in elektriciteit. Hier worden contracten gemaakt tussen verkoper en koper voor de levering van elektriciteit op de volgende dag op basis van vastgestelde prijs op grond van het <i>marktkoppelingsprincipe</i>.</p>
Decentrale capaciteitsmarkt	<p>Type marktontwerp waarin leveranciers van elektriciteit de verplichting hebben om de verwachte piekcapaciteit van hun klantportfolio zeker gesteld te hebben met <i>zekere capaciteit</i>.</p>

Demand (side) response	Eindverbruikers bieden <i>flexibiliteit</i> aan het elektriciteitssysteem door hun gebruikelijke elektriciteitsverbruik vrijwillig te wijzigen in reactie op prijssignalen of op specifieke verzoeken, terwijl zij daar tegelijkertijd van profiteren. Dit kan zowel handmatig als automatisch worden gedaan (bron: http://www.eurelectric.org/media/176935/demand-response-brochure-11-05-final-lr-2015-2501-0002-01-e.pdf).
Electricity Target Model	Marktmodel, ontwikkeld door de Europese Commissie, dat bedoeld is als basismarktmodel voor de interne markt. Het Target Model definieert een aantal elementen die integratie en grensoverschrijdende handel mogelijk moeten maken.
Energy-only marktontwerp	Type marktontwerp waarin het verdienmodel enkel gebaseerd is op een vergoeding per MWh en de levering van ondersteunende balanceringsdiensten.
Flexibiliteit	Flexibiliteit is een eigenschap van capaciteit die de eigenaar in staat stelt om snel in te spelen op wisselende omstandigheden - indien de situatie daar om vraagt - door met productie, opslag of afname te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit. Door <i>demand response</i> kunnen eindgebruikers bijvoorbeeld in reactie op prijssignalen of specifieke verzoeken hun elektriciteitsverbruik aanpassen, waarvoor deze eindgebruikers worden beloond.
Flowbased berekeningsmethode	Flowbased berekeningsmethode betreft een methodemechanisme waarbij de gecoördineerde bepaling van de beschikbare <i>grensoverschrijdende transportcapaciteit</i> tussen landen in Noord West Europa, een relatie heeft met de fysieke stromen die door commerciële transacties in het transportnet voor elektriciteit worden uitgelokt. Flowbased berekeningsmethode is een capaciteitsberekeningsmethode waarbij uitwisseling van energie tussen <i>biedzones</i> beperkt wordt door fysieke kenmerken van het net. Met de flowbased berekeningsmethode wordt invulling gegeven aan een efficiënte en marktconforme toewijzing van de beschikbare capaciteit voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit.
Forward markt	Markt waarbij elektriciteitsproducten voor productie en levering voor, ver vóór de <i>day-ahead market</i> , de toekomst worden verhandeld.
Forward prijs	De prijs voor productie en levering van elektriciteit in de toekomst.
Fysiek gesettelde contracten	Contracten waarbij voor de verkoper de verplichting tot levering te zijner tijd ontstaat en voor de verkoper de verplichting tot afname.
Gezond en efficiënt	“Gezond en efficiënt” impliceert dat er voldoende zekerheid geboden wordt aan investeerders om te investeren in duurzame productie en/of in maatregelen en

voorzieningen om de levering van voldoende energie te garanderen.

Grensoverschrijdende transportcapaciteit	Transportcapaciteit is de hoeveelheid elektriciteit, uitgedrukt in MW of MWh, die in een uur maximaal kan worden getransporteerd. De grensoverschrijdende transportcapaciteit betreft de verbindingen met het buitenland. De Europese definitie luidt als volgt: Het vermogen van het geïnterconnecteerde systeem om de overdracht van energie tussen <i>biedzones</i> mogelijk te maken (bron: Verordening (EG) nr. 714/2009).
Inframarginale opbrengsten	Productie faciliteiten die worden ingezet om aan de vraag te voldoen en die lagere marginale kosten van productie kennen dan de evenwichtsprijs in vraag en aanbod (de markt is dus in evenwicht met betrekking tot vraag en aanbod), zijn de inframarginale eenheden. Het tussen tussentussenverschil tussen de marginale kosten en de evenwichtsprijs bepaalt de infra-marginale opbrengsten die met deze eenheden wordt behaald. In principe is dit de brutowinstmarge van een eenheid. Op langere termijn gaan hier nog vaste kosten van productie en investeringskosten nog van af.
Intraday markt	Elektriciteitsmarkt waarbij transacties gedurende de dag van gemaakt kunnen worden.
Loss of Load Expectation (LOLE)	LOLE vertegenwoordigt het aantal uren per jaar waarin, op lange-termijn, het statistisch wordt verwacht dat het aanbod niet aan de vraag kan voldoen.
Loss of Load Probability (LOLP)	De kans dat het beschikbare productievermogen niet in de vraag kan voorzien
Marktkoppeling	Marktkoppeling is het veiling proces waarbij ingezamelde orders worden gematcht en <i>grensoverschrijdende transportcapaciteit</i> wordt toegewezen, simultaan voor verschillende <i>biedzones</i> in de <i>day-ahead markt</i> . Marktkoppeling brengt zodoende vraag en aanbod van de spotmarkten in de – op dit moment - Centraal-West-Europese en Noord-Europese regio bij elkaar. Op de spotmarkt wordt de prijs bepaald door het snijpunt van de vraag en aanbodcurves (zie onderstaand figuur). Deze curves geven aan wat producenten wensen te ontvangen (aanbodcurve) en wat verbruikers wensen te betalen (vraagcurve). Het snijpunt van deze twee bepaalt de uiteindelijke prijs (bij het hebben van voldoende transport capaciteit). De winst voor de afnemers (het consumentensurplus) is gelijk aan het oppervlak onder de vraagcurve dat boven de overgekomen prijs (aanbodcurve) ligt. Omgekeerd krijgt een groot deel van de producenten meer voor hun productie dan ze wensten (het producenten surplus).



Als er sprake is van twee landen met verschillende vraag- en aanbodcurves, dan is te zien dat het ene land (land A) goedkoper produceert, waar de afnemers in land B van zouden kunnen profiteren. Marktkoppeling zorgt ervoor dat dit profijt (welvaartswinst) wordt behaald. Tenminste, als er genoeg *grensoverschrijdende transportcapaciteit* voor de handel beschikbaar is.

Marginale eenheid	De prijszettende centrale in de <i>merit order</i> voor een specifiek uur, waarbij op dat specifieke uur voldaan wordt aan de vraag naar elektriciteit. De marginale kosten van die centrale bepaald de prijs op de elektriciteitsbeurs voor dat specifieke uur. Een marginale aanbod curve is op elk tijdstip in het jaar te maken, afhankelijk van de beschikbaarheid van productievermogen op dat moment. Afhankelijk van de vraag naar elektriciteit is altijd één bepaalde centrale nog nodig om aan de totale vraag te voldoen en is zodoende dan de zogenaamde marginale eenheid.
Marktkoppelingsgebied	De day-ahead marktkoppeling in de Noord-West Europese regio.
Merit order	De inzetvolgorde van de centrales op basis van hun marginale kosten.
Onbalansprijs	De prijs (positief, nul of negatief) in elke onbalans verrekening periode voor een onbalans in elke richting.
Onrendabele top	Het productieafhankelijk gedeelte van de inkomsten dat nodig is om de netto contante waarde van een investering op nul te doen uitkomen.
Ontsluiten van <i>flexibiliteit</i>	Het toegankelijk maken en in staat stellen van productie, opslag of afname om te reageren op mogelijke overvloed of schaarste van elektriciteit.
Operating Reserve Demand Curve	Type marktmodel waarin een prijsopslag is toegevoegd aan de <i>onbalansprijs</i> . De hoogte van de prijsopslag is afhankelijk van de beschikbare back-upcapaciteit.
Operationele reserve	Het primaire reservevermogen dat onder regie van de primaire regeling wordt geactiveerd. De primaire regeling is een op productiemiddelen, lokaal uitgevoerde automatische inrichting, die binnen maximaal 30 seconden zorgt voor een constante verhou-

ding tussen frequentie verandering en productie(vermogens)-verandering. Het doel van de primaire reserve is frequentieverstoringen in het gehele (internationaal) gekoppelde hoogspanningsnet te stabiliseren, ongeacht de oorzaak en locatie van de verstoringen. Ernstige frequentieverstoringen kunnen leiden tot automatische belastingafschakeling en in het ergste geval een black-out veroorzaken. Daarnaast is er een single buyer markt voor regel- en reservevermogen ingericht zodat de TSO taken op het gebied van transport- en systeemdiensten uit te kunnen voeren. Marktpartijen kunnen op de single buyer markt aan TenneT regel- of reservevermogen aanbieden. TenneT gebruikt aangeboden regel- en reservevermogen *balanshandhaving*, om het momentane evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit in Nederland te handhaven of te herstellen. Aanvullend op deze markt sluit TenneT contracten af met marktpartijen voor de levering van het product noodvermogen.

Prijselasticiteit	De mate waarin vraag naar een bepaald product (bijvoorbeeld elektriciteit) reageert op een prijsverandering van dat product.
Prijsplafond	Met prijsplafond wordt de maximale prijs bedoeld dat wordt gehanteerd op de georganiseerde markten zoals de dag-vooruit markt, intraday markt of de onbalansmarkt. Het is uiteraard mogelijk om bilateraal een hogere prijs af te spreken.
Profielmethode	De profielmethode maakt gebruik van standaard verbruiksprofielen. Standaard verbruiksprofielen worden in de energiemarkt gebruikt om dagelijks de geleverde energie aan kleinverbruikers op hun net toe te wijzen aan de programmaverantwoordelijken en leveranciers. Grootverbruikers hebben telemetriemeters die dagelijks uitgelezen kan worden, dus van de grootverbruikers is bekend wat er per kwartier en/of per uur geleverd wordt. Van kleinverbruikers is dit niet bekend omdat hiervoor de ICT- infrastructuur ontbreekt. Daarom wordt een profiel gebruikt om het verbruik in te schatten. Het profiel van kleinverbruikers wordt opgesteld door de NEDU en jaarlijks geëvalueerd en aangepast.
Schaarste-opbrengsten	Op de momenten dat vraag en aanbod niet met elkaar in evenwicht zijn omdat er teveel vraag of weinig levering van elektriciteit is en op die momenten productie faciliteiten worden ingezet om aan de vraag te kunnen voldoen die lagere marginale kosten van productie kennen dan de elektriciteitsprijs, en waarbij vraag en aanbod niet in evenwicht zijn omdat er teveel vraag of te weinig levering van elektriciteit is, dan ontvangen deze productie faciliteiten schaarste- opbrengsten. Schaarste-opbrengsten komen voort uit een excessieve vraag naar (of beperkte levering van) elektriciteit die niet kan worden geleverd door beschikbare productie faciliteiten.
Schaarsteprijzen	De prijs die ontstaat op momenten met een excessieve vraag naar (of beperkte leve-

	ring van) elektriciteit die niet kan worden geleverd door beschikbare productie faciliteiten.
Strategische reserve	Type marktontwerp waarin de TSO bij marktpartijen een hoeveelheid vermogen contracteert tegen een vaste vergoeding per MW per jaar.
Value of Lost Load (VoLL)	<p>De waarde in Euro/MWh, van de maximale elektriciteitsprijs die klanten bereid zijn te betalen om een afschakeling te voorkomen.</p> <p>De hoogte van de VoLL kan tussen diverse soorten consumenten sterk verschillen, en is ook afhankelijk van het tijdstip. Dat maakt de bepaling van de juiste hoogte van de VoLL enigszins arbitrair. In de literatuur wordt voor Westerse landen gewoonlijk een VoLL verondersteld van, qua grootte orde, 10-20 Euro/kWh.</p>
Volatiliteit	De mate van beweeglijkheid van de koers/prijs van een product of goed.
Zekere capaciteit	Met zekere capaciteit ('firm capacity') wordt een hoeveelheid vermogen aangeduid die met een zeer hoge betrouwbaarheid (~100%) beschikbaar is om elektriciteit te leveren. Om aan een gewenste standaard van leveringszekerheid te kunnen voldoen is een bepaalde hoeveelheid zekere capaciteit nodig waarmee aan de (piek)electriciteitsvraag kan worden voldaan. Bepaalde technologieën bieden een hogere zekere capaciteit dan andere technologieën. Zo wordt aan conventionele thermische productie-eenheden zoals nucleair, kolen, gas en biomassa een hoge zekere capaciteit toegekend omdat deze vrij inzetbaar zijn, en aan zon en wind een lage hoeveelheid zekere capaciteit vanwege hun weersafhankelijkheid. Aan (nog te ontwikkelen) grootschalige elektriciteitsopslag en vraagsturing wordt vaak ook een hoge zekere capaciteit toegekend.
Zekerheidsfactor	Geen enkele aanbieder van capaciteit ¹⁹ is 100% beschikbaar want er kan altijd onverwachte uitval optreden. De (maximale) capaciteit van een productie-eenheid kan worden omgerekend naar een hoeveelheid zekere capaciteit op basis van een bepaalde 'zekerheidsfactor' ('capacity credit'). Deze factor corrigeert de maximale capaciteit van een productie-eenheid voor eventuele weersafhankelijkheid en onverwachte niet-beschikbaarheid door bijvoorbeeld storingen. De zekerheidsfactor is meestal gebaseerd op (historische data over) de gebruikte technologie, maar kan in principe ook individueel voor een eenheid bepaald worden op basis van de individuele omstandigheden.

¹⁹ In deze notitie worden ook opslag en vraagsturing, de mogelijkheid om de elektriciteitsvraag met een bepaalde hoeveelheid vermogen te verminderen gedurende een bepaald tijdsinterval, als productie-eenheid beschouwd.

