

Optimale interactie tussen marktpartijen en netbeheerders in de transitie naar smart grids

Adriaan van der Welle en Sytze Dijkstra, 29 februari 2012

1. Inleiding

Bestaande netwerken minder geschikt voor toekomstige energievoorziening

In de komende decennia zullen drie ontwikkelingen een grote invloed hebben op het elektriciteitssysteem. Ten eerste zal de elektriciteitsproductie uit variabele hernieuwbare bronnen (wind, zon) toenemen. Tegelijkertijd zal de elektriciteitsvraag stijgen door elektrificatie, bijvoorbeeld door toepassing van warmtepompen en elektrische voertuigen. Tenslotte is het mogelijk dat een toenemend deel van de elektriciteitsproductie en -vraag op decentraal niveau zal plaatsvinden.¹

De elektriciteitsstromen in distributienetwerken worden door deze ontwikkelingen complexer. Beheerders van distributienetwerken (DSOs) krijgen te maken met meer variabele en minder voorspelbare netwerkstromen en met hogere (lokale) pieken in zowel productie als consumptie. Niet alleen de omvang van stromen verandert, ook de richting kan wijzigen. Op sommige momenten is import van elektriciteit via het transmissienetwerk uit andere regio's noodzakelijk, terwijl op andere momenten overtollige elektriciteit van het distributienetwerk naar andere regio's geëxporteerd wordt.

Onder de huidige 'fit-and-forget' filosofie voor netwerk planning² leidt deze hogere complexiteit tot fors hogere investeringen. Doordat de piekvraag naar transportcapaciteit namelijk sneller stijgt dan de gemiddelde vraag, neemt de benutting van netwerkactiva af zodat er meer netwerkinvesteringen nodig zijn om het netwerk voor te bereiden op alle mogelijke situaties.

Daarnaast is het huidige elektriciteitssysteem ingericht op het vervoeren van elektriciteit van conventionele, grootschalige productie-eenheden naar afnemers. Daarmee kan waardevolle flexibiliteit van producenten en consumenten moeilijk worden ingezet in elektriciteitsmarkten die te maken hebben met toenemende prijsvolatiliteit door toenemende variabiliteit en onzekerheid in de elektriciteitsproductie en een nog vrijwel inflexibele elektriciteitsvraag.

Smart Grids bieden een alternatief

Smart grids bieden een alternatief om het transportvermogen op een meer flexibele manier en tegen lagere kosten te vergroten. In "smart" distributienetwerken kan monitoring en sturing van netwerkcomponenten (bijna) real-time plaatsvinden met behulp van ICT software en communicatie-infrastructuur. Verder kan met betere monitoring en sturing het potentieel aan flexibiliteit van producenten en consumenten worden ingezet voor zowel het operationele beheer van elektriciteitsnetwerken alsook het verlagen van de volatiliteit in

¹ Zie Scheepers, M.J.J. (2008), De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland, ECN-O--08-006 voor een overzicht van verschillende meer centrale en decentrale scenario's voor de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem in de komende decennia.

² In de 'fit-and-forget' benadering wordt het netwerk in de planningsfase wordt voorbereid (d.w.z. gedimensioneerd) op alle mogelijke netwerksituaties, inclusief extreme situaties, door middel van netwerkinvesteringen in koper en staal (nieuwe lijnen, kabels en transformatoren).

elektriciteitsmarkten. Dit laatste aspect wordt als de kern gezien van smart grids.³ Dit paper focust daar dan ook op.

Kosten en baten van smart grids verschillen voor partijen

Smart grids is een verzamelnaam voor een grote hoeveelheid verschillende functionaliteiten. Met smart grids kunnen door verschillende stakeholders verschillende doelen worden bereikt. De belangrijkste baten zijn:

- Voor eindgebruikers: lagere energiekosten
- Voor netwerkbeheerders: reductie of uitstel van investeringen in netverzwaring
- Voor decentrale producenten: opbrengsten uit betere markttoegang en levering van systeemdiensten
- Voor leveranciers: verkoop van nieuwe diensten (aggregatie etc.)
- Voor de maatschappij: lagere energiekosten, hogere voorzieningszekerheid, minder CO₂-emissies

Tegenover deze baten staan met name investeringskosten in slimme meters, nieuwe ICT toepassingen en communicatie-infrastructuur. De potentiële baten en kosten variëren, afhankelijk van de gekozen smart grids toepassingen en de lokale omstandigheden.

Kosten en baten onzeker en afhankelijk van beleid en regulering

Er bestaat onzekerheid rond de baten van verschillende smart grids toepassingen vanwege bijvoorbeeld de gebruikersacceptatie. Niet iedere consument kan of wil meedoen met sturing van gebruik van apparaten. Dit zal naar verwachting sterk afhangen van de vraag of gebruikers zichtbare economische voordelen ondervinden en of hun comfort beïnvloed wordt, in ruil voor het niet meer ongelimiteerd verbruiken van elektriciteit.

Verder is de verdeling van rollen en bevoegdheden van de verschillende actoren in de elektriciteitsvoorziening cruciaal voor de economische levensvatbaarheid van smart grids. Het inzetten van de flexibiliteit van producenten en consumenten betekent dat er meer interactie tussen de verschillende actoren in het elektriciteitssysteem zal ontstaan, met bijbehorende nieuwe mogelijkheden en uitdagingen. Het is aannemelijk dat verschillende partijen op hetzelfde moment van dezelfde flexibiliteit van producenten en consumenten gebruik willen maken en op dat punt met elkaar concurreren. Netbeheerders kunnen bijvoorbeeld de flexibiliteit willen gebruiken voor uitstel of afstel van netwerkinvesteringen terwijl leveranciers deze willen benutten voor besparingen op portfoliokosten.

Rollen en verantwoordelijkheden zullen moeten veranderen. Deze veranderingen zullen gepaard gaan met verschuiving van de baten en kosten over DSO's, leveranciers, producenten, consumenten en andere systeemactoren. Om een overall optimale oplossing voor de maatschappij als geheel te bereiken is het nodig om met behulp van beleid en regulering de rol- en verantwoordelijkheidsverdeling en de interactie tussen beide systeemsegmenten te coördineren.

³ Dat blijkt ook uit de CEER / EU definities van smart grids: 'Smart grid is an electricity network that can (cost) efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety'.

2. Interactie en coördinatie in het elektriciteitssysteem

Aanpassingen van systeeminteractie vereist

Interactie en coördinatie tussen gereguleerde en vrije markt segmenten van het elektriciteitssysteem is noodzakelijk voor een goede werking van het elektriciteitssysteem. Vanwege eigendomssplitsing ('ontbundeling') van commerciële (productie, handel en levering) en gereguleerde entiteiten (netwerk)⁴ kan deze niet langer plaatsvinden via verticale integratie. In de nieuwe structuur dienen economische signalen en prikkels de benodigde interactie tot stand te brengen. Deze kunnen in de toekomst onvoldoende blijken omdat het realiseren van smart grids toepassingen meer coördinatie vereist tussen gereguleerde en commerciële domeinen. Het inzetten van de flexibiliteit van producenten en consumenten vraagt bijvoorbeeld niet alleen om informatie-uitwisseling tussen TSOs en DSOs om tweerichtingsverkeer in het elektriciteitssysteem te faciliteren en voor verbetering van de balanshandhaving, maar ook om meer interactie tussen de gereguleerde netwerkbeheerders en commerciële partijen als producenten, handelaren en leveranciers.

Onderstaande tabel laat de verwachte veranderingen in interactie tussen netbeheerders en marktpartijen zien voor de gebieden netwerk planning, operationeel netwerkbeheer en systeembeheer:

| | Huidige procedure | Smart grids procedure |
|------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Netwerk planning | 'Fit-and-forget' benadering | Vraag naar netwerkcapaciteit wordt beheerd door DSOs |
| Operationeel netbeheer | Passief: monitoring en sturing is beperkt of afwezig | Actief: producenten en consumenten worden (near) real-time gestuurd met prikkels |
| Systeembeheer | Verantwoordelijkheid van TenneT. Conventionele producenten leveren systeemdiensten op basis van contracten of wettelijke verplichtingen | DSOs krijgen een grotere rol. Decentrale productie en vraag kunnen m.b.v. aggregatoren systeemdiensten leveren |

Bij *netwerk planning* zijn interacties tussen netbeheerders en marktpartijen nodig bij netwerkuitbreidingen om nieuwe productie- en consumptie-eenheden aan te sluiten en elektriciteit van productie naar consumptie te vervoeren. Bij de huidige 'fit-and-forget' benadering worden netwerken uitgelegd op de vraag naar netwerkcapaciteit tijdens alle omstandigheden. Bredere toepassing van smart grids faciliteert actief netbeheer, zodat netwerken niet meer worden *ontworpen* op de vraag naar netwerkcapaciteit tijdens alle omstandigheden, maar dat de vraag naar netwerkcapaciteit wordt *beheerd*. Dit betekent een grotere rol voor operationeel netbeheer en een groter beslag op het potentieel aan flexibiliteit door netbeheerders.

In het huidige *operationeel netbeheer* zijn er interacties om overbelasting van delen van het netwerk te voorkomen door de inzet van productie-eenheden ('congestiemanagement'). Monitoring en sturing van aangesloten producenten en consumenten is verder afwezig. Met actief netbeheer kan de netbeheerder in real-time productie en vraag gaan monitoren en sturen om netwerkinvesteringen uit te sparen. Dit betekent grootschaliger toepassing van sturing van vraag en aanbod door middel van congestiemanagement. De benutting van

⁴ De regelgeving in het derde energiepakket heeft zich uiteindelijk beperkt tot eigendomsontbundeling van TSOs. Nederland en Denemarken zijn uitzonderingen wat betreft eigendomsontbundeling van DSOs.

flexibiliteit voor congestiemanagement interfereert echter met de sturing die commerciële marktpartijen willen toepassen voor portfoliomanagement en onbalansreductie in verband met programmaverantwoordelijkheid. Als een netbeheerder of leverancier een deel van de flexibiliteit van te voren contracteert is deze flexibiliteit daardoor niet beschikbaar voor andere partijen.

Systeembeheer betreft het regelen van netwerkspanning en –frequentie binnen nauw gedefinieerde grenzen. Daarnaast contracteert de systeembeheerder bij producenten en consumenten regel- en reservevermogen om vraag en aanbod in evenwicht te houden, en compenseert zij netwerkverliezen door elektriciteit aan te kopen bij (grote) producenten. Bij verdere afname van de inzet van conventionele productie-eenheden, kunnen decentrale productie en/of vraag (via aggregatoren) ook een bijdrage leveren aan het voorzien in de vraag naar systeemdiensten om de spanningskwaliteit en betrouwbaarheid van toekomstige netwerken te waarborgen. Aangezien decentrale productie en vraag aangesloten zijn op distributienetwerken zullen DSO waarschijnlijk een grotere rol krijgen in het systeembeheer. Indien TSO of DSOs rechtstreeks, d.w.z. buiten de markt om, met bilaterale contracten systeemdiensten contracteren kan dit betekenen dat er een suboptimale afweging gemaakt wordt tussen benutting van flexibiliteit door netbeheerders en marktpartijen. Marktoplossingen kunnen dit voorkomen: de energiecomponenten van de belangrijke systeemdiensten reserve- en regelvermogen worden reeds door marktpartijen (programmaverantwoordelijke partijen) aan de TSO geleverd. Daarmee kan er voor het elektriciteitssysteem als geheel een optimale afweging wordt gemaakt tussen benutting van flexibiliteit voor levering aan balancerings- of day-ahead markt.⁵

Aanpassingen aan wet- en regelgeving noodzakelijk

Op dit moment zijn er echter slechts twee beperkte veranderingen gepland om de coördinatie en interactie binnen het elektriciteitssysteem beter te laten verlopen: het leveranciersmodel waarbij de leverancier fungeert als aanspreekpunt voor de klant voor vrijwel alle energiegerelateerde issues inclusief die van de netbeheerder, en de afspraken rond de grootschalige uitrol van slimme meters.⁶

Meer aanpassingen aan beleid en wet- en regelgeving zijn noodzakelijk om de realisatie van smart grids toepassingen mogelijk te maken. Een einde aan ‘fit-and-forget’ netwerk planning betekent bijvoorbeeld ook een einde aan de transportverplichting voor netbeheerders en voor de frequente inzet van congestiemanagement binnen het operationeel netbeheer is een efficiënter congestiemanagementsysteem noodzakelijk. De focus ligt daarbij op de coördinatie en interactie tussen systeemactoren in de business case voor demand response.

⁵ Ook bij de levering van andere systeemdiensten zou een marktopzet overwogen moeten worden. Mogelijkheden daarvoor zijn afhankelijk van het karakter van een systeemdienst; bij lokale systeemdiensten zoals blindvermogen, black-start of islanding is een marktopzet moeilijker of (nog) niet te realiseren.

⁶ Deze wijzigingen gaan in per 1 april 2013.

3. Business case: interactie en coördinatie rond demand response

3.1 Inleiding

Demand response is de belangrijkste functionaliteit van smart grids

De belangrijkste toepassing van slimme netten en slimme meters is voor demand response: de piekvraag te beperken door het verschuiven van de energievraag in de tijd en op die manier op energiekosten te besparen. Dit vereist een fundamentele systeemverandering.

Demand response zal naar verwachting in de toekomst op veel uitgebreidere schaal worden ingezet dan nu het geval is. Het belang en de waarde van demand response nemen vooral toe vanwege de toenemende variabiliteit en onzekerheid van de totale elektriciteitsproductie, en de resulterende volatiliteit van elektriciteitsprijzen. Hierdoor zal het productieaanbod naar verwachting steeds vaker moeilijkheden ondervinden in het volgen van de elektriciteitsvraag ('load following capability'), en zal de vraag in toenemende mate het aanbod moeten volgen. Naast de inzet van demand response vanwege marktredenen kan demand response ook voorzien in de behoefte aan meer flexibiliteit voor netwerk planning, operationeel netbeheer en systeembeheer.

3.2 Interactie tussen marktpartijen en netbeheerder

Conflicterende belangen bij toepassing van demand response

Er kan spanning ontstaan tussen de benutting van demand response voor het bereiken van voordelen voor respectievelijk de netbeheerder en de leverancier. De netbeheerder kan demand response inzetten om netwerkinvesteringen te vermijden of uit te stellen⁷, voor congestiemanagement en systeembeheer, terwijl de leverancier kan besparen op portfolio- en onbalanskosten en verdienen aan nieuwe diensten aan consumenten. De beschikbare flexibiliteit van producenten en consumenten kan op elk moment in de tijd slechts éénmaal worden benut. Voorkomen moet worden dat er een lock-in situatie ontstaat waarbij één partij als eerste de flexibiliteit kan claimen voor het bereiken van eigen doelen, waardoor andere partijen niet over deze flexibiliteit kunnen beschikken terwijl dit beter is vanuit systeemperspectief en het perspectief van de maatschappij als geheel. Dit is een reële mogelijkheid, zoals blijkt uit de discussie over de rollen van netbeheerders versus marktpartijen rond het gebruik van de slimme meter voor demand response. Zowel de EC als CEER hebben aangegeven dat DSOs geen competitief voordeel mogen hebben ten opzichte van andere partijen voor wat betreft dataverzameling⁸ en communicatie met de slimme meter.⁹

⁷ Dit is toegestaan, zie artikel 16 (1) lid c van Elektriciteitswet 1998.

⁸ 'With the introduction of Smart Grid technology, DSOs would obtain access to detailed information about consumers' consumption patterns, which could give DSOs a considerable competitive advantage over other market actors in offering tailor-made services to consumers. The regulatory setting will need to ensure that these risks are properly addressed. If transposition of the Third Package and the development of technical standards do not address this sufficiently, the Commission will consider further legislative action', EC (2011), Smart Grids: from innovation to deployment, COM (2011) 202 final, p. 10.

⁹ 'The customer and service providers (suppliers, energy service companies, etc.) chosen by the customer should be able to have access to relevant data through this gateway. This approach would not give the DSO a privileged position compared to other service providers'. CEER (2011), Advice on the take-off of a demand response electricity market with smart meters, C11-RMF-36-03, p. 26.

Wet- en regelgeving moet daarom op een gelijk speelveld voor marktpartijen en netbeheerders gericht zijn. Idealiter maakt de markt interactie mogelijk tussen prijssignalen van marktpartijen en netwerktarieven van netbeheerders, zodat het potentieel aan demand response wordt ingezet waar het de meeste waarde heeft.¹⁰

De interactie tussen marktpartijen en netbeheerders verschilt per onderwerp dat bekeken wordt: netwerk planning, operationeel netbeheer en systeembeheer. Zoals hieronder wordt toegelicht lijken aanpassingen aan operationeel netbeheer het meest essentieel voor een betere interactie. Aanpassingen aan netwerk planning zijn faciliterend voor een grotere rol van operationeel netbeheer. Voor het systeembeheer zijn er op basis van hoofdstuk 2 minder interactieproblemen te verwachten, dit wordt daarom verder buiten beschouwing gelaten.

Netwerk planning

Netbeheerders zullen waarschijnlijk niet langer verplicht worden om de transportvraag ook op langere termijn als gegeven te beschouwen, maar krijgen ruimte om deze met economische prikkels zowel in de tijd als in de ruimte (fysieke locatie) te verplaatsen. De netbeheerder kan daarom met economische signalen (prijssignalen, lange termijncontracten) producenten en consumenten stimuleren hun beslag op het netwerk van piek- naar dalperiodes te verplaatsen. Dit betekent herformulering van de bestaande transportplicht en verruiming van de toepassing van congestiemanagement. Hiermee kunnen belangrijke efficiëntievoordelen worden behaald die ten goede komen aan alle netwerkgebruikers. Deze aanpassing alleen is echter onvoldoende voor het totstandbrengen van betere interactie en coördinatie in het elektriciteitssysteem, daarvoor zijn aanpassingen in het operationeel netbeheer noodzakelijk.

Operationeel netbeheer

In de huidige marktordening is het lastig om marktpartijen en netbeheerders gelijke kansen te bieden. Elektriciteit wordt op de day-ahead markt verhandeld, waarna eventuele netwerkbepalingen apart worden opgelost in een separate markt voor congestiemanagement. Uitkomsten van de day-ahead markt worden gecorrigeerd met behulp van system redispatch. System redispatch heeft twee nadelen. Allereerst zorgt de dubbele marktstructuur voor meer kosten voor het oplossen van congestie doordat partijen geen rekening hoeven te houden met de kosten van de congestie die zij veroorzaken. Daarnaast neemt door de grotere en meer frequente vraag in smart grids naar congestiemanagement de onmisbaarheid van partijen in het congestiegebied toe¹¹ en ontstaat er daarmee een substantieel grotere kans op strategisch gedrag ('gaming') en resulterende hogere maatschappelijke kosten.¹² Zie voor een meer uitgebreide uitleg van deze nadelen onderstaande box. Vanwege beide redenen is de huidige congestiemanagement methode vanuit systeem- en maatschappelijk perspectief inefficiënt.

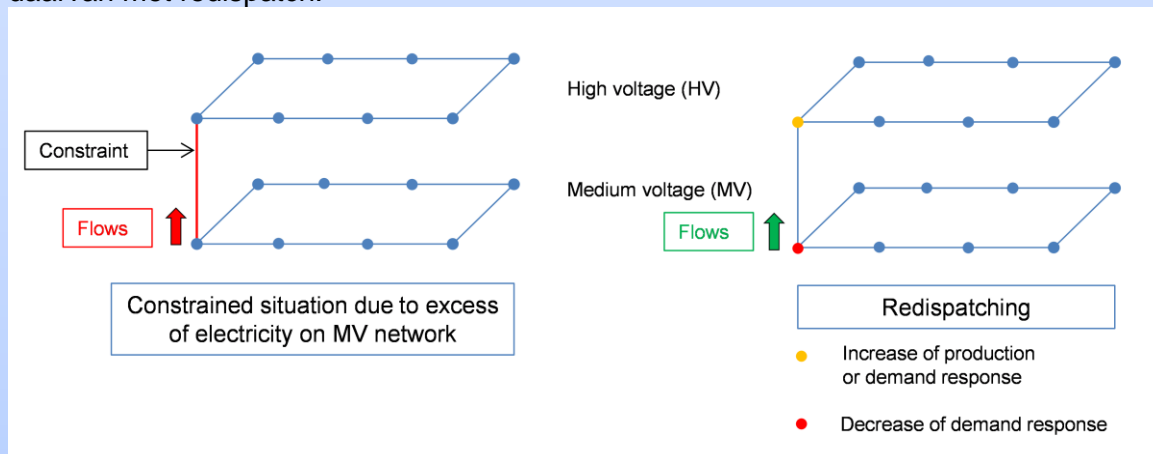
¹⁰ Elektriciteitsprijzen geven een systeembrede situatie weer. De richting en grootte van energiestromen kunnen lokaal verschillen van de richting en grootte van deze stromen in het systeem als geheel. Daardoor kan er lokaal congestie optreden die niet wordt opgeheven door elektriciteitsprijssignalen, daarom is een aanvulling met variabele netwerktarieven noodzakelijk om consumenten rekening te laten houden met de lokale netwerksituatie.

¹¹ Nieuwenhout, F., J.C. Jansen and A.J. van der Welle (2010), Regulatory strategies for selected Member States (Denmark, Germany, Netherlands, Spain, the UK), Deliverable 8 of the IEE Altener Improgres project

¹² Anderzijds betekent benutting van demand response dat er meer partijen beschikbaar zijn, dit kan de onmisbaarheid van partijen in smart grids verlagen. Het is echter de vraag of de beschikbaarheid van meer partijen opweegt tegen de grotere vraag naar congestiemanagement.

Inefficiënties door separate markten voor elektriciteitshandel en congestiemanagement

Stel dat de energieleverancier het consumenten mogelijk maakt om hun vraag te verschuiven naar een moment waarop de uniforme day-ahead markt prijs lager is. Hierdoor neemt de vraag af wanneer de marktprijs hoog is. Als de regio veel productie-eenheden met lage marginale kosten (wind en zon) heeft, ontstaat er een lokaal productieoverschot (zie onderstaande figuur). Dit overschot moet geëxporteerd worden naar een andere regio via een hoger spanningsniveau, echter de capaciteit daarvan vormt een bottleneck. Om te voorkomen dat het netwerk overbelast dreigt te raken zal de netbeheerder system redispatch inzetten. Dit kan betekenen dat een deel van de demand response actie van de leverancier op de day-ahead markt ongedaan moet worden gemaakt. Voor zowel de inzet van demand response op de day-ahead markt als voor congestiemanagement zullen consumenten en leverancier (via opslagen) gecompenseerd willen worden. Hoewel er uiteindelijk een oplossing tot stand komt waarbij demand response wordt ingezet waar dit het meest noodzakelijk is (in dit geval in het netwerk), wordt de oplossing duidelijk niet bereikt tegen de laagste kosten. Consumenten en leverancier ontvangen namelijk een dubbele vergoeding – één keer voor het verschuiven van de vraag op de day-ahead markt en één keer voor de correctie daarvan met redispatch.



Verder kan de dubbele marktstructuur worden uitgebuit door strategisch gedrag van producenten en leveranciers ('gaming'). Als een leverancier voorziet dat er congestie zal ontstaan door het contracteren van demand response en hij lokaal een zekere mate van onmisbaarheid voor het netbeheer heeft, zou hij de "inc-dec" game kunnen spelen door demand response zodanig in de day-ahead markt in te zetten dat er congestie ontstaat en vervolgens te verdienen aan het tegen een hoge beloning ongedaan maken daarvan (de kosten van deze game zijn nihil omdat congestiekosten in de regel worden gesocialiseerd). Of omgekeerd door het niet aanbieden van demand response in de day-ahead markt terwijl er grote vraag naar flexibiliteit is en deze pas in te zetten in de markt voor congestiemanagement. Hoewel gaming via demand response veel minder voor de hand ligt dan via productievermogen (producenten zijn eerder onmisbaar dan consumenten), illustreert dit wel een andere inefficiëntie van system redispatch.

Combinatie van elektriciteitsmarkt en congestiemanagement lost inefficiëntie op

De inefficiënties van de huidige marktordening kunnen worden verkleind als het gebruik van flexibiliteit voor zowel markt- als netwerkgebruik in één stap (één markt) wordt geoptimaliseerd¹³. Door een gelijke sluitingstijd ('gate closure time') voor het contracteren

¹³ In theorie is het ook mogelijk dat elektriciteitshandel en netwerkgebruik via separate markten voor elektriciteit en congestie worden opgelost waarbij er separate elektriciteitsprijzen en

van flexibiliteit door marktpartijen en netbeheerders, kan -indien de netbeheerder meer biedt vanwege afwezigheid van alternatieven- de leverancier alternatieve mogelijkheden inzetten en de netbeheerder goedkoper gebruikmaken van demand response.

Dit kan toegepast worden door de beschikbare netwerkcapaciteit direct mee te nemen in de elektriciteitshandel, zoals dit bij een impliciete veiling (zonal of nodal pricing) gebeurt. Bij een impliciete veiling worden elektriciteit en netwerkcapaciteit tegelijkertijd verhandeld voor elk uur. In het geval dat de netwerkcapaciteit tekortschiet, komt hierbij een impliciete prijs voor netwerkcapaciteit tot stand. Alleen de biedingen die het meest kostenefficiënt zijn qua elektriciteitsprijs *en* beslag op netwerkcapaciteit worden geaccepteerd, de overige biedingen worden afgewezen. Het congestie management vindt dus tegelijkertijd met de elektriciteitshandel plaats.

Prijzen voor het transporteren van elektriciteit verschillen met het type impliciete veiling. Een belangrijk onderscheid is de mate waarin werkelijke netwerkbependingen worden meegenomen in de impliciete veiling. Bij een impliciete veiling gebaseerd op zonal pricing zijn de resulterende prijzen *op de grenzen van een zone* verschillend als de netwerkbepending op de betreffende grens bindend is. Hierdoor krijgen producenten en consumenten prikkels om respectievelijk hun productie en consumptie te verschuiven naar momenten waarop deze het meest waardevol zijn voor het elektriciteitssysteem als geheel, dus voor markt- en netwerkactoren samen. Binnen een zone geldt een uniforme prijs. Als er zich congestie voordoet binnen een zone, wordt deze opgelost met system redispatch of een vergelijkbare methode zoals countertrading.

Bij nodal pricing worden elektriciteit en netwerkcongestie eveneens gezamenlijk geprijsd, maar dan voor individuele nodes in het net, in plaats van voor een verzameling van nodes zoals bij zonal pricing. Bij nodal pricing is er dus geen noodzaak voor system redispatch met bijbehorende problemen voor het oplossen van congestie binnen zones. Dit betekent dat de 'prijs' voor demand response¹⁴ nog sterker verschilt per locatie, en daarmee de systeembehoefte aan flexibiliteit nog beter weerspiegelt.

Bij de keuze tussen zonal en nodal pricing spelen uiteraard ook andere overwegingen mee, zoals marktliquiditeit, concurrentie op de elektriciteitsmarkt tijdens congestie, verdeling van kosten en baten bij invoering, etc. Het voert te ver om in dit kader hierop verder in te gaan.¹⁵ Vast staat wel dat de efficiëntievoordelen van zonal en nodal pricing de nadelen (grotendeels) kunnen compenseren. Over het geheel bezien is invoering van zonal of nodal pricing dan ook een veelbelovende manier om de interactie tussen marktpartijen en netbeheerders beter vorm te geven.

netwerktarieven zijn. In dat geval is de vraag hoe de interactie zodanig kan worden ingevuld dat er een optimale oplossing voor beide markten gezamenlijk tot stand komt. Gezien de eerder beschreven problemen met een duale marktstructuur lijkt dit eenvoudiger en kostenefficiënter te realiseren met één markt.

¹⁴ De sterkte van het economische prijssignaal is ook afhankelijk van aanwezigheid van slimme meters en smart home energy management systemen en de institutionele regelgeving. Suboptimale regelgeving voor uitrol van slimme meters, gebruikmaking van synthetische load profielen, retailprijzen en netwerktarieven ('capaciteitstarief') die onafhankelijk zijn van tijdstip van gebruik, een salderingsregeling die geen rekening houdt met tijdstip van afname; het zijn allemaal belemmeringen voor het uitdrukken van schaarste in prijzen en daarmee voor een optimale samenwerking binnen het elektriciteitssysteem.

¹⁵ De geïnteresseerde lezer wordt verwezen naar hoofdstuk 4 van Van der Welle, A.J., J. de Joode, K. Veum, Y. Feenstra, J.C. Jansen, F. Nieuwenhout (2011), Socio-economic approaches for integration of renewable energy sources into grid infrastructures, Deliverable 5.1 of FP7 Susplan project, October.