
De toekomst van tariefregulering

7 september 2012

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting	3
The future of regulation of energy network tariffs - Visie van Dr. M.G. Pollitt	13
1. Inleiding	16
2. Onze aanpak	18
3. Toekomstscenario's voor de energiesector	24
4. Veranderingen in de komende 3-7 jaar	28
5. Verandering in de energiemix	30
6. Technologische vooruitgang energienetten	49
7. Toenemende integratie Europese energiemarkt	53
8. Overige ontwikkelingen	60
9. Conclusies	65
A. Geïnterviewde partijen	68
B. Referenties	69
C. Lijst van afkortingen	71

Managementsamenvatting

Inleiding

In opdracht van de NMa heeft PwC onderzoek gedaan naar de gevolgen van ontwikkelingen in de energiesector voor de tariefregulering van netbeheerders. Hierbij kijken wij naar de tariefregulering van zowel landelijke als regionale netbeheerders van de elektriciteits- en gasnetten. Voor het onderzoek hebben wij gesprekken gevoerd met afnemers, producenten, netbeheerders en vertegenwoordigers van ministeries. Het onderzoek richt zich op ontwikkelingen die in de komende drie tot zeven jaar naar verwachting plaats zullen vinden en waar de NMa rekening mee zou moeten houden om de doelstellingen van tariefregulering te kunnen realiseren. Deze doelstellingen van tariefregulering kunnen kort samengevat worden als het netbeheerders zo efficiënt mogelijk de door de wetgever aangewezen activiteiten laten uitvoeren. Tevens analyseren wij de gevolgen van de ontwikkelingen voor de *trias energetica* (betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid)

Om een goed beeld te krijgen van de ontwikkelingen op korte en middellange termijn is het zinvol om in ogenschouw te nemen welke ontwikkelingen op lange termijn denkbaar zijn. Daarom bespreken we eerst deze lange termijn ontwikkelingen (de ‘stip aan de horizon’) voordat we ingaan op ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar.

Ontwikkelingen op lange termijn

Het klimaatbeleid heeft een grote invloed op de vraag naar en het aanbod van elektriciteit en gas. Mede als gevolg hiervan **verandert de energiemix**. De Europese Unie heeft ambitieuze doelstellingen voor CO₂-reducties geformuleerd. Een groot deel van deze reducties moeten voor rekening komen van de energiesector door veranderingen in de wijze waarop gas, elektriciteit en warmte worden geproduceerd. Ook reducties in de CO₂-uitstoot in het transportverkeer en de bebouwde omgeving hebben invloed op de vraag naar capaciteit voor het transport van elektriciteit en gas. Duurzame bronnen van energie zoals wind en zonne-energie zijn variabel, de productie hangt af van de windsnelheid en de zonnekracht. Dit betekent dat de voorspelbaarheid van de productie afneemt, dat heeft zowel gevolgen voor de elektriciteit- als gasmarkt. Hoe de sector zich ontwikkelt en hoe deze er op lange termijn uitziet is niet goed te voorspellen omdat daarover nog grote onzekerheden bestaan van beleidsmatige, technologische en economische aard. Zo zijn de veranderingen in de energiemix afhankelijk van de wijze waarop de kostprijs van verschillende technologieën zich ontwikkelt en deze hangen mede af van de invulling van het wereldwijde, Europese en nationale klimaatbeleid. Zeker is wel dat de energiemix er heel anders zal uitzien dan nu het geval is, maar het tempo van de verandering en de belangrijkste technologieën tegen die tijd zijn moeilijker te voorspellen.

In het traditionele model van de energiesector wordt stroom of gas vanaf een centrale grootschalige productielocatie vervoerd naar lagere netvlakken of lagere druknetten waar deze terecht komt bij afnemers. Dit beeld van de energiesector verandert. Steeds meer zijn afnemers ook producenten door de toepassing van bijvoorbeeld Warmte-krachtkoppelinginstallaties (WKK's), windmolens en zonne-panelen. In plaats van eenrichtingsverkeer is sprake van tweerichtingsverkeer. De informatie die beschikbaar is voor afnemers, netbeheerders en producenten neemt toe door het gebruik van digitale technieken en slimme meters. Deze **technologische ontwikkelingen** stellen netbeheerders in staat om de kwaliteit van het net beter te monitoren. Afnemers en producenten krijgen door het gebruik van slimme meters beter inzicht in het gebruik. Zij kunnen hun productie of gebruik beter afstemmen op fluctuaties in de prijzen. Hierdoor kan het energiesysteem beter omgaan met veranderingen in het aanbod en de vraag wat gewenst is in een systeem met veel variabele duurzame productie. Het betere inzicht in de kwaliteit van het netwerk door digitale technieken zou de betrouwbaarheid van het net moeten verbeteren.

Een derde trend met een belangrijke impact op de energiesector is de **Europese integratie**. Ten opzichte van sommige andere sectoren is de Europese integratie in de energiesector al vergevorderd. Dit betekent echter niet dat het proces al afgerond is. Er is nog een weg te gaan voordat er geen belemmeringen meer zijn om bijvoorbeeld een leverancier uit een ander land te kiezen of fysieke beperkingen in het net in heel Europa verdwenen zijn.

Ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar

Op basis van de interviews en onze eigen expertise hebben wij geprobeerd om een zo volledig mogelijk beeld te krijgen van de ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar die gevolgen kunnen hebben voor tariefregulering. Onderkend moet worden dat wij gelet op de scope van het onderzoek niet alle ontwikkelingen *en detail* hebben kunnen onderzoeken. Wij richten ons in dit onderzoek dan ook op de voor tariefregulering belangrijkste ontwikkelingen. Wij hebben geen onderzoek gedaan naar ontwikkelingen met een (zeer) lage waarschijnlijkheid maar een potentieel hoge impact (zoals een nieuwe energie-opslagtechnologie).

Er is door de NMa gekozen voor een periode van drie tot zeven jaar omdat de komende methodebesluiten van de NMa zich kunnen uitstrekken over deze periode. Een ontwikkeling heeft impact op tariefregulering indien als gevolg van de ontwikkeling minimaal aan een van de volgende voorwaarden is voldaan.

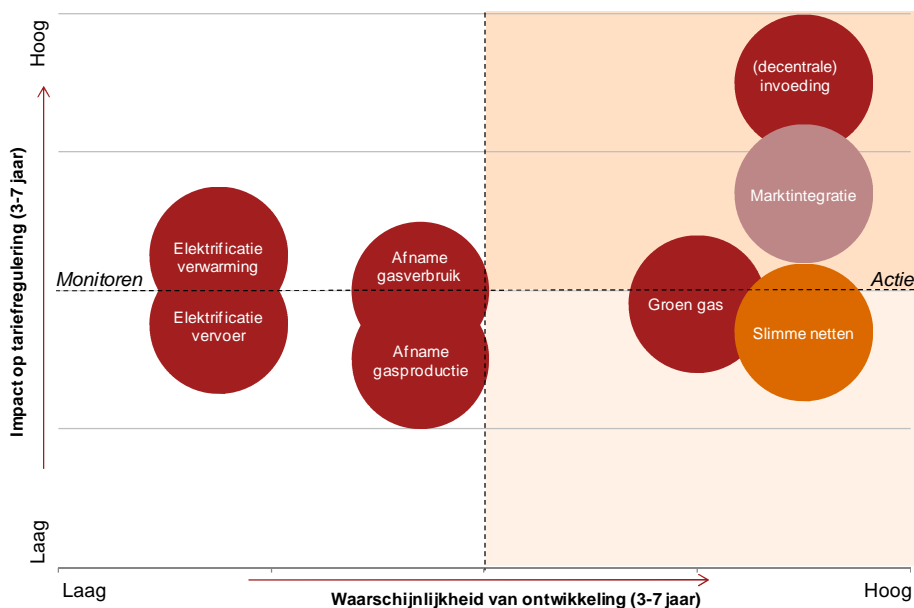
1. De ontwikkeling resulteert in een structureel verschil in kostenontwikkeling tussen netbeheerders. Het gaat hierbij om ontwikkelingen die niet in gelijke mate invloed hebben op netbeheerders die, als daarvoor in de regulering niet gecorrigeerd wordt, resulteren in structurele kostenverschillen. Dit kan de vergelijkbaarheid van netbeheerders aantasten in een nationale of (voor zover aanwezig) internationale benchmark;
2. De ontwikkeling resulteert in een structureel verschil tussen inkomsten en kosten op sectorniveau. Het gaat hierbij om kostenontwikkelingen die over een langere periode ertoe leiden dat een *sector* een hoger of lager rendement behaalt dan het normrendement. Met de term 'sector' doelen wij hier op de netbeheerder of groep van netbeheerders die separaat wordt gereguleerd. Wij onderscheiden vier sectoren: regionale netbeheerders elektriciteit, regionale netbeheerders gas, de landelijke netbeheerder elektriciteit en de landelijke netbeheerder gas;
3. De ontwikkeling leidt tot fluctuaties in tarieven. In veel gevallen ontstaan deze fluctuaties door een vertraagde doorwerking van kostenveranderingen in tarieven. In de interviews hebben afnemers en netbeheerders aangegeven dat dergelijke tarieffluctuaties onwenselijk zijn omdat ze voor onzekerheid zorgen. Een vertraagde doorwerking van kosten in tarieven kan ook verkeerde prikkels geven aan afnemers. Door een vertraagde doorwerking van kosten als gevolg van ontwikkelingen kan het risicoprofiel van netbeheerders veranderen;
4. De ontwikkeling leidt ertoe dat maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder niet gestimuleerd worden door tariefregulering. Als tariefregulering onvoldoende rekening houdt met een externe ontwikkeling, dan kan dit impact hebben op de mate waarin bredere maatschappelijke doelstellingen (*trias energetica*) worden behaald. Anders gezegd: deze bredere maatschappelijke doelen of 'externe effecten' komen niet volledig tot uitdrukking in de outputs die in het kader van tariefregulering worden gehanteerd.

De eerste drie criteria sluiten aan bij de doelen van tariefregulering. Deze zijn vooral gericht op de bedrijfsvoering van netbeheerders. Het vierde criterium heeft betrekking op de maatschappelijke impact (externe effecten) die de acties van netbeheerders kunnen hebben op andere spelers in de energieketen.

Over toekomstige ontwikkelingen is per definitie onzekerheid, sommige ontwikkelingen zijn waarschijnlijker dan andere. Daarnaast kan de mate van impact van de ontwikkeling op tariefregulering verschillen. Ontwikkelingen met een grote impact die zich met een hoge mate van waarschijnlijkheid voordoen vragen om aandacht van de NMa of de wetgever.

In figuur 1.1 hebben wij aan de hand van beide dimensies weergegeven hoe de geïdentificeerde ontwikkelingen zich tot elkaar verhouden. De impact op tariefregulering in de figuur is afhankelijk van de mate waarin een ontwikkeling voldoet aan de vier toetsingscriteria. Als een ontwikkeling bijvoorbeeld leidt tot een relatief groot structureel kostenverschil tussen regionale netbeheerders (het eerste criterium) dan scoort de ontwikkeling hoog op de dimensie impact. Het is overigens in het kader van dit onderzoek niet altijd mogelijk gebleken om de impact exact te kwantificeren. De figuur geeft een gestileerd beeld van onze opinie over de ontwikkelingen. Onderstaand vatten wij per ontwikkeling samen wat onze visie is op de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling en de gevolgen van de ontwikkeling voor tariefregulering.

Figuur 1.1. Impactanalyse van ontwikkelingen op tariefregulering



Veranderingen in de energiemix

Groen gas (LNB G, RNB G):

Het aandeel groen gas is in de afgelopen jaren toegenomen en de invoeding van groen gas neemt verder toe. Dit blijkt uit de bedragen die in de SDE+ zijn toegekend aan groen gasprojecten. Deze trend is daarmee duidelijk waarneembaar en heeft gevolgen voor zowel de regionale als landelijke netbeheerders. Bovendien heeft de Nederlandse overheid ambitieuze doelen vastgesteld op het gebied van groen gas. Invoeders van groen gas betalen een tarief aan de netbeheerder voor het gebruik van capaciteit. Wij constateren dat het bij marktpartijen niet volledig duidelijk is in hoeverre netbeheerders een aansluit- en transportverplichting hebben voor invoeders met een capaciteit hoger dan 40 m³ per uur, in de praktijk blijkt dat de mogelijkheden tot aansluiting afhankelijk zijn van de beschikbare capaciteit in het netwerk.

Bij een tekort aan capaciteit in het regionale net zijn ‘overstort’ naar het landelijke net of een verbinding met een ander regionaal net mogelijke oplossingen. De kosten van overstort worden mogelijk niet volledig vergoed in de tariefregulering van regionale en landelijke netbeheerders. Als de regionale netbeheerders verantwoordelijk zijn voor het realiseren van overstort gaan de kosten de maatstaf in, als niet alle netbeheerders investeren in overstortcapaciteit dan krijgt een netbeheerder de kosten slechts voor een deel vergoed via de tarieven. Als gevolg daarvan hebben netbeheerders geen prikkel om te investeren in overstortcapaciteit. Het is naar onze mening waarschijnlijk dat zich verschillen tussen netbeheerders gaan voordoen omdat het potentieel voor groen gasinvoeding niet gelijk verdeeld is over het land. Bij de landelijke netbeheerder levert de invoeding van groen gas extra kosten op en kan ook gevolgen hebben voor de beschikbare transportcapaciteit. Hierdoor bestaat er onzekerheid over de mate waarin deze kosten vergoed zullen worden. Deze issues vormen een mogelijk knelpunt voor de Nederlandse beleidsdoelen om groen gas te faciliteren. Wij achten het aannemelijk dat er hierdoor groen gasprojecten niet doorgaan waarvan de maatschappelijke kosten-baten analyse positief is.

Wij concluderen daarom dat een maatschappelijk gewenste actie van netbeheerders niet wordt gestimuleerd door tariefregulering. Daarnaast achten wij het waarschijnlijk dat een deel van het lange termijn groen gas potentieel in de komende jaren kan worden gerealiseerd.

Elektrificatie vervoer en verwarming (RNB E):

Het gebruik van elektriciteit voor vervoer en voor de verwarming van huizen (bijvoorbeeld met warmtepompen) kan resulteren in een toename van de capaciteitsvraag. Dit heeft gevolgen voor de regionale netbeheerders elektriciteit. De laatste jaren neemt het aantal elektrische auto’s toe en de overheid heeft de doelstelling om het

aantal verder te laten stijgen. Het is de verwachting dat het aantal elektrische auto's beperkt toeneemt. Dat geldt ook voor het gebruik van elektriciteit bij de verwarming van woningen doordat vooral in nieuwbouwwoningen daarvan gebruik wordt gemaakt.

Alleen bij een hoge penetratiegraad moeten netbeheerders als gevolg van de additionele stroomvraag de netten verzwaren. Als deze ontwikkeling ongelijk is verdeeld over netbeheerders kan dit resulteren in verschillen in rendementen, tenzij hiervoor een kostendekkend tarief vastgesteld zou kunnen worden.

Wij achten zowel de waarschijnlijkheid als de impact van de ontwikkeling op tariefregulering beperkt, hoewel het aannemelijk is dat er zich verschillen gaan voordoen in het tempo dat regionale netbeheerders te maken krijgen met deze ontwikkelingen.

Afname gasverbruik en gasproductie (LNB G, RNB G):

Er lopen een aantal initiatieven om de energie-efficiëntie van huizen te verbeteren. Een van de oorzaken hiervoor is dat er steeds meer alternatieven beschikbaar komen voor gas in de bebouwde omgeving, zoals warmtenetten en aardwarmte. De steeds strenger wordende EPC-normen voor nieuwbouwhuizen dragen er ook toe bij dat in mindere mate wordt gekozen voor het aanleggen van een gasnetwerk. Dit vermindert het verbruik van gas maar vooralsnog blijft er in de bestaande netten een capaciteitsvraag. Op termijn is het denkbaar dat de capaciteitsvraag vervalt, wat vooral impact heeft op de regionale netbeheerders gas maar indirect ook impact heeft op de landelijke netbeheerder gas. Op korte termijn is de waarschijnlijkheid van deze ontwikkeling naar verwachting beperkt. De impact zal zich pas in latere jaren voordoen.

Naast een lager verwacht gasverbruik in de regionale netten is het ook de verwachting dat de binnenlandse gasproductie daalt. De Nederlandse gasvoorraden zijn eindig, waardoor de productie in de komende decennia geleidelijk zal afnemen. De binnenlandse productie zal steeds meer vervangen moeten worden door buitenlandse gasstromen. Als gevolg hiervan zal het net op een andere wijze gebruikt worden, het gas komt vanuit andere locaties het net in. Bij de afname van productie kunnen delen van het transportnetwerk buiten gebruik raken. Vermindering van de productie heeft vooral gevolgen voor de landelijke netbeheerder van het gasnetwerk.

Deze ontwikkeling is redelijk goed voorspelbaar en zal de komende jaren geleidelijk merkbaar worden en kan naar onze mening resulteren in verschillen in de kosten per eenheid voor de regionale netbeheerders of een verschil tussen inkomsten en kosten voor de landelijke netbeheerder. Door de geleidelijkheid van de ontwikkelingen zullen de kostenverschillen beperkt zijn in verhouding tot het totale kostenniveau van netbeheerders.

Toename (duurzame) (decentrale) invoeding (LNB E, RNB E):

Nieuwe elektriciteitsproductiecapaciteit bestaat de komende jaren, naast de capaciteit in aanbouw, vooral uit duurzame energiebronnen, aangesloten op het landelijke of regionale net. Wij verwachten met name groei van wind en zon-PV.

Het belangrijkste issue voor regionale netbeheerders is dat de invoeding ongelijk verdeeld is tussen netbeheerders. Hierdoor zijn netbeheerders niet in staat de kosten terug te verdienen als de kosten van invoeding de baten overstijgen. Daarnaast kunnen netbeheerders sub-optimale keuzen maken doordat diepe investeringskosten niet, maar aansluitkosten wel, in rekening gebracht mogen worden. Netbeheerders hebben hierdoor een financiële prikkel om te kiezen voor een mogelijk duurdere aansluiting waar een diepte-investering maatschappelijk gezien voordeliger zou zijn. We hebben echter geen inzicht in de mate waarin dit zich in de praktijk heeft voorgedaan. Een ander mogelijk knelpunt is dat netbeheerders een financiële prikkel hebben om pas te investeren als ze er zeker van zijn dat de installaties gebruikt gaan worden. Dit voorkomt dat netbeheerders te grote risico's nemen maar kan er ook toe leiden dat het moeilijk is om projecten van de grond te krijgen.

Voor de landelijke netbeheerder TenneT heeft de toename in de invoeding ook consequenties. Een direct gevolg hiervan is dat TenneT meer transportcapaciteit nodig heeft en *anticipatory investments* moet uitvoeren. Daarnaast moet TenneT investeren om de hoogspanningsverbindingen en de interconnectiecapaciteit met het

buitenland te versterken. De toename in duurzame invoeding zoals wind en zon leidt tot meer volatiliteit, waardoor TenneT moet interveniëren om de systeembalans te handhaven. TenneT moet als gevolg hiervan investeren in systemen om in *real time* te kunnen interveniëren. Investerings om toekomstige invoeding te faciliteren gaan gepaard met een hoger risico omdat er op het moment van investeren nog geen zekerheid bestaat over de uiteindelijke vraag naar transportcapaciteit. Congestie management brengt bovendien kosten met zich mee die in de tijd kunnen fluctueren en die voor TenneT op korte termijn niet beïnvloedbaar zijn.

Deze ontwikkelingen zijn waarschijnlijk en hebben een significante impact op de doelen van tariefregulering. Bij regionale netbeheerders ontstaat deze impact doordat er kostenverschillen kunnen optreden tussen netbeheerders. Bij de landelijke netbeheerder kan de ontwikkeling van de tarieven gaan afwijken van de ontwikkeling van de kosten, door de toepassing van historische kosten voor het vaststellen van de tarieven (criterium 3). Voor de voorbereidingskosten die met *anticipatory investments* gepaard gaan is er bovendien onzekerheid of de inkomsten structureel gelijk zijn aan de (efficiënte) kosten (criterium 2). Dit komt doordat niet zeker is of deze kosten efficiënt geacht zullen worden door de NMa.

Een verdere toename van decentrale invoeding kan gevolgen hebben voor de houdbaarheid van het huidige stelsel om de kosten van het netbeheer te verdelen over de aangeslotenen. De tarieven voor het netbeheer zijn gebaseerd op het cascadestelsel. Dit systeem is gebaseerd op de historische situatie waarin de productie centraal werd ingevoerd en vervolgens getransporteerd naar afnemers op lageregelegen netvlakken. Als gevolg van de toepassing van het cascadestelsel betalen afnemers alleen voor het eigen en de hoger gelegen netvlakken. Bij een toename van decentrale invoeding ontstaat er discussie of vanuit het principe van kostenoriëntatie aangeslotenen op lagere netvlakken in dezelfde mate moeten blijven betalen voor hoger gelegen netvlakken.

Technologische ontwikkelingen

Slimme netten (LNB E, RNB E+G):

Door het gebruik van digitale technieken komt steeds meer en betere informatie beschikbaar voor netbeheerders, afnemers en producenten. Dit stelt partijen beter in staat om het gebruik of de productie te sturen wat wenselijk is in een energiesysteem met veel variabele productie. Netbeheerders krijgen door digitalisering beter inzicht in de kwaliteit van de netten waardoor zij vroegtijdiger kunnen handelen bij mogelijke storingen. Deze ontwikkeling is voor zowel de regionale als de landelijke netbeheerders relevant.

Voor zover investeringen in digitalisering de kosten van netbeheerders verlagen of het aantal storingen doet verminderen is er een prikkel voor netbeheerders om te investeren. In de regulering ontbreekt echter een prikkel om te investeren in innovatie of kwaliteitsverhogende maatregelen die ten goede komen aan andere partijen in de energieketen. Het ontbreken van financiële prikkels in de regulering onthoudt netbeheerders er niet van om zich bezig te houden met innovatie of kwaliteitsverbetering. In de praktijk blijkt dat netbeheerders zich graag profileren als innovatief en investeert men daar ook in. Omdat er geen doelstelling is vastgelegd voor innovatieve of kwaliteitsverhogende activiteiten van netbeheerders, is het echter niet mogelijk te kwantificeren wat het verschil is tussen de maatschappelijk gewenste en de daadwerkelijk verrichte activiteiten. Het is denkbaar dat maatschappelijk gewenste acties van netbeheerders niet worden gestimuleerd door tariefregulering.

Deze ontwikkeling achten wij waarschijnlijk aangezien deze nu al deels zichtbaar wordt. De impact van de ontwikkeling op de doelen van tariefregulering is naar verwachting echter beperkt. Wij zien echter wel een risico dat maatschappelijk gewenste acties van netbeheerders onvoldoende worden gestimuleerd door tariefregulering.

Europese integratie (LNB E+G)

Het proces van Europese marktintegratie heeft de komende jaren vooral gevolgen voor de landelijke netbeheerders. De planning van het netwerk wordt steeds meer Europees afgestemd, dit kan gevolgen hebben voor capaciteitsuitbreidingen in Nederland. Daarnaast neemt het belang van (technische) codes op Europees niveau toe. Voor gas komen er bijvoorbeeld nieuwe codes voor balancering en voor congestie management. Voor de landelijke netbeheerders gas, GTS, betekent dit dat het boekingsgedrag kan veranderen. De verwachting is dat de boekingsperiode korter wordt. Dit betekent dat bij een methodiek van tariefregulering de afzetrisico's voor

de netbeheerder toenemen. Bovendien zal een groter gedeelte van de capaciteit van GTS gevuld worden. Tenslotte kunnen de Europese codes ook leiden tot veranderingen in de kosten en opbrengsten van GTS.

De landelijke netbeheerders kunnen door het faciliteren van energiemarkten baten elders in de energieketen realiseren. Onder het faciliteren van de markt verstaan wij alle activiteiten om de informatievoorziening te verbeteren en investeringen in systemen om de handel te faciliteren. Op basis van de interviews constateren wij dat er in de markt onduidelijkheid en onzekerheid is over de wijze waarop de kosten die met marktfacilitering gemoeid zijn vergoed worden. Voor de landelijke netbeheerders vormt het feit dat de budgetten voor marktfaciliterende activiteiten zijn gebaseerd op historische kosten mogelijk een belemmering om deze activiteiten pro-actief op te pakken.

Wij concluderen dat deze ontwikkeling waarschijnlijk is en ook een significante impact heeft op de doelen van tariefregulering. Veranderingen in kostenniveaus van landelijke netbeheerders kunnen bij toepassing van historische kosten voor het vaststellen van tarieven leiden tot een (tijdelijk) verschil tussen inkomsten en kosten. Er is bovendien voor nieuwe marktfaciliterende activiteiten onzekerheid over de mate waarin de inkomsten structureel gelijk zijn aan de (efficiëntie) kosten. Dit kan leiden tot een onderinvestering in marktfaciliterende activiteiten. Tenslotte kunnen veilingen ertoe leiden dat het rendement van GTS hoger of lager is dan het normrendement. Samen met veranderingen in afzetrisico's kan dit leiden tot een verandering in het risicoprofiel van de landelijke gasnetbeheerder.

Overige ontwikkelingen

In het rapport bespreken wij een aantal andere ontwikkelingen. De conclusies die wij trekken voor deze ontwikkelingen staan samengevat in tabel 1.1.

Tabel 1.1. Samenvatting overige ontwikkelingen

<i>Ontwikkeling</i>	<i>Waarschijnlijkheid</i>	<i>Impact tariefregulering</i>
Lokale netten	Wij verwachten een toename van het aantal lokale netten en het gebruik van een 'directe lijn'.	Op het totale kostenniveau van netbeheerders is de impact beperkt.
Vervangingsinvesteringen	De vervangingsinvesteringen nemen voor alle netbeheerders gezamenlijk in de komende jaren geleidelijk toe, zo blijkt uit KCD's.	Bij een geleidelijke groei is er geen impact op tariefregulering.
Privatisering	Voor privatisering is een politiek besluit noodzakelijk.	Privatisering heeft geen directe gevolgen voor tariefregulering. In de tariefregulering worden netbeheerders al behandeld als <i>stand alone</i> private bedrijven. Mogelijk zijn er wel indirecte gevolgen omdat de impact van tariefregulering eerder zichtbaar is (bijvoorbeeld door veranderingen in beurskoersen).
Meetverliezen	In een ontwerpbesluit is de verschuiving van de kosten van meetonnauwkeurigheden van de gas leverancier naar de netbeheerder opgenomen (waarschijnlijk per 1 januari 2014)	Als de kosten van meetverliezen worden verschoven van leverancier naar netbeheerder kan dit leiden tot structurele kostenverschillen tussen netbeheerders en tarieffluctuaties door een vertraagde aanpassing aan de kostenverandering. Het is ons niet bekend hoe groot deze kosten zijn.
Leveranciersmodel	Vanaf 1 april 2013 is het leveranciersmodel van kracht.	Invoering van het leveranciersmodel resulteert in een (tijdelijke) verandering in het kostenniveau van netbeheerders. Het is onbekend hoe hoog de kosten zijn maar de verwachting is dat een kostenverandering optreedt. Een netbeheerder gaf aan te verwachten dat de kostenverandering beperkt is doordat veel taken bij de netbeheerders blijven.
Fusies en herkaveling	Wij verwachten dat de trend van fusies tussen netwerkbedrijven de komende jaren verder zal doorzetten. Daarnaast is herkaveling van de verzorgingsgebieden in een aantal specifieke gebieden niet uit te sluiten.	Door fusies kan het aantal <i>peers</i> in de <i>benchmark</i> dalen. Dit vermindert de efficiëntieprikkel en de betrouwbaarheid van de benchmark.

Conclusie en aanbevelingen

In tabel 1.2. staat een overzicht van de in dit rapport behandelde ontwikkelingen en de impact van deze ontwikkelingen op tariefregulering. De tabel gaat niet in op de waarschijnlijkheid van de ontwikkelingen. In het licht van de vele ontwikkelingen die wij signaleren is de lijst met mogelijke knelpunten naar onze mening

bepikt. De tariefregulering is in het algemeen goed in staat om met een diversiteit aan veranderingen om te gaan. Voor de regionale netbeheerders komt dit mede door het systeem van maatstafregulering dat sectorbrede kostenveranderingen ‘automatisch’ (zij het met een zekere vertraging) verwerkt. Het systeem is minder goed in staat om met veranderingen om te gaan die in verschillende mate impact hebben op netbeheerders.

Tabel 1.2. Overzicht ontwikkelingen en impact op tariefregulering

	<i>Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders</i>	<i>Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau</i>	<i>Toename in de fluctuaties van de tarieven</i>	<i>Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering</i>
Groen gas	<i>R (mogelijk)</i>	<i>L (mogelijk)</i>		✓ Faciliteren duurzaamheid
Afname gasverbruik	<i>R</i>			
Afname gasproductie		<i>L</i>		
Toename (duurzame) (decentrale) invoeding	<i>R</i>	<i>L (mogelijk)</i>	<i>L</i>	
Elektrificatie vervoer en verwarming	<i>R</i>			✓ Faciliteren duurzaamheid
Slimme netten				✓ Faciliteren markt, duurzaamheid
Marktintegratie gas		<i>L (mogelijk)</i>	<i>L</i>	✓ Faciliteren markt
Marktintegratie elektriciteit		<i>L (mogelijk)</i>	<i>L</i>	✓ Faciliteren markt

R= impact op tariefregulering regionaal, L= impact op tariefregulering landelijk

Op basis van de resultaten van het onderzoek geven wij de volgende aanbevelingen. Deze aanbevelingen zijn gericht aan de NMa. De aanbevelingen kunnen echter ook gevolgen hebben voor het wettelijk kader, in het rapport geven wij aan wanneer dat voor zover ons bekend het geval is.

Corrigeren voor structurele kostenverschillen tussen netbeheerders in de tariefregulering

We constateren een aantal mogelijke ontwikkelingen die kunnen leiden tot structurele kostenverschillen tussen netbeheerders maar die mogelijk niet tot uitdrukking komen in tariefverschillen. Het betreft de afname van het gasverbruik, de elektrificatie van vervoer en verwarming en de toename in de invoeding van elektriciteit. Dergelijke ontwikkelingen voltrekken zich niet gelijkmatig voor alle regionale netbeheerders. Als gevolg daarvan kunnen structurele kostenverschillen ontstaan. Onze inschatting is dat de vergoeding van de kostenverschillen als gevolg van invoeding het meest urgente issue is. Wij zien twee mogelijke oplossingsrichtingen hiervoor, naast het wegnemen van de belemmeringen voor de door de NMa voorgestelde oplossing in de vernietigde methodebesluiten in de vijfde reguleringsperiode. De eerste is de kosten van invoeding aanwijzen als een Objectiverbaar Regionaal Verschil (ORV). De tweede oplossing is een nieuwe tariefdrager voor regionale netbeheerders invoeren waarmee de meerkosten van invoeding (deels) in rekening gebracht kunnen worden bij producenten. Als deze tariefdrager wordt opgenomen in de berekening van de samengestelde output (SO) ontvangen netbeheerders via de maatstaf een vergoeding van de meerkosten van decentrale invoeding.

De afname in het gasverbruik kan leiden tot verschillen in de ontwikkeling van de kosten per output. Aangezien dit effect zich op de langere termijn zal voordoen, adviseren wij om de afschrijvingstermijnen voor toekomstige investeringen tijdig aan te passen om rekening te houden met deze kostenverschillen.

Wat betreft de elektrificatie van vervoer en verwarming hebben wij geconstateerd dat zowel de waarschijnlijkheid als de impact van de ontwikkeling op tariefregulering naar verwachting beperkt is. Voor beide ontwikkelingen adviseren wij de NMa om de ontwikkeling te monitoren, zodat tijdig kan worden vastgesteld of de ontwikkeling zich in een verschillend tempo over de netbeheerders voltrekt.

Ten slotte constateren wij dat het op dit moment relatief lang duurt om structurele kostenverschillen tussen netbeheerders te verwerken in de tarieven. In de praktijk is gebleken dat een onderzoek naar structurele kostenverschillen complex is en veel tijd kan vergen. Als eenmaal is vastgesteld dat er een verschil is kan het bovendien lang duren voordat het kostenverschil volledig in de tarieven is verwerkt door de geleidelijke werking van de x-factor. Wij adviseren om structurele (door netbeheerders niet-beïnvloedbare) kostenverschillen sneller op te nemen in de tarieven vanaf het moment dat het verschil is vastgesteld.

Beperken structurele verschillen tussen kosten en inkomsten op sectorniveau

Als gevolg van de Europese marktintegratie moeten de landelijke netbeheerders meer gaan investeren in het aanleggen van grensoverschrijdende verbindingen. De beheerder van het elektriciteitsnet moet daarnaast ook investeren om duurzame productiecapaciteit te integreren in de markt. In het bijzonder voor *anticipatory investments* is er onzekerheid of voorbereidingskosten kunnen worden terugverdiend. Bij projecten met een substantiële omvang zou een mogelijke oplossing zijn om *ex ante* deze projecten te beoordelen en hier een budget voor vast te stellen. De benutting van dit budget zou *ex post* door de NMa en de netbeheerder geëvalueerd kunnen worden waarbij de evaluatie een input vormt voor het volgende budget. Wij adviseren verder om transparanter te maken op welke wijze de efficiëntie van deze kosten in het kader van de regulering beoordeeld wordt.

Wij constateren dat er voor nieuwe marktfaciliterende activiteiten onzekerheid bestaat over de mate waarin de inkomsten structureel gelijk zijn aan de (efficiëntie) kosten, wat kan leiden tot een onderinvestering in marktfaciliterende activiteiten. Een mogelijke oplossingsrichting is om een budget voor deze activiteiten vast te stellen dat is gebaseerd op de verwachte kostenontwikkeling met een *ex post* evaluatie.

Om in te spelen op de afnemende gasproductie adviseren wij om de afschrijvingstermijnen tijdig aan te passen om ervoor te zorgen dat deze in lijn blijven met de verwachte economische levensduur. Dat voorkomt dat de tarieven afwijken van de werkelijke economische kosten.

Beperken van de volatiliteit van tarieven

Door veranderingen in het boekingsgedrag van de afnemers van GTS en veilingen kan het risicoprofiel van GTS afwijken van het huidige. Dergelijke veranderingen in de afzet zijn destijds als een argument gebruikt om in het geval van TenneT over te stappen van tariefregulering naar omzetregulering. Het verdient aanbeveling om ook voor GTS nader te onderzoeken in hoeverre dit wenselijk is en in hoeverre daarvoor wetswijzigingen noodzakelijk zijn.

De toename in de (decentrale) invoeding van elektriciteit en de toenemende Europese marktintegratie bij gas en elektriciteit kan leiden tot fluctuaties in tarieven van de landelijke netbeheerders die ervoor zorgen dat het risicoprofiel gaat veranderen. Naar onze mening heeft het de voorkeur om het verschil tussen sectorinkomsten en sectorkosten zo klein mogelijk te houden voor zover deze niet voortvloeien uit efficiëntieverschillen. Dit biedt zekerheid aan afnemers en netbeheerders. Een te groot verschil tussen het moment waarop kosten worden gemaakt en deze kosten vergoed worden resulteert in een welvaartsoverdracht van toekomstige naar huidige gebruikers of andersom. Om dergelijke fluctuaties te voorkomen adviseren wij om meer flexibiliteit in de methode op te nemen door een bepaling aan het methodebesluit toe te voegen dat tarieven worden aangepast in het geval een vooraf gespecificeerde ontwikkeling zich voordoet.

Onderstaand geven wij suggesties hoe dergelijke 'flexibiliteitsmechanismen' eruit zouden kunnen zien. Dergelijke flexibiliteitsmechanismen kunnen niet alleen positief zijn voor netbeheerders maar ook voor afnemers. Voor afnemers kan meer flexibiliteit in het reguleringssysteem bijdragen aan relatief lagere vermogenskosten (in de netwerkstarieven) en minder onzekerheid over toekomstige tariefontwikkelingen. Mogelijke nadelen van dergelijke mechanismen zijn dat deze efficiëntieprikkels kunnen aantasten en, indien

niet goed doordacht, onvoorziene gevolgen kunnen hebben. Flexibiliteitsmechanismen moeten daarom met zorg worden ontworpen om te waarborgen dat het beoogde doel wordt bereikt.

Voor iedere ontwikkeling bestaat in theorie een scala aan mogelijke flexibiliteitsmechanismen. De uiteindelijk te kiezen oplossing is maatwerk: per ontwikkeling zal bekeken moeten worden wat het meest geschikte instrument is. Hierbij spelen bredere overwegingen ook een rol, zoals de visie ten aanzien van een passend risicoprofiel voor netbeheerders mede gelet op de overige parameters van de regulering. Ook de eventuele toename van administratieve lasten vormen een overweging. Los van de flexibiliteitsmechanismen denken wij dat het ook zinvol is om marktpartijen tijdens een reguleringsperiode te informeren over de verwachte ontwikkeling van tarieven in de toekomst. Hiermee worden marktpartijen in staat gesteld om zich hierop in te stellen. Omdat er verschillen zijn in de werking van het systeem van tariefregulering geven wij afzonderlijk oplossingsrichtingen voor regionale en landelijke netbeheerders.

Regionale netbeheerders: Door de werking van maatstafregulering passen de tarieven van de regionale netbeheerders zich met vertraging aan bij een stijging of daling van de kosten. Hierdoor kan het in theorie zes jaar of langer duren voordat een kostenverandering als gevolg van een nieuwe ontwikkeling volledig is verwerkt in de tarieven. Om een snellere aanpassing van tarieven aan sectorbrede kostenontwikkelingen mogelijk te maken, kan overwogen worden om de maatstaf jaarlijks na te calculeren. Een dergelijke nacalculatie biedt een oplossing voor een ontwikkeling zoals de invoering van het leveranciersmodel waar een effect op de kosten wordt verwacht maar onzekerheid is over de omvang. Tevens is het een oplossing als meerdere ontwikkelingen tegelijk invloed hebben op de sectorkosten. Als de kosteneffecten van een ontwikkeling duidelijk te onderscheiden zijn is het mogelijk om de nacalculatie van de maatstaf voor een deel van de kosten te doen. De NMa zou ook kunnen overwegen om een grens te hanteren voor veranderingen in het totale kostenniveau waarboven of waaronder wordt overgegaan tot nacalculatie van de maatstaf gedurende of aan het einde van een reguleringsperiode. Door jaarlijks de maatstaf na te calculeren wordt vermeden dat in een volgende reguleringsperiode een grote aanpassing in de tarieven moet plaatsvinden. Op sectorniveau sluiten de inkomsten daardoor beter aan bij de kosten inclusief een redelijk rendement. Bij nacalculatie van de maatstaf blijven efficiëntieprikkels behouden omdat netbeheerders een prikkel blijven hebben om de maatstaf te verslaan. De sterkte van de efficiëntieprikkels kan echter wel verminderen doordat netbeheerders een verandering van de eigen efficiëntie sneller terugzien in de maatstaf.

Een nacalculatie van de maatstaf biedt geen soelaas voor ontwikkelingen die netbeheerders in verschillende mate raken. Een voorbeeld hiervan is de mogelijke verschuiving van de kosten van meetverliezen van leveranciers naar netbeheerders. Voor dergelijke ontwikkelingen zijn verschillende oplossingen mogelijk. Oplossingen zijn wenselijk als de kosten substantieel en goed te onderscheiden zijn. Voor kostenontwikkelingen die goed voorspelbaar zijn kan overwogen worden om de verwachte kosten op te nemen in het verwachte efficiënte kostenniveau. Voor ontwikkelingen die minder goed voorspelbaar zijn door netbeheerders, kan overwogen worden om de 'voorspelfouten' gedeeltelijk na te calculeren, afhankelijk van de gewenste doelmatigheidsprikkel.

Landelijke netbeheerders: Voor de landelijke netbeheerders adviseren wij om informatie te gebruiken over de verwachte kostenontwikkeling om het verschil tussen de efficiënte kosten en tarieven te verkleinen. Zo zou de NMa op basis van een onderbouwing door de netbeheerder een beslissing kunnen nemen over de operationele en kapitaalkosten die als basis worden gebruikt voor de vaststelling van de tarieven. Dit vereist wel enige beoordelingsvrijheid voor de NMa en het is noodzakelijk dat betrouwbare en goed onderbouwde informatie van netbeheerders beschikbaar is.

Nacalculatie kan gewenst zijn als een netbeheerder geen invloed heeft op de ontwikkeling van de kosten (niet-beïnvloedbare kosten), of als de kosten vooraf niet goed zijn in te schatten. Als de netbeheerder de kosten wel in enige mate kan beïnvloeden dan vormt dat een argument om slechts voor een deel of helemaal niet na te calculeren. Op die manier heeft de netbeheerder een prikkel om efficiënt te opereren.

Stimuleren maatschappelijk gewenste acties van netbeheerders

Netbeheerders spelen een centrale rol in de energieketen. Acties van netbeheerders kunnen daardoor positieve effecten hebben op afnemers, producenten en de *trias energetica* (betaalbaarheid, betrouwbaarheid en duurzaamheid). In de tariefregulering worden positieve effecten voor andere spelers in de keten niet altijd beloond. Regulering zou meer kunnen bijdragen om (potentiële) knelpunten elders in de keten op te lossen.

De onderstaande aanbevelingen om maatschappelijk gewenste acties van netbeheerders te stimuleren zijn zowel van toepassing op de regionale als landelijke netbeheerders.

1. Meer duidelijkheid over de maatschappelijk gewenste taken van de netbeheerder is wenselijk

Uit de gesprekken blijkt dat er op diverse onderwerpen onduidelijkheid is over de rol van de netbeheerder. Activiteiten die vanuit een maatschappelijk perspectief gewenst zijn komen niet tot stand als de activiteiten niet aan de netbeheerders zijn toegewezen. Een voorbeeld hiervan is de overstort van ‘groen gas’. Ook is er onduidelijkheid over de verwachtingen ten aanzien van de activiteiten op het gebied van innovatie. Wij vinden het daarom wenselijk dat er een discussie wordt gevoerd over de rol van de netbeheerder in het kader van de wetgevingsagenda STROOM, zodat de rol van de netbeheerder nader gepreciseerd kan worden.

Bij de bespreking van diverse ontwikkelingen constateerden we dat de maatschappelijke impact van netbeheerders mogelijk verder vergroot kan worden door de van netbeheerders gevraagde kwaliteit breder te definiëren. Hierbij gaat het om zaken die maatschappelijk gezien belangrijk zijn maar die thans niet expliciet tot uitdrukking komen in de outputs die in het kader van tariefregulering worden gehanteerd. Daarbij kan gedacht worden aan de kwaliteit van de informatievoorziening waarmee de markt wordt gefaciliteerd. Afnemers hebben in de interviews aangegeven dat ook de spanningskwaliteit en gaskwaliteit van belang zijn en dat daarvoor in de tariefregulering of technische codes meer aandacht zou moeten zijn. In het kader van een discussie over de rol en taken van netbeheerders zou aan dergelijke kwaliteitsaspecten ook aandacht geschonken kunnen worden.

2. Denk na over methoden om netbeheerders te stimuleren om te investeren in projectontwikkeling en innovatie

Er zijn potentiële baten van investeringen van netbeheerders in marktfaciliterende activiteiten en innovatie. Netbeheerders hebben echter geen directe financiële prikkel om dergelijke activiteiten uit te voeren. Het is niet zo dat netbeheerders dergelijke activiteiten helemaal links laten liggen. Dit komt echter niet door tariefregulering maar door andere prikkels. Kennelijk hebben netbeheerders de drive om te worden gezien als maatschappelijk betrokken en innovatief. Toch zijn er naar onze mening een aantal argumenten om innovatie mee te nemen in de regulering. Ten eerste is het niet helder of de innovatie op een maatschappelijk optimaal niveau ligt. Ten tweede kan het huidige niveau van innovatie in de toekomst onder druk komen te staan. Ten derde bestaat er een risico op onderinvesteringen doordat netbeheerders wachten met investeren of helemaal niet investeren en ‘ profiteren’ van de activiteiten van andere netbeheerders. Ten vierde hebben de netbeheerders een belangrijke rol te vervullen in de energietransitie. Gelet op de ambitieuze overheidsdoelstellingen op dat gebied is het maatschappelijk gezien van belang om alle stakeholders te prikkelen een bijdrage te leveren. Wij adviseren daarom om na te denken over niet-financiële en financiële prikkels die ertoe bijdragen dat netbeheerders meer en ook pro-actiever investeren in marktfaciliterende activiteiten en innovaties. In het rapport geven wij aan welke prikkels daarvoor ingezet kunnen worden.

The future of regulation of energy network tariffs - Visie van Dr. M.G. Pollitt

Wij hebben Dr. Michael Pollitt van de Judge Business School van de University of Cambridge gevraagd om een kort essay te schrijven over zijn visie op de gevolgen van ontwikkelingen in de energiesector voor tariefregulering. Hij is een expert op het gebied van economische regulering en heeft talloze artikelen op dat terrein gespecialiseerd. Daarnaast treedt hij op als adviseur van bedrijven en adviseerde hij Ofgem, de toezichthouder in het VK, tijdens de evaluatie van de reguleringssystematiek (RPI-X@20). Zijn bevindingen stemmen in grote lijnen overeen met die van PwC, bijvoorbeeld waar Pollitt pleit voor voldoende flexibiliteit in het reguleringssysteem en het gebruik maken van forward-looking informatie. Dr. Pollitt behandelt daarnaast nog enkele andere elementen die in dit rapport niet expliciet aan de orde komen, zoals de rol van de systeembeheerder en het betrekken van afnemers bij beslissingen over de kwaliteit en capaciteit van het netwerk. De onderstrepingen in het onderstaande zijn door hemzelf aangebracht.

The Future of Regulation of Energy Network Tariffs

By Michael G. Pollitt

Judge Business School, University of Cambridge

Uncertainty is a significant factor in the development of future energy demand and supply options over the coming years, as the PwC report identifies. The issue for regulators is to design a system that adjusts to emerging new information about the future as efficiently as possible, while maintaining incentives for cost minimisation in existing operations and the timely provision of required investments at reasonable cost. The next seven years will see significant resolution of current uncertainties at the EU level about the delivery of 20-20-20 targets and the emergence (one hopes) of clarity on the future of the EU Emissions Trading System, renewables targets and energy efficiency measures beyond 2020. It also has the potential to see policy uncertainty continuing throughout the period.

Network regulation can handle such uncertainty to some extent by incorporating conditional investments into a regulated company business plan which is subject to ex ante audit by a third party. This identifies potential investments and conditions for their funding, subject to incentives to deliver those investments efficiently and to an ex post review of whether they did meet the ex ante criteria for investment going ahead. This has the advantage of not having to reopen price controls or expecting companies making unfunded investments ahead of the next regulatory review. These investments are particularly important when there is so much uncertainty about the demand for gas and the supply of renewable electricity in the medium term. The presence of underlying uncertainty does not, of course, undermine the case for ex ante regulation, where the funding basis of network utilities is as fully specified as possible in advance. Ex ante regulation can clearly specify force majeure situations (e.g. arising from severe storms arising from actual climate change) and the auditing procedure of incurred expenditure without violating the basic principles of incentive regulation. The use of benchmarking of network performance (ex post) is consistent with ex ante regulation when it is used to set the revenue in the required revenue in the next regulatory period, rather than to adjust for past excess returns. An important requirement of regulatory revenue determination is that companies can make investment decisions under predictable rules, and that investments are not subsequently appropriated via changes to rules.

Efficient network regulation under uncertainty is not just about getting the total company revenue to respond to investment and operating requirements. It is also about getting local connection and congestion management

incentives right. Ideally this is done by appropriate curtailment contracts – where, say, a wind generator agrees to have their distribution system access restricted for 100 hours a year - for distributed generation in order to internalise cost externalities on networks and / or a move towards more cost reflective location and time specific tariffs (nodal tariffs). Such a move raises risk transfer issues between distributed generators and local network operators and may involve network operators efficiently accepting more revenue risk. This is because a variable nodal tariff introduces risk exposure for either the network company or the generator at that node. This may lead to more service demand elasticity for network companies at each node if the generators absorb the nodal price risk, or may require that network companies more actively manage the nodal price risk if the generators are offered insurance by the network company against price fluctuations.

Incentivising network operators to accommodate uncertainty more actively than in the past in order to minimise both capital and operating costs does suggest that rates of return on network assets will be more volatile and hence the average weighted average cost of capital should rise for an efficient company. This is the situation under the menu of sliding scales regulation in the UK where companies can accept stronger symmetric incentives in return for a higher expected rate of return.

To the extent that network companies respond to efficient short run incentives differently and develop more idiosyncratic networks over time, this raises issues for the regulator of the direct comparability of network performance. This would be the case where companies make efficient capex – opex tradeoffs or face different evolutions of gas demand or connected distributed generation. Such different trajectories for network development imply that snapshot comparisons of network performance, using frontier efficiency benchmarks, become more difficult. If costs develop in different ways under efficient incentives it is difficult to justify readjustments at each price control based on comparison of increasingly different networks. More sophisticated benchmarking may address this problem, but it may be better to move to simpler incentive based schemes such as exist in the United States under performance based rate-making (PBR), which is essentially rate of return regulation with banded revenue sharing mechanisms.

Network companies don't just consist of hard network assets: they also incorporate system operation functions. A key issue going forward is the role of the system operator, not just at the transmission level, but also into the distribution system. System operators manage the energy systems in real time and, often, plan network development (as with Independent System Operators in the US). They work closely with the regulator and often perform quasi-regulatory functions. They are local monopolists. Network asset ownership and operation is potentially contestable (via tender auctions for new assets) and competes with generation. There is no intrinsic reason why system operation and network assets need to be vertically integrated. Regulators need to look at the incentives on the system operator to optimise the available network, plan efficiently and trade off generation and network investments. In electricity, increasingly active distribution networks may require a clear separation of system operator from network asset owner (not only at the transmission level). This is because the traditional distinction between transmission networks as being active networks and distribution networks being passive networks may become increasingly blurred as bi-directional power flows increase within distribution networks, due to distributed generation.

There are some clear trends in network regulation which should be considered by any regulator seeking to evolve its regulatory system.

Due consideration needs to be given to the length of the price control period. Three years looks too short in terms of incentivising efficient operation and investment. Great Britain recently moved from five to eight years to give longer periods (with a re-opener after four years) over which excess returns to efficient operation could be made. What this recognises is that some aspects of each price control review can be decided for a longer period and do not need to be fully revisited as often as in the past.

The increasing importance of new and replacement investment in networks, relative to the recent past, suggests that attention should be given to the incentives to propose socially efficient network investments and to source these competitively. This suggests a role for network users in deciding on whether investments (both in capacity and in quality of service) are worth paying for, and a role for competitive procurement of investments. Thus negotiated settlements processes from the United States and South America and constructive engagement exercises in the UK are worth careful study by energy regulators for ideas on how regulators can better ensure that incumbent network operators are developing sensible network investment plans (rather than long wish

lists). Similarly offshore transmission auctions in the UK and the threat of competitive tendering (even down to large distribution system projects) offer evidence on alternative ways to ensure additions to the regulatory asset base are efficient and obviate the need for ex post benchmarking.

Network regulation has to incentivise what society is interested in more carefully. If society wants fast connection of distributed generation, higher network reliability or higher asset quality this should be incentivised directly, via the specification of the regulated outputs of energy networks. Expensive new additions to capital may not efficiently deliver a broad range of outputs directly.

Finally, as PwC recognise we are only at the beginning of a world of future energy possibilities. Smart appliances, residential micro-generation, smart meters and the electrification of heat and transport have the potential to transform the way the electricity supply industry is organised. However the new technical possibilities require the development of new business models and new actors in the energy system in order to reach their potential. Energy network operators are facilitators of such energy transformations and they need to be properly incentivised to allow experimentation on their networks. This suggests that competitive innovation funding mechanisms are important to balance incentives and the appropriate oversight of experiments, which will likely be funded by energy bill payers. Leaving such experimentation to the goodwill of individual network company's shareholders risks under-provision of learning experiments and that any learning may not be shared appropriately across national electricity systems.

We can't accurately predict the future of energy networks. However we can design a regulatory system to efficiently deliver a future which is consistent with wider societal ambitions for decarbonisation, renewables and energy efficiency.

1. Inleiding

De Energiekamer van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa) is in Nederland verantwoordelijk voor de tariefregulering van netbeheerders. De NMa hanteert een combinatie van tariefregulering en technische regulering om prikkels te geven aan netbeheerders. Met deze prikkels beoogt de NMa wettelijke doelstellingen te behalen. Deze doelen zijn grotendeels ingegeven door regelgeving op Nederlands en Europees niveau.

De methode van regulering legt de NMa vast in methodebesluiten. Deze strekken zich uit over de duur van een reguleringsperiode van drie tot vijf jaren. De NMa treft nu voorbereidingen voor de methodebesluiten van de komende reguleringsperiode en streeft daarbij naar een goede voorbereiding. Hiervoor heeft de NMa eerder onderzoek laten uitvoeren naar de baten en lasten van tariefregulering in retrospectief.

Deze aankomende methodebesluiten vinden plaats tegen de achtergrond van veranderingen in de energiesector. Deze veranderingen worden ondermeer gedreven door de verandering van de energiemix en Europese integratie. De NMa heeft PwC Advisory N.V. (PwC) gevraagd een onderzoek uit te voeren naar toekomstontwikkelingen en de gevolgen daarvan voor tariefregulering van netbeheerders. Het onderzoek richt zich daarmee dus primair op het netbeheer en laat andere onderdelen van de energiemarkt buiten beschouwing als er geen relatie is met het netbeheer. De door de NMa geformuleerde kernvragen zijn:

- Zijn er aspecten van de tariefregulering die aandacht en mogelijk aanpassing behoeven om de tariefregulering toekomstbestendig te houden c.q. te maken? Met andere woorden, kan het nagestreefde doel van de tariefregulering ook in de toekomst behaald worden?
- In welke richting kan daarbij gedacht worden?

De door de NMa gestelde deelvragen die daarbij horen zijn:

- Wat zijn de belangrijkste (kenmerken van) toekomstscenario's voor de context waarbinnen netbeheerders opereren? Denk daarbij o.m. aan concrete ontwikkelingen die we nu al zien, zoals grote investeringen, (gedeeltelijke) privatisering van landelijke netbeheerders, decentrale opwekking, slimme netten, slimme meter, regulering meetdomein, elektrisch rijden, leveranciersmodel, etc. Met context bedoelen we nadrukkelijk ook maatschappelijke en politieke ontwikkelingen, alsmede internationale ontwikkelingen zoals grensoverschrijdende ontwikkelingen (b.v. marktintegratie), de groeiende rol van Europa, etc.
- Wat zijn de effecten van de scenario's op de diverse actoren?
- Wat zijn de effecten van de scenario's op betaalbaarheid, betrouwbaarheid, duurzaamheid en dienstverlening aangaande de wettelijke taken die netbeheerders uitvoeren?
- Wat betekenen die effecten voor (het behalen van het doel van) de tariefregulering dan wel zouden ze moeten betekenen?

Om deze vragen te kunnen beantwoorden moet een visie worden gevormd over de toekomst. Over de toekomst bestaat onzekerheid. Dit onderzoek richt zich op ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaren. Het netbeheer is kapitaalintensief en veranderingen doen zich daardoor geleidelijk voor. Over de ontwikkelingen die voor netbeheerders in de komende drie tot zeven jaar relevant zijn is daarom beperkte onzekerheid, er is veel meer onzekerheid over de mate waarin de ontwikkeling zich voordoet. Wij hebben ervoor gekozen om relevante ontwikkelingen te benoemen en per ontwikkeling de onzekerheid aan te geven. De scenario's waar de NMa in refereert in de vraagstelling hebben wij dus geïnterpreteerd als scenario's voor een specifieke ontwikkeling.

Het onderzoek kent een brede opzet waarbij bij de start open is gelaten welke toekomstige ontwikkelingen relevant zijn. Wij hebben in interviews met netbeheerders, afnemers, producenten en beleidsmakers gevraagd welke ontwikkelingen in hun ogen van belang zijn. In deze interviews hebben wij tevens gevraagd naar de impact die de ontwikkelingen volgens de geïnterviewden hebben op afnemers, producenten en netbeheerders. Dit rapport is geschreven op basis van de input uit deze interviews, literatuuronderzoek en algemene sector kennis van PwC.

In overleg met de NMa hebben de organisaties die zich hebben aangemeld voor de Klankbordgroep van de NMa de mogelijkheid gehad om te reageren op een concept van de managementsamenvatting van dit rapport.

Opbouw van dit rapport

Hoofdstuk 2 geeft de aanpak van het onderzoek en het gebruikte toetsingskader. Hoofdstuk 3 bevat een bespreking van gedachten over hoe de energiesector er op de lange termijn uit zou kunnen zien. Dit hoofdstuk biedt de achtergrond voor hoofdstuk 4 tot en met 8 waar wij dieper ingaan op de ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar. In hoofdstuk 9 staan onze conclusies. De aanbevelingen die voortkomen uit onze werkzaamheden hebben wij opgenomen in de managementsamenvatting.

2. Onze aanpak

2.1. Van lange naar middellange en korte termijn

Op de lange termijn zal de energiesector er anders uitzien dan op dit moment. Deze verandering zal geleidelijk plaatsvinden. Om een idee te krijgen van de ontwikkelingen in de energiesector in de komende jaren is het daarom zinvol om kennis te nemen van visies over hoe de sector er op de langere termijn uitziet. Allereerst zullen daarom de lange termijn trends en ontwikkelingen kort worden besproken. Dit is stap 1 in onze aanpak zoals die is weergegeven in figuur 2.1. Met dit perspectief in het achterhoofd bespreken wij vervolgens de concrete middellange en korte termijnontwikkelingen in de energiesector (stap 2).

Figuur 2.1. Onze aanpak

Stappen



2.2. Gevolgen van de ontwikkelingen

De ontwikkelingen in de komende 3-7 jaar zijn in stap 3 geanalyseerd op hun gevolgen voor verschillende actoren: leveranciers, regionaal en landelijk netbeheer, producenten, en afnemers. De NMa heeft gekozen voor een periode van 3-7 jaar omdat de komende methodebesluiten zich kunnen uitstrekken over deze periode. Door interviews af te nemen met actoren uit verschillende posities in de energieketen hebben wij gepoogd een representatief beeld te schetsen van de te verwachte impact van de ontwikkelingen. Daarnaast hebben we ook gebruik gemaakt van literatuuronderzoek en eigen kennis en ervaring.

Naast de gevolgen voor de actoren, hebben wij de te verwachten impact op bredere maatschappelijke doelstellingen geanalyseerd in stap 3. Wij kijken hierbij met name naar de impact van ontwikkelingen op de betaalbaarheid, betrouwbaarheid, en duurzaamheid (de *trias energetica*) van de energievoorziening. Deze doelstellingen kunnen in sommige gevallen strijdig zijn. Een ontwikkeling kan bijvoorbeeld goed zijn voor de betrouwbaarheid van de netten maar slecht voor de betaalbaarheid ervan. Er kan echter ook sprake zijn van 'win-wins' waarbij winst kan worden behaald bij meerdere onderdelen van de *trias energetica*. Te denken valt aan technologische ontwikkelingen die een slimmer, efficiënter en betrouwbaarder netbeheer mogelijk maken.

Vervolgens hebben wij de ontwikkelingen op middellange en korte termijn in stap 4 geanalyseerd op hun relevantie met betrekking tot het behalen van de doelstellingen van tariefregulering. Hierbij is de huidige invulling van de regulering als vertrekpunt genomen. Dit toetsingskader wordt in paragraaf 2.5 besproken.

Tenslotte zijn wij, naar aanleiding van de vorige analyse, gekomen tot het bespreken van de mogelijke aanpassing van methodebesluiten voor de komende reguleringsperiode. Waar nodig dragen wij in dit rapport oplossingsrichtingen aan in het kader van deze benodigde aanpassingen.

2.3. Reikwijdte van het onderzoek

Wij richten ons alleen op de tariefregulering van door de NMa gereguleerde netbeheerders in Nederland. Externe ontwikkelingen en de gevolgen daarvan voor het behalen van de doelstellingen van tariefregulering staan centraal in het onderzoek.

De huidige wet- en regelgeving vormt het uitgangspunt. De Nederlandse overheid heeft initiatieven ontplooid om wet- en regelgeving te veranderen. Alleen als er weinig onzekerheid is over de vraag of de betreffende wet- en regelgeving aangenomen zal worden nemen wij deze mee in de analyse.

Onder tariefregulering door de NMa verstaan we alle besluiten van de NMa die betrekking hebben op de tarieven van netbeheerders. Hieronder vallen besluiten (o.a. methodebesluiten, x-factorbesluiten, tariefbesluiten), beleidsregels (o.a. Beleidsregel Doelmatigheid Bijzondere Uitbreidingsinvesteringen) en voorschriften (o.a. tarievcodes, Regulatorische Accounting Regels). Ook het toezicht door de NMa op naleving van deze besluiten en andere regel- en wetgeving valt onder het begrip tariefregulering. Tariefregulering heeft raakvlakken met andere gebieden van regulering, denk aan de Q-factor in de methodebesluiten die een relatie legt met kwaliteitsregulering. Daar waar deze raakvlakken bestaan adresseren wij die in dit onderzoek.

2.4. Tariefregulering

2.4.1. De aanleiding voor tariefregulering

In een gebied waar een elektriciteitsnetwerk of gasnetwerk ligt en het op basis van de huidige technologie niet mogelijk is om winstgevend een alternatief netwerk te exploiteren, is sprake van een natuurlijk monopolie.¹ Het gebrek aan concurrentieprikkels in afwezigheid van regulering kan leiden tot markttuitkomsten die vanuit maatschappelijk perspectief sub-optimaal zijn. Er is sprake van ‘marktfalen’ dat tot uitdrukking komt in het volgende:

1. Als gevolg van het monopolie ontbreken concurrentieprikkels die in een vrije markt door partijen worden ervaren om kostenefficiënt te werken. Dat kan resulteren in *sub-optimale doelmatigheid*.
2. Tarieven worden niet bepaald door de ‘tucht van de markt’, maar door de monopolist zelf. Derhalve bestaat het risico op te hoge tarieven en winstmaximalisatie (*tarieven niet kostenreflectief*).
3. De monopolist kan selectief worden: er kan *discriminatie* van afnemers optreden naar gelang het verwachte rendement van de aansluiting.

Om deze drie hoofdvormen van marktfalen tegen te gaan worden in de meeste landen de tarieven van gas- en elektriciteitsnetbeheerders gereguleerd. Het doel van deze regulering is om afnemers niet meer te laten betalen voor de netwerken dan in een ‘gewone’ markt het geval zou zijn. Dit betekent omgekeerd dat netbeheerders in staat moeten zijn om kosten terug te verdienen. Tevens moet discriminatie van afnemers worden voorkomen. Deze doelstellingen hebben hun weerslag gevonden in de Gaswet en de Elektriciteitswet.

¹ Uitzonderingen kunnen specifieke netten zijn voor industriële doeleinden of specifieke kabel en leidingen.

2.4.2. Werking van het systeem van tariefregulering

Regionale netbeheerder

Voor de regionale netbeheerders hanteert de NMa een systeem van maatstafregulering. Hierbij zijn de tarieven van een netbeheerder afhankelijk van de gemiddelde gestandaardiseerde kosten per eenheid output in de sector ('de maatstaf'). Onder kosten worden in dit verband kosten inclusief een redelijk rendement verstaan. Dit redelijke rendement (ook wel normrendement of vermogenskostenvergoeding genoemd) wordt door de NMa vastgesteld.

Een netbeheerder die relatief efficiënt is heeft lagere kosten dan de sectorgemiddelde kosten per output. Omdat de tarieven op het sectorgemiddelde zijn gebaseerd kan een efficiënte netbeheerder een hoger rendement behalen dan het door de NMa vastgestelde normrendement. Daardoor is er een economische prikkel voor netbeheerders om de eigen efficiëntie te verhogen. Omdat lagere kosten in opvolgende reguleringsperioden leiden tot lagere tarieven, gaat dit voordeel over op de afnemer en ervaart de netbeheerder een blijvende prikkel om de doelmatigheid te verbeteren.

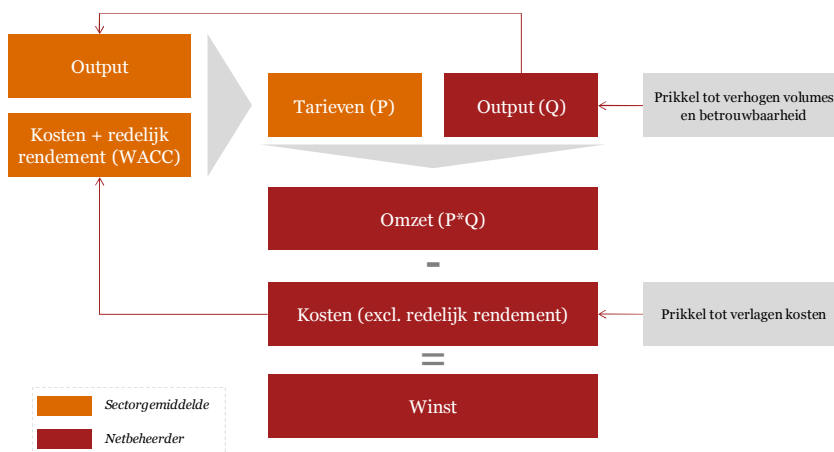
Om de kosten per eenheid output te bepalen moeten de kosten gestandaardiseerd worden en de output van netbeheerders bepaald worden. De gestandaardiseerde kosten zijn opgebouwd uit de volgende componenten:

- Operationele kosten (OPEX): dit zijn de lopende kosten;
- Kapitaalkosten (CAPEX): dit zijn de kosten die voortvloeien uit investeringen. De kapitaalkosten bestaan uit afschrijvingen op de gestandaardiseerde activawaarde en een vergoeding voor vermogenskosten. De vermogenskostenvergoeding biedt onder meer een vergoeding voor de risico's die voortvloeien uit fluctuaties in de omzet en andere ondernemersrisico's.

In de systematiek van de NMa is de output afhankelijk van de capaciteit van de afname (elektriciteit) of de capaciteit voor afname en invoeding (gas). De kosten van netbeheerders zijn niet volledig vergelijkbaar door niet beïnvloedbare omgevingsfactoren. De NMa corrigeert hiervoor door expliciet Objectiveerbare Regionale Verschillen (ORV's) vast te stellen.

Netbeheerders kunnen de inkomsten vergroten door een betrouwbare energievoorziening te bieden. Via de zogenaamde Q-factor stijgen de inkomsten als het *aantal* storingen of de *duur* van storingen afneemt. Naast de Q-factor zijn er andere kwaliteitsmaatregelen vastgelegd in Ministeriële regelingen en besluiten van de Energiekamer zoals de compensatievergoeding, de Kwaliteits- en Capaciteitsdocumenten en het Kwaliteitsbeheersingssysteem en Normen en codes.² Een andere kwaliteitsmaatregel van de NMa is de Kwaliteitsmonitor met factsheets over de kwaliteit van netbeheerders. In figuur 2.2. is de werking van het systeem van tariefregulering gestileerd weergegeven.

Figuur 2.2. Werking van het systeem van maatstafregulering op hoofdlijnen



² Zie voor een uitgebreide beschrijving PwC (2008).

Anders dan voor de regionale netbeheerders zijn er binnen Nederland geen bedrijven waarmee de landelijke netwerkbeheerders vergeleken kunnen worden. Om deze reden spelen internationale vergelijkingen een rol bij de vaststelling van de tarieven van de landelijke netbeheerders. Zo vergelijkt de NMa de kosten van de landelijke netbeheerder elektriciteit (TenneT) met buitenlandse landelijke netbeheerders. Net als bij de regionale netbeheerders berust deze *benchmark* op een vergelijking van zowel de operationele als kapitaalkosten. Bij de landelijke gasnetbeheerder (GTS) wordt naar de productiviteitsontwikkeling van een bredere set bedrijven gekeken.

Naast de wijze waarop de efficiëntiedoelstellingen worden vastgesteld bestaan er nog andere verschillen tussen het systeem van regulering van de beide landelijke netbeheerders. Voor TenneT geldt een systeem van omzetregulering, TenneT loopt daardoor geen risico over de gerealiseerde volumes. GTS heeft dit risico wel doordat de NMa de tarieven vaststelt maar er geen omzetplafond is. Gedurende een reguleringsperiode hebben afwijkingen van de verwachte gecontracteerde capaciteiten invloed op de inkomsten van GTS.

Net als bij de regionale netbeheerders zijn er in het regulatorische kader prikkels opgenomen om de doelmatigheid van de bedrijfsvoering te vergroten. Deze prikkel ontstaat onder meer doordat de NMa een plafond vaststelt voor de ontwikkeling van de tarieven gedurende 3-5 jaar. Dit zorgt ervoor dat de netbeheerders hun winst kunnen vergroten als hun kostenniveau gedurende de reguleringsperiode tot onder het door de NMa verwachte efficiënte kostenniveau daalt. Afnemers profiteren daarvan doordat de tarieven in de reguleringsperiode die daarop volgt worden aangepast op het lagere kostenniveau.

2.4.3. Voorwaarden waar het systeem van tariefregulering aan moet voldoen

Uit de beschrijving van de werking van het systeem van tariefregulering kunnen voorwaarden afgeleid worden waar het systeem aan moet voldoen om de doelen van tariefregulering te behalen:

De kosten van netbeheerders zijn vergelijkbaar: Schleifer (1985) geeft aan dat het voor maatstafconcurrentie van essentieel belang is dat er sprake is van homogeniteit bij de vergelijking. Ook voor toepassing van een internationale benchmark is het noodzakelijk dat de kosten vergelijkbaar zijn. Dit betekent dat alle relevante *cost drivers* in de regulering meegenomen moeten worden. Voor zover omgevingsfactoren die niet-beïnvloedbaar zijn voor een netbeheerder een (significante) invloed hebben op de kosten, dienen deze meegenomen te worden bij de vaststelling van de tarieven van een individuele netbeheerder.

Vergelijkbaarheid van kosten betekent in figuur 2.2. dat verschillen in kosten (bij afwezigheid van inefficiënties) volledig te herleiden zouden moeten zijn tot verschillen in prestaties (meer/minder output).

Op sectorniveau zijn de ‘gestandaardiseerde kosten’ naar verwachting gelijk aan de werkelijke totale kosten van netbeheerders (kostenreflectief): Het niveau van de kostenvergoeding die netbeheerders via de tarieven kunnen terugverdienen, dient gelijk te zijn aan het werkelijke kostenniveau van de bedrijven inclusief een redelijk rendement als die kosten efficiënt zijn. Het redelijk rendement dient een goede weerspiegeling te geven van de risico's van het netbeheer. Als kosten structureel niet kunnen worden terugverdiend is er geen economische prikkel om te investeren. Als de gestandaardiseerde kosten de werkelijke kosten inclusief een redelijk rendement overschrijden is er sprake van overwinst. Een groot tijdsverschil tussen het moment waarop een netbeheerder kosten maakt en het moment dat inkomsten binnenkomen kan ertoe leiden dat er problemen ontstaan bij de financiering van noodzakelijke investeringen.

In de termen van figuur 2.2. betekent dit dat alle voor de gereguleerde taken relevante kosten van een netbeheerder zijn meegenomen in de berekening van de sectorgemiddelde kosten. De omzet sluit zoveel als mogelijk aan bij het kostenniveau.

³ We richten ons bij de bespreking van de regulering van de landelijke netbeheerders op de transporttaken.

Netbeheerders hebben een prikkel om de, vanuit een maatschappelijk perspectief, gewenste taken doelmatig uit te voeren. De uitvoering van deze taken is verifieerbaar: Netbeheerders hebben een cruciale taak in de energieketen. De vanuit een maatschappelijk perspectief gewenste activiteiten van netbeheerders zijn voor een deel vastgelegd in de Elektriciteit en Gaswet. Tariefregulering moet voldoende prikkels bieden om deze taken zo doelmatig mogelijk uit te voeren.

In figuur 2.2. is alle voor tariefregulering relevante output van een netbeheerder onder ‘output’ opgenomen.

Netbeheerders kunnen afnemers niet discrimineren: Om selectiviteit vanuit de netbeheerder te voorkomen en leveringszekerheid te borgen is in de Elektriciteits- en Gaswet opgenomen dat de netbeheerder over voldoende transportcapaciteit moet beschikken om in de totale behoefte te voorzien. Doordat de Energiekamer de tarieven goedkeurt kan hier tevens geen discriminatie plaatsvinden. Daarnaast heeft de netbeheerder voor elektriciteit en gas (behoudens uitzonderingen) een aansluitplicht: de netbeheerder dient een ieder die daarom vraagt te voorzien van een aansluiting.

Strategisch gedrag is niet mogelijk: Strategisch gedrag moet moeilijk realiseerbaar zijn voor bedrijven. Als strategisch gedrag eenvoudig is, dan kunnen de gereguleerde bedrijven door expliciete of impliciete afstemming het systeem van maatstafconcurrentie ondermijnen.

2.5. Toetsingskader

Om te analyseren of een ontwikkeling gevolgen heeft voor het behalen van de doelen van tariefregulering hanteren wij een toetsingskader. Dit toetsingskader is afgeleid uit de aanleiding voor tariefregulering en de wijze waarop tariefregulering in de praktijk wordt toegepast.

Een ontwikkeling heeft impact op tariefregulering indien als gevolg van de ontwikkeling minimaal aan een van de volgende voorwaarden is voldaan.

1. De ontwikkeling resulteert in een **structureel verschil in kostenontwikkeling tussen netbeheerders**. Het gaat hierbij om ontwikkelingen die niet in gelijke mate invloed hebben op netbeheerders die, als daarvoor in de regulering niet gecorrigeerd wordt, resulteren in structurele kostenverschillen. Dit kan de vergelijkbaarheid van netbeheerders aantasten in een nationale of (voor zover aanwezig) internationale benchmark;
2. De ontwikkeling resulteert in een **structureel verschil tussen inkomsten en kosten op sectorniveau**. Het gaat hierbij om kostenontwikkelingen die over een langere periode ertoe leiden dat een *sector* een hoger of lager rendement behaalt dan het normrendement. Met de term ‘sector’ doelen wij hier op de netbeheerder of groep van netbeheerders die separaat wordt gereguleerd. Wij onderscheiden vier sectoren: regionale netbeheerders elektriciteit, regionale netbeheerders gas, de landelijke netbeheerder elektriciteit en de landelijke netbeheerder gas;
3. De ontwikkeling leidt tot fluctuaties in tarieven. In veel gevallen ontstaan deze fluctuaties door een vertraagde doorwerking van kostenveranderingen in tarieven. In de interviews hebben afnemers en netbeheerders aangegeven dat dergelijke tarieffluctuaties onwenselijk zijn omdat ze voor onzekerheid zorgen. Een vertraagde doorwerking van kosten in tarieven kan ook verkeerde prikkels geven aan afnemers. Door een vertraagde doorwerking van kosten als gevolg van ontwikkelingen kan het risicoprofiel van netbeheerders veranderen;

De eerste drie criteria zijn met name gericht op de bedrijfsvoering van netbeheerders en sluiten aan bij de doelen van tariefregulering. Daarnaast kunnen externe ontwikkelingen echter ook gevolgen hebben voor de maatschappelijke impact die netbeheerders hebben.⁴ Netbeheerders vervullen een spilfunctie in de energiewaardeketen waardoor het handelen (of niet-handelen) potentieel een grote impact kan hebben op andere actoren. Denk hierbij bijvoorbeeld aan marktfaciliterende activiteiten van netbeheerders (zoals het ter

⁴ Zie bijvoorbeeld G. Zwart en P. Broer (2012), Optimal regulation of lumpy investments, Tilec discussion paper 2012-020, voor een recente bespreking van de maatschappelijke impact van investeringen van netbeheerders.

beschikking stellen van marktinformatie of het ‘koppelen’ van Nederlandse energiemarkten met die in het buitenland). Dergelijke activiteiten van netbeheerders zijn in de meeste gevallen niet expliciet vastgelegd in de outputs van netbeheerders die een rol spelen in de tariefregulering. Ook het maatschappelijk ‘optimale’ niveau van de transportcapaciteit is niet direct in de regulering vastgelegd. Dit is relevant omdat een maatschappelijk tekort aan transportcapaciteit ertoe kan leiden dat de energieprijzen op de groothandels- en leveringsmarkt stijgen. Vanwege deze bredere rol die netbeheerders spelen voegen wij nog een vierde criterium aan ons toetsingskader toe:

4. De ontwikkeling leidt ertoe dat **maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder niet gestimuleerd worden door tariefregulering**. Als tariefregulering onvoldoende rekening houdt met een externe ontwikkeling, dan kan dit impact hebben op de mate waarin bredere maatschappelijke doelstellingen (*trias energetica*) worden behaald. Anders gezegd: deze bredere maatschappelijke doelen of ‘externe effecten’ komen niet volledig tot uitdrukking in de outputs die in het kader van tariefregulering worden gehanteerd. Een van de oorzaken hiervoor is dat de gewenste outputs van een netbeheerder op hoofdlijnen zijn vastgelegd in wet en regelgeving (‘wettelijke taken’). De wet loopt vaak achter op maatschappelijke ontwikkelingen. Door een externe ontwikkeling kan een verandering optreden van de taken die van een netbeheerder mogelijk verwacht worden. Het is ook denkbaar dat (gegeven het wettelijke kader) een andere invulling van de regulering beter aansluit bij maatschappelijk doelstellingen. Onder de kop ‘maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering’ bespreken wij dergelijke knelpunten als uit de interviews is gebleken dat die zich voordoen.

Het is niet aannemelijk dat externe ontwikkelingen gevolgen hebben voor het non-discriminatie beginsel of het strategisch gedrag van netbeheerders. Er kunnen in de systematiek wel mogelijkheden zijn voor discriminatoir of strategisch gedrag die netbeheerders door een externe ontwikkeling kunnen benutten. Als dat het geval is zullen wij die mogelijkheden voor discriminatoir of strategisch gedrag benoemen.

Over veel ontwikkelingen bestaat aanzienlijke onzekerheid. Daarom geven wij per ontwikkeling aan wat de *waarschijnlijkheid* is dat de ontwikkeling zich voordat. Daarnaast kan de mate waarin de ontwikkeling invloed heeft op het behalen van de doelen van tariefregulering groot of juist klein zijn (de *impact*). Wij hebben geen absoluut criterium gehanteerd om vast te stellen of de impact groot of klein is maar een in enige mate subjectieve afweging gemaakt tussen de verschillende ontwikkelingen.

2.6. Interviews en literatuuronderzoek

In het onderzoek hebben wij een combinatie van interviews en literatuuronderzoek gebruikt. In april 2012 hebben wij interviews gehouden met een groep netbeheerders, representatieve organisaties van afnemers en leveranciers, de overheid, en andere organisaties die kennis hebben over ontwikkelingen in de energiesector. Een volledige lijst met geïnterviewden is opgenomen in bijlage B.

Onze waarnemingen in de interviews hebben wij gedocumenteerd en aan de geïnterviewden gestuurd voor aanvullingen en/of commentaar. In mei 2012 is een conceptversie van hoofdstuk 3.1 van dit rapport in presentatievorm besproken in een klankbordgroep in aanwezigheid van het merendeel van de geïnterviewden en andere belanghebbenden. De deelnemers aan de klankbordgroep hebben tevens de mogelijkheid gehad om te reageren op een conceptversie van de managementsamenvatting.

Het literatuuronderzoek omvat verschillende rapportages, artikelen, en andere informatie gepubliceerd door academici, kennisinstituten, onderzoeksbureaus en partijen in de energiesector.

3. Toekomstscenario's voor de energiesector

3.1. Inleiding

Ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar staan centraal in dit onderzoek. Het netbeheer is een kapitaalintensieve sector, met activa met een lange levensduur. Dat betekent dat veranderingen pas geleidelijk zichtbaar zijn. Door alleen te kijken naar de korte termijn zou het belang van ontwikkelingen daarom kunnen worden onderschat. Daarom beschrijven wij in dit hoofdstuk toekomstscenario's voor de energiesector voor de lange termijn. Deze toekomstscenario's geven inzicht in de richting van ontwikkelingen in de komende drie tot zeven jaar.

Het is niet moeilijk om een lijn te ontdekken in de talrijke rapporten en *roadmaps* die zijn uitgebracht over de toekomst van de energievoorziening. In alle rapporten is de belangrijkste boodschap dat de energiemix zal veranderen als gevolg van de overgang naar een duurzame energiehuishouding. Deze ontwikkeling is niet nieuw, Nederland beschikt immers al over wind en zonproductie en andere vormen van duurzame energie. Wel nieuw is dat het tempo waarin veranderingen zullen optreden sterk zal toenemen. De verwachting is dan ook dat de Nederlandse energievoorziening in 2050 er wezenlijk anders uit zal zien dan vandaag. Er bestaat echter nog veel onzekerheid over hoe die energievoorziening er precies uit ziet en wat de exacte fasering is van de veranderingen. Daarom worden verschillende toekomstscenario's gehanteerd in onderzoeksanalyses. In deze scenario's verschillen de duurzaamheidsdoelstellingen en het (wereldwijde) beleid ten aanzien van broeikasgasemissies.

Een tweede trend die wordt genoemd in de toekomstvisies is de digitalisering van de energienetten. Digitalisering is een grote wereldwijde trend die veel industrieën raakt. Volgens veel toekomstvisies kan door het slimmer maken van het net energie worden bespaard en de flexibiliteit van het systeem worden verhoogd. Dat is relevant vanwege de energietransitie.

Binnen Europa vormt de Europese integratie een derde belangrijke trend. Deze ontwikkeling is al enige tijd aan de gang en belangrijke stappen zijn gemaakt. Markten zijn inmiddels op elkaar aangesloten en interconnectiecapaciteit maakt de handel over grenzen mogelijk. Het proces is echter nog niet afgerond. Zo kunnen afnemers nog niet kiezen voor een buitenlandse leverancier.

Samenvattend zijn wij tot drie drijvende trends achter de lange termijn ontwikkelingen gekomen:

1. Verandering in de energiemix en verduurzaming;
2. Technologische vooruitgang energienetten;
3. Sterke integratie Europese energienetten.

In de volgende paragrafen worden deze lange termijn ontwikkelingen besproken.

3.2. Verandering in de energiemix en verduurzaming

De productie van elektriciteit heeft een grote bijdrage aan de uitstoot van CO₂. Ten opzichte van andere vormen van energieverbruik, zoals het gebruik voor transport, zijn er bij elektriciteitsproductie meer mogelijkheden om emissies te verminderen. De lidstaten van de Europese Commissie hebben zich gecommitteerd om in 2020 de uitstoot van CO₂ met 20% te verlagen, en het aandeel van duurzame energieproductie en energie efficiency met 20% te verhogen. In Nederland heeft de overheid op basis van deze Europese ambities de doelstelling om het aandeel duurzame energie naar 14% op te schroeven in 2020 (Energierapport 2011).

In de 'Roadmap 2050' kijkt de Europese Commissie voorbij de doelstellingen voor 2020 en beschrijft lange termijn doelstellingen voor 2050 waarin een CO₂-emissiereductie van 80 – 95% moet worden behaald (Europese Commissie 2011). Dit betekent dat de energiesector haar emissies met maar liefst 93 – 99% zou moeten verlagen. Volgens de Commissie moeten verschillende productietechnieken worden ingezet om dit doel te behalen, waaronder bijvoorbeeld zonne-energie.

Door het Centraal Planbureau (CPB) is in opdracht van het Ministerie van Infrastructuur en Milieu een economische analyse uitgevoerd van wat de routekaart betekent voor Nederland. Uit de analyse blijkt dat wind en biomassa grootschalig worden ingezet om de 80% emissiereductie te behalen. Het potentieel voor fluctuerende bronnen zoals wind en fotovoltaïsche zonne-energie (zon-PV), acht het CPB beperkt als er geen goede goedkope oplossing komt om deze technologieën in te passen in het elektriciteitsnetwerk. Oplossingen zijn te vinden in bijvoorbeeld de opslag van waterstof, groen gas en het gebruik van slimme netten voor vraagsturing. Het CPB verwacht dat na 2050 kolen met de ondergrondse opslag van de CO₂-emissies, Carbon Capture and Storage (CCS) of zonthermisch met opslag een dominante rol krijgt in de opwekking van elektriciteit (CPB 2011a).

Het International Energy Agency spreekt in de World Energy Outlook 2011 de verwachting uit dat met de huidige overheidsintenties, meer dan de helft van de nieuw benodigde energiec capaciteit tussen 2009 en 2035 uit hernieuwbare energietechnologieën bestaat. Wind, zon-PV en waterkracht hebben een groot aandeel in het totaal (IEA 2011). De productie van wind en zonne-energie hangt af van de windsnelheid en de zonnekracht. Dit betekent dat de voorspelbaarheid van de productie afneemt. Het inpassen van een groot aandeel wind en zon vormt daarom een uitdaging voor het energiesysteem. De gevolgen hiervan zijn niet beperkt tot de elektriciteitsmarkt. Ook de voorspelbaarheid van de vraag naar gas kan geraakt worden doordat de productie van gascentrales, die mede afhankelijk is van de productie van wind en zon, minder voorspelbaar wordt.

Hoewel het aandeel duurzame energie zal toenemen betekent dit niet dat de rol van gas, kolen en olie is uitgespeeld. In de eerste plaats zijn op wereldschaal de hernieuwbare energiebronnen onvoldoende om in de gehele vraag te voorzien. In de tweede plaats kan gas maar ook kolen een rol spelen als flexibiliteitsbron in een energiesysteem met veel variabele duurzame energieproductie (IEA 2011). In een studie uit 2011 spreekt het IEA zelfs van een *golden age of gas*. In Nederland neemt de productie van gas geleidelijk af, totdat in de jaren zestig of zeventig van deze eeuw de productie geheel stopt. Wereldwijd zijn de bewezen reserves van gas echter toegenomen, waarvan een groot deel afkomstig is uit aardlagen die eerder niet konden worden aangeboord (*unconventional gas*).

3.3. Technologische vooruitgang energienetten

Het traditionele beeld van de energiesector verandert. De elektriciteit- en gasnetten zijn aangelegd in een tijd dat sprake was van eenrichtingsverkeer van elektriciteit en gas. Stroom en gas werden op een aantal centrale locaties grootschalig ingevoegd en vervolgens naar de afnemers getransporteerd. Afnemers hadden beperkt inzicht in het verbruik en prijzen waren weinig flexibel.

In toekomstvisies van het netbeheer zijn afnemers van stroom tegelijkertijd ook producenten. Huishoudens produceren bijvoorbeeld elektriciteit door zonnepanelen of (Micro-)warmtekrachtkoppeling (HRe-ketel). Slimme meters geven afnemers in het energieverbruik en de prijs van energie die per minuut kan verschillen, afhankelijk van de vraag naar elektriciteit. Apparaten, zoals een elektrische auto, kunnen de informatie uit de slimme meter gebruiken om zichzelf in te schakelen of stand-by te gaan staan. Op deze manier kan geprofiteerd worden van lage prijzen. Een dergelijk netwerk waarin het vraag en aanbod zich door de beschikbaarheid van

informatie en flexibele prijsvorming door digitalisering snel op elkaar af kunnen stemmen wordt wel een 'slim net' genoemd.

Het IEA verwacht een belangrijke rol voor slimme netten in het vergroten van de flexibiliteit van het netwerk. Door betere coördinatie van behoeften en mogelijkheden voor producenten, netbeheerders en afnemers kan volgens het IEA worden bijgedragen aan efficiëntie, betrouwbaarheid, flexibiliteit, het verlagen van kosten en het verminderen van de milieu-impact. Op basis van simulaties verwacht het IEA dat door de ontwikkeling van slimme netten de variabele gebruikskosten van hernieuwbare bronnen kunnen dalen met 25% (IEA 2011).

Digitalisering verschaft netbeheerders beter inzicht in de kwaliteit en het gebruik van de elektriciteit en gasnetten. Bij een storing in het net hadden netbeheerders in het verleden op centraal niveau weinig inzicht in de oorzaak en locatie van de storing. Door middel van digitale technieken zijn storingen in wijkkasten of andere netwerkonderdelen eerder bij netbeheerders bekend. Hierdoor kunnen netbeheerders sneller ingrijpen bij storingen of stroomonderbrekingen zelfs voorkomen.

3.4. Sterke integratie Europese energienetten

Het doel van Europese integratie in de energiesector is de totstandbrenging van één interne energiemarkt in Europa. De Europese Commissie heeft als doelstelling om dit te bereiken in 2014. Wij verwachten dat een volledig geïntegreerde interne energiemarkt nog niet haalbaar is op deze korte termijn. Bij een volledig geïntegreerde markt zou het voor consumenten bijvoorbeeld mogelijk moeten zijn om voor een Franse leverancier te kiezen. Dat zal in 2014 nog niet mogelijk zijn.

Op beleidsniveau wordt in toenemende mate over één institutioneel kader gesproken in de Europese energiemarkt. In 2009 werd met het derde EU energiepakket Europese regulering geïntroduceerd waarin onder andere de samenwerking van Transmission System Operators (TSO's) wordt verplicht in European Network Transmission System Operators (ENTSO's) en de Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) is opgericht als Europese reguleringsautoriteit op deze markt. Men streeft naar een interne Europese energiemarkt. Op deze markt geven Europese netwerkcodes het regelgevend kader. Deze hebben voorrang boven nationale codes.

De elektriciteit- en gasnetwerken in Europa zijn geïntegreerd. Fysieke beperkingen in de capaciteit van de netwerken stellen echter grenzen aan de uitwisseling van stroom binnen Europa. Daarom richten de Europese Commissie en toezichthouders zich op uitbreiding van het transportnetwerk. Ontwikkelingen richting één Europees energienet hebben vooral effecten op de TSO's, omdat zij verantwoordelijk zijn voor de internationale verbindingen van de netwerken. Europese regelgeving is echter ook relevant voor de regionale netbeheerders, Europese regels vormen immers de basis voor Nederlandse regelgeving.

3.5. Wat betekent dit voor het netbeheer?

Netbeheerders verbinden de vraag en aanbod van gas en elektriciteit met elkaar. Daarom hebben veranderingen in de aanbod of vraagzijde van de energiesector bijna per definitie gevolgen voor het netbeheer. Netbeheerders moeten investeringen doen in de gas en elektriciteitsnetwerken om de ontwikkelingen te faciliteren. Welke acties van netbeheerders precies nodig zijn is onzeker. Het staat bijvoorbeeld vast dat de energiemix verandert maar welke technologieën gebruikt gaan worden is afhankelijk van (internationaal) klimaatbeleid en technologische ontwikkelingen.

Uit de voorgaande paragrafen is duidelijk geworden dat investeringen op verschillende gebieden nodig zijn. In de jongste editie van de World Energy Outlook heeft het IEA een raming opgenomen van de benodigde investeringen. Het zijn ramingen op een hoog aggregatieniveau die niet één-op-één zijn toe te passen op Nederland. Het IEA (2011) raamt de investeringen in het elektriciteitsnetwerk op 40% van de totale wereldwijde investeringen in de elektriciteitssector, waarvan ongeveer 75% naar distributienetwerken gaat. Investeringen zullen volgens het IEA benodigd zijn voor het integreren van duurzame energiebronnen en de uitbreiding van de capaciteit. Naast uitbreidingsinvesteringen moet ook gewerkt worden aan de instandhouding

van de bestaande netten. Veel van de elektriciteit en gasnetwerken in Nederland zijn in de jaren vijftig en zestig van de vorige eeuw aangelegd. De netwerken zijn op een gegeven moment verouderd en onderdelen zullen vervangen moeten worden, wat resulteert in additionele investeringen.

Door Netbeheer Nederland is in 2011 een studie uitgebracht met toekomstscenario's. Ook hieruit blijkt de noodzaak om elektriciteitsnetten te verzwaren om de invoeding van elektriciteit uit warmtekrachtinstallaties en windparken mogelijk te maken. Daarnaast neemt de capaciteitsvraag ook toe door een verandering in de vraag als gevolg van elektrificatie van vervoer en het gebruik van elektriciteit voor de verwarming van woningen. Zowel in een scenario met veel decentrale als in een scenario met centrale productie neemt de benodigde capaciteit op hogere spanningsniveaus toe.

Het gebruik van de gasnetten zal veranderen door veranderingen in de energiemix en de afname van de binnenlandse productie. Netbeheer Nederland verwacht dat op lokaal niveau de gasdistributienetten in toenemende mate dienen voor de distributie van groen gas. In nieuwbouwgebieden wordt gas- en warmtedistributie uiteindelijk achterwege gelaten. Volgens Netbeheer Nederland zal aardgas in de komende jaren een belangrijke rol blijven spelen als transitiebrandstof. Verzwaring van het net ligt daarom volgens de netbeheerders voor de hand (Netbeheer Nederland 2011). Het gebruik van het gasnet is mede afhankelijk van de rol die gas, met of zonder de toepassing van CCS, op de lange termijn speelt.

In het volgende hoofdstuk zullen wij verder ingaan op de genoemde ontwikkelingen en de hieruit voortvloeiende veranderingen in de komende 3-7 jaar voor verschillende partijen in de (gereguleerde) energiesector in Nederland.

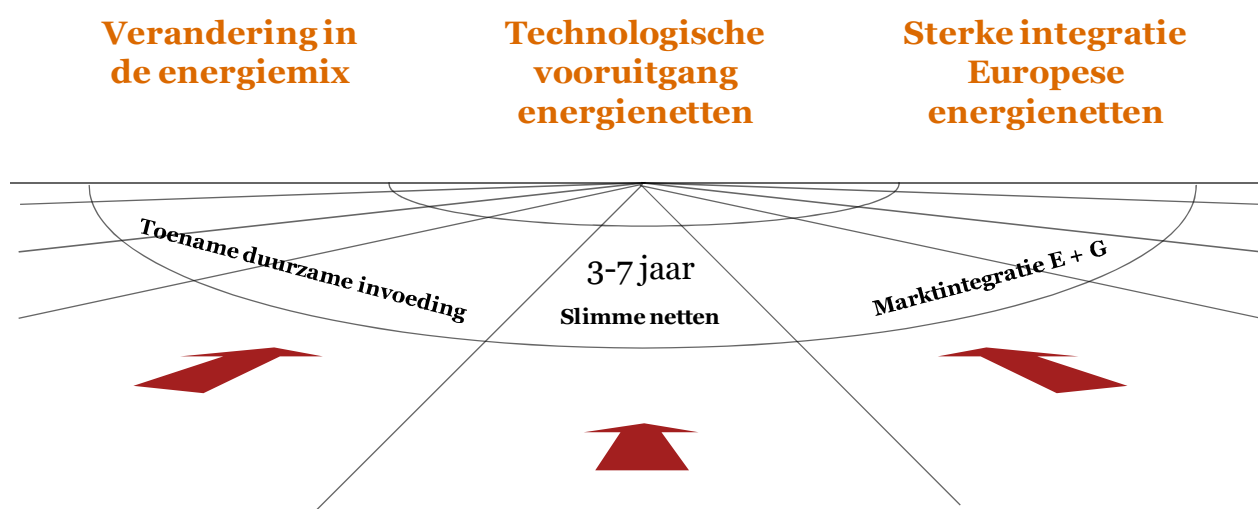
4. Veranderingen in de komende 3-7 jaar

4.1. Inleiding

In dit hoofdstuk bespreken wij ontwikkelingen in de komende 3-7 jaar. Wij starten met ontwikkelingen die een significante impact kunnen hebben op tariefregulering. In figuur 4.1. zijn deze ontwikkelingen opgenomen.

Daarnaast zijn er nog een aantal ontwikkelingen die op netbeheerders afkomen die minder direct gevolgen hebben voor tariefregulering. Deze bespreken we in het hoofdstuk onder ‘overige ontwikkelingen’.

Figuur 4.1. Ontwikkelingen met significante impact op tariefregulering



Het overzicht van ontwikkelingen in dit hoofdstuk is niet volledig. Wij hebben ons beperkt tot ontwikkelingen waarvan wij op grond van de ontwikkelingen op de lange termijn en de interviews met partijen op voorhand verwachten dat ze relevant kunnen zijn voor tariefregulering. In tabel 4.1. zijn deze ontwikkelingen weergegeven.

Tabel 4.1. Overzicht van ontwikkelingen

Verandering in de energiemix	Technologische vooruitgang energienetten	Sterke integratie Europese energienetten
<ul style="list-style-type: none"> • Toename groen gas • Afname gasverbruik • Afname gasproductie 	<ul style="list-style-type: none"> • Slimme netten 	<ul style="list-style-type: none"> • Marktintegratie gas
<ul style="list-style-type: none"> • Toename duurzame invoeding elektriciteit • Elektrificatie vervoer en verwarming 		<ul style="list-style-type: none"> • Marktintegratie elektriciteit

4.2. Structuur van hoofdstuk 5 t/m 8

Voor elke ontwikkeling hanteren wij de volgende structuur:

Beschrijving ontwikkeling:

- Wat houdt de ontwikkeling in, wat zijn verwachtingen van marktpartijen en onderzoekers?

Onze visie:

- *Ontwikkelingen in de komende 3-7 jaar:* In hoeverre doet de ontwikkeling zich in de komende 3-7 jaar voor?
- *Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica':* Wat zijn de gevolgen van de ontwikkelingen voor alle stakeholders en publieke belangen zoals betrouwbaarheid, betaalbaarheid en duurzaamheid?
- *Mogelijke gevolgen voor tariefregulering:* Wat is de impact van de ontwikkeling op tariefregulering en in hoeverre doen zich als gevolg van de ontwikkeling knelpunten voor?
- *Mogelijke oplossingsrichtingen:* Hier beschrijven wij aan welke kenmerken een oplossing voor eventueel geconstateerde knelpunten moet voldoen. Bij deze oplossingsrichtingen zullen wij aangeven of wij verwachten dat een punt door de NMa opgepakt zou moeten worden of dat veranderingen in wetgeving nodig zijn. Dit baseren wij op onze kennis en ervaring, hier is geen separate juridische analyse op uitgevoerd. Voor een aantal ontwikkelingen geven wij ook voorbeelden van hoe in andere landen met de ontwikkelingen (in de regulering) wordt omgegaan. Wij hebben geprobeerd om voorbeelden op te nemen die, met de nodige aanpassingen, mogelijk in Nederland bruikbaar zijn.

5. Verandering in de energiemix

5.1. Inleiding

Onder het thema ‘verandering in de energiemix’ behandelen wij de toename van invoeding van groen gas en (decentraal geproduceerde) elektriciteit, de toename van het gebruik van elektriciteit voor de verwarming van woningen en elektrisch vervoer, de mogelijke afname van gas in de bebouwde omgeving en de dalende Nederlandse gasproductie. De laatste ontwikkeling wordt, anders dan de andere genoemde ontwikkelingen, niet zozeer gedreven door duurzaamheidsambities maar betekent wel een verandering in de energiemix.

Een daling van de gasvraag en een stijging van de vraag naar elektriciteit in de bebouwde omgeving raakt vooral de regionale netbeheerders. Bij de invoeding van groen gas en de invoeding van elektriciteit hebben zowel de landelijke als de regionale netbeheerders een rol. De daling van de binnenlandse gasproductie raakt vooral de landelijke netbeheerder.

5.2. Toename groen gas

Beschrijving ontwikkeling

Ruw biogas dat vrijkomt na vergisting kan na zuivering en opwerking als ‘groen gas’ aan het gasnet worden toegevoegd. Netbeheerders hebben geen wettelijke taken op het gebied van het transport van biogas. Toch hebben netbeheerders aangegeven wel de ambitie te hebben om activiteiten te ontplooiën op het gebied van het transport van biogas. De productie en opwaardering van biogas zijn niet nieuw, het zijn ontwikkelingen die al enige tijd aan de gang zijn. Invoeding van groen gas op het bestaande gasnet is wel een relatief nieuwe ontwikkeling in Nederland. Anders dan bij het transport van ruw biogas hebben netbeheerders wel wettelijke taken bij het transport van groen gas. In de laatste jaren is er een toename van het ingevoerde volume groen gas. Dit volume neemt onder andere toe doordat groen gas is opgenomen in de SDE+, wat de productie stimuleert.

Het Ministerie van EL&I heeft bio-energie samen met wind-op-land en wind-op-zee geoormerkt als de belangrijkste opties voor het produceren van hernieuwbare energie. Binnen dit kader neemt groen gas een steeds belangrijkere plaats in. Het vorige kabinet sprak in het Nationale actieplan de ambitie uit dat directe invoeding van (opgevaardeerd) biogas in het aardgasnet in 2020 24 PJ zou moeten bedragen (ofwel 760 mln Nm³ per jaar). Dit is 1,5 procentpunt van de doelstelling van 14% duurzame energie in 2020. Het huidige kabinet heeft in het Energierapport aangegeven dat het totaalpotentieel voor invoeding van groen gas in 2020 zelfs 56 PJ bedraagt. Ter vergelijking, de totale consumptie van gas in Nederland in 2011 was 1.434 PJ.⁵

Er zijn verschillende technische, financieel-economische en organisatorische uitdagingen om groen gas grootschalig in te voeden. De voor het netbeheer belangrijkste uitdaging is de mismatch in de tijd tussen de vraag en het aanbod van groen gas. Groen gas wordt op continue basis geproduceerd gedurende het hele jaar, terwijl de lokale afname van gas per uur varieert. In daluren – met name in de zomer en nachtelijke uren – wordt gas in dunbevolkte gebieden nauwelijks afgenomen. Groen gas kan dus niet altijd op alle plekken worden ingevoerd, dat is afhankelijk van het lokale afzetpotentieel. De opslag van groen gas is technisch wel mogelijk maar nog niet kosteneffectief gebleken. Ook alternatieven zoals het opwekken van stroom met het gas zijn vaak niet financieel aantrekkelijk, al komt het voor dat biogas gebruikt wordt om bijvoorbeeld WKK's stroom te laten produceren.

Om de beschikbare afnamecapaciteit optimaal te benutten, is de keuze ten aanzien van de locatie van invoedpunt van cruciaal belang. Het hogedruktransportnet (RTL-net) van GTS heeft een veel groter capaciteitspotentieel voor invoeding dan de RNB-netten. Het is nu niet mogelijk om gas van de regionale netten ‘over te storten’ naar het landelijke net. Overstort zou de regionale netten ontlasten wat de potentiële invoeding op de regionale netten zou vergroten, hiervoor moet wel geïnvesteerd worden. Een alternatief voor overstort is

⁵ Bron: CBS (voorlopige cijfers)

de koppeling van regionale netten. In 2011 is een green deal gesloten tussen het Gas Forum en de Rijksoverheid. Hierin is afgesproken dat het ministerie van EL&I in afstemming met netbeheerders en de NMa zoekt naar mogelijkheden en randvoorwaarden voor het socialiseren van de kosten van overstort (Ministerie van EL&I en I&M 2011).

PwC heeft in 2011 in opdracht van Agentschap NL de groen gasketen geïnterpreteerd. Hieruit bleek het volgende. Op dit moment is ongeveer 6,8 PJ reeds gerealiseerd of toegezegd binnen de SDE(+). Indien alle toegezegde projecten ook daadwerkelijk in productie komen is tot 2020 nog 17,2 PJ aan verdere groen gas projecten nodig om de doelstelling van 24 PJ te bereiken. Het kabinet heeft aangegeven dat er voor 2020 nog sprake is van een additionele potentie van 32 PJ groen gas productie bovenop de doelstelling van 24 PJ. Invoeding in het bestaande gastransportnet van het gehele productiepotentieel van 56 PJ is niet zonder meer mogelijk. Hierbij vormt de beperkt beschikbare afnamecapaciteit van het net tijdens zomer en daluren een fundamenteel knelpunt, dat zowel op landelijk als op lokaal niveau een probleem kan vormen. Om de door het kabinet ingeschatte potentie van 56 PJ in te kunnen voeden, lijkt de inzet van het RTL-net van GTS nodig. Als uit wordt gegaan van de 24 PJ groen gas ambitie, lijkt het gezamenlijke capaciteitspotentieel van alle RNB-netten theoretisch toereikend te zijn, in de praktijk kan de capaciteitsvraag ongelijk verdeeld zijn over het land waardoor wel knelpunten ontstaan (PwC 2011).

Samenvattend is er zekerheid dat het aandeel groen gas in de komende jaren toeneemt door de toezeggingen binnen de SDE+. In de interviews hebben alle grote regionale netbeheerders aangegeven dat groen gas een voor hun relevante ontwikkeling is.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Het aandeel groen gas is de afgelopen jaren toegenomen en zal ook in de komende jaren toenemen. Wij achten het waarschijnlijk dat een deel van het lange termijn groen gas potentieel in de komende jaren kan worden gerealiseerd. Een beperking voor de groei kan de capaciteit van de regionale gastransportnetwerken zijn. Daarnaast zijn het subsidie- en financieringsklimaat van belang voor de groei die groen gas in de komende jaren doormaakt.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Invoeders zijn over het algemeen partijen die traditioneel niet actief zijn in de energiesector. Regionale netbeheerders moeten investeren om een aansluiting op het net te maken. De grote uitdaging hierbij is de capaciteit van het netwerk. Een groot deel van de nieuwe groen gasproductie is afkomstig van mest. Dit betekent dat de groei van groen gasaansluitingen gecentreerd is in landelijke gebieden en mogelijk niet gelijk verdeeld is over de netbeheerders.

De landelijke netbeheerder heeft op twee manieren te maken met groen gas. In de eerste plaats kan invoeding direct plaatsvinden in het hoge druknet. Dit is in vergelijking met invoeding in het regionale net wel relatief kostbaar omdat het gas op de juiste druk gebracht moet worden. De hogere kosten zijn voor rekening van de invoeder die er daarom de voorkeur aan geeft om in te voeden in het regionale net. In de tweede plaats neemt door de invoeding van groen gas in de regionale netten de transportbehoefte van het landelijke naar het regionale net af. Hierdoor vermindert de capaciteitsvraag op de Gas Ontvangst Stations (Gossen) van GTS. Bij invoeding in het regionale net is de netbeheerder verantwoordelijk voor het meten van de gaskwaliteit en het op druk brengen van de gas en mogelijk ook het realiseren van overstort. Zowel de kosten van de regionale als de landelijke netbeheerder nemen daarom toe bij invoeding in het regionale net. Bij een veilige invoeding van groen gas heeft groen gas een positief effect op de betrouwbaarheid van de energievoorziening. Groen gas diversifieert de bronnen van gas. Ten opzichte van aardgas heeft groen gas een positief effect op duurzaamheid. Zolang er geen uitbreiding van het transportnetwerk nodig is heeft groen gas een beperkt effect op de betaalbaarheid. Als de uitbreiding van het netwerk wel nodig is dan dient er een afweging gemaakt te worden tussen betaalbaarheid en duurzaamheid. Overigens kan de invoeding van groen gas de netwerkcosten ook verlagen. Dat is de reden dat in Duitsland invoeders een premie ontvangen voor de invoeding, zie daarvoor box 5.1.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

Invoeders van groen gas betalen een vergoeding voor het ter beschikking hebben van transportcapaciteit aan de netbeheerder. Netbeheerders hebben voor kleine aansluitingen (<40m³ per uur) een aansluitplicht. In de praktijk is de gemiddelde aansluiting van een groen gas invoeder aanmerkelijk groter dan 40m³ per uur. Wij constateren dat het bij marktpartijen niet volledig duidelijk is in hoeverre netbeheerders een aansluit- en transportverplichting hebben voor invoeders met een capaciteit hoger dan 40m³ per uur. In de praktijk blijken de mogelijkheden tot aansluiting afhankelijk te zijn van de beschikbare capaciteit in het netwerk. Invoeders van groen gas moeten voordat zij gas invoeden de kwaliteit op dat van het 'Slochteren-gas' brengen. Netbeheerders zijn uiteindelijk verantwoordelijk voor de kwaliteitsbewaking en maken mogelijk extra kosten om de kwaliteit van het gas in het netwerk te controleren, hoewel de invoeder in principe verantwoordelijk is voor de gaskwaliteit. Dit kan tot extra kosten leiden voor de netbeheerder. Als deze ontwikkeling zich in verschillende mate voordoet tussen netbeheerders zou dit als gevolg kunnen hebben dat netbeheerders gemaakte kosten niet kunnen terugverdienen. Gezien de prognoses over de ontwikkeling van groen gas, waarbij wij uitgaan van de doelstelling van 24 PJ in 2020, is de impact daarvan op de totale kosten van een netbeheerder echter zeer beperkt.

Tabel 5.1. Mogelijke gevolgen voor doelen tariefregulering – groen gas (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Regionale netbeheer	✓ (mogelijk)			✓ Faciliteren duurzaamheid
Landelijke netbeheer		✓ (mogelijk)		✓ Faciliteren duurzaamheid

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Een mogelijk knelpunt in de tariefregulering voor bredere maatschappelijk belangen doet zich voor bij het mogelijk maken van 'overstort' van het regionale net naar het landelijke net. Overstort kan wenselijk zijn als de capaciteit in het regionale net beperkt is. Dat speelt vooral in de zomermaanden waarin er weinig vraag is naar gas binnen de regionale gasnetwerken. Kosten die gemoeid zijn met overstort worden mogelijk niet vergoed in de tariefregulering van regionale en landelijke netbeheerders. Bij de regionale netbeheerders gaan de kosten de maatstaf in, als niet alle netbeheerders investeren in overstortcapaciteit dan krijgt een netbeheerder de kosten slechts voor een deel vergoed via de tarieven. Als gevolg daarvan hebben netbeheerder geen prikkel om te investeren in overstortcapaciteit. Het is naar onze mening waarschijnlijk dat er zich verschillen tussen netbeheerders gaan voordoen omdat het potentieel voor groen gasinvoeding niet gelijk verdeeld is over het land. Bij de landelijke netbeheerder levert de invoeding van groen gas extra kosten op en kan ook gevolgen hebben voor de beschikbare transportcapaciteit. Hierdoor bestaat er onzekerheid over de mate waarin deze kosten vergoed zullen worden.

Mogelijke oplossingsrichtingen

Wij constateren dat er nog onduidelijkheid is over de vraag of netbeheerders een aansluit- en transportplicht hebben om invoeding van groen gas mogelijk te maken, in ieder geval voor capaciteiten groter dan 40 m³ per uur. Naar onze mening is het niet kosteneffectief om een aansluitplicht voor alle groen gas invoeding in te zetten. De kosteneffectiviteit is afhankelijk van de kosten die netbeheerders voor een specifieke aansluiting moeten maken. Per geval zou daarom bekeken moeten worden of de kosten van een aansluiting opwegen tegen de baten.

Vanuit een maatschappelijk oogpunt is het naar onze mening niet wenselijk dat de kosten van overstort ongeacht de omvang van de baten daarvan via de regulering worden vergoed. De regionale netbeheerder heeft het beste inzicht in de beschikbare capaciteit in het regionale net wat er voor pleit om de taak om overstort mogelijk te maken neer te leggen bij de regionale netbeheerder. Naar onze mening zouden de kosten alleen via de regulering vergoed moeten worden indien aangetoond is dat de Maatschappelijke Kosten- Batenanalyse (MKBA) positief is.

Box 5.1. Invoeding van groen gas in Duitsland

In Duitsland komen er 71 groen gas installaties bij in 2012. Voor groen gas geldt net als voor de invoeding van elektriciteit in Duitsland een feed-in tarief.

De Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) regelt verschillende zaken ten aanzien van groen gas zoals:

- Regels rondom het proces (bijvoorbeeld toegang tot het netwerk en tijdsperioden);
- Regels met betrekking tot de verantwoordelijkheid en kostenverdeling voor de netwerktoegang;
- Standaarden voor de kwaliteit van het in te voeden gas;
- Bonusregeling voor de producent voor het vermeden gebruik van het transmissienetwerk ter hoogte van €0,007/kWh.

Op basis van de verordening vindt een 25%/75% kostenverdeling van de kosten voor leidingen, aansluitpunten en kwaliteitsmetingen plaats tussen de groen gasproducent en de netwerkbedrijven. Als de afstand van de opwaardeerinstallatie tot het aansluitpunt meer dan 10 km is, dragen groen gasproducenten de totale kosten. Wanneer de afstand van de producent tot het netwerk minder dan 1 km is, worden deze kosten voor de groen gas producent gemaximeerd op € 250.000, zo lang de kosten lager zijn dan draagt de producent 25% van de kosten. Het netwerkbedrijf is eigenaar van het aansluitpunt en netwerk en draagt de operationele kosten voor compressie (voor transport), odorisatie, kwaliteitscontrole en aanpassing van de warmtewaarde. Omdat invoeding op het netwerk een knelpunt vormt voor groen gas producenten worden netwerkbedrijven verplicht op jaarbasis minimaal 96% van de tijd voldoende capaciteit beschikbaar te hebben voor de invoeding van groen gas. Netwerkbedrijven worden voor de door hen gemaakte netwerkkosten gecompenseerd. Hierbij is er sprake van een vertraging van twee jaar. Het omzetplafond wordt elk jaar op 1 januari aangepast. Volgens de Anreizregulierungsverordnung (AReGV) behoren aansluitkosten tot de niet-beïnvloedbare kosten.

5.3. Elektrificatie vervoer en verwarming

Beschrijving ontwikkeling

In een groot deel van Nederland worden huishoudens op eenzelfde manier van energie voorzien. Gasleidingen bieden energie voor koken en verwarming en het elektriciteitsnet levert de energie voor de overige huishoudelijke apparatuur. Daarnaast staat er een auto met een interne verbrandingsmotor voor de deur. Dit beeld van een Nederlandse woonwijk verandert geleidelijk. Nu al is een groot aantal Nederlandse huishoudens niet aangesloten op het gasnet, maar krijgt warmte van een warmtenet of een warmte-koude installatie. In de komende jaren zal er een geleidelijke ontwikkeling zijn richting alternatieve energievoorzieningen in woonwijken.

Het resultaat van deze ontwikkelingen is een mogelijk toenemende rol van elektriciteit. In deze paragraaf bespreken wij de ontwikkeling richting gebruik van elektriciteit voor de verwarming van woningen en voor elektrisch vervoer. Deze ontwikkelingen staan op zichzelf geheel los van elkaar. Het effect van beide ontwikkelingen is een toename van de vraag naar elektriciteit in de bebouwde omgeving. Dat is de reden dat we de ontwikkelingen gezamenlijk bespreken.

Verwarming

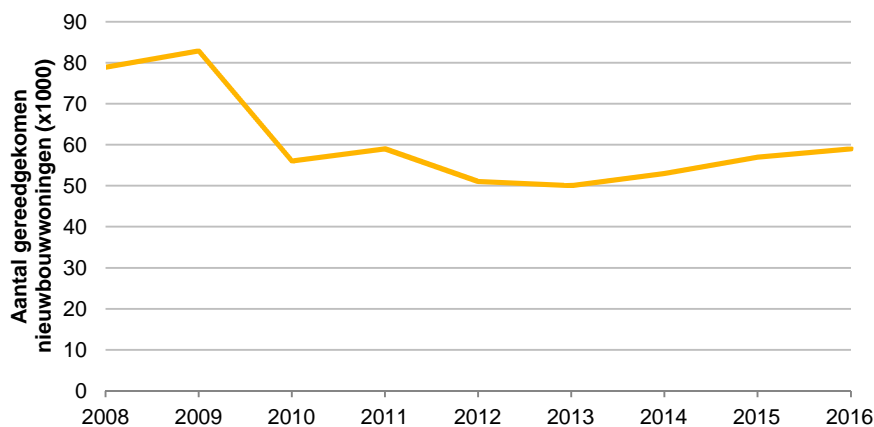
Elektriciteit neemt deels de functies van aardgas over, bijvoorbeeld door het gebruik van elektriciteit voor kookfaciliteiten. Aardgas zal daarnaast als warmtebron worden vervangen door het gebruik van

warmtepompen, koude-warmte-opslag, micro-WKK, geothermie, zonneboilers, rest- en aftapwarmte vanuit energiecentrales, en andere kleinschalige of collectieve systemen.

Netbeheer Nederland verwacht dat rond 2025 circa 80% van de nieuwbouwhuizen aangesloten zal zijn op een warmtepompsysteem voor verwarming. Warmtepompen in Nederland zijn vooral elektrisch (Netbeheer Nederland 2009; CE Delft 2009). Het Planbureau voor de Leefomgeving voorziet dat in 2050 alle nieuwe gebouwen voorzien zijn van een warmtepomp. Warmtepompen worden voornamelijk in nieuwbouwwoningen toegepast en worden veelal gebruikt in combinatie met duurzame warmtevoorzieningen zoals warmtenetten in de vorm van Warmte-Koude Opslag (WKO) (PBL 2012). Bestaande woningen zullen warmtepompen gaan combineren met HRe-ketels (Netbeheer Nederland 2009).

Dit betekent dat de groei van het aantal geïnstalleerde warmtepompen grotendeels afhankelijk is van de woningbouw. Door de economische crisis zijn de prognoses voor de nieuwbouw lager dan in de jaren voor de crisis, zie figuur 5.1.

Figuur 5.1. Woningnieuwbouw, gereedgekomen nieuwbouwwoningen, 2008-2016



Bron: TNO Bouwprognoses 2011-2016

Elektrisch vervoer

In de afgelopen jaren is het aantal elektrische auto's op de Nederlandse weg geleidelijk gestegen. Netbeheerders zijn verantwoordelijk voor het aanleggen van de aansluiting, het installeren van de laadinfrastructuur behoort niet tot de wettelijke taken van een netbeheerder. Een aantal netbeheerders heeft er in de afgelopen jaren wel voor gekozen om naast aansluitingen laadpalen te installeren.

In het Energierapport 2011 staat een doelstelling van het kabinet van 20.000 elektrische auto's in 2015 oplopend tot 200.000 in 2020.

Wij hebben van netbeheerders begrepen dat er bij een lage penetratie van elektrisch vervoer geen behoefte is aan een versterking van de netwerkstructuur. Volgens Netbeheer Nederland dempen op wijkniveau de effecten uit door een kleine gelijktijdigheid in het gebruik van de auto (Netbeheer Nederland 2011). Als het aantal elektrische auto's in een wijk toeneemt kan de noodzaak ontstaan om de structuur te versterken. De noodzaak tot versterking is mede afhankelijk van het moment waarop huishoudens elektrische auto's opladen. Er moet nog meer ervaring worden opgedaan met elektrisch vervoer om daar inzicht in te krijgen. Volgens het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL 2009) kan elektrisch rijden de nationale elektriciteitsvraag met 10% verhogen, wat op wijkniveau een stijging van 50% kan betekenen. Het PBL schetst een scenario voor 2050 waarin voor een gemiddeld huishouden voor een gemiddelde wijk veronderstellingen worden gemaakt over de penetratie van onder andere elektrische auto's (60-75% van de huishoudens). Elektrisch autorijden kan in 2050 40% van het elektriciteitsverbruik van een wijk inhouden. Wanneer het opladen van elektrische auto's 's nachts

gecontroleerd gebeurd en verspreid plaatsvindt zou het laagspanningsnet dit op middellange termijn kunnen verwerken. Wanneer iedere auto tegelijkertijd moet worden opgeladen zullen wel extra investeringen nodig zijn (PBL 2009).

In interviews geven netbeheerders aan dat veranderingen in de vraag naar elektrische auto's binnen de bebouwde omgeving zich geleidelijk zullen voordoen. Het tempo van de ontwikkelingen kan toenemen als gevolg van overheidsbeleid. Een lagere belasting op elektriciteit dan op motorbrandstof en beleidsinstrumenten zoals de vrijstelling van Motorrijtuigenbelasting voor elektrische auto's, zijn instrumenten die de overheid nu inzet die het gebruik van elektrische auto's stimuleren.

De regionale netbeheerders wijzen er op dat de ontwikkelingen niet voor alle netbeheerders gelijk hoeven te lopen. Zo zal in een stedelijke omgeving het aantal elektrische auto's naar verwachting hoger zijn dan in een landelijk gebied.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

De hierboven geschetste ontwikkelingen zijn al zichtbaar. De ambitie voor de ontwikkeling van elektrisch vervoer is door de overheid opgeschreven in het Energierapport. De meest waarschijnlijke ontwikkeling is dan ook dat het aantal elektrische auto's niet hoger ligt dan 200.000.

Voor elektrisch vervoer geldt dat het aannemelijk is dat op lange termijn een groot deel van het wagenpark elektrisch aangedreven zal zijn. De grote vraag is wanneer dat zal zijn. Een technologische doorbraak kan de ontwikkeling onverwacht bespoedigen en is niet geheel onwaarschijnlijk doordat er elk jaar een groot aantal nieuwe auto's op de weg komt. Een toename van de actieradius kan de vraag naar elektrische auto's bijvoorbeeld snel verhogen. In het algemeen geldt dat de overheid ook door normeringen en subsidiemaatregelen een grote invloed heeft op ontwikkelingen in de bouw en op verkeer en vervoer.

Het tempo van de ontwikkeling in verwarming van huishoudens is voor een groot deel afhankelijk van het tempo waarin nieuwe wijken ontwikkeld worden en bestaande wijken aangepast. De eerder genoemde 'blok voor blok'-aanpak door het kabinet, waarin bestaande gebouwen op energetische kwaliteit worden beoordeeld en verbeterd, kan een positief effect hebben op het gebruik van elektriciteit in de verwarming van huishoudens. Vooralsnog zijn het echter nieuwe wijken waar het gasnetwerk plaatsmaakt voor andere warmtebronnen. Door de economische crisis is de nieuwbouw van woningen sterk gedaald. Grote veranderingen in het gebruik van elektriciteit voor de verwarming van woningen worden derhalve niet op korte termijn verwacht.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

De veranderingen op wijkniveau worden gedreven door duurzaamheidsambities. Over het algemeen heeft dit een kostenopdrijvend effect op de netten door de benodigde aanpassingen in het net. Energievoorziening dicht bij het verbruik, zoals bij stadsverwarming en decentrale elektriciteitsproductie, kan echter ook een kostendrukkend effect hebben. Elektrificatie van vervoer en verwarming hebben een positieve impact op duurzaamheid door een reductie van de CO₂-uitstoot, het verbeteren van de luchtkwaliteit en het verduurzamen van het energiegebruik.

Het effect op de netwerken en de dienstverlening van netbeheerders is niet eenduidig vast te stellen. Verwacht wordt dat de capaciteitsbenutting van elektriciteitsnetten toeneemt. Dat heeft niet alleen effect op de regionale netbeheerders maar indirect ook op het landelijke net. De vraag en het aanbod vanuit de regionale netten heeft namelijk ook invloed op de behoefte aan transportcapaciteit op het landelijke net. Daarnaast kunnen vragen ontstaan over de rol van netbeheerders bij het faciliteren van de in deze paragraaf geschetste ontwikkelingen.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

De tarieven voor transportcapaciteit zijn gebaseerd op capaciteit. Daarom veranderen de inkomsten van netbeheerders per aansluiting niet wanneer de vraag naar elektriciteit toeneemt (tenzij als gevolg hiervan ook de benodigde capaciteit toeneemt). De kosten van een aansluiting voor elektrisch vervoer of de kosten van een woning met veel stroomverbruik door het gebruik van elektriciteit voor warmtepompen kunnen afwijken van de

kosten van een gemiddelde aansluiting in een bepaalde aansluitcategorie. Als de ontwikkeling richting elektrificatie ongelijk verdeeld is over netbeheerders kunnen als gevolg daarvan kostenverschillen optreden tussen netbeheerders. Wij achten zowel de waarschijnlijkheid als de impact van de ontwikkeling op tariefregulering beperkt, hoewel het aannemelijk is dat er zich verschillen gaan voordoen in het tempo dat regionale netbeheerders te maken krijgen met deze ontwikkelingen.

De verwachte toename van het aantal elektrische aansluitingen is beperkt. Er is een beleidsdoelstelling van 200.000 auto's in 2020. Niet voor al deze auto's zal een nieuwe aansluiting noodzakelijk zijn. Het gebruik van elektriciteit voor de verwarming van huizen wordt beperkt door de daling van de nieuwbouw.

Tabel 5.2. Gevolgen voor doelen tariefregulering – Elektrificatie vervoer en verwarming(ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Regionale netbeheer	✓			

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Elektrificatie in vervoer en verwarming heeft een potentiële impact op tariefregulering maar er is onzekerheid hoe groot de impact zal zijn. Dit hangt af van de kosten voor netbeheerders, het consumentengedrag, de spreiding van de vraag, etc. Met name als aansluitingen ongelijk verdeeld zijn bij netbeheerders, kan een ongelijke ontwikkeling tussen netbeheerders ontstaan. Specifiek voor elektrisch vervoer geldt dat de groei onvoorspelbaar en waarschijnlijk niet lineair is. Een technische doorbraak in bijvoorbeeld de accutechniek zou in een relatief korte termijn kunnen resulteren in een forse stijging van het aandeel van elektrische auto's in het Nederlandse wagenpark.

Mogelijke oplossingsrichting

Voor deze ontwikkelingen is er onzekerheid over de mate en het tempo waarin de ontwikkeling zich voordoet. Het is nu nog te vroeg om uitspraken te doen over verschillen die tussen netbeheerders kunnen optreden. Het is beslist niet ondenkbaar dat die verschillen zich wel gaan voordoen. Daarom stellen wij voor om de ontwikkeling van het aantal aansluitingen en de capaciteit van de aansluitingen in de gebouwde omgeving te monitoren. Op deze manier kan wanneer dat nodig is tijdig aanpassingen in de methode van regulering worden opgenomen. Als de kosten van elektrische aansluitingen afwijken van de kosten van een gemiddelde aansluiting in een bepaalde aansluitcategorie, dan valt te overwegen om een aparte aansluitcategorie in te voeren voor elektrische auto's met een kostengeoriënteerd tarief. Dit kan er voor zorgen dat ongelijkheden tussen netbeheerders geen probleem hoeven te zijn. Uit box 5.2. wordt duidelijk dat elektrisch vervoer ook in andere landen wordt gestimuleerd, maar dat de rol van netbeheerders en tariefregulering nog niet volledig uitgekristalliseerd is.

Box 5.2. Elektrisch vervoer in het buitenland*

Net als in Nederland is er in andere landen nog onduidelijkheid over toekomstige ontwikkelingen rond elektrisch vervoer en de benodigde investeringen in het netwerk. De Duitse regering ziet een marktleiderschap in elektrisch vervoer als een belangrijk element om CO₂-emissies te verlagen en competitief te blijven ten opzichte van andere landen. Het is daarom een doel van het *Ontwikkelingsplan Electro-mobility* om de R&D en marktvoorbereiding en -introductie van batterijgedreven auto's te verhogen. De doelstelling van de Duitse regering is om in 2020 een miljoen elektrische voertuigen op de weg te hebben. Om dit doel te behalen, zijn er naast veranderingen in oplaadinfrastructuur en netwerk integratie ook discussies in Duitsland gaande over de juiste prikkels om te investeren in E-mobility. De Duitse toezichthouder Bundesnetzagentur (BNA) voorziet een tijdslijn tot 2014 waarin 100.000 oplaadstations kunnen worden neergezet. De financiering van de infrastructuur is echter nog onduidelijk en daardoor ook of de oplaadstations onderdeel zijn van het netwerk of niet. Volgens de BNA zou de financiering van oplaadinfrastructuur niet via netwerktarieven moeten verlopen.

In het VK wordt het Low Carbon Networks (LCN) Fund (zie box 6.1.) beschikbaar gesteld om van 2010 tot 2015 projecten van distributiebedrijven (deels) te financieren. Het doel is distributiebedrijven te helpen met de uitdagingen van nieuwe ontwikkelingen in het netwerk, zoals een toename in het gebruik van elektrische voertuigen. Een voorbeeld hiervan is de steun aan het project van UK Power Networks omtrent de implementatie van een systeem van tarifiering voor oplaadpunten.

* De voor de internationale voorbeelden gebruikte bronnen zijn opgenomen in Appendix B.

5.4. Afname gasverbruik

Beschrijving ontwikkeling

De energievoorziening in Nederlandse woonwijken verandert geleidelijk. Een toename in alternatieve warmtebronnen voor de verwarming van woningen en een verhoging van energie-efficiëntie vermindert de vraag naar gasdistributiecapaciteit.

Het huidig overheidsbeleid is dat de Energie Prestatie Coëfficiënt (EPC) naar nul gaat in 2020 (Netbeheer Nederland 2011a, Energierapport 2011). Alle nieuwbouw wordt dan klimaatneutraal. Netbeheer Nederland wijst erop dat een EPC van nul niet automatisch betekent dat de vraag naar gasdistributie daalt; gas kan dienen als aanvulling tijdens piekmomenten. Energiebesparingen beperken zich niet tot nieuw te bouwen woningen. Onder de noemer 'blok-voor-blok' onderzoekt het kabinet een grootschalige aanpak van de bestaande gebouwen (Rijksoverheid 2011). Vanwege het lokale karakter ligt de regierol ook op lokaal niveau. Met inbreng van externe financiers worden huizenblokken geïsoleerd. In 2011 zijn pilotprojecten van start gegaan met als doel om minimaal 10.000 woningen energiezuiniger te maken en ervaring op te doen voor een landelijke aanpak van bestaande woningen. Ook in het in mei 2012 gesloten Lenteakkoord komen energiebesparingsmaatregelen naar voren en wordt een budget beschikbaar gesteld voor cofinanciering van projecten met als doel huisvestingslasten beter beheersbaar te maken en daarnaast bij te kunnen dragen aan de Europese klimaatdoelstelling (Rijksoverheid 2012).

Naast een verhoging van de energie-efficiëntie van woningen worden steeds meer alternatieven voor gas gebruikt om woningen te verwarmen. Voorbeelden hiervan zijn warmtepompen, aardwarmte en warmtenetten. Een aansluitplicht op warmtenetten maakt onderdeel uit van het Bouwbesluit 2012. In plaats van een aansluiting op een warmtenet kan ook een gelijkwaardige oplossing worden toegepast.⁶ De inwerkingtreding van het Bouwbesluit kan de substitutie van gas voor andere energiebronnen versterken. Overigens hebben verschillende gemeenten in een gemeentelijke bouwverordening reeds een aansluitplicht opgenomen.

Het is denkbaar dat op termijn door energiebesparingsmaatregelen een aansluiting op het gasnetwerk voor huishoudens overbodig wordt. Vooralsnog zijn het vooral nieuwe wijken waar geen gasnetwerk meer wordt aangelegd en komt het niet veel voor dat bestaande gasaansluitingen uit gebruik worden genomen.

⁶ Ministerie van binnenlandse zaken en koninkrijksrelaties, Kamerbrief over aansluitplicht op warmtenetten in Bouwbesluit 2012

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Door veranderingen van de energiemix binnen een wijk kunnen eerder aangelegde netten buiten gebruik komen. Een gevolg is dat de economische levensduur van gasaansluitingen en distributie-infrastructuur kan verminderen. Ontwikkelingen op wijkniveau spelen zich echter geleidelijk af en de capaciteitsvraag zal voorlopig nog bestaan. Wij verwachten daarom geen significante impact in de komende 3-7 jaren. Dat zou kunnen veranderen bij aanpassingen in de EPC-normering of stimuleringsmaatregelen van de overheid waardoor het gebruik van warmtenetten of aardwarmte toeneemt.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Voor regionale netbeheerders is een gevolg van een dalende vraag naar distributiec capaciteit dat zij minder hoeven te investeren in het netwerk. Voor bestaande netwerken kan een afname of verschuiving van de vraag naar transportcapaciteit de economische levensduur van gasaansluitingen of andere delen van het netwerk verminderen.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

Als een aansluiting of een deel van het distributienetwerk als gevolg van vraagvermindering buiten gebruik raakt zal een netbeheerder een afschrijving in de jaarrekening moeten doen. Regulatorisch doen bijzondere waardeverminderingen zich in beginsel niet voor, omdat de GAW een basis vormt voor het bepalen van de hoogte van de tarieven.⁷ De output van netbeheerders neemt af als aansluitingen uit gebruik worden genomen. Zolang de output van alle netbeheerders in gelijke mate en op hetzelfde moment daalt zijn de netbeheerders in beginsel in staat om kosten terug te verdienen.

Het is niet ondenkbaar dat in de praktijk de ontwikkeling ongelijk verdeeld is tussen netbeheerders. In dat geval zien netbeheerders met een relatief sterk afnemend aantal gasaansluitingen hun output sterk dalen. Als gevolg hiervan nemen hun inkomsten relatief sterk af waardoor zij de kosten van de gasinfrastructuur niet vergoed krijgen. Netbeheerders die in mindere mate te maken krijgen met een afnemend aantal gasaansluitingen krijgen in dat geval juist een te hoge vergoeding.

Als gevolg van de aanleg van een warmtenetwerk in een stad kunnen gasaansluitingen buiten gebruik raken. Alleen bij renovatie of aansluiting op een andere warmtebron is uitgebruikname een mogelijke uitkomst. Daarom verwachten wij niet dat dit een grote vaart zal nemen.

Tabel 5.3. Gevolgen voor doelen tariefregulering – afname gasverbruik (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Regionale netbeheer	✓			

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Mogelijke oplossingsrichting

Gezien de levensduur van aansluitingen is het raadzaam om op tijd actie te ondernemen. Anders zijn het toekomstige gebruikers die voor deze kosten opdraaien. Daarom adviseren wij de ontwikkeling van de

⁷ Zie de Regulatorische Accountingregels van de NMa (RAR) 2011, randnummer 44.

gemiddelde levensduur te monitoren en zo nodig de regulatorische afschrijvingstermijn bij te stellen. In box 5.3. vatten wij de discussie samen die daarover in het Verenigd Koninkrijk heeft plaatsgevonden.

Er is onzekerheid over de mate en het tempo waarin de ontwikkeling zich voordoet. Het is nu nog te vroeg om uitspraken te doen over verschillen die tussen netbeheerders kunnen optreden. Het is echter niet ondenkbaar dat die verschillen zich wel gaan voordoen. Daarom stellen wij voor om de ontwikkeling van het aantal aansluitingen en de capaciteit van de aansluitingen in de gebouwde omgeving te monitoren. Dit kan door netbeheerders te vragen om te melden of delen van het netwerk buiten gebruik zijn geraakt. Op deze manier kunnen indien nodig tijdig aanpassingen in de methode van regulering worden opgenomen.

Box 5.3. Afschrijvingstermijnen in het Verenigd Koninkrijk

Ook in het Verenigd Koninkrijk (VK) is er discussie geweest over de lengte van afschrijvingstermijnen met het oog op de energietransitie. Deze discussie heeft tot een onderzoek geleid van toezichthouder Ofgem naar de ontwikkelingen en de benodigde lengte van afschrijvingstermijnen voor gas- en elektriciteitsaansluitingen. Ofgem heeft in 2011 besloten dat zij geen veranderingen hanteert in afschrijvingstermijnen van gasaansluitingen voor zowel distributie als transmissie. Voor beide categorieën blijft de termijn op 45 jaar staan. De reden hiervoor is dat er teveel onzekerheid is over de toekomst van het gasnetwerk, waardoor wijzigingen in de regulatorische levensduur van activa nu niet te verantwoorden zijn. Ofgem is van plan de ontwikkelingen te blijven monitoren in de komende jaren.

Volgens Ofgem zijn er relatief grotere risico's voor de gasaansluitingen van distributiebedrijven als gevolg van de energietransitie. Ofgem heeft daarom besloten dat een *front loaded depreciation profile* wordt toegepast voor alle vaste activa die na 2002 in gebruik zijn genomen. Dit komt neer op meer afschrijvingen in de eerste jaren en minder in de latere jaren van de economische levensduur. Distributiebedrijven zullen hierdoor de aangeschafte activa na 2002 met terugwerkende kracht moeten afschrijven.

Volgens Ofgem is het risico dat het gebruik van de vaste activa afneemt als gevolg van de energietransitie lager voor gastransmissie dan voor gasdistributie. Ofgem verwacht dat gasgestookte energiecentrales uitgerust met CCS-technologie ook deel zullen zijn van toekomstscenario's met lage CO₂-emissies. Daarnaast verwacht zij dat het gasnetwerk zal worden gebruikt voor gastransport naar andere landen in Europa. Hierdoor blijft het transportnetwerk benut en is er geen reden de afschrijvingstermijn aan te passen. De manier van afschrijven zal bij gastransmissiebedrijven dus hetzelfde blijven, dat wil zeggen dat een lineair afschrijvingsprofiel wordt toegepast.

5.5. Afname binnenlandse gasproductie

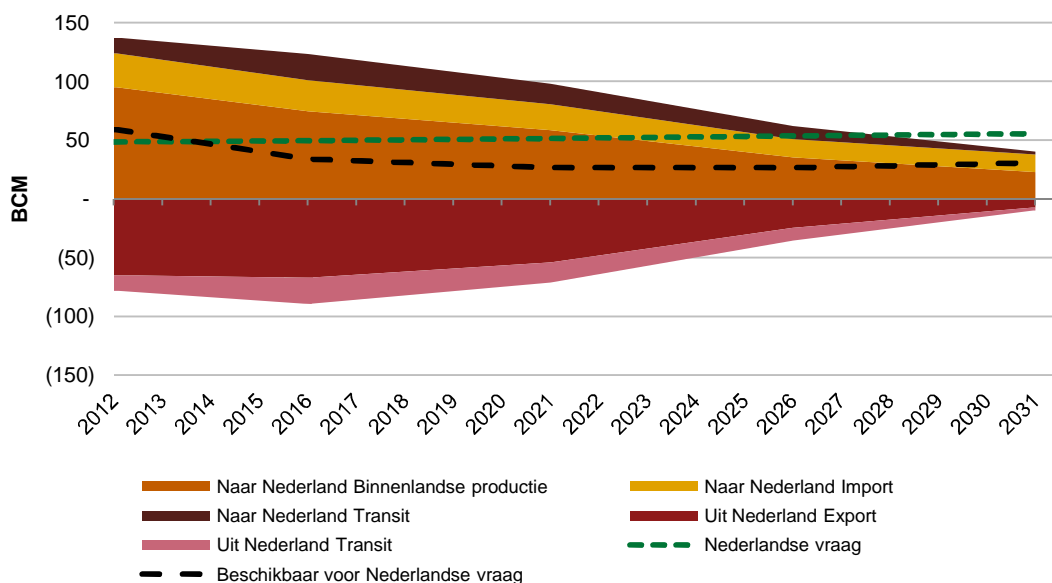
Beschrijving ontwikkeling

De Nederlandse gasproductie zal in de komende jaren geleidelijk dalen. Dit is een ontwikkeling die op zichzelf niet samenhangt met het dalende gasverbruik in de bebouwde omgeving.

De Nederlandse gasreserves nemen af. In het Energierapport 2011 spreekt de Minister van EL&I de verwachting uit dat Nederland in 2025 de omslag maakt van netto-exporteur naar netto-importeur. Het rapport Voorzieningszekerheid Gas 2011 laat de daling in de binnenlandse gasproductie zien, in figuur 5.2. zijn gegevens hieruit opgenomen over het saldo van export en import (GTS 2011).

Een vermindering van de binnenlandse gasproductie betekent op de middellange termijn niet dat het gastransportnetwerk buiten gebruik raakt. Het gas dat in Nederland verbruikt wordt, of vanuit Nederland wordt doorgevoerd, zal alleen een andere bron hebben. Voor een groot deel zullen volumes uit Rusland de Nederlandse productie vervangen. Ook andere landen met (onconventionele) gasvoorraden kunnen gas naar Nederland exporteren, al of niet in de vorm van LNG.

Figuur 5.2. Toekomstige beschikbare gasvolumes en de Nederlandse gasvraag*



* Gebaseerd op een hoog scenario: huidige en verwachte contracten in volume en transportcapaciteit
Bron: GTS Voorzieningszekerheid Gas 2011

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

De binnenlandse gasproductie zal op een gegeven moment dalen. Gedurende de komende 3-7 jaren zal zich al een lichte daling voordoen. In de komende jaren zal aardgas een rol blijven spelen als transitiebrandstof. Dit betekent dat het gas in toenemende mate afkomstig zal zijn van andere bronnen (LNG, groen gas, Rusland, mogelijk onconventionele voorraden in Europa).

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Voor de landelijke netbeheerder betekent de vermindering van de productie in Groningen dat gas steeds meer uit andere bronnen komt. GTS moet investeren om de verandering in gasstromen te faciliteren. Op lange termijn zal de behoefte aan investeringen in transportcapaciteit afnemen. Dat is de reden dat Gasunie in de boekhouding netwerkdelen met een lange levensduur afschrijft tot 2062.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

Als de werkelijke afschrijvingstermijnen gaan afwijken van de regulatorische afschrijvingstermijnen kunnen de tarieven gaan afwijken van de werkelijke economische kosten. Als (delen van) het gastransportnetwerk in de toekomst naar verwachting buiten gebruik raken dan is het wenselijk om daarop te anticiperen in de reguleringssystematiek. Dit kan door de regulatorische levensduur op gelijke hoogte te zetten met de gewijzigde economische levensduur.

Tabel 5.4. Gevolgen voor doelen tariefregulering – afname gasproductie (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	<i>Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders</i>	<i>Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau</i>	<i>Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen</i>	<i>Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering</i>
Landelijke netbeheer		✓		

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Mogelijke oplossingsrichting

Om in te spelen op de afnemende gasproductie adviseren wij om afschrijvingstermijnen tijdig aan te passen om ervoor te zorgen dat deze in lijn blijven met de verwachte economische levensduur. In de praktijk is dit lastiger gezegd dan gedaan, het is niet makkelijk om nu al vast te stellen wat de economische levensduur is van het gastransportnetwerk. De onzekerheid over de economische levensduur zou niet tot gevolg moeten hebben dat er niet over de economische regulatorische levensduur wordt nagedacht. Als dat niet gebeurt dan is het mogelijk dat de rekening voor het gasnetwerk wordt doorgeschoven naar toekomstige gebruikers. Ook kan een te lange regulatorische levensduur verkeerde investeringsprikkels geven aan gebruikers omdat het tarief vanuit een economisch perspectief te laag is.

5.6. Toename (duurzame) (decentrale) invoeding

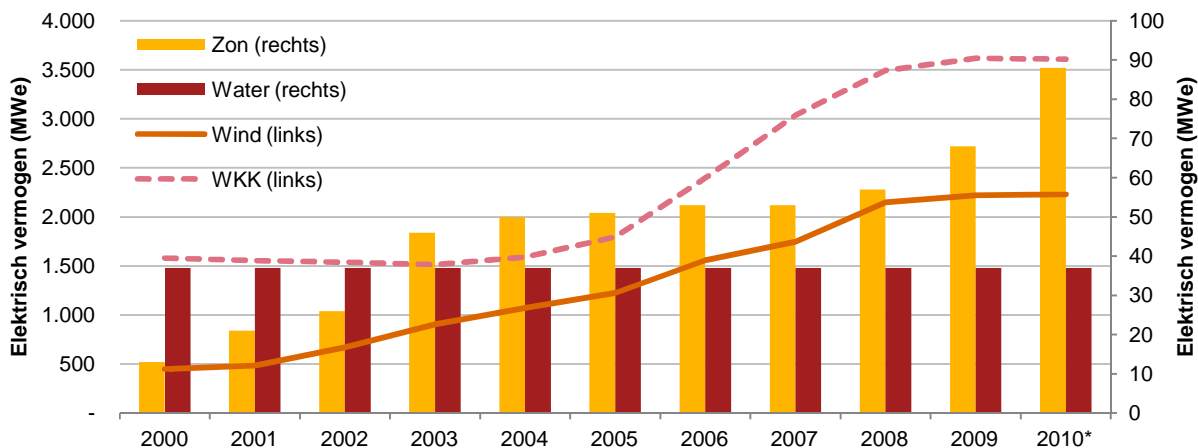
Beschrijving ontwikkeling

In de afgelopen jaren is de productiecapaciteit in Nederland fors toegenomen. Vooral grootschalige gas- en kolencentrales hebben bijgedragen aan deze groei. De ontwikkeling in de elektriciteitsvraag is hierbij achtergebleven, waardoor overcapaciteit is ontstaan. Het is onze verwachting dat in de komende jaren, uitgezonderd de centrales die nu in aanbouw zijn, geen nieuwe grootschalige energiecentrales gebouwd zullen worden. Dit komt door de overcapaciteit en de lage elektriciteitsprijzen op dit moment waardoor het financieel niet aantrekkelijk is om nieuwe grootschalige installaties te bouwen. De groei in productiecapaciteit in de komende jaren zal voornamelijk afkomstig zijn van wind- en zoninstallaties. Deze duurzame bronnen kennen een andere kostenstructuur (hoge vaste kosten en lage marginale kosten) waardoor investeringen in deze technologieën nog wel rendabel kunnen zijn.

Productie aangesloten op de regionale netten wordt aangeduid als decentrale productie. In het afgelopen decennium is de decentrale productie geleidelijk toegenomen. Een groot deel van deze toename komt voor rekening van Warmte-krachtkoppelinginstallaties (WKK). Figuur 5.3. laat deze groei zien. De groei van het aantal WKK's stabiliseert echter sinds 2008. Uit de interviews blijkt dat de komende jaren geen grote uitbreiding in de WKK-capaciteit wordt verwacht en dat de huidige capaciteit in gebruik zal blijven. De belangrijkste oorzaken voor de afvlakkende groei in de WKK-capaciteit zijn de relatief lage elektriciteitsprijzen en de concurrentie die WKK's ondervinden van duurzame bronnen (met name van windenergie op piekmomenten). Hierdoor worden investeringen in nieuwe WKK's minder aantrekkelijk (zie ook Kema 2010).

De windcapaciteit is in de afgelopen jaren fors toegenomen. Figuur 5.3. laat zien dat de windproductie in tien jaar is verviervoudigd.

Figuur 5.3. Decentrale productie – Elektrisch vermogen per type installatie, 2000-2010



* Laatste bekende cijfer
Bron: CBS 2011

De groei van duurzame bronnen van elektriciteit zoals wind en zon is afhankelijk van de business case die hiervoor bestaat. Deze business case hangt onder andere af van de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs, de ontwikkeling in de kostprijzen van de verschillende technologieën, maar vooral van de beschikbaarheid van subsidies. Zeker op korte termijn vormen deze subsidies een cruciale drijvende factor achter de ontwikkeling van de capaciteit van duurzame bronnen omdat de meeste duurzame technologieën op dit moment nog onvoldoende rendabel zijn zonder subsidie. Naarmate de kostprijzen van duurzame technologieën dalen en de elektriciteitsprijzen stijgen zal duurzame invoeding minder afhankelijk worden van subsidies.

Op korte en middellange termijn is de ontwikkeling in de capaciteit van wind en zon afhankelijk van de duurzame ambities van de overheid, en de invulling die aan die ambities wordt gegeven. Zo wordt op dit moment nagedacht over de mogelijke invoering van een verplichting voor leveranciers om een bepaald aandeel van de geleverde stroom te betrekken uit duurzame bronnen, al dan niet in aanvulling op de huidige SDE+. In het SDE+-systeem concurreren verschillende opties om duurzame energie op te wekken met elkaar. De overheid heeft daardoor niet een bepalende rol in hoe de duurzame energiemix zich ontwikkelt. Hierdoor is het moeilijk om vast te stellen welke technologieën in de komende jaren geïnstalleerd gaan worden. Het is ook moeilijk om te voorspellen waar in het netwerk de investeringen zullen plaatsvinden. Onderstaand bespreken we kort de verwachtingen ten aanzien van de belangrijkste duurzame bronnen:

- **Wind onshore:** In het Energierapport 2011 worden verschillende energieopties genoemd om de duurzaamheidsdoelstelling mee te behalen, waarbij de opties bio-energie en windenergie op land en zee als belangrijkste worden aangemerkt. Voor onshore wind is volgens het rapport een potentieel van 6.000 MW in 2020. Om dit te faciliteren wordt door de overheid een ruimtelijke structuurvisie opgesteld (Rijksoverheid 2011).
- **Wind offshore:** Wind op zee heeft volgens het Energierapport de hoogste potentie met de mogelijkheid voor 6.000 MW in 2020. De verwachting is echter dat dit in de komende jaren niet realiseerbaar is vanwege de relatief hoge kosten van offshore wind. Om offshore wind te faciliteren kan het nodig zijn dat er een centraal punt in zee komt, waarop windmolens via kabels op kunnen worden aangesloten. Een dergelijke stopcontact op zee maakt het mogelijk om de opgewekte elektriciteit via een onderzees transportnet naar land te brengen en daar vervolgens via het bestaande net te transporteren naar de plek van verbruik. Op dit moment is door de overheid nog geen besluit genomen of TenneT formeel als netbeheerder op zee wordt aangewezen, maar het is goed denkbaar dat dit in de komende jaren alsnog gebeurt (Rijksoverheid 2010).
- **Zonne-energie:** Voor zonne-energie zijn geen doelstellingen geformuleerd in het Energierapport 2011. In de interviews bleek dat veel partijen, waaronder producenten en netbeheerders, een sterke groei van zonne-energie verwachten als de kostprijs op het niveau van de consumentenprijs voor

elektriciteit komt. De terugverdientijden voor zonnepanelen zijn in de afgelopen jaren sterk gedaald en zullen nog verder dalen door de invoering van een subsidie op de aanschaf van panelen vanaf 1 juli 2012. Investerings in zonnepanelen zijn voor huishoudens financieel aantrekkelijk door de mogelijkheden tot fiscale saldering. Deze saldeerregeling houdt in dat de zelf geproduceerde elektriciteit administratief afgetrokken mag worden van de hoeveelheid elektriciteit die van het netwerk wordt afgenomen, waardoor over deze fysiek afgenomen elektriciteit geen energiebelasting en BTW hoeft te worden betaald. Hierdoor concurreert bijvoorbeeld zonne-energie niet zozeer met de groothandelsprijs maar met de consumentenprijs, inclusief de energiebelasting en BTW. Veel marktanalisten verwachten dan ook dat huishoudens in toenemende mate zichzelf van elektriciteit voorzien door zonne-energie of een HRe-ketel. De mate waarin dit in de komende 3-7 jaar zal plaatsvinden is echter moeilijk te voorspellen.

Er blijkt ook een behoefte te zijn om opgewekte elektriciteit te kunnen leveren aan nabijgelegen woningen of bedrijven. Dit betekent niet per definitie dat deze huishoudens geen aansluiting op het distributienetwerk meer nodig hebben. Hier gaan wij in paragraaf 8.1 nader op in.

Onze visie

Ontwikkelingen in de komende 3-7 jaar

In de komende 3-7 jaar neemt de duurzame (decentrale) opwekkingscapaciteit toe. De belangrijkste factor die de groei in duurzame productiecapaciteit in deze periode beïnvloedt is het subsidieregime van de rijksoverheid. Over dit subsidieregime bestaat aanzienlijke onzekerheid. Desondanks verwachten wij mede op basis van de nationale en Europese doelstellingen op dit gebied een verdere groei van de (decentrale) invoeding. Naast onzekerheid over de omvang van de invoeding is er ook altijd enige onzekerheid over de precieze locatie van de invoeding. Hierdoor is het voor netbeheerders niet altijd mogelijk om correct te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

De gevolgen van meer (duurzame) invoeding zijn in de afgelopen jaren het eerst zichtbaar geworden bij de regionale netbeheerders. Een toename in decentrale invoeding kan leiden tot extra kosten voor het aanleggen van de aansluiting en voor het verzwaren van de netten om de ingevoede elektriciteit te kunnen afvoeren naar andere gebieden. Hier zijn kosten mee gemoeid die niet of slechts gedeeltelijk in rekening gebracht kunnen worden bij de invoeder. Decentrale invoeding kan echter ook de benodigde netwerkcapaciteit verminderen. In gebieden met veel vraag ten opzichte van de productie kan decentrale invoeding nabijgelegen aansluitingen van elektriciteit voorzien waardoor de behoefte aan distributie- en transportcapaciteit vermindert. Dit kan potentieel leiden tot kostenbesparingen. In de afgelopen jaren heeft invoeding per saldo echter geleid tot hogere kosten voor regionale netbeheerders. Hierbij is met name van belang dat sprake is van kostenverschillen tussen regionale netbeheerders. Tenslotte investeren regionale netbeheerders in slimme netten om toename in de invoeding te kunnen opvangen (zie het hoofdstuk over technologische ontwikkelingen). Door de toename van productie in de regionale netten gaan de regionale netten feitelijk meer op het landelijke net lijken. Taken op het gebied van *system operation* (zoals balanshandhaving) kunnen daarom op termijn ook gaan ontstaan op het regionale netniveau. Netbeheerders wijzen erop dat de afschrijvingstermijnen van duurzame productieinstallaties afwijken van de afschrijvingstermijn van de aansluiting en het netwerk. Hierdoor zou in de toekomst de situatie kunnen ontstaan waarbij de installatie niet meer wordt gebruikt maar netbeheerders de investering nog niet volledig hebben terugverdiend. Dat vormt een probleem als de betreffende locatie niet opnieuw wordt gebruikt voor productie.

Voor de landelijke netbeheerder TenneT heeft de toename in invoeding ook consequenties. Een direct gevolg hiervan is dat TenneT meer transformatoren moet plaatsen om de in regionale netten ingevoede elektriciteit te kunnen afvoeren. In 2008 leidde de sterke groei van de invoeding in het Westland ertoe dat sprake was van een tekort aan transformatorcapaciteit. Mede als gevolg hiervan is congestiemanagement ingevoerd en is (in afwachting van een meer structurele oplossing) een tijdelijke transformator geplaatst. Hierdoor kon het aantal momenten dat er daadwerkelijk congestie is opgetreden worden beperkt. Dit incident illustreert het belang van het tijdig investeren in netwerkcapaciteit. Daarnaast moet TenneT investeren om de hoogspanningsverbindingen en de interconnectiecapaciteit met het buitenland te versterken. Deze structurele

maatregelen hebben echter een (veel) langere doorlooptijd, onder andere vanwege ruimtelijke ordenings- en vergunningstrajecten die veel tijd kosten. Vanwege deze lange doorlooptijd moet TenneT anticiperen op toekomstige ontwikkelingen om problemen zoals deze zich in het Westland hebben voorgedaan te voorkomen. TenneT moet daarnaast nog investeren om invoeding van grootschalige onshore en offshore windparken te faciliteren die rechtstreeks op het netwerk van TenneT worden aangesloten.

De toename in de invoeding van elektriciteit brengt daarnaast nog andere uitdagingen voor de landelijke netbeheerder met zich mee. Zo leidt de toename in duurzame invoeding zoals wind en zon tot meer volatiliteit, waardoor TenneT (soms in samenwerking met buitenlandse netbeheerders) moet interveniëren om de systeembalans te handhaven. Dit betekent dat de bedrijfsvoering van TenneT complexer wordt. TenneT moet als gevolg hiervan investeren in systemen om in *real time* te kunnen interveniëren. Congestie management brengt bovendien kosten met zich mee die in de tijd kunnen fluctueren en die voor TenneT op korte termijn niet beïnvloedbaar zijn. Deze kosten zijn in 2011 voor het eerst gemaakt en bedroegen volgens opgave van TenneT in november 2011 respectievelijk EUR 9,5 mln en in februari 2012 EUR 8 mln. Tevens neemt de behoefte aan regel- en reservevermogens toe. Om overtollige stroom met een geringer netverlies te kunnen afvoeren naar gebieden waar veel vraag bestaat ten opzichte van de productie worden investeringen in gelijkstroomverbindingen (DC-kabels) als een serieuze optie beschouwd. Tenslotte moet TenneT meer informatie aan marktpartijen verschaffen over de vraag- en aanbodverhoudingen (zie ook het hoofdstuk over Europese integratie).

De gevolgen voor producenten zijn deels het spiegelbeeld van de gevolgen voor netbeheerders. Producenten wensen tijdig te kunnen beschikken over een aansluiting tot het regionale of landelijke net. Als sprake is van congestie of het niet-tijdig aansluiten van nieuwe productiecapaciteit dan leidt dit tot gemiste opbrengsten voor producenten. In sommige gevallen worden voor producenten sub-optimale keuzen gemaakt. Dat komt doordat producenten de kosten van de aansluiting betalen naar het dichtstbijzijnde punt in het netwerk waar capaciteit beschikbaar is. Producenten betalen echter geen transporttarief; producenten betalen evenmin de kosten van 'diepe' netwerkinvesteringen die nodig zijn om de ingevoede stroom te kunnen afvoeren omdat dit niet is toegestaan. In sommige gevallen kan het voor producenten echter voordeliger zijn als zij wel de 'diepe' netwerkinvesteringen in rekening gebracht zouden kunnen krijgen, namelijk in gevallen waarin dit goedkoper is dan het aanleggen van een lange aansluitleiding naar het dichtstbijzijnde punt met capaciteit. Daarnaast is het een aandachtspunt dat producenten geen duidelijkheid hebben over de rol van de landelijke netbeheerder in de offshore gebieden. Weliswaar zijn er voornemens om TenneT aan te wijzen als netbeheerder in offshore gebieden, maar deze zijn nog niet geëffectueerd. Dit kan beoogde offshore-investeringen van producenten belemmeren.

Een gevolg voor leveranciers van een toename van de invoeding is dat zij minder stroom bij hun klanten kunnen afzetten. Daarnaast kunnen leveranciers te maken krijgen met een complexere bedrijfsvoering als het salderen van duurzaam opgewekte stroom met zelf verbruikte stroom sterk zou toenemen. De leveranciers zijn immers verantwoordelijk voor het correct afdragen van energiebelasting en BTW op de per saldo verbruikte stroom. Dergelijke gevolgen hebben echter geen raakvlakken met tariefregulering en vallen derhalve buiten de scope van dit rapport.

Met betrekking tot de *trias energetica*, zal een toename in duurzame (decentrale) invoeding vanzelfsprekend een positief effect hebben op de duurzaamheid van de energiesector. Dit zal versterkt worden wanneer het aandeel duurzame energievoorzieningen in relatie tot conventionele energievoorzieningen stijgt. Wat de betrouwbaarheid betreft is het beeld gemengd. Enerzijds neemt de betrouwbaarheid van de energievoorziening toe door de mogelijkheid tot diversificatie. Anderzijds veroorzaakt het *intermittant* karakter van wind- en zonne-energie echter uitdagingen voor de betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet. Doordat wind- en zonne-energie in zekere mate onvoorspelbaar zijn wordt balanshandhaving complexer en neemt daarmee het risico op onderbrekingen juist toe. Wat de betaalbaarheid betreft is het beeld ook gemengd. Duurzame invoeding is op dit moment in het algemeen nog duurder dan stroom uit conventionele bronnen. Conventionele bronnen blijven bovendien nodig om te zorgen voor de nodige swingcapaciteit om te kunnen voldoen aan vraag in piekmomenten. Tenslotte zorgen ook de benodigde investeringen in de netten voor een opwaartse druk op de nettarieven. Aan de andere kant kunnen tijdige investeringen in duurzame bronnen (met lage variabele kosten) positief uitpakken voor de betaalbaarheid als de energieprijzen in de toekomst gaan stijgen (bijvoorbeeld onder invloed van duurdere CO₂-rechten).

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

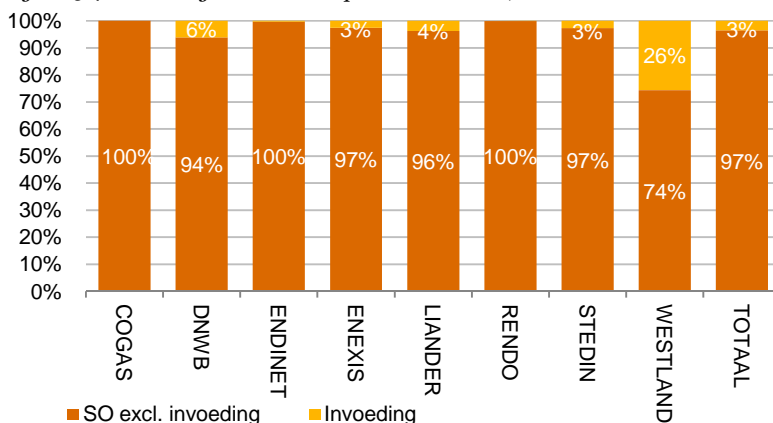
Het belangrijkste issue voor de regionale netbeheerders is dat de invoeding ongelijk is verdeeld tussen netbeheerders. Als gevolg hiervan zijn ook de kosten tussen netbeheerders ongelijk verdeeld. Netbeheerders ontvangen op dit moment een vergoeding die is gebaseerd op hun samengestelde output (SO) en de sectorgemiddelde kosten. Invoeding van elektriciteit maakt geen onderdeel uit van de SO. De sectorgemiddelde kosten zijn evenmin gecorrigeerd voor de kosten van invoeding. Deze kostenverschillen zijn substantieel. Een benadering van de kostenverschillen tussen regionale netbeheerders voor het jaar 2010 kan worden gegeven op basis van de SO die de NMa heeft gebruikt voor de bepaling van de x-factor in de periode 2011-2013. Figuur 5.4. toont aan dat de kosten van decentrale invoeding ongelijk verdeeld zijn over netbeheerders.

Door rekening te houden met invoeding bij de vaststelling van de SO had de NMa de inkomsten van netbeheerders kunnen corrigeren voor de structurele kostenverschillen als gevolg van invoeding. Het College van Beroep voor het Bedrijfsleven (CBb) heeft deze aanpassing van de methode in de vijfde reguleringsperiode echter vernietigd op juridische gronden. Als gevolg van een uitspraak van het CBb zal de NMa het methodebesluit moeten aanpassen en een alternatieve oplossing moeten zoeken. Gezien de grote impact die de kosten van invoeding kunnen hebben op de totale kosten van een netbeheerder is het wenselijk dat dit knelpunt zo snel als mogelijk verholpen wordt.

Een tweede aandachtspunt voor de regionale netbeheerders is dat in sommige gevallen maatschappelijk gezien sub-optimale keuzen worden gemaakt door het feit dat diepe investeringskosten niet, maar aansluitkosten wel in rekening gebracht mogen worden. Netbeheerders hebben hierdoor een financiële prikkel om te kiezen voor een mogelijk duurdere aansluiting waar een diepte-investering maatschappelijk gezien voordeliger zou zijn. Dat geldt alleen voor aansluitingen met een capaciteit groter dan 10 MVA. Voor aansluitingen onder de 10MVA mogen alleen de kosten in rekening gebracht worden voor aansluiting op het dichtstbijzijnde punt in het net. Een netbeheerder kan ervoor kiezen om de aansluiting verder weg te realiseren om diepteinvesteringen te voorkomen, maar draagt dan wel zelf de meerkosten van de langere aansluiting. Op dit moment is geen (kwantitatieve) informatie beschikbaar over de mate waarin voor aansluitingen met een hoge capaciteit (>10 MVA) dergelijke sub-optimale oplossingen wordt gekozen.

Een derde aandachtspunt voor regionale netbeheerders is dat deze een financiële prikkel hebben om pas te investeren als ze er zeker van zijn dat installaties, kabels en leidingen ook daadwerkelijk gebruikt gaan worden. Vanuit een duurzaamheidsperspectief kan het wenselijk zijn om al voordat een definitief *commitment* is afgegeven investeringen te initiëren, bijvoorbeeld bij het realiseren van aansluitingen op plekken waar het waarschijnlijk is dat er in de toekomst windmolenparken zullen komen. Dergelijke investeringen gaan echter wel gepaard met een hoger risico, juist omdat er op het moment van investeren nog geen zekerheid bestaat over de uiteindelijke vraag naar transportcapaciteit.

Figuur 5.4. Invoeding als % van SO per netbeheerder, 2010



Bron: NMa Codata

Voor de landelijke netbeheerder is er een aantal aandachtspunten. Een eerste groep aandachtspunten hangt samen met het feit dat TenneT *anticipatory investments* moet uitvoeren om toekomstige ontwikkelingen en

investerings van marktpartijen optimaal te kunnen faciliteren. Ten eerste heeft TenneT op dit moment geen financiële prikkel om in te spelen op verwachte toekomstige ontwikkelingen. De belangrijkste reden hiervoor is dat TenneT voorbereidingskosten moet maken om correct te kunnen anticiperen. Deze voorbereidingskosten kunnen relatief hoog oplopen; volgens schattingen van TenneT tot zo'n €40-50 miljoen voor complexe investeringsprojecten. Deze worden pas vergoed op het moment dat een project daadwerkelijk tot uitvoering komt. Dit geldt bijvoorbeeld ook voor studiekosten naar een mogelijke gelijkstroom kabel om stroom met minder netverliezen te kunnen transporteren. Niet elk project komt tot uitvoering; bovendien gaat de vergoeding in voorkomende gevallen gepaard met een vertraging. Dit kan leiden tot fluctuaties in het rendement van TenneT. Ten tweede moet TenneT zoals aangegeven investeren in systemen om de stabiliteit van het systeem te waarborgen bij grote fluctuaties in duurzame invoeding. TenneT zal ook meer regel- en reservevermogen moeten inkopen; dergelijke uitgaven worden op dit moment gebudgetteerd op basis van de uitgaven in het verleden. In deze gevallen kan het niet tijdig anticiperen op toekomstige ontwikkelingen grote maatschappelijke gevolgen hebben zoals congestie, hogere elektriciteitsprijzen en uitval.

Een ander aandachtspunt betreft de congestiekosten. Deze zijn voor TenneT op korte termijn niet beïnvloedbaar maar vormen wel een significant deel van de kosten. Sterke fluctuaties in deze kosten kunnen leiden tot een toename in de volatiliteit van het rendement van TenneT en daarmee tot een hoger geëist rendement van investeerders. Op langere termijn zijn deze kosten voor TenneT wel beïnvloedbaar aangezien deze samenhangen met de mate waarin TenneT in staat is om goed te anticiperen op de benodigde transportcapaciteit. Opgemerkt moet worden dat enige congestie vanuit maatschappelijk perspectief efficiënt zou kunnen zijn als dit ertoe leidt dat significante investeringen worden uitgespaard. Daar staat tegenover dat congestie kan leiden tot hogere elektriciteitsprijzen op de groothandel- en leveringsmarkt als de beperking in de transportcapaciteit leidt tot het ontstaan van marktmacht. Mede hierom is het uitgangspunt van de huidige wet- en regelgeving dat congestie in beginsel zoveel mogelijk voorkomen moet worden. De netbeheerder heeft immers de taak om zorg te dragen voor voldoende transportcapaciteit.

Een aandachtspunt voor afnemers is de tariefstructuur. De tarieven voor het netbeheer zijn gebaseerd op het cascadeselsel. Afnemers betalen voor alle hoger gelegen netvlakken. Dit systeem is gebaseerd op een model met centrale productie. Bij een toename van decentrale invoeding ontstaat de vraag of het vanuit een kostenveroorzakingsprincipe wel redelijk is dat afnemers voor alle hoger gelegen netvlakken betalen. Bij veel decentrale productie is er invoeding van de regionale netten op de landelijke netten wat een argument zou kunnen zijn om kosten van lager gelegen netvlakken ook toe te rekenen op aangeslotenen op hogere netvlakken.

Tabel 5.5. Gevolgen voor doelen tariefregulering – Toename (duurzame) (decentrale) invoeding (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Regionale netbeheer	✓			✓ Faciliteren duurzaamheid
Landelijk netbeheer		✓ (mogelijk)	✓	✓ Faciliteren duurzaamheid

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Mogelijke oplossingsrichting

In het methodebesluit voor de vijfde reguleringsperiode heeft de NMa onderzocht hoe in de systematiek rekening kan worden gehouden met de kosten van invoeding. Naast het wegnemen van de belemmeringen voor de door de NMa voorgestelde oplossing in het vernietigde methodebesluiten de vijfde reguleringsperiode, zien wij twee mogelijke oplossingsrichtingen:

1. De kosten van invoeding aanwijzen als een Objectiveerbaar Regionaal Verschil (ORV);
2. Een nieuwe tariefdrager toevoegen waarmee de transportkosten (deels) verhaald kunnen worden op producenten. Dit komt neer op de invoering van een producententarief. Hiervoor is een wetswijziging noodzakelijk, zo hebben wij begrepen. Een producententarief is in verschillende landen reeds ingevoerd voor TSO's, zie box 5.4.

Zekerheid over de vergoeding van kosten van invoeding kan er toe bijdragen dat regionale netbeheerders eerder geneigd zullen zijn om te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen. Dergelijke investeringen gaan echter wel gepaard met een hoger risico, juist omdat er op het moment van investeren nog geen zekerheid bestaat over de uiteindelijke vraag naar transportcapaciteit. Mogelijk kan de nieuwe regeling voor Uitbreidingsinvesteringen (UI's) worden ingezet om een vergoeding voor dergelijke *anticipatory investments* te geven en de bijbehorende risico's te ondervangen. Op dit moment is er echter nog geen ervaring opgedaan met deze nieuwe regeling. Het is daarom nog niet helder of de UI's hiervoor een geschikt instrument zijn.

Wat betreft het knelpunt dat netbeheerders een financiële prikkel hebben om te kiezen voor een mogelijk duurdere aansluiting waar een diepte-investering maatschappelijk gezien voordeliger zou zijn, adviseren wij om een nadere analyse te doen naar de omvang van dit mogelijke knelpunt. Als uit deze analyse blijkt dat dit een veelvoorkomend probleem is of naar verwachting zal worden, dan kan een verandering in de regelgeving overwogen worden. Daarmee zou het mogelijk gemaakt kunnen worden dat de 'diepe' netwerkinvesteringen in rekening gebracht kunnen worden waar dat aantoonbaar goedkoper is voor de netbeheerder en de afnemer.

Wat betreft de landelijke netbeheerder adviseren wij om de regulering meer te baseren op verwachtingen over de toekomst om TenneT een prikkel te geven om toekomstige ontwikkelingen optimaal te faciliteren. Daartoe zou in een reguleringsbesluit bijvoorbeeld een schatting opgenomen kunnen worden van de verwachte kosten (bijvoorbeeld investeringen in systemen, voorbereidingskosten, of kosten voor regel- en reservevermogen). Als de werkelijke kosten meer afwijken dan een vooraf vastgesteld percentage dan kan het verschil worden nagecalculeerd. De wenselijkheid van een nacalculatie is afhankelijk van het wenselijk geachte risicoprofiel van de landelijk netbeheerder. Dit gewenste risicoprofiel is de uitkomst van de afweging tussen enerzijds het risico en anderzijds het daarbij behorende rendement. Randvoorwaarde voor het baseren van de regulering op verwachtingen is dat TenneT in staat zou moeten zijn om een goed onderbouwde en betrouwbare schatting af te geven.

In het bijzonder voor *anticipatory investments* is er onzekerheid of voorbereidingskosten kunnen worden terugverdiend. Bij projecten met een substantiële omvang zou een mogelijke oplossing zijn om *ex ante* deze projecten te beoordelen en hier een budget voor vast te stellen. De benutting van dit budget zou *ex post* door de NMa en de netbeheerder geëvalueerd kunnen worden waarbij de evaluatie een input vormt voor het volgende budget.

Voor de kosten van congestiemanagement adviseren wij om (gegeven het huidige wettelijke kader) TenneT een prikkel te geven om congestie te beperken. De omvang van de prikkel zou voorwerp moeten zijn van nader onderzoek om deze af te stemmen op het gewenste risicoprofiel voor TenneT. Voor offshore investeringen is het van belang dat er snel duidelijkheid komt over de taak van de landelijke netbeheerder in deze gebieden om te voorkomen dat investeringen aldaar worden belemmerd.

Ten aanzien van de opbouw van de tarieven en het cascadestelsel adviseren wij om uit te zoeken welke alternatieve systemen denkbaar en bruikbaar zijn. Het CPB stelt in een onderzoek naar de relatie tussen decentrale opwekking en tariefregulering bijvoorbeeld voor om een vorm van menuregulering toe te passen. Hierbij is het de netbeheerder die netwerktarieven vaststelt op basis van gegevens over het verbruik en de productie die alleen bij de netbeheerders bekend zijn (CPB 2011b). Bij de beoordeling van alternatieven speelt niet alleen het principe van kostenveroorzaking een rol maar is het ook van belang om te kijken naar de werkbaarheid en transparantie van het tariefstelsel.

Box 5.4. Het producententarief in andere landen

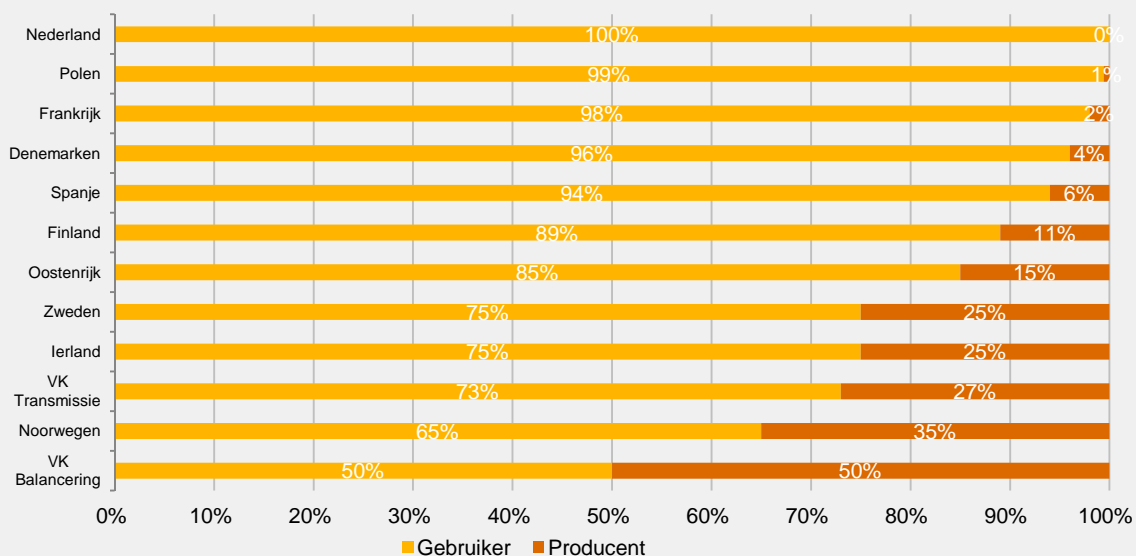
In verschillende landen wordt een producententarief voor het elektriciteitsnetwerk gehanteerd. Het voordeel van een producententarief is dat de kosten in rekening worden gebracht daar waar ze zijn ontstaan, 'het kostenveroorzakingsprincipe'. Dit stimuleert de producent tot een optimale investeringsbeslissing en locatiekeuze. Daarnaast kan een producententarief structurele kostenverschillen tussen netbeheerders voorkomen.

Een producent die is aangesloten op een deel van het distributienetwerk waar veel vraag is naar elektriciteit vermindert de transportkosten doordat de netverliezen lager zijn en mogelijke transportkosten op hoger gelegen netten uitgespaard worden. Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk en Australië nemen deze voordelen mee in de berekening van de distributietarieven voor producenten. Het kan zijn dat producenten hierdoor lagere tarieven betalen of een vergoeding ontvangen. Deze voordelen (verlaging transportkosten en netverliezen) voor producenten kunnen in bepaalde gebieden groter worden bij decentrale opwekking. In gebieden waar de vraag naar elektriciteit hoog is kan decentrale opwekking daarom op deze manier worden gestimuleerd.

Het Verenigd Koninkrijk geeft daarnaast expliciete financiële prikkels voor netwerkbedrijven om de aansluiting van decentrale opwekking te stimuleren, door bijvoorbeeld de *Distributed Generation Incentive*, waarbij het omzetplafond toeneemt wanneer netwerkbedrijven decentrale opwekking aansluiten.

Met betrekking tot het transmissienetwerk zijn er verschillende landen in de Europese Unie waar zowel producenten en afnemers de TSO netwerkkosten dragen. In figuur 5.4. is te zien welke percentage van de TSO-netwerkkosten door producenten en afnemers wordt gedragen in de verschillende landen.

Figuur 5.4 Verdeling van de TSO netwerkkosten in de tarieven, 2011 (%)



Bron: ENTSO-E 2011

Bij het transmissienetwerk moet rekening worden gehouden met de concurrentiepositie van in Nederland gevestigde producenten ten opzichte van buitenlandse concurrenten. Een land zoals het Verenigd Koninkrijk is niet (volledig) geïntegreerd met buitenlandse energiemarkten. Zij kunnen hierdoor een producententarief hanteren zonder dat dit gevolgen heeft voor de concurrentiepositie. Noorwegen heeft net als haar Scandinavische buurlanden een producententarief, waardoor (naast de beschikbaarheid van goedkope waterkracht) een producententarief in Noorwegen geringe effecten heeft voor de Noorse concurrentiepositie. In de praktijk lijken landen inderdaad rekening te houden met de situatie in omliggende landen bij de vaststelling van een producententarief.

Het nadeel dat een producententarief mogelijk invloed heeft op de internationale concurrentiepositie, gaat voor het distributienetwerk niet of nauwelijks op. De concurrentiepositie van spelers binnen Nederland kan daarentegen wel worden beïnvloed wanneer onderscheid gemaakt wordt in het hanteren van het producententarief tussen landelijk en regionaal netbeheer.

Nederland kent geen producententarief. Op dit moment is het Ministerie van Economie, Landbouw en Innovatie bezig met een onderzoek naar de effecten van de invoering van een producententarief.

6. Technologische vooruitgang energienetten

6.1. Inleiding

Onder technologische ontwikkelingen bespreken wij de ontwikkeling 'slimme netten'. Deze term is feitelijk een vergaarbak van meerdere ontwikkelingen die moeten resulteren in meer intelligentie in het net.

Deze ontwikkeling heeft zowel gevolgen voor de landelijke als de regionale netbeheerders gas en elektriciteit. Wij bespreken slimme netten aan de hand van de elektriciteitsnetwerken. Dit betekent niet dat er in het gasnetwerk geen technische ontwikkelingen zijn. Ook in het gasnetwerk neemt de digitalisering toe. In het landelijke net is de digitalisering verder gevorderd dan in de regionale netten.

6.2. Slimme netten

Beschrijving ontwikkeling

Het begrip 'slimme netten' is een wat abstract en niet nauwkeurig afgebakend begrip. Het begrip behelst aan de ene kant de digitalisering van de communicatie met wijkkasten en andere onderdelen van het net. Aan de andere kant maakt het beschikbaar maken van gegevens over verbruik en productie aan leveranciers en afnemers ook onderdeel uit van het begrip. Hieronder vallen ook de slimme meters die de komende jaren in Nederland geïnstalleerd zullen worden. Europese wetgeving verplicht lidstaten om ervoor te zorgen dat in het jaar 2020 80% van de huishoudens beschikt over een slimme meter.

Uit de Kwaliteit en Capaciteitsdocumenten (KCD's) van de netbeheerders blijkt dat alle netbeheerders investeren in communicatieapparatuur. In hoeverre investeringen tot additionele kosten of baten leiden is onzeker. Als consumenten gevoelig blijken voor prijsprikkels in de transport- of leveringstarieven dan zouden daarmee bijvoorbeeld netkosten kunnen worden uitgespaard.

Door CE Delft en Kema (2012) is recentelijk onderzoek gedaan naar de kosten en baten van slimme netten in opdracht van het Ministerie van Economische zaken, Landbouw en Innovatie. De onderzoekers concluderen dat het saldo van kosten en baten (netto contante waarde) in de gebruikte scenario's van de toekomstige energievoorziening positief is. Dit betekent dat het positieve saldo robuust is voor de invulling van de energievoorziening; ook in een energievoorziening zonder forse CO₂-reductie en veel hernieuwbare energie ontstaat een positief saldo.

Uit het onderzoek blijkt dat de lagere kosten voor netaanleg en lagere kosten voor centraal productievermogen de twee belangrijkste baten zijn. Ook het voorkomen van onbalans kan een belangrijke baten zijn. Netbeheerders zullen voor de toenemende vraag naar elektriciteit in alle mogelijke toekomstontwikkelingen het elektriciteitsnet in alle spanningslagen moeten uitbreiden, maar met toevoeging van intelligentie kan dat in een andere verhouding tussen vraag en maximaal vermogen dan tot nu toe gebruikelijk. De netbeheerders zullen dit pas gaan doen als de energiegebruiker met grote zekerheid zijn gebruikersgedrag zal aanpassen. Daarom is het volgens CE en Kema aan te bevelen hoge prioriteit te geven aan de ontwikkeling van de regelgeving en ontwikkeling van tijd/locatieafhankelijke beprijzing. Van de totale benodigde investeringen in slimme netten is een klein deel toe te rekenen aan netautomatisering. Het overgrote deel van de kosten valt volgens CE en Kema binnen de woning- en utiliteitsbouw en de industrie. Ook in het rapport van Netbeheer Nederland over het 'Net voor de toekomst' wordt gesteld dat het netto effect van slimme netten op investeringen kostenverlagend zal zijn. De omvang van die kostenverlaging is nog niet bekend. Volgens het rapport zijn proeftuinexperimenten mede bedoeld om op die vraag antwoord te geven.

De eventuele baten van slimme netten als gevolg van het aanpassen van het gedrag van verbruikers kunnen pas volledig gerealiseerd worden als het mogelijk is om de vraag te sturen. In diverse interviews hebben partijen aangegeven dat het huidige marktmodel geen flexibele tarieven en *demand management* toelaat. Tarieven voor zowel de levering van elektriciteit als de transportkosten kunnen niet variëren per locatie en over tijd. In de zogenaamde proeftuinen wordt op dit moment geëxperimenteerd met de intelligente netten en de gevolgen van

het flexibiliseren van tarieven. Waar netbeheerders op dit moment bezig zijn met digitalisering van de netten bevindt de werkelijke toepassing van intelligente netten bij huishoudens zich dus nog in de ontwikkelingsfase.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Uit de plannen van netbeheerders blijkt dat zij in de komende jaren zullen investeren in digitalisering van de netten. In de komende jaren vormt de slimme meter de meest omvangrijke investering.

De volledige baten van slimme netten kunnen pas gerealiseerd worden als het mogelijk is om tarieven over tijd te variëren. Naar onze mening ligt het in de rede dat in eerste instantie leveringskosten afhankelijk worden van het moment van levering. De kosten van het netbeheer zijn immers een kleiner deel van de totale kosten op de energierekening. Na de tijdshorizon van 3-7 jaar is het niet ondenkbaar dat ook de tarieven van transport afhankelijk worden van het moment en de locatie van afname.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Slimme netten geven alle partijen betere informatie op basis waarvan zij kunnen handelen. Hierdoor kan de vraag en het aanbod beter op elkaar worden afgestemd wat de flexibiliteit van het energiesysteem vergroot. Meer flexibiliteit is wenselijk in een energiesysteem met meer (duurzame) variabele elektriciteitsproductie. Netbeheerders moeten in eerste instantie investeren in communicatienetwerken en slimme meters, ook leveranciers en afnemers zullen moeten investeren in apparatuur om de potentiële baten van slimme netten te realiseren. Vooral regionale netbeheerders van de elektriciteit- en gasnetwerken hebben met de ontwikkeling van slimme netten te maken. De digitalisering speelt uiteraard ook voor de landelijke netbeheerders.

Slimme netten hebben een positief effect op de betrouwbaarheid door het verbeteren van storingsinformatie. Een van de netbeheerders merkte in een interview op dat een toename van het aandeel ICT ook een negatief effect kan hebben op de betrouwbaarheid. Sowieso wordt *cyber security* door de digitalisering een voor netbeheerders relevant thema. Het effect van slimme netten op de betaalbaarheid van het netbeheer is per saldo op dit moment onbekend. In theorie zouden slimme netten het netbeheer efficiënter moeten maken maar hier is nog onvoldoende empirisch bewijs voor. Wij verwachten niet dat deze baten al in de komende 3-7 jaar geplukt kunnen worden. De verbetering van de informatie zou een positief effect moeten hebben op de dienstverlening van netbeheerders.

Mogelijke gevolgen voor doelen van tariefregulering

Investerings in de digitalisering van de netten vergroten de betrouwbaarheid en hebben potentieel om de betaalbaarheid van het net te verbeteren. Het systeem van maatstafregulering biedt regionale netbeheerders prikkels om een afweging te maken tussen kosten en betrouwbaarheid. Wij concluderen daarom dat de impact van de ontwikkeling op de doelen van tariefregulering naar verwachting beperkt is.

Slimme netten kunnen voordelen bieden voor duurzaamheid en aan andere spelers in de energieketen. Maatstafregulering biedt daar geen financiële prikkels voor. Netbeheerders krijgen een vergoeding op basis van de (samengestelde) output. Baten voor duurzaamheid of andere spelers in de energieketen hebben geen plek in het systeem van tariefregulering. Het systeem biedt daardoor geen prikkels om nieuwe technologieën en diensten te ontwikkelen waarvan de baten voornamelijk bij producenten of afnemers liggen.

Evenals voor regionale netbeheerders geldt voor de landelijke netbeheerders dat er financiële prikkels zijn om kostenverlagende innovaties door te voeren. Netbeheerders kunnen op basis van de kosten en de toekomstige baten (lagere kosten) die zij verwachten zelf een investeringsafweging maken. De financiële prikkels om innovaties te doen die positieve gevolgen hebben voor afnemers of de *'trias energetica'* zijn er in mindere mate. De landelijke netbeheerders krijgen de kosten die zij daarbij maken bij de toepassing van een internationale benchmark in principe alleen vergoed als de andere netbeheerders in de benchmark dezelfde activiteiten ondernemen.

Als andere actoren in de energieketen baten ondervinden van investeringen van netbeheerders, zouden deze partijen ook gezamenlijk kunnen zoeken naar financieringsmogelijkheden en de kosten van de investering verdelen. Andersom is het overigens ook mogelijk dat netbeheerders voordelen hebben bij investeringen door afnemers of producenten, doordat het net bijvoorbeeld efficiënter geconfigureerd kan worden.

Tabel 6.1. Gevolgen voor doelen tariefregulering – Slimme netten (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Regionale netbeheer				✓ Faciliteren markt, duurzaamheid
Landelijke netbeheer				✓ Faciliteren markt, duurzaamheid

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Mogelijke oplossingrichting

Wij constateren dat er onvoldoende prikkels zijn voor netbeheerders om te investeren in activiteiten die een positieve uitwerking hebben op de werking van de markt of andere publieke belangen. Regionale netbeheerders krijgen via de maatstaf innovatiekosten vergoed in zoverre andere netbeheerders die kosten ook maken, dat geldt ook bij het gebruik van een internationale benchmark. In de regulering wordt echter geen rekening gehouden met *output* van de innovatieve activiteiten van netbeheerders die niet tot een kostenverlaging leidt. Het is niet zo dat netbeheerders dergelijke activiteiten helemaal links laten liggen. Dit komt echter niet door tariefregulering maar door andere prikkels. Kennelijk hebben netbeheerders de *drive* om te worden gezien als maatschappelijk betrokken en innovatief. Toch zijn er naar onze mening een aantal argumenten om innovatie mee te nemen in de regulering. Ten eerste is het is niet helder of de innovatie op een maatschappelijk optimaal niveau ligt. Uit economische theorie blijkt dat als opbrengsten onzeker zijn dat er eerder risico is op onderinvestering dan op overinvestering. Ten tweede kan het huidige niveau van innovatie in de toekomst onder druk komen te staan als netbeheerders meer op de kosten (moeten gaan) letten. Het feit dat het nu niet slecht lijkt te gaan, wil dus niet zeggen dat het zo blijft. Ten derde bestaat er een risico op onderinvesteringen doordat netbeheerders wachten met investeren en ‘profiteren’ van de activiteiten van andere netbeheerders. Ten vierde hebben de netbeheerders een belangrijke rol te vervullen in de energietransitie. Gelet op de ambitieuze overheidsdoelstellingen op dat gebied is het maatschappelijk gezien van belang om de beschikbare instrumenten in te zetten.

Dit kan zowel door financiële prikkels als door niet-financiële prikkels. Niet-financiële prikkels waar wij aan denken zijn de publicatie van ranglijsten met gegevens over innovatie en bestedingen R&D. Een dergelijke ranglijst, eventueel gecombineerd met de instelling van een visitatiecommissie kan netbeheerders stimuleren om te innoveren of nieuwe technieken en diensten te implementeren. Meer aandacht voor andere aspecten van kwaliteit dan het aantal storting en storingsminuten kan eveneens een stimulans geven voor het verbeteren van de kwaliteit van de netten en de dienstverlening. Hierbij verstaan wij onder kwaliteit zowel de betrouwbaarheid en veiligheid van de netten als het serviceniveau van de netbeheerder en de spanningskwaliteit. Netbeheerders ervaren op dit moment niet of nauwelijks financiële prikkels voor het verbeteren van die kwaliteit. Door andere aspecten van kwaliteit zoals de servicekwaliteit in het systeem van tariefregulering op te nemen kunnen innovatieve activiteiten van netbeheerders aangemoedigd worden. Een andere invulling van een financiële prikkel is een innovatiebudget. Ofgem, de toezichthouder in het Verenigd Koninkrijk, gebruikt innovatiebudgetten om innovatie bij netbeheerders aan te moedigen (zie box 5.5). Het gaat dan om innovaties die niet primair leiden tot een kostendaling voor netbeheerders maar positieve effecten hebben elders in de keten. Wij zijn van mening dat een dergelijk fonds ook in Nederland zinvol kan zijn. Gedacht kan worden aan een *ex ante* vastgesteld innovatiebudget met een *ex post* evaluatie. In de *ex post*

evaluatie wordt vastgesteld of middelen juist zijn besteed en wat de resultaten zijn. Het is overigens niet noodzakelijk dat de uitvoering van een dergelijk fonds bij de NMa ligt. De output van onderzoek en ontwikkeling is lastig meetbaar. Daarom adviseren wij voorzichtigheid met financiële prikkels. Deze voorzichtigheid kan vorm gegeven worden door het fonds een beperkt omvang te geven en netbeheerders te laten concurreren voor gelden.

Box 6.1. Prikkel voor slimme netten in het buitenland

Slimme netten worden in het VK gezien als instrument om de transitie naar een energieproductie met lage Co₂-uitstoot mogelijk te maken. In een nationale routekaart is het door toezichthouder Ofgem geïnitieerde innovatiestimuleringsprogramma *Low Carbon Network (LCN) Fund* opgenomen. Dit programma is gericht op het uitproberen van nieuwe technologieën. Het LCN Fund stelt tussen 2010-2015 tot 500 miljoen Britse Pond beschikbaar voor verschillende projecten van distributienetwerkbeheerders (DNOs). Het Fund bestaat uit twee delen; de vergoeding van kleinschalige projecten en een jaarlijkse competitie voor een bedrag tot 64 miljoen Britse pond voor een aantal grotere projecten. Daarnaast wil toezichthouder Ofgem middels het *Smart Grid Forum* (2011) input verkrijgen vanuit verschillende invalshoeken voor het vormgeven van beleid ten aanzien van slimme netten. Het forum vertegenwoordigt alle partijen in de sector en moet richting geven aan de ontwikkeling van slimme netten.

In Frankrijk zijn soortgelijke ontwikkelingen waar te nemen. In 2009 is een routekaart opgesteld met toekomstscenario's voor slimme netten en intelligente elektriciteitssystemen door het Agentschap voor Milieu en Energiebeheer ADEME. Sinds oktober 2010 begeleidt ADEME, in opdracht van de Franse staat, de ontwikkeling van slimme netten in Frankrijk voor een periode van 5 jaar, waarvoor zij 250 miljoen Euro heeft gekregen om te besteden aan onderzoek- en demonstratieprojecten. Daarnaast heeft de Franse nationale toezichthouder, *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE), in november 2010 een denktank opgericht in het kader van slimme netten, waarbij alle belanghebbenden worden betrokken.

De Duitse toezichthouder Bundesnetzagentur (BNA) laat de keuze voor investeringen in slimme netten aan de netbeheerder en ziet geen noodzaak de regulering aan te passen. In een discussiedocument (*'Eckpunktepapier Smart Grid und Smart Market 2011'*) geeft BNA aan dat netbeheerders voldoende investeringsprikkels hebben en hun inkomsten kunnen gebruiken om te investeren in slimme netten en netuitbreiding. De toezichthouder geeft een aantal voorbeelden van benodigde investeringen in dit discussiedocument, zoals meetsystemen, data hubs, en sturingstechnieken. Het BNA geeft aan dat het wenselijk zou zijn om financieringsmogelijkheden voor investeringen, die zowel het net als de markt ten goede komen, uit te werken en te bediscussiëren. De kosten van deze investeringen dienen vervolgens over de actoren te worden verdeeld.

7. *Toenemende integratie Europese energiemarkt*

7.1. *Inleiding*

Met het netbeheer van elektriciteit en gasnetwerken zijn diverse publieke belangen gemoeid. Daarom zijn ontwikkelingen in het beleidskader relevant voor het netbeheer en tariefregulering. Door economische en politieke Europese integratie wordt Nederland steeds meer afhankelijk van Europese regelgeving. In de praktijk hebben vooral de landelijke netbeheerders te maken met regelgeving die voortvloeit uit de Europese integratie. In dit hoofdstuk gaan wij daarom voornamelijk in op de rol van marktintegratie voor het landelijk netbeheer, waarbij wij een onderscheid maken tussen gas en elektriciteit.

7.2. *Marktintegratie elektriciteit*

Beschrijving ontwikkeling

Het proces van Europese integratie in de elektriciteitsmarkt is niet nieuw. De Nederlandse markt is al gekoppeld aan de markten in omliggende landen. Dit proces van Europese integratie is nog niet voltooid en zal zich in de komende jaren voortzetten. Door veranderingen in de energiemix neemt de behoefte aan marktintegratie toe. Bij een groeiend aandeel van duurzame energie in het systeem ontstaat er meer behoefte aan een Europese markt omdat de productie van duurzame energie ongelijk verdeeld kan zijn tussen landen.

Europese integratie heeft de volgende gevolgen die relevant zijn voor het landelijke net:

- *Meer Europese samenwerking bij de ontwikkeling van het net:* TSO's zijn verplicht samen te werken in een Europees Netwerk van TSO's (ENTSO-E). Dat is vastgelegd in het derde energiepakket. Het ENTSO-E is verplicht om elke twee jaar een niet-bindend tienjarig netontwikkelingsplan (*ten year development plan*) op te stellen. Dit netontwikkelingsplan moet een modellering bevatten van het geïntegreerde net, een scenario-ontwikkeling, de Europese vooruitzichten over de toereikendheid van de levering en een beoordeling van de veerkracht van het systeem. Het agentschap voor de samenwerking tussen energietoezichthouders (ACER) beoordeelt de nationale tienjarige netontwikkelingsplannen. Zij gaat na of de plannen consistent zijn met het tienjarige netontwikkelingsplan voor de gehele Europese unie. Als het agentschap inconsistenties constateert tussen een nationaal tienjarig netontwikkelingsplan en het Europese netontwikkelingsplan, kan zij indien nodig wijzigingen aanbevelen.

In het derde pakket is een methodologie geïntroduceerd om op Europees niveau projecten aan te wijzen van gemeenschappelijk belang (*Projects of Common Interest* of PCIs). De aanwijzing van dergelijke projecten moet het eenvoudiger maken om planning procedures af te ronden, deze procedures blijken een van de belangrijke beperkingen te zijn in het uitbreiden en versterken van de infrastructuur. Dit zou ook in Nederland de besluitvorming over nieuwe transmissienetten kunnen bespoedigen.

(Technische) codes komen in toenemende mate tot stand in Europa. Zo wordt op dit moment gesproken over een netwerkcode voor capacity allocation and Congestion Management (CACM) en een Balancing Netwerkcode (BaNC).

- *Een toename van interconnectiecapaciteit:* De komende jaren werkt TenneT aan nieuwe interconnectoren tussen Nederland en Duitsland (2014/2015 gereed) en Nederland en Denemarken (2016/2017 gereed), evenals twee nieuwe verbindingen naar Noorwegen (beide nog in de planfase). Deze investeringen worden niet gedekt vanuit gereguleerde tarieven maar door de inkomsten in de veilingpot. Deze pot wordt gevuld met de opbrengsten van het veilen van interconnectiecapaciteit.

- *Toenemende informatie en transparantieplichtingen:* TenneT constateert dat transparantieplichtingen vanuit Europa toenemen. Daarnaast heeft TenneT ook te maken met REMIT (Regulation on Energy Market Integrity and Transparency), dit geeft de verplichting aan marktpartijen om voorkennis openbaar te maken. Daarom moet TenneT steeds meer informatie over productie en verbruik en het capaciteitsgebruik via een internetplatform openbaar maken.

Een gevolg van het proces van Europese integratie is dat producenten vanuit Nederland andere landen kunnen bedienen of andersom. In de afgelopen jaren is de productiecapaciteit sterk toegenomen. Een deel van deze toename kan verklaard worden doordat producenten de opgewekte stroom willen exporteren. TenneT moet investeren in het net om de aansluiting van deze producenten mogelijk te maken.

Onze Visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

De hierboven beschreven ontwikkelingen spelen op dit moment en zijn daarom relevant voor de landelijke netbeheerder elektriciteit in de komende 3-7 jaar. Voor TenneT zijn de concrete gevolgen investeringen in (interconnectie)capaciteit en investeringen om te voldoen aan de transparantieplichtingen.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de ‘trias energetica’

De Europese integratie heeft als doel om de marktwerking in de elektriciteitsmarkt te verbeteren. Dit kan positieve gevolgen hebben voor de markt als geheel en de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van de energievoorziening. Voor de netbeheerder betekent dit in de praktijk een toename van investeringen in interconnectiecapaciteit en ICT-voorzieningen ten behoeve van marktfacilitering.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

De fysieke aansluiting van Europese markten vraagt om investeringen van de netbeheerder. Het gaat dan om investeringen in netten en systemen om de grensoverschrijdende handel te faciliteren. Om deze investeringen mogelijk te maken is het wenselijk dat TenneT de kosten, inclusief een redelijk rendement, kan terugverdienen. De landelijke netbeheerder kan door het faciliteren van energiemarkten baten elders in de energieketen realiseren. Hierbij kan gedacht worden aan nieuwe vormen van veilingen, de koppeling van markten of het realiseren van een nieuwe verbinding. Dit kan er bijvoorbeeld toe leiden dat de prijzen op de groothandelsmarkt lager worden doordat sprake is van een beter geïntegreerde markt met meer spelers. Op basis van de interviews constateren wij dat er in de markt onduidelijkheid en onzekerheid is over de wijze waarop de kosten die met marktfacilitering gemoeid zijn vergoed worden.

Tabel 7.1. Gevolgen voor doelen tariefregulering – Marktintegratie elektriciteit (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

<i>Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders</i>	<i>Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau</i>	<i>Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen</i>	<i>Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering</i>
Landelijk netbeheer	✓ (mogelijk)	✓	✓ Marktfunctioneren

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

De investeringskosten van interconnectoren zoals de NorNed-kabel worden gedekt door de inkomsten uit de veiling van transmissiecapaciteit. Ook de operationele kosten zijn (met een maximum) gedekt door de veilingpot. Bij de NorNed-kabel zijn de operationele kosten na enkele jaren onderdeel geworden van de ‘gewone’ bedrijfskosten van TenneT. Meer dan de overige bedrijfskosten van TenneT fluctueren de kosten van

een interconnector per jaar. Door het gebruik van een fotojaar als basis voor de kostenvergoeding in een reguleringsperiode kunnen de kosten afwijken van de vergoeding in de toegestane inkomsten. Dat geeft geen goede prikkels voor toekomstige investeringen in duurzame projecten.

Mogelijke oplossingsrichting

Voor de kosten van marktfacilitering (zoals de kosten van beleidsontwikkeling, overleg met andere TSO's, regelgevers en belanghebbenden, ICT-systemen) zou net als voor *anticipatory investments ex ante* een budget kunnen worden vastgesteld. Daarmee kan bereikt worden dat de inkomsten van de landelijke netbeheerder op vooruitkijkende wijze (in plaats van terugkijkend) worden vastgesteld en wordt pro-activiteit bevorderd. Voor kostencomponenten die goed planbaar en in te schatten zijn zou de schatting van TenneT jaarlijks *ex post* geëvalueerd kunnen worden. Deze evaluatie hoeft niet te leiden tot een nacalculatie van de in rekening gebrachte kosten, maar als afwijkingen te groot worden dan is dit wel een denkbare optie. Hiermee wordt bereikt dat een leerproces op gang komt waarin dit type kostencomponenten steeds beter ingeschat kunnen worden. Voor de moeilijker in te schatten kostencomponenten die op korte termijn door TenneT (grotendeels) niet beïnvloedbaar zijn, zou het risico voor de landelijke netbeheerder gemaximeerd kunnen worden of deze kostencomponenten zouden als geheel niet-beïnvloedbaar behandeld kunnen worden. Op basis van deze methodiek kan ervoor gezorgd worden dat de risico's van TenneT niet groter zijn dan maatschappelijk gewenst. Onderstaand gaan wij hier nader op in.

Investeringsniveaus van de landelijke netbeheerders zijn in de afgelopen jaren toegenomen, ook in de komende jaren zullen de investeringsniveaus hoog zijn. Uit de interviews blijkt dat er zowel bij netbeheerders als bij afnemers behoefte is aan een stabiel reguleringskader waarin veranderingen in de tarieven beperkt en voorspelbaar zijn. De volatiliteit van tarieven en onzekerheid voor netbeheerders kan beperkt worden door de kostenontwikkeling in de regulering beter aan te laten sluiten bij de ontwikkeling van het werkelijke kostenniveau. Op dit moment worden de tarieven grotendeels gebaseerd op de kosten van de netbeheerders twee jaar voor het begin van de reguleringsperiode. Dit zou veranderd kunnen worden door TenneT een inschatting te laten geven van hoe zij denkt dat de operationele kosten zich gaan ontwikkelen. Op basis van een onderbouwing door de netbeheerder neemt de NMa vervolgens een beslissing over welke operationele kosten als basis worden gebruikt in de tarieven. Dit vereist wel enige beoordelingsvrijheid voor de NMa en TenneT moet in staat zijn om een onderbouwde kostenprognose op te stellen. Voor kostencomponenten met een hoge verwachte volatiliteit (zoals de operationele kosten van interconnectoren zoals NorNed) die door TenneT niet beïnvloedbaar zijn zou het risico voor TenneT *gecapped* kunnen worden om aan te sluiten bij het gewenste risicoprofiel. Dit is mogelijk door te bepalen dat afwijkingen die hoger zijn dan een bepaald percentage worden nagecalculeerd.

Eenzelfde soort aanpassing is ook mogelijk voor de kapitaalkosten. Gedurende een reguleringsperiode verandert de Gestandaardiseerde Activawarde (GAW) als gevolg van investeringen en afschrijvingen. Het is mogelijk om van tevoren een inschatting te maken van het verwachte verloop van de GAW gedurende een reguleringsperiode. Afwijkingen van het verwachte verloop kunnen jaarlijks worden nagecalculeerd. Deze afwijkingen kunnen zowel positief als negatief zijn; in het ene jaar worden hiermee te hoge tarieven gecorrigeerd en in het andere jaar te lage tarieven. Hiermee wordt bereikt dat de inkomsten van TenneT beter en sneller aansluiten bij de kosten dan wanneer voor een hele reguleringsperiode een ideaalcomplex wordt verondersteld.

In het buitenland zijn voorbeelden te vinden van toezichthouders die prognoses van investeringsniveaus in de regulering betrekken, zie daarvoor box 7.2. De toezichthouder in het VK past 'onzekerheidsmechanismes' toe om rekening te houden met onverwachtse gebeurtenissen gedurende een reguleringsperiode, een beschrijving hiervan staat in box 7.3.

Box 7.2. Investeringsbudgetten in het buitenland

Investeringsbudgetten in het VK

In het reguleringsmodel in het worden investeringsvoorstellen vooraf beoordeeld. Op basis hiervan wordt een budget vastgesteld. Dit investeringsbudget wordt voor een periode van 8 jaar aangegaan en vooraf goedgekeurd. Afwijkingen, zowel positief of negatief, komen voor 40% tot 50% voor rekening van de netbeheerder. Ofgem vraagt van de netbeheerder een goed onderbouwd business plan. De kosten moeten marktconform zijn en dienen zo goed mogelijk onderbouwd te worden. Hierbij kan gedacht worden aan procesmatige waarborgen (openbare aanbesteding), een verwijzing naar historische kosten, of via een kostenbenchmark. Ofgem voert haar toets op het budget uit met behulp van technische consultants en econometrische analyses. Er zijn ook financiële prikkels die bevorderen dat netbeheerders zo goed mogelijk de investeringsbehoefte onderbouwen. Halverwege de reguleringsperiode wordt een review uitgevoerd. Er zijn een aantal mogelijkheden voor aanpassingen, bijvoorbeeld bij een materiële wijziging in de marktomstandigheden.

Investeringsbudgetten in Duitsland

In Duitsland kan voor bepaalde typen uitbreidingsinvesteringen gedurende de reguleringsperiode een investeringsbudget worden aangevraagd. Het budget moet ruim voor activering worden aangevraagd. De toezichthouder accepteert geen aanvragen voor projecten die zich nog geheel in de planningsfase bevinden. Tot het investeringsbudget behoren zowel kapitaalkosten als operationele kosten. Het is de bedoeling dat aanvragen door de toezichthouder (in de toekomst) worden beoordeeld op basis van de kosten van een referentienetwerk.

Als de toezichthouder de aanvraag goedkeurt, dan gelden deze kosten als duurzaam niet-beïnvloedbare kosten. Dit houdt in dat deze kosten geen deel uitmaken van de benchmark. Bovendien zorgt dit ervoor dat het omzetplafond wordt verhoogd met het investeringsbudget, aangezien het omzetplafond ieder jaar aangepast wordt aan veranderingen in de niet-beïnvloedbare kosten. Wel heeft de TSO de investering moeten voorfinancieren. Als uitgangspunt voor de aanpassing van het omzetplafond gelden de werkelijke kosten, voor zover deze de begrote kosten niet overschrijden.

Box 7.3. Onzekerheidsmechanismen in het Verenigd Koninkrijk

In het reguleringsmodel van Ofgem, de toezichthouder in het VK, kunnen bedrijven in hun business plan voorstellen doen voor onzekerheidsmechanismen. Deze mechanismen kunnen alleen worden gebruikt voor veranderingen waarover de netbeheerder geen controle heeft en die een significante impact op de kosten hebben. Onzekerheidsmechanismen zijn er niet voor bedoeld om alle risico's uit te sluiten. Het verlagen van de kapitaalkosten, het verminderen van risico's op financieringsproblemen en het verminderen van de blootstelling van consumenten aan tarieffluctuaties kunnen argumenten zijn om een onzekerheidsmechanisme toe te passen.

Voorbeelden van onzekerheidsmechanismen zijn:

- Mechanismen waarvan de omvang voor aanvang van de reguleringsperiode is vastgesteld (bijvoorbeeld een omzetaanpassing als het aantal aansluitingen hoger is dan verwacht);
- Mechanismen waarbij de hoogte van de omzetaanpassing gedurende de reguleringsperiode door Ofgem kan worden vastgesteld (*re-opener*); en
- Mechanismen waarbij een aanpassing plaatsvindt nadat gegevens over uitgaven bekend zijn – kosten die volledig worden vergoed.

Door de grootste TSO van het VK, National Grid, is in maart 2012 een business plan ingediend. Voorbeelden van onzekerheidsmechanismen die National Grid voorstelt zijn een toename van de omzet bij hogere volumegroei en een aanpassing (*re-opener*) voor marktfacilitering op landelijk of Europees niveau. Het laatste mechanisme triggert additionele omzet als vergoeding voor kosten die ontstaan om processen aan te passen als gevolg van nieuwe wetgeving. Ofgem heeft op het moment van schrijven het business plan van National Grid nog niet beoordeeld.

7.3. Marktintegratie gas

Beschrijving ontwikkeling

Het streven van de Europese Raad is om in 2014 één interne Europese gasmarkt te realiseren. Om dit te bereiken is afstemming van beleid tussen Europese lidstaten noodzakelijk. Als gevolg hiervan komen er vanuit Europa richtlijnen en codes. Deze richtlijnen en codes moeten uiteindelijk omgezet worden in nationale regelgeving, of zijn direct van toepassing. De marktintegratie van de gasmarkt die wij hier beschrijven is dus niet zozeer een beweging naar meer vraag naar internationale transportcapaciteit maar het streven vanuit Europa om te komen tot een interne Europese gasmarkt. Op dit moment wordt gewerkt aan verschillende codes, waarvan de Congestion Management Procedures (CMP) en de Capacity Allocation Mechanisms (CAM) de belangrijkste zijn.

- *Veilingen:* In het kaderrichtsnoer opgesteld door ACER, het Europese samenwerkingsverband van toezichthouders, is onder andere bepaald dat capaciteit geveild moet worden en dat de capaciteit alleen in gebundelde producten gealloceerd mag worden. In de framework guidelines met betrekking tot Capacity Allocation Mechanisms (CAM) staan voorstellen voor de veiling van capaciteit met een looptijd korter dan een jaar.
- *Flexibiliseren van boekingstermijnen:* In de gasmarkt is het gebruikelijk dat shippers gastransportcapaciteit voor een lange termijn *firm*, dat wil zeggen op basis van een vaste capaciteit, boeken. Investeringsbeslissingen van GTS zijn gebaseerd op *open seasons* waarin de toekomstige behoefte aan transportcapaciteit wordt ingeschat. Het grote aandeel van voor een langere termijn vastgelegde *firm* capaciteit maakt het voor nieuwe toetreders moeilijk om tot de markt toe te treden. Daarom is een van de doelstellingen van de Europese integratie om capaciteitsboekingen te flexibiliseren. Veilingen zijn hier een voorbeeld van. Binnen het CAM zijn er voorstellen voor *overbook and buy back* waarbij TSO's meer capaciteit verkopen dan beschikbaar is. Mocht er vervolgens een tekort aan capaciteit ontstaan dan is het de taak van de TSO om capaciteit uit de markt terug te kopen. Daarnaast zijn er ook voorstellen om harmonisatie te beperken.
- *Mogelijke aanpassing in balanceringsregime:* In de EU is dagbalancing gangbaar terwijl in Nederland *market based balancing* wordt toegepast. Het is niet ondenkbaar dat als gevolg van Europese integratie Nederland op termijn aanpassingen moet doen in het balanceringsstelsel. Op dit moment zijn er daarvoor geen concrete voorstellen.

GTS verwacht dat de nieuwe regelgeving met betrekking tot CMP in oktober 2013 jaar waarschijnlijk in werking zal treden. Voor de nieuwe regelgeving met betrekking tot CAM verwacht GTS vanuit Europa inwerkingtreding 2014 of 2015, afhankelijk van de voortgang van de Europese netwerkcode. GTS heeft overigens aangegeven zowel de CAM als CMP maatregelen eerder te willen implementeren.

Onze Visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

De hierboven beschreven ontwikkelingen spelen op dit moment en zijn daarom relevant voor de landelijke netbeheerder gas in de komende 3-7 jaar.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

De Europese integratie heeft als doel om de marktwerking in de gasmarkt te verbeteren. Dit kan positieve gevolgen hebben voor de markt als geheel en de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van de energievoorziening.

Mogelijke gevolgen voor tariefregulering

Voor investeringen zijn de bij de landelijke netbeheerder elektriciteit genoemde opmerkingen *mutatis mutandis* ook van toepassing op de landelijke netbeheerder gas.

Specifiek voor de landelijke netbeheerder gas hebben ontwikkelingen op het gebied van Europese integratie gevolgen voor tariefregulering:

- Veilingen: De NMa zal er over moeten nadenken hoe veilingen het beste gecombineerd kunnen worden met het systeem van gereguleerde tarieven. In het Verenigd Koninkrijk worden entry-tarieven reeds bepaald door veilingen, zie box 7.4.
- Toenemende variabiliteit omzet: De Europese codes en richtlijnen hebben als achterliggend doel om te komen tot een geïntegreerde en meer liquide markt voor transportcapaciteit. Dit betekent een verschuiving van een systeem waarin een groot deel van de capaciteit voor een lange termijn is geboekt naar een systeem met meer boekingen voor een kortere termijn. Bij een verandering in de vraag naar transportcapaciteit, bijvoorbeeld door economische groei of een crisis, treedt er sneller een verandering op in de afgenomen volumes. De risico's voor de TSO nemen daardoor, de overige omstandigheden gelijkblijvend, toe.
- Verandering in opbrengsten en kosten: de netbeheerder zal aan de ene kant moeten investeren om codes in zijn (IT)-systemen te integreren. Aan de andere kant ontstaan ook opbrengsten en kosten bij de uitvoering van de codes, zoals de opbrengsten en kosten die gemoeid zijn met het uit de markt halen van capaciteit bij gebruik van de mogelijkheden voor *overbook and buy back*. Doordat de gereguleerde tarieven in de regulering gebaseerd worden op het kostenniveau in het verleden reageren de inkomsten uit de tarieven vertraagd op een aanpassing van het kostenniveau.

Tabel 7.2. Gevolgen voor doelen tariefregulering – Marktintegratie gas (ongeacht de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling)

	Structurele verschillen in ontwikkeling kosten tussen netbeheerders	Structurele verschillen tussen inkomsten en kosten op sectorniveau	Toename in de volatiliteit van kasstromen en rendementen	Maatschappelijk gewenste acties van een netbeheerder worden niet gestimuleerd door tariefregulering
Landelijk netbeheer		✓ (mogelijk)	✓	✓ Marktfunctioneren

✓ = voldoet aan criterium – heeft impact op tariefregulering als ontwikkeling zich voordoet.

Mogelijke oplossingsrichting

De bij Marktintegratie Elektriciteit genoemde oplossingsrichtingen kunnen ook worden toegepast bij de bij het landelijk netbeheer gas geconstateerde knelpunten.

Specifiek voor de netbeheerder van de gasnetten noemen we de volgende oplossingsrichtingen voor de knelpunten die samenhangen met de Europese marktintegratie. Als gevolg van het proces van Europese marktintegratie zal een toenemend deel van de omzet van de landelijke netbeheerder gas afkomstig zijn van veilingen. Daarnaast neemt de volatiliteit van de capaciteitsvraag mogelijk toe doordat het aandeel *firm* verkochte capaciteit afneemt. Deze twee ontwikkelingen zijn door GTS moeilijk beïnvloedbaar en vergroten de risico's voor GTS bij voortzetting van de huidige systematiek van tariefregulering. Dit werpt de vraag op of het nog wel zinvol is om de huidige systematiek van tariefregulering ongewijzigd voort te zetten. In feite gaat de gasmarkt steeds meer de karakteristieken krijgen van de elektriciteitsmarkt. Voor de landelijke netbeheerder elektriciteit wordt al jarenlang een systeem van omzetregulering toegepast op grond van de overweging dat de afzet voor TenneT niet beïnvloedbaar is maar de kosten relatief vast. Wij adviseren daarom om te bezien of er aanleiding is om voor de gastransmissietarieven net als bij elektriciteit een systeem van omzetregulering toe te

passen. Dit heeft ten eerste als voordeel dat de complexiteit van de systematiek afneemt, ten tweede dalen daardoor de risico's voor GTS. Als de risico's van GTS dalen heeft dat uiteindelijk ook gevolgen voor de hoogte van het redelijk rendement.

Box 7.4. Veilingen gastransportcapaciteit in het Verenigd Koninkrijk

Een voorbeeld van een land waar entry-tarieven reeds via veilingen worden bepaald is het Verenigd Koninkrijk (VK). Ofgem, toezichthouder in het VK, reguleert de jaarlijkse omzet van het nationale gastransmissienetwerk.

In het VK bestaat het transporttarief voor entry- en exit-tarieven uit een capaciteitscomponent en een volumecomponent. National Grid (NGG) kan het merendeel van haar opbrengsten uit capaciteitstarieven halen, waarbij zij streeft naar een 50:50 verhouding van de opbrengsten van entry en exit. Exit-tarieven zijn redelijk stabiel door vooraf bepaalde prijzen, maar de tarieven voor entry-capaciteit worden in het VK vastgesteld door veilingen. Het kan daardoor voorkomen dat de verwachte opbrengsten uit entry-tarieven afwijken van de doelstelling. Wanneer NGG boven of onder haar jaarlijkse toegestane opbrengsten dreigt te komen, kan zij haar klanten een volumeafhankelijk tarief in rekening brengen (per MWh) om deze verschillen te elimineren. NGG kan volumetarieven elke zes maanden aanpassen. Door dit aanpassingsmechanisme is NGG altijd verzekerd van het behalen van de toegestane opbrengsten en wordt zij niet geraakt door veranderingen in de gasvraag. Doordat consumenten hierdoor het investeringsrisico dragen, dienen investeringsplannen van NGG te worden goedgekeurd door Ofgem. Ofgem baseert de reserveprijs op de lange termijn marginale kosten van elke entry-punt. De veilingen worden door Ofgem ook gebruikt om te bepalen of er voldoende vraag is naar nieuwe capaciteit.

8. Overige ontwikkelingen

8.1. Lokale netten

Beschrijving ontwikkeling

Door groeiende mogelijkheden om decentraal energie op te wekken vervaagt de grens tussen producent en afnemer. In toenemende mate vraagt een wijk, een buurt, gemeente of andere lokale organisatie naar mogelijkheden voor eigen energievoorziening. Dit betekent in de praktijk dat bedrijven of huishoudens met eigen energieproductie nabijgelegen huishoudens en bedrijven van energie voorzien. Netbeheer Nederland verwacht dat rond 2025 meer dan 30% van de elektriciteit in huishoudens zal worden opgewekt (Netbeheer Nederland 2009).

Op directe lijnen en gesloten distributiesystemen is de tariefregulering door de NMa niet van toepassing als voldaan is aan de eisen in (Europese) wet- en regelgeving. Vanuit de Tweede Kamer is er een wens om de mogelijkheden voor het decentraal opwekken van elektriciteit voor eigen gebruik te vergroten. De Kamerleden van de Werf en Wiegman-van Meppelen Scheppink hebben de regering bijvoorbeeld in een motie verzocht onderzoek te doen naar de productie van decentrale duurzame energie voor eigen gebruik, het ontwikkelen van laagdrempelige modellen en waar nodig wet- en regelgeving aan te passen.⁸ Door het Kamerlid Van der Werf is een amendement ingebracht bij de wijziging van de Elektriciteitswet en Gaswet dat de mogelijkheid biedt om bij wijze van experiment bij het decentraal opwekken van duurzame elektriciteit of gas af te wijken van de Elektriciteitswet- en Gaswet.⁹

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Wij verwachten een toename van lokale netten en directe lijnen in de komende 3-7 jaar, uit de interviews blijkt dat daar een duidelijke behoefte aan is.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de ‘trias energetica’

Een geleidelijke toename in lokale netten en directe lijnen zal enerzijds de vraag naar aansluitingen voor decentrale invoeding verhogen, anderzijds creëert het de mogelijkheid voor eigen productie door afnemers, waardoor de rol van netbeheerders kan afnemen en de keten van producent naar afnemer wordt verkort. De rol van de netbeheerder wordt niet overbodig, in veel gevallen is voor de piekbehoefte nog een aansluiting met het elektriciteitsnet nodig.

Een toename van lokale netten en directe lijnen heeft een positieve impact op duurzaamheid binnen de *trias energetica* doordat de aangesloten productiecapaciteit veelal duurzaam is en er een vermindering optreedt van netverliezen. Door een kortere verbinding van producent naar afnemer en daardoor lagere transportkosten kunnen lokale netten ook een positieve impact hebben op de betaalbaarheid van de energievoorziening.

Gevolgen voor tariefregulering

Op lokale netten is andere regelgeving van toepassing dan voor de netbeheerders.

Het capaciteitsgebruik van een lokaal net kan afwijken van dat van een standaardaansluiting. Als gevolg daarvan kunnen ook de kosten anders zijn. Op langere termijn kan dat resulteren in regionale verschillen tussen netbeheerders. Op het totale kostenniveau van netbeheerders zullen deze mogelijke verschillen in de komende 3-7 jaar echter beperkt zijn.

⁸ Tweede Kamer, Kamerstuk 33.000 XIII nr. 69

⁹ Tweede Kamer, Kamerstuk 32.814, nr. 12

8.2. Toename vervangingsinvesteringen

Beschrijving ontwikkeling

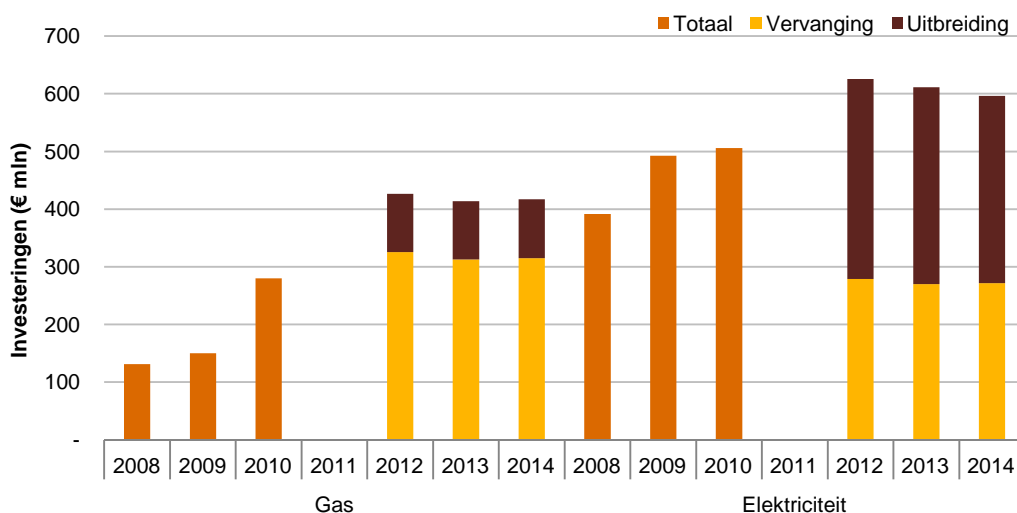
De elektriciteit- en gasnetwerken in Nederland zijn grotendeels aangelegd in de jaren vijftig en zestig van de vorige eeuw. Een deel van deze netten bereikt het einde van de levensduur en zal vervangen moeten worden of is al vervangen. Dit kan resulteren in een stijging van investeringsniveaus van netbeheerders.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Het is aannemelijk dat de uitgaven van netbeheerders stijgen als gevolg van het verouderen van de activa. Dit is vooral relevant voor de regionale netbeheerders, ook de landelijke netbeheerder gas verwacht een toename van de vervangingsinvesteringen. In de komende jaren resulteert veroudering in een geleidelijke stijging van de uitgaven, zo blijkt uit de KCD's van de regionale netbeheerders. Figuur 8.1. geeft de totale historische investeringen tot 2010 weer samen met de begrote investeringen van 2012-2014. De begrote investeringen laten een stijging zien ten opzichte van voorgaande jaren. Dat is voornamelijk bij gas het geval. Vervangingsinvesteringen hebben een groot aandeel in de totale investeringen in het gasnetwerk (76% in 2012 tegenover 45% van de investeringen bij elektriciteit).

Figuur 8.1. Regionaal netbeheer – Investerings, 2008-2010* en 2012-2014



*2011 niet beschikbaar

Bron: NMa, gebaseerd op de in de KCD's 2011 vermelde investeringsplannen; PwC analyse.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Veroudering van de netwerken heeft vooral gevolgen voor de netbeheerders. Door verschillen in het niveau van vervangingsinvesteringen kunnen verschillen ontstaan in de kosten van netbeheerders. De werkzaamheden van de landelijke netbeheerders kunnen tijdelijke of permanente gevolgen hebben voor de regionale netbeheerders doordat aanpassingen in het landelijke net ook maatregelen in het regionale net vereisen. Ook dit kan resulteren in verschillen in kosten tussen netbeheerders.

Tenzij de configuratie van het net wordt gewijzigd tijdens de vervanging zijn er geen gevolgen voor producenten, leveranciers en afnemers. Voor de *trias energetica* geldt dat vervangen een positieve uitwerking heeft op de betrouwbaarheid. De gevolgen voor de betaalbaarheid zijn afhankelijk van de verhouding tussen de huidige kosten en de kosten van de vervangingen.

Gevolgen voor tariefregulering

Vervangingen van verouderde *assets* kunnen resulteren in een stijging van investeringsniveaus. De staat van het net kan verschillen tussen netbeheerders. Daardoor kan ook het niveau van vervangingsinvesteringen afwijken tussen netbeheerders. Het systeem van maatstafregulering geeft netbeheerders prikkels voor efficiënt *asset management*.

Als er een forse toename is van vervangingsinvesteringen zou dit kunnen resulteren in een gat tussen opbrengsten en uitgaven van netbeheerders, het verschil moeten netbeheerders financieren. Dat heeft een negatief effect op de financiële positie, dat is niet onmiddellijk een probleem als de netbeheerders kunnen voldoen aan de financiële ratio's zoals gedefinieerd in het Besluit financieel beheer netbeheerder. Op basis van de ons bekende gegevens is er geen aanleiding om te veronderstellen dat de investeringsgolf in de komende 3-7 jaar dermate groot is dat netbeheerders investeringen niet meer kunnen financieren.

8.3. Privatisering

Beschrijving ontwikkeling

Op dit moment zijn alle netbeheerders in Nederland volledig in publieke handen. In het Energierapport 2011 staat het voornemen om een minderheidsbelang in de landelijke netbeheerders onder te brengen bij private investeerders.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Uit gesprekken met het Ministerie van Financiën en de landelijke netbeheerders hebben wij begrepen dat een beursgang of de verkoop van een minderheidsbelang aan de orde kan zijn in de tijdspanne van dit onderzoek. Privatisering van de landelijke netbeheerders behoort daarom tot de mogelijke scenario's in de komende 3-7 jaren.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Privatisering heeft alleen gevolgen voor de landelijke netbeheerder. Een privatisering hoeft geen gevolgen te hebben voor producten, leveranciers en afnemers. Ook voor de *trias energetica* geldt dat niet is vast te stellen of er gevolgen zijn van een privatisering.

Relatie met tariefregulering

In het huidige reguleringskader ziet de NMa de netbeheerders reeds als waren het *stand alone* bedrijven. Privatisering heeft daardoor geen gevolgen voor het raamwerk van tariefregulering.

Het is aannemelijk dat publieke bedrijven eerder geneigd zijn om onrendabele projecten uit te blijven voeren dan private bedrijven. Een van de gevolgen van tariefregulering zou daardoor kunnen zijn dat de gevolgen van het te laag of te hoog vaststellen van het redelijke rendement en andere reguleringsparameters eerder zichtbaar worden. Een zorgvuldige vaststelling van het redelijk rendement blijft daarmee van belang.

Ook de informatiebehoefte van private investeerders kan anders zijn dan die van publieke aandeelhouders, vooral als de private onderneming beursgenoteerd is. Binnen de Autoriteit Consument en Markt (ACM), waar de NMa per 2013 in opgaat, is ervaring met de regulering van beursgenoteerde bedrijven waar mogelijk van geleerd kan worden.

8.4. Meetverliezen Gas

Beschrijving ontwikkeling

Meetverliezen of verschillen ontstaan wanneer het totaal gemeten volume gas bij invoeding verschilt van het totaal gemeten volume gas bij afnemers. Dit verschil kan ontstaan door fysieke lekverliezen, administratieve netverliezen, en door meeton nauwkeurigheden. In de afgelopen jaren is gediscussieerd over het allocatiemechanisme voor deze meetverschillen. Een van de mogelijke uitkomsten van deze discussie is dat reconciliatie van meetverschillen verschuift van de leveranciers naar netbeheerders.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

De NMa heeft haar visie op de allocatie van de meetverschillen opgenomen in een ontwerpbesluit. In het ontwerpbesluit komt de NMa tot de conclusie dat de netverliezen vanaf 1 januari 2014 bij de regionale netbeheerder kunnen worden opgenomen. Een verschuiving van de kosten in meeton nauwkeurigheid van leverancier naar netbeheerder is daarmee waarschijnlijk¹⁰.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Door het verschuiven van de reconciliatie krijgt de netbeheerder te maken met een kostentoe name en de leverancier met een afname van kosten. De kosten voor de meetverliezen zijn niet opgenomen in de historische gegevens van de netbeheerder. Naast de kosten van de meetverliezen zelf ontstaan kosten die gemoeid zijn met de uitvoering van nieuwe taken.

Relatie met tariefregulering

Wanneer de kosten van meetverliezen daadwerkelijk worden verschoven van leverancier naar netbeheerder, komen de kosten met een vertraging via de maatstaf terug in de inkomsten van de regionale netbeheerders. De meetverliezen zijn mogelijk niet gelijk verdeeld over netbeheerders. Daardoor kunnen structurele kostenverschillen ontstaan en tarieffluctuaties door een verdragde aanpassing aan de kostenverandering. Het is ons niet bekend wat de omvang van de kosten is.

Als deze kosten substantieel en goed te onderscheiden zijn zou de NMa kunnen overwegen om de verwachte kostenverandering op te nemen in het verwachte efficiënte kostenniveau. Als bij aanvang van de reguleringsperiode er nog geen duidelijkheid is over wie de meetverliezen draagt, zou de NMa in het methodebesluit een formulering kunnen opnemen dat deze kosten nagecalculeerd zullen worden. Ook daarvoor geldt dat dit alleen een wenselijke oplossing is als de kosten substantieel zijn en duidelijk te onderscheiden.

8.5. Fusies en herkaveling

Beschrijving ontwikkeling

In de afgelopen jaren zijn een aantal kleinere netbeheerders opgegaan in grotere netbeheerders.

De elektriciteitsnetten en gasnetten van netbeheerders overlappen niet altijd. Dit betekent dat in dezelfde plaats twee netbeheerders actief zijn. De uitruil van netten staat daarom sinds enige jaren op de agenda.

¹⁰ Ontwerpbesluit NMa 103640/20 - Wijziging technische voorwaarden inzake de administratieve volumehetleiding en beperking lekverliezen voor gas

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Wij verwachten dat er vanuit grotere netwerkbedrijven interesse blijft in kleinere spelers. Herkaveling in een aantal specifieke gebieden is denkbaar.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

De gemiddelde omvang van netwerkbedrijven zal toenemen, het aantal netwerkbedrijven neemt af.

Relatie met tariefregulering

Bij de beschrijving van maatstafconcurrentie schreven wij dat een van de randvoorwaarden is dat netbeheerders niet strategisch kunnen samenspannen. Hoe groter het aantal netbeheerders, hoe kleiner de mogelijkheden daartoe zijn.

Als het aantal netbeheerders verder afneemt zou de NMa kunnen overwegen om de vergelijking uit te breiden naar andere landen, bijvoorbeeld Duitsland. De ervaring leert dat de uitvoering van een kwalitatief goede internationale benchmark een tijdrovend proces is. Wij adviseren de NMa dan ook om tijdig te beginnen met de opzet van een dergelijke benchmark.

8.6. Leveranciersmodel

Beschrijving ontwikkeling

Leveranciers zijn in Nederland aangewezen als de partij die verantwoordelijk zijn voor het contact met de klant. Dit betekent dat afnemers bijvoorbeeld geen factuur meer ontvangen van de netbeheerder. De invoering van het leveranciersmodel vereist aanzienlijke aanpassingen in de werkprocessen van netbeheerders en leveranciers.

Onze visie

Ontwikkeling in de komende 3-7 jaar

Het leveranciersmodel voor kleinverbruikers gaat van kracht per 1 april 2013.

Gevolgen voor producenten, netbeheerders, leveranciers en afnemers en de 'trias energetica'

Leveranciers en netbeheerders moeten investeren in systemen en processen om het model mogelijk te maken. Op termijn is het de verwachting dat de kosten van netbeheerders dalen omdat een deel van de kosten van dienstverlening verschuift naar de leverancier. Het model is er voor bedoeld om de dienstverlening aan kleinverbruikers te verbeteren.

Relatie met tariefregulering

Regionale netbeheerders ontvangen in de maatstaf een vergoeding voor de extra investeringskosten van het leveranciersmodel. Een kostenverandering werkt echter met enige vertraging door in de maatstaf en de tarieven van de netbeheerders. Het is vooraf moeilijk in te schatten wat de kosten zijn die gemoeid zijn met de leveranciersverplichting. Door een nacalculatie toe te passen kan het verschil tussen kosten en tarieven zo veel als mogelijk beperkt worden. Door niet de werkelijke kosten van een netbeheerder maar de maatstaf na te calculeren blijven er efficiëntieprikkels om deze kosten te beperken. Een dergelijke nacalculatie zou zowel aan het einde van een reguleringsperiode of jaarlijks gedurende een reguleringsperiode kunnen plaatsvinden. Door de nacalculatie passen de tarieven zich sneller aan bij de ontwikkeling van de kosten.

9. Conclusies

Dit hoofdstuk bevat de algemene conclusies van het onderzoek. Voor een samenvatting van de belangrijkste inzichten per ontwikkeling zoals neergelegd in de eerdere hoofdstukken verwijzen wij naar de management samenvatting. De managementsamenvatting bevat tevens onze aanbevelingen.

Onzekerheid over de timing van ontwikkelingen

Over het beeld van de energiesector op de lange termijn bestaat meer overeenstemming dan over dat beeld op de korte termijn. Voor een ontwikkeling als elektrisch vervoer geldt dat het waarschijnlijk is dat ooit het merendeel van de voertuigen een elektrische aandrijving zal hebben. Over het moment waarop dat gaat plaatsvinden is echter veel onzekerheid. Dit geldt ook voor bijvoorbeeld het gebruik van het gasnetwerk. Fossiele brandstofvoorraden zoals aardgas zijn eindig. Het staat dan ook vast dat deze in de toekomst minder gebruikt zullen worden, maar de vraag is wanneer dat gaat gebeuren.

De impact en waarschijnlijkheid van ontwikkelingen

De onzekerheid over ontwikkelingen maakt de taak van de NMa niet makkelijk. Welke ontwikkelingen vragen om aanpassingen in de methodiek en voor welke is dat (nog) niet nodig? Naar onze mening zou de NMa zich vooral moeten richten op ontwikkelingen waarvan de impact op netbeheerders, afnemers of de *trias energetica* groot is en waarbij de kans dat de ontwikkeling zich voordoet ook groot is.

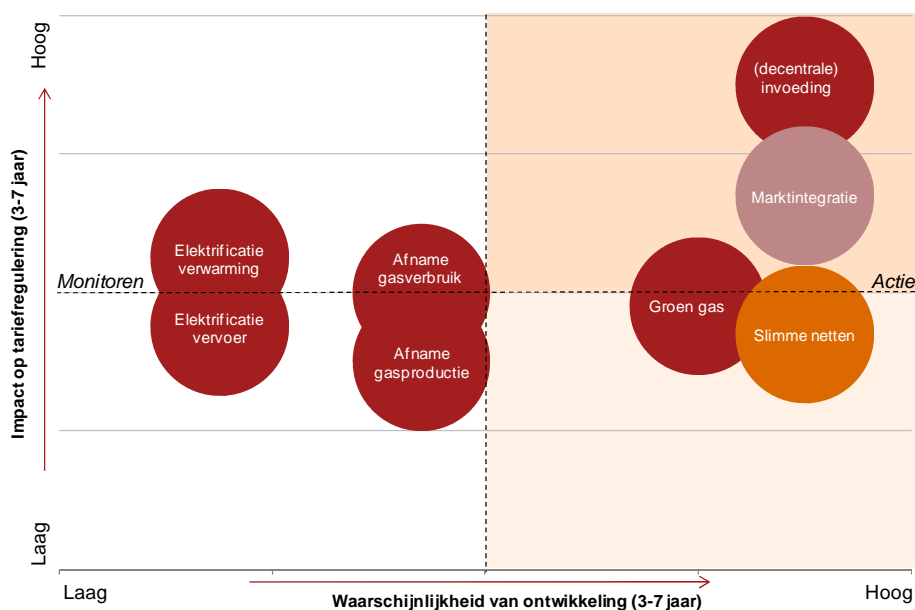
In figuur 9.1 hebben wij aan de hand van beide dimensies weergegeven hoe de geïdentificeerde ontwikkelingen zich tot elkaar verhouden. De impact op tariefregulering in de figuur is afhankelijk van de mate waarin een ontwikkeling voldoet aan de vier toetsingscriteria. Als een ontwikkeling bijvoorbeeld leidt tot een relatief groot structureel kostenverschil tussen regionale netbeheerders (het eerste criterium) dan scoort de ontwikkeling hoog op de dimensie impact. Het is overigens in het kader van dit onderzoek niet altijd mogelijk gebleken om de impact exact te kwantificeren. De figuur geeft een gestileerd beeld van onze opinie over de ontwikkelingen. Onderstaand vatten wij per ontwikkeling samen wat onze visie is op de waarschijnlijkheid van de ontwikkeling en de gevolgen van de ontwikkeling voor tariefregulering.

Voor *regionale netbeheerders* is decentrale invoeding het belangrijkste aandachtspunt. Decentrale invoeding heeft in de afgelopen jaren een groei doorgemaakt en wij verwachten dat deze groei in de toekomst zal doorzetten. De waarschijnlijkheid is daarmee hoog en in kwantitatieve zin is de financiële impact op netbeheerders ook groot. Netbeheerders moeten hun netwerk aanpassen om de groei van decentrale invoeding in te passen. De extra kosten die hiervoor gemaakt worden komen via de maatstaf slechts voor een deel tot uitdrukking in de tarieven en inkomsten van de netbeheerders die de investering doen. De kans is klein dat elektrificatie van verwarming een grote toename zal laten zien in de komende drie tot zeven jaar alleen al door het feit dat vooral nieuwbouwwoningen van alternatieve verwarmingsbronnen worden voorzien. Het aantal nieuwbouwwoningen in de komende periode maakt naar verwachting slechts een beperkte groei door. Mede door de elektrificatie van verwarming van woningen kan het gasverbruik afnemen. Het aantal groen gasaansluitingen neemt naar verwachting toe.

Voor de *landelijke netbeheerders* zijn de veranderingen die voortkomen uit de Europese integratie het meest ingrijpend. Dit heeft gevolgen voor de manier waarop omzet gegenereerd wordt, daarnaast moeten netbeheerders investeren om de Europese integratie tot stand te brengen. Investerings van de landelijke netbeheerders worden voornamelijk gedreven veranderingen in de productiemix van elektriciteit en de bronnen van gas.

Voor een aantal ontwikkelingen geldt dat ze in potentie een impact kunnen hebben maar dat daar nog veel onduidelijkheid over is. Wij stellen voor om de activiteiten van netbeheerders op dit gebied actief te monitoren.

Figuur 9.1. Impactanalyse van ontwikkelingen op tariefregulering



Stabiliteit versus flexibiliteit van het reguleringskader

In het licht van de vele ontwikkelingen die wij signaleren is de lijst met mogelijke knelpunten naar onze mening beperkt. De tariefregulering is dus goed in staat om met een diversiteit aan veranderingen om te gaan. Voor de regionale netbeheerders komt dit mede door het systeem van maatstafregulering. Dit systeem is geschikt om veranderingen waar de hele sector mee te maken heeft op te vangen.

Het systeem van maatstafregulering kan minder goed omgaan met veranderingen die ongelijk zijn verdeeld over netbeheerders. Een goed voorbeeld hiervan is decentrale invoeding. Decentrale invoeding resulteert in kostenverschillen tussen netbeheerders. In de afgelopen jaren is het, mede door het wettelijk kader, moeilijk gebleken om een vergoeding voor deze kosten op te nemen in de regulering ondanks de urgentie van het probleem zoals blijkt uit de significante kostenverschillen tussen netbeheerders. Naar de toekomst toe is het denkbaar dat kostenverschillen tussen netbeheerders verder gaan toenemen, bijvoorbeeld als de elektrificatie van vervoer en verwarming zich ongelijk ontwikkelen tussen netbeheerders, maar de financiële impact van deze ontwikkeling is voorlopig nog beperkt.

Netbeheerders spelen een centrale rol in de energieketen. Acties van netbeheerders kunnen daardoor positieve effecten hebben op afnemers, producenten en de *trias energetica*. In de tariefregulering worden positieve effecten voor andere spelers in de keten niet altijd beloond. Regulering zou meer kunnen bijdragen om (potentiële) knelpunten elders in de keten op te lossen. Een goed voorbeeld is het faciliteren van het transport van groen gas en mogelijke overstort naar het RTL-net van GTS. Slimme netten kunnen er toe bijdragen dat efficiënt gebruik wordt gemaakt van de energie-infrastructuur. Wij constateren dat netbeheerders vaak een maatschappelijke verantwoordelijkheid voelen om dergelijke activiteiten uit te voeren, maar dat zij daartoe geen financiële prikkel hebben. Een van de redenen hiervoor is dat de tariefregulering zich thans vooral richt op de bedrijfsvoering van de netbeheerder en niet op de bredere maatschappelijke impact van netbeheerders.

Vragen over de rol en taken van de netbeheerder

In de interviews hebben partijen zich niet beperkt tot voor tariefregulering relevante observaties. In de gesprekken over ontwikkelingen in de energiesector bleek dat er ook vragen zijn over het wettelijk kader of de invulling daarvan. Een veelbesproken onderwerp is de rol van de regionale netbeheerder. Wat is zijn rol in

‘slimme’ toepassingen op het gebied van netten? Gaat de netbeheerder een rol spelen in het inschakelen en uitschakelen van productie en afname in regionale netten en zullen tarieven van netbeheerders tijdsafhankelijk worden? Wat is de rol van netbeheerders op het gebied van elektrisch rijden? Ook op landelijk niveau spelen dergelijke vragen, er is bijvoorbeeld nog geen duidelijkheid over de vraag wie een net op zee gaat aanleggen.

Rol van de NMa

De in dit rapport beschreven ontwikkelingen hebben gevolgen voor de rol van de NMa. Dat is goed zichtbaar bij de Europese integratie, waar vooral de landelijke netbeheerders mee te maken hebben. Het aantal Europese overlegorganen en samenwerkingsverbanden is toegenomen waardoor de reguleringsmethode steeds meer afhankelijk is van op Europees niveau genomen beslissingen. Op verschillende plekken hebben wij geconstateerd dat ontwikkelingen resulteren in investeringen. Het netbeheer is zeer kapitaalintensief, de doelmatigheid van de bedrijfsvoering is daardoor zeer afhankelijk van investeringskeuzes die netbeheerders maken. Dit betekent dat juist gedurende een periode met veel investeringen de rol van de toezichthouder van belang is. In de managementsamenvatting hebben wij aanbevelingen opgenomen over hoe de NMa een goede invulling aan deze rol kan geven.

A. Geïnterviewde partijen

Partij:	Vertegenwoordigd door:	Datum:
Ministerie van Economie, Landbouw & Innovatie (EL&I)	Dhr. R. Jansen	03 april 2012
Liander N.V.	Dhr. P. Corton & Dhr. E. Hooykaas	05 april 2012
Westland Infra	Dhr. A. v. Scheijndel	06 april 2012
Enexis B.V.	Dhr. J. Blommaert	10 april 2012
PAWEX	Dhr. M. Scholten	10 april 2012
Delta Netwerkbedrijven (DNWB)	Dhr. H. de Groot & Dhr. A. Jongepier	10 april 2012
Tennet B.V.	Mevr. Y. Gremmen	10 april 2012
LTO Noord Glaskracht	Dhr. R. v.d. Valk	12 april 2012
E Decentraal	Dhr. R. de Bruijne	12 april 2012
DE Koepel	Mevr. M. Eikelenburg	12 april 2012
VEMW	Dhr. H. Grünfeld, Dhr. F. v.d. Velde & Dhr. J. v.d. Worp	13 april 2012
Gas Transport Services (GTS) B.V.	Dhr. D. Zelhorst & Dhr. F. Gräper	13 april 2012
Stedin B.V.	Dhr. D. Duisenberg, Dhr. A. v.d. Bie & Mevr. K. v. Beek	16 april 2012
Ministerie van Financiën	Dhr. E. Houtman, & Dhr. M. v.d. Pol	17 april 2012
Consumentenbond	Dhr. M. Karskens	19 april 2012
Energie Nederland	Dhr. A. Jurjus & Dhr. E. Wagschal	20 april 2012

B. Referenties

CE Delft & Kema 2012. *Maatschappelijke kosten en baten van intelligente netten*.

Centraal Planbureau (CPB) 2011a. *Analyse Routekaart 2050*.

Centraal Planbureau (CPB) 2011b. *Optimal regulation under unknown supply of distributed generation*. CPB Discussion Paper, 192.

Gas Transport Services (GTS) 2011. *Rapport Voorzieningszekerheid Gas 2011*.

Europese Commissie 2011. *Roadmap for moving to a low-carbon economy in 2050*.

Kema 2010. *Integratie van windenergie in het Nederlandse elektriciteitssysteem in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt, eindrapport revisie*.

International Energy Agency 2011. *World Energy Outlook 2011*.

Ministerie van EL&I en I&M 2011. *Green deal van Groen Gas Forum met de Rijksoverheid*.

Netbeheer Nederland 2009. *Smart grids 2025*.

Netbeheer Nederland 2011. *Net voor de Toekomst*.

Planbureau voor de leefomgeving 2009. *Elektrisch autorijden. Evaluatie van transitie op basis van systeemopties*.

Planbureau voor de leefomgeving 2011. *Verkenning van routes naar een schone economie in 2050. Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden*.

Planbureau voor de leefomgeving 2012. *Naar een duurzamere warmtevoorziening van de gebouwde omgeving in 2050*.

PricewaterhouseCoopers 2009. *Investerings in energienetwerken onder druk? Een beoordeling van het reguleringskader*.

PricewaterhouseCoopers 2011. *Inventarisatie van verschillende afzetroutes voor groen gas*.

Rijksoverheid 2010. *Net op Zee*.

Rijksoverheid 2011. *Energierapport 2011*.

Rijksoverheid 2012. *Lenteakkoord 2012*.

Schleifer, A. 1985. A theory of yardstick competition, *Rand Journal of Economics*, Vol. 16, n.3.

Gebruikte bronnen internationale vergelijking:

ADEME 2012. *Ademe 20 years, Ademe yesterday, today and tomorrow*.

Agentschap NL 2011. *Hoe smart is Frankrijk?* Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie.

Brattlegroup 2010. *International examples of gas infrastructure regulation*.

-
- Brunekreeft, G. 2011. *Regulation and network investment: what happens in Germany?* Bremer Energie Institut, Jacobs University Bremen, presentatie Amsterdam 6 June 2011.
- Bundesnetzagentur 2011. *Elektromobilität – Stand der Diskussion, Regulierungsbedarf und andere Weiterungen.*
- Bundesnetzagentur 2011. *Smart Grid und Smart Market, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.*
- Bundesregierung 2009. *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilitaet.*
- Bundesregierung 2010. *Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV).*
- Bundesregierung 2010. *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV).*
- Commission de Régulation de l’Energie (CRE) 2010. *Annual Report*
- Council of European Energy Regulators (CEER), 2011. *CEER status review of regulatory approaches to smart electricity grids.*
- Electricity Networks Strategy Group (ENSG) 2010. *Smart Grid Routemap*
- Green Gas Grids 2012. *Overview of biomethane markets and regulations in partner countries.*
- National Grid 2012. *RIIO-T1 Business plan.*
- Ofgem 2010. *Handbook for implementing the RIIO model.*
- Ofgem 2011. *Decision on strategy for the next transmission and gas distribution price controls - RIIO-T1 and GD1 Financial issues.*
- Ofgem 2011. *LCN Fund, Creating Britain’s low carbon future. Today.*
- Ofgem, 2012. *Cover letter; The Smart Grids Forum – First year Report and Publication of the Smart Grid Evaluation Framework Final Report.*

C. Lijst van afkortingen

Afkorting:	Beschrijving:
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i>
BCM	<i>Billion Cubic Metres (Miljard kubieke meter)</i>
BNP	Bruto Nationaal Product
CA	Consumenten Autoriteit
CAM	<i>Capacity Allocation Mechanisms</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditures (Kapitaalkosten)</i>
CBB	College van Beroep voor het Bedrijfsleven
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
CCS	<i>Carbon Capture and Storage (CO₂-afvang en opslag)</i>
CMP	<i>Congestion Management Procedures</i>
CPB	Centraal Planbureau
CO ₂	<i>Carbon Dioxide (Koolstofdioxide)</i>
EC	Europese Commissie
EPC	Energie Prestatie Coëfficiënt
EL&I	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
ENTSO	<i>European Network Transmission System Operators</i>
EU	Europese Unie
GAW	Gestandaardiseerde Activawaarde
GTS	Gas Transport Services, beheerder van het landelijk gastransportnet in Nederland
HRe-ketel	Hoogrendementsketel die zelf elektriciteit opwekt
ICT	Informatie- en Communicatie Technologie
IEA	<i>International Energy Agency</i>
KCD	Kwaliteit en Capaciteitsdocument

LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> (Vloeibaar aardgas)
MKBA	Maatschappelijke Kosten Baten-Analyse
Mln	Miljoen
MW(e)	Megawatt (energie)
Nm ³	<i>Normal cubic meter</i> (normale kubieke meter), standaard eenheid voor het meten van aardgas
NMA	Nederlandse Mededingingsautoriteit
Ofgem	<i>Office of the Gas and Electricity Markets</i> , toezichthouder op de energiemarkt in het VK
OPEX	<i>Operating Expenditures</i> (Operationele kosten)
ORV	Objectiveerbaar Regionaal Verschil
PCI	<i>Projects of Common Interest</i>
PJ	<i>Petajoule</i>
PV	<i>Photovoltaics</i> (fotovoltaïsch), methode om elektriciteit te genereren met zonne-energie
R&D	<i>Research and Development</i>
RNB	Regionale Netbeheerder
RTL	Regionaal Transport Leiding-net
SDE	Subsidieregeling Duurzame Energieproductie
SO	Samengestelde Output
TenneT	Beheerder van het landelijk elektriciteitsnet in Nederland
TNO	Nederlandse Organisatie voor Toegepast-Natuurwetenschappelijk Onderzoek
TSO	<i>Transmission System Operator</i> (landelijk netbeheerder)
UI	Uitbreidingsinvestering
VK	Verenigd Koninkrijk
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Gewogen gemiddelde kosten van het vermogen)
WKK	Warmte-Krachtkoppeling installatie
WKO	Warmte-Koude Opslag