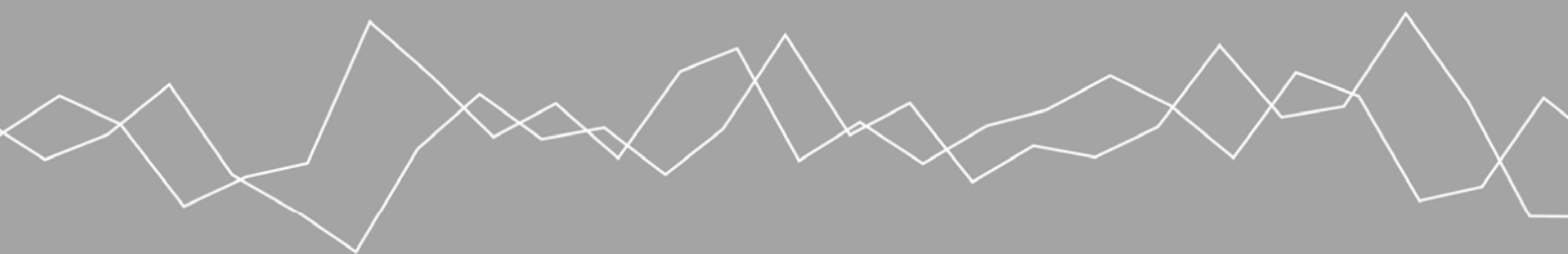


Relatie tussen de gas- en elektriciteitsmarkt vanuit mededingingsperspectief



Amsterdam, juli 2008
In opdracht van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa)

De relatie tussen de gas- en elektriciteitsmarkt vanuit mededingingsperspectief

Discussienota

Michiel de Nooij
Sjak Lomme (SLEA)



seo economisch onderzoek

“De wetenschap dat het goed is”

SEO Economisch Onderzoek doet onafhankelijk toegepast onderzoek in opdracht van overheid en bedrijfsleven. Ons onderzoek helpt onze opdrachtgevers bij het nemen van beslissingen. SEO Economisch Onderzoek is gelieerd aan de Universiteit van Amsterdam. Dat geeft ons zicht op de nieuwste wetenschappelijke methoden. We hebben geen winstoogmerk en investeren continu in het intellectueel kapitaal van de medewerkers via promotietrajecten, het uitbrengen van wetenschappelijke publicaties, kennisnetwerken en congresbezoek.

SEO-rapport nr. 2008-40

ISBN 978-90-6733-440-1

Copyright © 2008 SEO Economisch Onderzoek Amsterdam. Alle rechten voorbehouden. Het is geoorloofd gegevens uit dit rapport te gebruiken in artikelen en dergelijke, mits daarbij de bron duidelijk en nauwkeurig wordt vermeld.

Inhoudsopgave

Samenvatting en conclusie.....	i
Voorwoord.....	v
1 Inleiding tot het onderzoeksgebied.....	1
2 Onderzoeksvraag.....	3
3 Analytisch kader.....	5
4 Relatie tussen de gas- en elektriciteitsmarkt.....	9
4.1 Verschillen tussen gas en elektriciteit.....	9
4.2 Relaties tussen gas en elektriciteitsmarkt.....	10
4.3 Type gascontracten.....	11
5 Uitwerking: verschillen en relaties tussen de gas- en elektriciteitsmarkt.....	15
5.1 Inleiding.....	15
5.2 Homogeen goed?.....	15
5.3 Een groot aantal aanbieders?.....	19
5.4 Een groot aantal vragers?.....	19
5.5 Transparantie en onzekerheid.....	23
5.6 Vrije toe- en uittreding?.....	28
5.7 Beleidsmaatregelen voor verbetering gasmarkt.....	31
5.8 Conclusie.....	35
Bijlage A Verschillen in ontwerp gas- en elektriciteitsmarkt.....	39
Bijlage B Verschillen tussen de dominante contractvormen voor eindverbruikers elektriciteit en gas.....	41
Bijlage C Toelichting kostencomponenten voor levering van aardgas.....	43
Bijlage D Vragen besproken tijdens de workshops.....	45

Samenvatting en conclusie

In dit rapport bespreken we een aantal relaties tussen de elektriciteits- en gasmarkt die in (potentie) voor problemen zorgen en geven mogelijke oplossingen hiervoor aan. De belangrijkste onderzoeksvraag hierbij is:

Wat is de relatie tussen de gas- en de elektriciteitsmarkt vanuit mededingingsperspectief?

In hoofdstuk 2 werken we deze onderzoeksvraag verder uit. Hierbij ligt de focus op welke manier de structuur, de regulering en het gedrag op de ene markt de marktwerking op de andere markt beïnvloedt, hoe dergelijke knelpunten opgelost kunnen worden en de rol van de overheid daarin.

In hoofdstuk 3 hebben we het analytisch kader uitgewerkt. Hierbij zijn zowel de voorwaarden voor goede marktwerking uitgewerkt (homogene goederen; groot aantal aanbieders; groot aantal vragers; volledige transparantie; vrije toe- en uittreding) als de verstoringen die optreden als deze voorwaarden geschonden worden (statische en dynamische inefficiëntie, waarbij binnen statische efficiëntie weer productieve en allocatieve efficiëntie onderscheiden worden).

In hoofdstuk 4 (en een aantal bijlagen) zijn de verschillen tussen de gas- en de elektriciteitsmarkt uitgewerkt. In hoofdstuk 5 hebben we de interacties tussen beide markten uitgewerkt. Gezien de onderzoeksvraag is het logisch dat hierbij de focus ligt op de knelpunten tussen beide markten. Aan het slot van hoofdstuk 5 plaatsen we deze knelpunten in perspectief, dat wil zeggen we kijken naar hoe de knelpunten tussen de markten zich verhouden ten opzichte van knelpunten op iedere markt afzonderlijk.

De belangrijkste bevindingen zijn:

- De structuur, de regulering en het gedrag van de gasmarkt voldoen minder goed aan de voorwaarden voor goede marktwerking dan de structuur, de regulering en het gedrag op de elektriciteitsmarkt. Met andere woorden, de marktwerking op de gasmarkt is minder ver ontwikkeld dan de marktwerking op de elektriciteitsmarkt. Marktpartijen geven ook aan dat vooral verbetering van de gasmarkt belangrijk is. Dit komt alle afnemers ten goede, ook de elektriciteitsproducenten. De onvolkomenheden op de gasmarkt lijken vooral effect te hebben op het algemene kostenniveau en niet op de werking van de elektriciteitsmarkt, al zijn er een aantal (kleine) specifieke verstoringen op de elektriciteitsmarkt;
- De onvolkomen marktwerking op de gasmarkt zorgt waarschijnlijk voor hogere kosten dan nodig, gasgestookte elektriciteitsproducenten hebben hier last van. Omdat de kosten uiteindelijk door de afnemers worden gedragen, heeft ook de rest van het bedrijfsleven en de consumenten hier last van. Een deel van de problemen wordt al erkend en er wordt aan gewerkt:¹
 - het integreren van verschillende gaskwaliteiten;
 - het introduceren van een eenvoudiger en meer marktconform systeem voor het in balans houden van het gastransportnet met stuurinformatie en marktconforme onbalansprijzen;
 - het beter benutten van de capaciteit van de gastransportleidingen;

¹ Ministerie van Economische Zaken (2008) Brief aan De Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal: Nederlandse gasmarkt: modernisering van de spelregels, 18 februari.

- het verplicht afleveren van gas op TTF (het samenvoegen van vele kleine afleverplaatsen tot één grote);
- het wegnemen van de onbeheersbare kredietrisico's voor kopers van gas op TTF.

Hoewel het een positieve ontwikkeling is dat er aan oplossingen gewerkt wordt, kan verdergaande actie wenselijk blijken, bijvoorbeeld met het oog op de snelheid. Daarbij zou een rol voor de NMa kunnen bestaan.

Elektriciteitsproducenten hebben hogere kosten door de onvolkomen werking van de gasmarkt. Grote producenten slagen er dankzij portefeuillemanagement steeds beter in om TTF producten te combineren met meer traditionele leveringscontracten met take-or-pay verplichtingen. Onbalansposities zijn kostbaar maar kunnen worden doorberekend aan de klanten.

Ook kleine producenten werken soms met TTF prijzen (waarbij de participatie op TTF indirect is, dat wil zeggen via de gasleverancier), maar hebben beduidend meer moeite met portefeuillemanagement vanwege de geringe schaal. De TTF producten zijn te groot voor bijvoorbeeld 5 MW gasmotoren. Exploitanten moeten dan veel energie steken in het vinden van medekopers en onderlinge afstemming. Kleine producenten slagen er nauwelijks in om toegang te krijgen tot daggasprijzen terwijl ze elektriciteit wel kunnen optimaliseren op kwartierbasis. Kleine producenten vrezen dat ze hierdoor regelmatig waarde laten liggen.

- Duidelijk is dat het verschil in schaalgrootte, samenstelling van de portefeuille en/of (contract)positie (o.a. met betrekking tot import- en conversiecapaciteit) tussen de producenten een belangrijke rol speelt.
 - Als kleine producenten hier meer last van hebben dan kan dit de toetreding op de elektriciteitsmarkt belemmeren.
- Marktpartijen gaven aan dat de knelpunten die in hoofdstuk 5 geanalyseerd zijn, meestal te klein of sporadisch optreden om vanuit de gasmarkt de *marktwerking* op de elektriciteitsmarkt substantieel te verstoren.
- De elektriciteitsmarkt beïnvloedt de gasmarkt veel minder dan andersom. De structuur, de regulering en het gedrag op de elektriciteitsmarkt lijken de gasmarkt niet of nauwelijks negatief te beïnvloeden.
- Verbetering van de elektriciteitsmarkt lijkt dan ook weinig effect op de werking van de gasmarkt te zullen hebben.
- De marktwerking kan op diverse manieren worden verbeterd. Zoals hierboven betoogd zal hierbij de meeste aandacht naar de gasmarkt uit dienen te gaan. Een goede en snelle oplossing is belangrijk.²

Daarnaast kan de overheid de werking van de gasmarkt verbeteren door de flexibiliteit van het Groningengasveld beter toegankelijk te maken. GasTerra heeft hier nu exclusief toegang toe en heeft hierdoor een positie die als dominant wordt ervaren op de voor de gasmarkt belangrijke deelmarkt van flexibiliteit.

Ook kan de overheid de toegang tot bronnen van gas vergroten. Hierbij is het nodig kritisch

² Merk op dat al sinds meerdere jaren aangegeven wordt dat een meer marktconform balanceringsregime gewenst is. Aandacht voor de snelheid waarmee een oplossing geïmplementeerd kan dan ook nuttig zijn.

te kijken naar het kleineveldenbeleid, waar exploitanten van een klein veld nu meestal via GasTerra hun gas vermarkten, wat de positie van GasTerra verder versterkt. Het vergroten van de toegang tot importcapaciteit maakt dat buitenlands gas beter beschikbaar komt voor de Nederlandse markt. Tot slot is het vergroten van de verhandelbaarheid van gas voor de eindverbruikers een goede stap op weg naar meer efficiëntie. Deze komt waarschijnlijk al een stap dichterbij als de onbalansrisico's beter beheersbaar zijn dan nu.

Voorwoord

Voor dit rapport zijn we veel dank verschuldigd aan diverse medewerkers van marktpartijen die bereid waren hun kennis en inzichten te delen tijdens een van de drie georganiseerde workshops of door een conceptnotitie te becommentariëren. We zijn dank verschuldigd aan (in alfabetische volgorde): Marcel Brouwer (AkzoNobel), Elwin Delfgaauw (Electrabel), Martijn van Gemert (Nuon), Michel Groeneveld (Eon Benelux), Berrie van der Merbel (Eon Benelux), Frank Nobel (TenneT), Boudewijn Reniers (VOEG), Rainier Stolk (RWE), Rob van der Valk (Productschap Tuinbouw/Glaskracht), Theo de Waal (Essent), Jean-Pierre Wever (Gaz de France), Rob Wilbrink (GasTerra) en Jacques van de Worp (VEMW).

Vanuit de opdrachtgever danken we de begeleiders: Machiel Mulder, Marcel Vermeulen en Meinoud Hehenkamp.

Uiteraard zijn alleen de auteurs verantwoordelijk voor de eindresultaten en conclusies.

1 Inleiding tot het onderzoeksgebied

De gas- en de elektriciteitsmarkt zijn allebei sinds enige jaren geliberaliseerd. De liberalisering is in een aantal stappen gegaan, waarbij de gasmarkt vaak iets volgde op de elektriciteitsmarkt. De grootste wettelijke stappen zijn gezet, al wil dit niet zeggen dat het wettelijk kader al af is. Zo heeft de minister van Economische Zaken op 18 februari een brief naar de Kamer gestuurd waarin ze aangeeft een wijziging van de gaswet voor te bereiden. De wijziging is bedoeld om vier maatregelen door te voeren om de liquiditeit van de Nederlandse gasmarkt te vergroten en de Nederlandse markt beter te integreren in de Noordwest-Europese gasmarkt.³ In die brief werden de volgende concrete beleidsmaatregelen genoemd: het integreren van de verschillende gaskwaliteiten, een eenvoudiger balanceringsstelsel voor het gastransportnet, het beter benutten van de capaciteit van de gastransportleidingen en het samenvoegen van de kleine afleverplaatsen tot één grote.⁴ Een deel van deze maatregelen is bij het afronden van dit onderzoek al duidelijk, en over een ander deel is nog onduidelijk hoe dit precies ingevuld gaat worden.⁵

Het feit dat er marktwerking is geïntroduceerd, betekent nog niet dat er ook sprake is van goede concurrentie.⁶ Zo worden zowel de gas- als de elektriciteitsmarkt onder andere gekenmerkt door gedeeltelijke verticale integratie tussen een beperkt aantal partijen. De NMa volgt de ontwikkelingen op deze twee markten dan ook nauwgezet. In het kader hiervan stelt de NMa jaarlijks een monitor op voor de gas- en de elektriciteitsmarkt.⁷ In deze monitoren wordt de ontwikkeling van iedere markt beschreven en geanalyseerd, en worden aandachtspunten voor beleid en toezicht geformuleerd. Dit rapport verkent de *interactie* tussen de gas- en elektriciteitsmarkt.

Gezien de structuur van de Nederlandse energiesector is aandacht voor de interactie logisch. Immers, de Nederlandse elektriciteitsproductie wordt gekenmerkt door een (in vergelijking met andere landen) zeer hoog aandeel gasgestookte elektriciteitsproductievermogen. In de piekuren wordt de prijs van elektriciteit nagenoeg geheel bepaald door de vraagprijs van gasgestookte elektriciteitscentrales. De vraagprijs van deze centrales in een marktomgeving zal in belangrijke mate afhangen van de marginale kosten. De brandstofkosten maken hier een groot deel van uit.

Flexibiliteit om op schommelingen in de vraag naar elektriciteit in te spelen komt van oudsher van gasgestookte elektriciteitscentrales. In toenemende mate komt de flexibiliteit ook van gasmotoren opgesteld bij tuinders.⁸ De voorwaarden die de gasleveranciers stellen aan de elektriciteitsproducenten (zoals take-or-pay verplichtingen), zijn mede bepalend voor de

³ Minister van Economische Zaken (2008) Nederlandse gasmarkt: Modernisering van de spelregels, brief aan de Tweede Kamer.

⁴ VOEG heeft namens de energiehandelaren positief gereageerd op deze voornemens, al dringt ze aan op meer snelheid. Zie VOEG (2008) VOEG verheugd met de goede voornemens van EZ voor verbetering van de gasmarkt, reactie op brief van de minister 'Nederlandse gasmarkt: Modernisering van de spelregels'.

⁵ Zo gaat conversiecapaciteit gesocialiseerd worden, waarmee de integratie van de verschillende gaskwaliteiten gerealiseerd is. Over het balanceringsregime wordt nog intensief gediscussieerd.

⁶ Op concurrentie gaan we in hoofdstuk 3 in.

⁷ DTe (2007) Marktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmonitor voor elektriciteit in 2006.

DTe (2007) Gasmarktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmonitor gas in Nederland in 2006.

marginale kosten van gasgestookte elektriciteitsproductie en kunnen daarmee een sterke invloed hebben op het productiegedrag van de betreffende installaties.

Maar de relatie werkt ook de andere kant op: elektriciteitsproducenten zijn verantwoordelijk voor een substantieel deel van de afname van gas, en zijn door hun omvang en flexibiliteit verantwoordelijk voor een relatief groot deel van de prijselasticiteit.

Een andere reden om de relatie tussen gas- en elektriciteitsmarkt te onderzoeken is dat er recent een aantal publicaties is verschenen waarin werd betoogd dat de regels en contracten op de gasmarkt de concurrentie op de elektriciteitsmarkt beïnvloeden. Een voorbeeld van dergelijke beïnvloeding is dat voor relatief efficiënte centrales langetermijncontracten worden gesloten met take-or-pay voorwaarden, en dat relatief inefficiënte centrales zich exclusief richten op de kortetermijnmarkt (de TTF markt). Als vervolgens de gasprijs daalt, dan kan de uitkomst zijn dat de inefficiënte centrale wel aanstaat, maar de efficiënte centrale niet. Dergelijke uitkomsten zijn vanuit het oogpunt van marktwerking en voor de elektriciteitsafnemers ongewenst.⁹

In het kader van dit onderzoek is het belangrijk om:

- te identificeren welke structuurkenmerken, regels en gedragingen op de ene markt de andere markt negatief beïnvloeden;
- hun impact in te schatten: knelpunten met veel impact (die hoge kosten veroorzaken) moeten eerder aangepakt worden dan knelpunten met weinig impact;
- de oorzaak te achterhalen: Is er een knelpunt met de marktwerking, dus zijn regels en structuur zo dat rationeel gedrag van individuele partijen toch tot een maatschappelijk onwenselijke uitkomst leidt? Of is er sprake van irrationeel gedrag, dus hebben producenten een onjuiste beslissing genomen? Of is er sprake van onzekerheid of intransparantie waardoor marktpartijen een beslissing maken die achteraf niet de optimale blijken?
- wat zijn mogelijke oplossingen?

Leeswijzer

Hoofdstuk 2 geeft de vraagstelling. Hoofdstuk 3 gaat in op de voorwaarden die voor goede marktwerking nodig zijn. Dit is het analytisch kader voor de rest van het rapport. Hoofdstuk 4 beschrijft de interactie tussen de gas en elektriciteitsmarkt. Hoofdstuk 5 analyseert knelpunten. De eerste conclusies van het onderzoek worden weergegeven in hoofdstuk 5.8.

⁸ Door een toenemend opgesteld vermogen aan windenergie nemen de totale schommelingen en de vraag naar flexibele elektriciteitsproductie toe. Dus ook de grote (gasgestookte) centrales die van oudsher veel flexibiliteit leveren blijven dit doen.

⁹ Zie bijvoorbeeld John Woodley; Nederlandse gasmarkt mist onbalansmarkt, EnergieBeursBulletin 2007/3 in reactie op Sjak Lomme, Hypocriet klimaatbeleid dweilt met de kraan open, Vrijhandelsoptiek, 5 februari 2007.

2 Onderzoeksvraag

De hoofdvraag van het onderzoek is:

Wat is de relatie tussen de gas- en de elektriciteitsmarkt vanuit mededingingsperspectief?

Bij het beantwoorden van deze hoofdvraag moet een aantal subvragen beantwoord worden:

- Op welke manier beïnvloedt de structuur, de regulering en het gedrag op de gasmarkt de elektriciteitsmarkt en welke gevolgen heeft dit voor de marktwerking op de elektriciteitsmarkt?
- Wat is het gevolg van een verbetering van de marktwerking op de gasmarkt voor de elektriciteitsmarkt?
- Hoe beïnvloedt de structuur, de regulering en het gedrag op de elektriciteitsmarkt de marktwerking op de gasmarkt en welke gevolgen heeft dit voor de marktwerking op de gasmarkt?
- Wat is het gevolg van een verbetering van de marktwerking op de elektriciteitsmarkt voor de gasmarkt?
- Aansluitend bij deze analyse, welke mogelijkheden heeft de overheid om de werking van de elektriciteits- en of de gasmarkt te verbeteren? En hoe groot is het effect hiervan?

Bij het beantwoorden van voornoemde vragen is een goed begrip van de werking van de elektriciteits- en gasmarkt onontbeerlijk. Derhalve zijn in de bijlagen bij dit document diverse onderlinge vergelijkingen van beide markten en enkele toelichtingen opgenomen.

3 Analytisch kader

Bij het analyseren van marktwerking op de elektriciteits- en de gasmarkt is het van belang om een helder kader te gebruiken (in het achterhoofd te hebben). Dit analytisch kader wordt in dit hoofdstuk beschreven.

Volledige vrije werking van markten leidt tot de beste prijs-kwaliteitverhouding en de hoogste welvaart.¹⁰ Als markten volkomen vrij kunnen werken, zullen bedrijven en mensen net zo lang hun spullen blijven ruilen tot niemand er meer op vooruit kan gaan zonder dat iemand anders erop achteruit gaat. Een markt heeft volkomen vrije mededinging als aan de volgende vijf voorwaarden is voldaan:

1. een groot aantal aanbieders
2. een groot aantal vragers
3. een homogeen goed
4. volledige transparantie
5. vrije toe- en uittreding

De eerste twee voorwaarden gaan ervan uit dat vragers en aanbieders afzonderlijk geen invloed op de prijsvorming hebben (en dat ze ook niet samenwerken om die invloed wel te hebben). De derde voorwaarde stelt dat vragers geen verschil ervaren tussen de goederen van de verschillende aanbieders en dus geen voorkeur voor een specifieke partij hebben. De vierde voorwaarde stelt dat consumenten en producenten perfecte en kosteloze informatie hebben over de prijzen en producten van alle (andere) aanbieders. De vijfde aanname stelt dat er geen verzonken kosten verbonden zijn aan het opzetten, dan wel het beëindigen van een bedrijf. Kosten die bij toetreding gemaakt worden, moeten dus bij uittreding van de markt weer te gelde gemaakt kunnen worden door de verkoop van de investering.

Waarschijnlijk voldoet geen markt aan deze voorwaarden en bestaat volledige marktwerking dus niet. Daarom wordt ook wel gesproken van effectieve concurrentie¹¹ als doel, in dat geval werkt een markt bij benadering efficiënt. De voorwaarden van volledige mededinging zijn echter behulpzaam bij het nagaan of een markt bij benadering efficiënt is. Gezien het belang van efficiëntie in deze is het niet vreemd dat hierover is nagedacht. Economen onderscheiden meer vormen van efficiëntie:

¹⁰ Voor een uitgebreidere bespreking van mededinging en efficiëntie, zie Barbara Baarsma, Marc Pomp, Jules Theeuwes (red) (2006). *Dynamische marktwerking, over de complexiteit van marktwerking in vijf sectoren*. Academic Service, en dan vooral hoofdstuk 1.

¹¹ Effectieve mededinging ('werkzame mededinging') werd reeds in 1977 door het Hof van Justitie van de Europese Gemeenschappen genoemd in de Metro-zaak. In dit arrest hanteerde het Hof dit concept: "Overwegende dat de in de artikelen 3 [thans, na wijziging, artikel 3 EG] en 85 van het EEG-verdrag [thans artikel 81 EG] gestelde voorwaarde dat de mededinging niet wordt vervalst, uitgaat van het bestaan van een werkzame mededinging (workable competition) op de markt, dat wil zeggen de mate van mededinging die noodzakelijk is voor de naleving van de fundamentele vereisten en het bereiken van de doelstellingen van het verdrag, inzonderheid de totstandbrenging van een markt met soortgelijke voorwaarden als een interne markt; Dat dit vereiste ervan uitgaat dat de aard en intensiteit van de mededinging kunnen variëren naar gelang van de betrokken producten of diensten en de economische structuur van de betrokken marktsectoren. HvJEG 25 oktober 1977, zaak 26/76 (Metro SB-Großmärkte / Commissie), Jur. 1977, 1875, r.o. 20.

- Statische efficiëntie gaat uit van de korte termijnen en heeft betrekking op de verdeling van de welvaart gegeven de structuur en omvang van de markt. Dit wordt onderscheiden in:
 - Allocatieve efficiëntie: de verdeling van het goederenpakket over de vragers is optimaal. Er is geen ruil mogelijk waarbij beide ruilende partijen erop vooruit gaan.
 - Hiervan is bijvoorbeeld geen sprake als de prijs op de markt afwijkt van de marginale kosten.
 - Productieve efficiëntie: de verdeling van de productie over de aanbieders is optimaal: het is niet mogelijk om de productiemiddelen anders in te zetten zonder hogere kosten.
 - Hiervan is bijvoorbeeld geen sprake als een producent produceert terwijl op dat moment een andere producent lagere marginale kosten heeft.
- Dynamische efficiëntie gaat over of er voldoende aan gedaan wordt om de welvaart in de loop van de tijd te vergroten. Hierbij gaat het dus om de prikkels om te investeren en innoveren. In een statische wereld loont investeren niet omdat winsten direct worden weggeconcurrerd. Echter zonder de mogelijkheid om winst te maken zal een ondernemer niet investeren.

In dit onderzoek gaat het daarnaast vooral over de relatie tussen twee markten (gas en elektriciteit). Daarmee wordt de vraag hier ingeperkt tot “leidt een vermindering van de voorwaarden van vrije mededinging op de ene markt tot een verstoring (inefficiëntie) op de andere markt?”.

Als blijkt dat verstoring van de marktwerking tot efficiëntieverlies leidt, dan is overheidsingrijpen *mogelijke* welvaartsverhogend. In deze stap gaat het om twee vragen: (i) wat kan de overheid doen om het probleem op te lossen en (ii) is dit een verbetering ten opzichte van de huidige situatie? Deze twee vragen lichten we aan de hand van een eenvoudig maar ietwat extreem voorbeeld toe. Stel dat er bijvoorbeeld sprake is van weinig aanbieders dan kan de overheid de bestaande aanbieders opknippen in afzonderlijke bedrijven.¹² Mededingingstechnisch is het probleem dan opgelost, maar naast reorganisatiekosten kan zaken doen voor private partijen dan veel onzekerder worden (eigendomsrechten zijn minder waard geworden) waardoor ze terughoudender zijn om te investeren. Deze maatschappelijke kosten kunnen groter zijn dan de maatschappelijke baten van meer mededinging door meer aanbieders.¹³ Een andere reden om een marktverstoring niet aan te pakken is dat deze een publiek goed creëert. Voorbeelden van publieke goederen op de energiemarkt zijn milieukwaliteit, en leveringszekerheid.

Samenvattend

Bij het analyseren van marktwerkingproblemen op de gas- en de elektriciteitsmarkt letten we op vier vragen:

1. In hoeverre worden de voorwaarden voor marktwerking op de ene markt geschonden?
2. Tot welke verstoring (verlies aan efficiëntie) leidt dit op de andere markt?
3. Hoe kan dit opgelost worden (overheidsingrijpen)?
4. Is het op deze manier verbeteren van de marktwerking een welvaartsverbetering?

Door het bestaan van diverse deelmarkten (zowel naar tijd, locatie als naar product) en het bestaan van diverse contractvormen is de markt dermate complex dat een volledige marktanalyse

¹² Juridisch zal dit niet zomaar kunnen, omdat het opknippen van private bedrijven ingrijpt in privaat eigendom.

¹³ In dit voorbeeld is de statische efficiëntie wel verbeterd, maar de dynamische efficiëntie niet.

binnen het gegeven tijdsbestek niet mogelijk is. Het analytisch kader dient daarom als kapstok bij de analyse van de knelpunten.

4 Relatie tussen de gas- en elektriciteitsmarkt

Voordat we in hoofdstuk 5 ingaan op marktwerkingsproblemen op de ene markt die de andere markt beïnvloeden, gaan we in dit hoofdstuk in op een aantal verschillen tussen gas en elektriciteit (paragraaf 4.1). Daarbij wordt vooral gekeken naar de belangrijkste relaties tussen de gas- en elektriciteitsmarkt (paragraaf 4.2) en de soorten gascontracten (paragraaf 4.3). In de bijlage werken we deze vergelijking tussen gas en elektriciteit verder uit in een aantal vergelijkende tabellen.

4.1 Verschillen tussen gas en elektriciteit

Zowel gas als elektriciteit zijn netwerkgebonden (leiding of buis) producten. De netwerken zijn in beide gevallen een monopolistisch onderdeel van de markt. De vaste kosten hiervan zijn zo hoog dat het netwerk niet economisch te dupliceren is (het is een natuurlijk monopolie).

Voor zowel gas als elektriciteit geldt dat het aanbod en de vraag aan elkaar gelijk moeten zijn. Hierbij zijn echter twee belangrijke verschillen. Ten eerste, voor elektriciteit moet deze gelijkheid direct gerealiseerd worden. Bij gas is het mogelijk om vooraf extra gas in het netwerk op te slaan zodat bij verbruikspieken het verschil tussen vraag en aanbod niet direct aangevuld hoeft te worden, maar hier enige tijd voor uitgetrokken kan worden (line pack). Dit verschil heeft gevolgen voor balancering (dat moet bij elektriciteit binnen veel kortere tijdseenheden gebeuren dan bij gas) en voor de handel (elektriciteit wordt binnen veel kleinere blokken verhandeld dan gas).¹⁴

Ten tweede, het Nederlandse elektriciteitsstelsel is onderdeel van een groot Europees systeem. Als er in Nederland een tekort is, dan helpen centrales tot in Griekenland mee om het tekort op te lossen. Voor gas is het systeem beperkter. Vanuit Nederland wordt bijgedragen aan het balanceren van de netten in België en delen van Frankrijk en Duitsland.¹⁵

Een ander verschil is dat elektriciteit opgewekt (gemaakt) moet worden terwijl gas alleen gewonnen kan worden uit reeds aangeboorde voorraden. Hierdoor is toetreding als aanbieder bij gasproductie lastiger dan toetreding als elektriciteitsproducent. Gaswinning is alleen mogelijk als er gas in de bodem zit en er een concessie is verkregen. In en rond Europa zijn een aantal kleine gasproducenten, maar de grootste gasproducenten zijn: NAM (het Groningenveld met GasTerra als exclusieve verkoper), Noorwegen, Algerije en Rusland. Toetreding is lastig en kan alleen vanuit verder weg gelegen landen (aanlanding van LNG). Elektriciteitsproductie is mogelijk met tal van opwekmethoden en in schaal uiteenlopend van heel klein tot zeer groot. Opwekking van elektriciteit met behulp van aardgas is slechts een van de vele mogelijkheden. Toetreding als

¹⁴ Verderop gaan we uitgebreider in op balancering en de 'optimale' tijd van de handelsperiodes.

¹⁵ Deze landen dragen weinig bij aan de balancering van Nederland. Nederland neemt dus een uitzonderingspositie in door de aanwezigheid van het Groningenveld.

producent tot de elektriciteitsmarkt is daarom veel makkelijker dan toetreding als producent tot de gasmarkt.

4.2 Relaties tussen gas en elektriciteitsmarkt

Een gasgestookte elektriciteitscentrale koopt gas in en verkoopt elektriciteit (en soms warmte¹⁶). Het moment waarop een centrale gas koopt en stroom verkoopt is een keuze van producenten die hun portfolio optimaliseren. Als de gewenste contracten¹⁷ beschikbaar zijn, is de uitkomst optimaal. Deze keuzes van wanneer kopen en verkopen zijn belangrijk in verband met de prijsvolatiliteit. Een van de belangrijkste middelen om dit prijsrisico te managen is de termijnmarkt. Op deze markt kunnen bulkvolumes elektriciteit en gas voor levering in de toekomst worden verhandeld. Naarmate het moment van levering dichterbij komt, krijgen partijen meer zicht op hun actuele behoefte en kunnen zij voorziene overschotten verkopen of bij voorziene tekorten juist extra volume bijkopen. Eindverbruikers kunnen hiervoor terecht op groothandelsmarkten, maar meest voorkomend is dat de eindafnemer koop- of verkooptransacties aangaat met een leverancier. De prijzen op de groothandelsmarkten dienen dan als referentie. Een markt werkt beter naarmate een eindverbruiker meer mogelijkheden heeft om tot vlak voor werkelijke levering/afname nog te optimaliseren.

Bij elektriciteit heeft een producent of afnemer meer mogelijkheden om de positie te wijzigen. Gas wordt vaak jaren vooruit gekocht. Naarmate het moment van daadwerkelijk verbruik dichterbij komt, wordt het profiel (het verbruik in de tijd) beter afgestemd op de behoefte. Voor elektriciteit is er dag-vooruit-markt en de onbalansmarkt. Voor gas is de dag-vooruit-markt minder liquide. Bovendien fungeert de onbalansmarkt niet zodanig dat deze gebruikt wordt om posities aan te passen. Daarnaast is het vergaand aanpassen van een gaspositie lastiger dan het aanpassen van een elektriciteitspositie omdat capaciteit, flexibiliteit en de commodity vaak aan elkaar zijn gekoppeld. Dit belemmert de verhandelbaarheid.

¹⁶ De warmtekrachtcentrales leveren meestal *intern* warmte aan een productieproces.

¹⁷ Uiteraard als dit tegen de juiste prijzen is.

Tabel 4.1 Optimalisatie mogelijkheden elektriciteits- en gasmarkt.

Optimalisatiecyclus *)	Elektriciteit (in- en verkoop)	Gas
Jaren vooruit	Hedge groothandel (Endex/ OTC) Capaciteitskosten voor belangrijk deel (piek/off piek) impliciet in commodity, dus die worden meteen mee afgedekt. Tuinders werken met 'maatblokken': typische uren voor belichting, CO2 productie, etc. Risico: beperkt, in- en verkoop is groothandel gekoppeld.	Grote partijen: commodity hedge groothandel (TTF: Endex/OTC) Capaciteit/flex kosten zijn nauwelijks af te dekken Risico: cross commodity risk: inkoop is olie gekoppeld maar formule is niet stabiel Kleine partijen: inkoop 2 tot 3 jaar vooruit.
Een á twee jaar vooruit	Idem als langjarig.	Grote partijen: kunnen deels of geheel op groothandelniveau (TTF) inkopen Kleine partijen: Vastleggen inkoop in leveringscontract, geen verder optimalisatie tegen marktprijzen mogelijk, belangrijke keuzes: hoeveel capaciteit, welk jaarvolume en welk optimalisatie-instrument dan wel vaste korting. Bij portefeuilles nog de keus tussen pooling capaciteit OF optimalisatie-instrument.
Binnen het contractjaar: kwartalen, maanden en weken	Idem als langjarig.	Grote partijen: hebben vaak deels mogelijkheden voor aanvullende transacties op TTF. Kleine partijen: De prijs van de commodity staat veelal vast voor het hele kwartaal of jaar; optimalisatie vindt plaats op het take-or-pay volume/boetes en eventueel op de consequentie via het optimalisatie-instrument, dit instrument beïnvloedt op moeilijk grijpbare wijze de variabele gaskosten. Bij pooling is de totaal beschikbare capaciteit voor de betreffende portefeuille beperkt.
Dag vooruit	Consumptie/productie optimaliseren tegen APX uurprijzen.	Grote partijen: kunnen soms aanvullende transacties op APX aangaan. Kleine partijen: geen korte termijn optimalisatie, anders dan voortvloeiend uit de jaaroptimalisatie van volume en eventueel optimalisatie-instrument.
Binnen de dag	Optimaliseren tegen TenneT onbalansprijzen dan wel prijsverwachtingen.	Onbalans bij gas kost altijd geld, waardoor optimalisatiemogelijkheden de facto ontbreken.

*) Sterk afhankelijk van het specifieke contract, maar in deze opsomming wordt uitgegaan van de vorm van contracten die in het algemeen het meest worden toegepast.

4.3 Type gascontracten

De inkoop van gas door elektriciteitsproducenten is de dominante relatie is tussen de gas- en elektriciteitsmarkten. Als achtergrond bij deze bespreking zijn hieronder de vier meest voorkomende gascontracten zoals elektriciteitscentrales deze afsluiten beschreven. We besteden

hier dus geen aandacht aan de inkoopcontracten die gasverkopers (zoals GasTerra en RWE) zelf afsluiten om aan hun gas te komen.¹⁸

Deze gascontracten zijn vaak een mix van contracten om de hedges zoals in de vorige paragraaf beschreven te realiseren. In bijlage C staat tevens een uitgebreidere beschrijving van de kostencomponenten van gascontracten.

1. GasTerra-stijl leveringscontract met slechts één leverancier.¹⁹ Dit contract kent twee varianten:
 - a. Pooling van aansluitingen, geen optimalisatie-instrument korting.
 - b. Per aansluiting, wel voordeel van optimalisatie-instrument.
 - Belangrijk kenmerk: 105 €/m³/h voor verschil tussen piek en gemiddelde vraag (de zogenaamde additionele capaciteit).
 - Voordeel: veel vrijheid (afhankelijk van take-or-pay verplichting, die afwezig is bij GasTerra²⁰, terwijl anderen meestal wel een take-or-pay hanteren in ruil voor korting op de commodity prijs).
 - Nadeel: geen verhandelbaarheid in combinatie met exclusief leveringscontract, waardoor het risico bestaat dat de prijs in het contract afwijkt van de dan geldende marktprijs. Bijvoorbeeld, de basislastprijs voor levering 2007 was in het najaar van 2006 ongeveer 25 tot 27 €/MWh. Op de TTF daalde de prijs in 2007 sterk tot uiteindelijk 10 €/MWh. Bij verhandelbaarheid van gas is de marginale prijs voor een centrale 10 €/MWh. Zonder verhandelbaarheid kost het gas binnen de take-or-pay bandbreedte 25 €/MWh. Dit mechanisme werkt uiteraard ook de andere kant op.
 - Bij elektriciteit is kopen/verkopen tegen vigerende marktprijzen tussen afnemer en leverancier gebruikelijk, waardoor bijvoorbeeld de APX-prijs geldt als optimalisatieprijs, ook voor partijen die op termijn hebben ingekocht. Bij gas wordt deze constructie slechts zelden toegepast.
 - Nadeel: de capaciteitskosten zijn hoger naarmate er minder gas wordt afgenomen. Dit verhoogt de vaste lasten juist van die installaties die nauwelijks nog rendabel te exploiteren zijn waardoor de economische levensduur van installaties wordt verkort.
 - Als een centrale naar rechts opschuift in de merit orde (omdat er efficiëntere centrales bijgebouwd worden), dan daalt het aantal uren waarin wordt geproduceerd en wordt minder gas afgenomen waardoor de kosten voor flexibiliteit juist omhoog gaan. Hierdoor wordt het op een gegeven moment onaantrekkelijk om überhaupt nog gas te contracteren voor een matig renderende installatie.
2. GasTerra-stijl contract, NIET-exclusief
 - Voor het deel van de benodigde gascapaciteit waarvoor een hoge loadfactor geldt, wordt op de markt of bij een alternatieve leverancier gecontracteerd die relatief goedkoop 'bulklevering' verzorgt.

¹⁸ De contractvormen die gasverkopers zelf sluiten om aan hun gas te komen (hun sourcing), hebben uiteraard invloed op de type verkoopcontracten die de gasverkopers aanbieden.

¹⁹ Deze paragraaf beschrijft vier veel voorkomende contractvormen, zonder hierover een oordeel te geven of een contract wel of niet goed is. Bijvoorbeeld de GasTerra additionele capaciteitskosten van 105€/m³/h zijn volgens sommige vragers te hoog. Toetredende aanbieders vinden dit tarief eerder te laag.

²⁰ GasTerra duidt dit soort contracten aan als openpijpleveringen. Hierbij ligt het volumerisico bij GasTerra. Deze worden alleen afgesloten als er sprake is van een exclusieve leverancier-/afnemersrelatie.

- Daarbovenop komt een flexibel contract, GasTerra-stijl. Bij deze combinatie geldt altijd take-or-pay.
 - Voor het hoge load factor gedeelte gelden mogelijk heffingen (boetes) bij onbalans op uur- en/of dagbasis, voor de aanvullende flexibiliteitsbehoefte gelden de additionele capaciteitskosten (105 €/m³/h).
 - Overige voor- en nadelen afhankelijk van contracten, mix van voorgaande en navolgende elementen.
3. 'Vrije markt leveranciers'
- Sommige nieuwkomers bieden als exclusieve of combinatieleverancier een mengvorm van GasTerra en doe-het-zelfpakket, inclusief koop-/verkoopmogelijkheden op de TTF markt. Per transactie moet dan een handlingsfee betaald worden (per m³). Deze contracten kunnen vooral voor afnemers met een hoge loadfactor en goede voorspelbaarheid aantrekkelijk zijn.
4. Doe-het-zelfpakket, oftewel: inkopen in eigen beheer
- Regelen van gas, shipping service (iemand met een contract met GTS, vergelijkbaar met de Programma Verantwoordelijkheid (PV) bij elektriciteit), flex en kwaliteitconversie en eventueel importcapaciteit; accepteren van hoge heffingen (boetes) bij onvoldoende capaciteit (flex, conversie).
 - Voordeel: volledige toegang tot de markt: verhandelbaarheid.
 - Voordeel: relatief weinig vaste kosten up-front.
 - Nadeel: zeer hoge onbalanskosten, te ondervangen met een virtuele buffer die bij GTS kan worden gekocht (Combiflex), maar dat doet het voordeel van lage upfront kosten weer teniet.
 - Probleem: importcapaciteit is al lang vergeven, dus flex uit het buitenland halen is nauwelijks mogelijk.
 - Probleem: kwaliteitsconversiecapaciteit is al lang vergeven, terwijl de meeste verbruikers L-gas afnemen en de handel vooral in H-gas plaatsvindt. (Merk op dat de conversiecapaciteit binnenkort gesocialiseerd gaat worden en dat daarmee waarschijnlijk de (contractuele) schaarste zal afnemen).

Welk contract gekozen wordt hangt uiteraard af van de productieportfolio en de manier waarop de elektriciteitsproducent daarmee winstmaximalisatie nastreeft.

5 Uitwerking: verschillen en relaties tussen de gas- en elektriciteitsmarkt

5.1 Inleiding

Dit hoofdstuk bespreekt een aantal relaties tussen de elektriciteits- en gasmarkt die in (potentie) voor knelpunten zorgen. Gezien de onderzoeksvraag is het logisch om hier op de knelpunten tussen beide markten te focussen. In de laatste paragraaf van dit hoofdstuk plaatsen we deze echter in perspectief: hoe groot zijn de knelpunten tussen beide markten en hoe verhouden deze zich tot knelpunten op een specifieke markt?

In dit hoofdstuk werken we de belangrijkste relaties tussen de gas- en elektriciteitsmarkt uit die voor knelpunten in de marktwerking zorgen. Dit doen we aan de hand van de vier vragen aan het slot van hoofdstuk 3. Dit doen we in een iets andere volgorde dan in hoofdstuk 3:

- a. een homogeen goed;
- b. een groot aantal aanbieders;
- c. een groot aantal vragers;
- d. volledige transparantie;
- e. vrije toe- en uittreding.

5.2 Homogeen goed?

Gas en elektriciteit lijken in eerste instantie homogene goederen, maar zijn dat om een aantal redenen niet.

- Tijd maakt uit: de vraag naar en het aanbod van gas en elektriciteit moeten op ieder moment met elkaar in evenwicht zijn.²¹ Tegelijkertijd zijn gas en elektriciteit maar beperkt op te slaan. Daarbij is grootschalige opslag van elektriciteit economisch nauwelijks haalbaar en is gas alleen tegen substantiële kosten op te slaan. Hierdoor varieert de gas- en de elektriciteitsprijs in de loop van de tijd. Voor elektriciteit is de bekendste vorm van prijsfluctuaties die van dag-nacht. Bij gas trekken vooral de seizoensfluctuaties de aandacht.
- Kwaliteit maakt uit voor gas: er zijn meerdere soorten gaskwaliteit (hoog- en laagcalorisch en een paar tussenvarianten). Per leidingennet kan er maar één soort gas (met een beperkte bandbreedte van de wobbe-index) naar de verbruikers worden vervoerd. Om gas van kwaliteit te veranderen kan gas van een andere kwaliteit worden bijgemengd en kan stikstof worden geïnjecteerd. Kwaliteitsverandering betreft dan het omzetten van hoogcalorisch in laagcalorisch gas door menging of stikstofinjectie. De kwaliteit die een afnemer nodig heeft

²¹ Voor wat betreft gas klopt deze opmerking met dien verstande dat de druk in het gasnet gevarieerd kan worden om in tijden van weinig vraag gas op te slaan in het netwerk om dit er tijdens perioden van grote vraag weer uit te halen (opslag middels line pack).

hangt af van de leiding waarop de installatie is aangesloten. In de meeste gevallen heeft de verbruiker geen invloed op het soort netwerk waarop hij is aangesloten.

- Locatie maakt uit voor zowel gas als elektriciteit. Het elektriciteitsnet kan te maken krijgen met congestie. Invloed op het net wordt dan in sommige gebieden voor sommige elektriciteitsproducenten lastig of onmogelijk (lastig bij niet harde connectiecapaciteit zoals voor een deel van de tweede Maasvlakte en voorlopig onmogelijk voor sommige tuinders in het Westland). Ook gas moet leverbaar zijn op de plaats waar de verbruiker het nodig heeft. In het systeem van GTS moeten shippers van gas daartoe transportcapaciteit kopen (entry en exit capaciteit per GOS station). De manier van capaciteitsinkoop (500 entry punten en ongeveer 1100 exit punten heeft invloed op de toewijzing van en schaarste aan capaciteit.
 - Ingekochte capaciteit is in veel gevallen nauwelijks verhandelbaar. Afgezien van enkele im- en exportstations waar meerdere partijen actief zijn²², komt verhandelen niet of amper tot stand.²³ Voor het verhandelen van capaciteit is gedetailleerde kennis nodig van zowel het aardgasnetwerk als de locatie van afnemers. In de praktijk is dit voor veel vragers (gasafnemers) ondoenlijk.
 - Exitcapaciteit moet vooraf geboekt worden. GTS schat de totale benodigde capaciteit in als de som van de individuele capaciteitsvraag en houdt daarbij geen rekening met het tegen elkaar wegvallen van vraagfluctuaties.²⁴ Hierdoor kan er op papier schaarste aan transportcapaciteit ontstaan, terwijl er fysiek geen probleem is. Doordat capaciteit schaars is, is het soms voor partijen aantrekkelijk om exit capaciteit ver vooruit te boeken (zonder exit capaciteit is produceren immers onmogelijk, het risico niet te kunnen produceren wordt voorkomen). Hierdoor kan weer contractuele schaarste ontstaan (alles is met contracten vergeven, in de praktijk is er nog wel capaciteit). Dit kan toe- en uittreding tot de markt voor elektriciteitsproductie lastig maken.

Omdat gas en elektriciteit beide dus geen homogeen goed zijn (er zijn verschillen die er voor marktpartijen toe doen), is er sprake van een aantal deelmarkten:

- Verschillen in de tijd
- Het product zelf: de commodity gas
- Flexibiliteit van afname

Hieronder werken we deze deelmarkten uit.²⁵

Verschillen in de tijd

Elektriciteit en gas kennen een sterk verschillend prijsverloop gedurende de dag. Op de elektriciteitsbeurs komt voor ieder uur een eigen prijs tot stand. Gas kent deze opdeling in prijzen per uur niet. De prijs geldt voor de hele dag en het volume aan gas moet gelijkelijk verdeeld over de dag worden afgenomen. De gasprijs is dus vraagafhankelijk binnen de dag, terwijl elektriciteit tijdens de verbruikspiek duurder is dan 's nachts als er weinig vraag is. Een verklaring voor de afwezigheid van prijzen bij gas voor tijdseenheden kleiner dan een dag kan zijn gelegen in het feit dat gas tijdens de uren vóór een vraagpiek wordt opgeslagen in het net en er weer uitgehaald wordt tijdens perioden met hoge vraag (line pack). De marginale kosten van deze line

²² Dit betreft vooral enkele stations bij Oude Statenzijl en Bunde.

²³ Op veel van die andere stations heeft GasTerra een dominante positie.

²⁴ Er moet genoeg entry en exit capaciteit per leiding beschikbaar zijn. Een aanvraag voor exit capaciteit wordt dus beoordeeld aan de hand van de nog beschikbare exit capaciteit op de relevante pijplijn.

²⁵ De commodity gas bespreken we niet apart omdat deze erg lastig van flexibiliteit te scheiden is.

pack zijn relatief gezien gering. Dit beperkt de mogelijkheid van arbitrage tussen verschillende tijdstippen en is er geen voordeel te behalen door gas in de perioden met een lage vraag goedkoper te maken dan tijdens de piekuren. Bij elektriciteit is nauwelijks opslag in het net mogelijk, waardoor er macro-economisch wel voordelen te behalen zijn met handel (en dus prijzen) in kleine tijdseenheden.

De vraag is of de afwezigheid van handel in gasleveringen voor kleinere tijdseenheden dan per etmaal het gevolg is van marktfalen of volledig verklaard kan worden door de onderliggende kostenstructuur van de fysieke keten van productie via transport –en opslag naar de consumptie.²⁶ Indien dat namelijk niet het geval is, dan werkt dit marktfalen bij aardgas ook door naar de elektriciteitsmarkt.

Als gas tijdens uren met lage vraag goedkoper zou zijn dan tijdens hoge vraag, dan verandert de concurrentiepositie van gas ten opzichte van brandstoffen die gemakkelijk en nagenoeg zonder marginale kosten opgeslagen kunnen worden, zoals steenkool en diesel. Gasgestookte centrales, zoals “Must-run” wkk-installaties die nodig zijn voor de warmte in de procesindustrie, worden dan tijdens de off-peak rendabeler. Hierdoor kan de inzet van dergelijke centrales toenemen (ten koste van kolencentrales). Daarentegen zou gasgebruik overdag in deze situatie juist duurder kunnen worden, met mogelijk een opwaarts effect op elektriciteitsprijzen in de piek en/of verminderde marge tijdens piekuren voor gasgestookte centrales.

Deelmarkt flexibiliteit

De behoefte aan flexibiliteit op de beide markten is sterk verschillend geregeld.

- Op de elektriciteitsmarkt zijn vraag en aanbod van flexibiliteit expliciet geprijsd: de waarde van het product op ieder moment, komt bij elektriciteit tot uiting in spotprijzen die per uur en per kwartier verschillen. Capaciteit is dus impliciet geprijsd doordat de prijs afhankelijk is van het moment waarop het product wordt geconsumeerd.
- Aardgas daarentegen kent nauwelijks tariefdifferentiatie naar verbruiksmoment maar wel hoge capaciteitsstarieven. Capaciteitsstarieven zijn betalingen voor het recht om op elk moment een bepaalde hoeveelheid product te mogen afnemen. Door bestemmingsclausules in leveringscontracten²⁷, is de gecontracteerde gascapaciteit meestal plaatsgebonden. Overschrijding van de gecontracteerde capaciteit is duur doordat dan niet alleen de contractprijs betaald moet worden maar ook een (forse) heffing.

Schaarste op een specifiek moment op de elektriciteitsmarkt leidt tot een hogere prijs. Gasgestookte centrales zullen dan, indien mogelijk en financieel aantrekkelijk, meer gaan produceren. Het kan echter gebeuren dat hun flexibiliteit wordt begrensd door de gecontracteerde capaciteit. In dat geval zullen ze geen extra elektriciteit produceren tenzij tegen extreem hoge vergoeding. Als de gascapaciteit op dat moment verhandeld zou worden zouden ze proberen meer gas in te kopen. In eerste instantie zou hierdoor de gasprijs stijgen, in reactie daarop zullen andere afnemers kijken of het voor hun aantrekkelijk is de vraag te verminderen en

²⁶ Het valt buiten het bestek van dit onderzoek om een oordeel te vellen over de onderliggende fysieke keten. Wel zij opgemerkt dat line-pack wordt verkocht aan shippers in de vorm van tolerantie op uurcumulatief en dagbasis. Aanvullende capaciteit kan worden gekocht in de vorm van Combiflex. Zowel toleranties als Combiflex geven een sterke prikkel om vooral op dagbasis in balans te zijn. Bovendien maakt de systematiek van cumulatieve onbalans, zijnde de voortschrijdende som van de onbalans in een gasdag, handel in losse uren erg moeilijk. Echter, het balanceringsregime van GTS staat momenteel ter discussie en de uitkomst van deze discussie kan bepalend zijn voor het wel of niet tot stand komen van gasprijzen in kleinere tijdseenheden dan een gasdag (van 6.00 tot 6.00 de volgende dag).

²⁷ We denken hierbij aan voorwaarden zoals: Het is de Afnemer, zonder schriftelijke toestemming van de Leverancier, niet toegestaan het geleverde gas anders dan ten behoeve van de eigen Aansluiting te gebruiken. Aan een dergelijke toestemming kunnen door de Leverancier voorwaarden worden verbonden.

aanbieders van gas kijken of ze hun aanbod op dat moment kunnen vergroten. Een goede markt voor flexibiliteit zal dus de aanbodflexibiliteit op de elektriciteitsmarkt vergroten, wat helpt om prijsfluctuaties te voorkomen of te dempen.

Geen onderlinge verhandelbaarheid flexibiliteit gas

Een afnemer van gas zoals een gasgestookte elektriciteitscentrale, heeft behoefte aan flexibiliteit om fluctuaties in de productie op te vangen. Macroeconomisch gezien (geaggregeerd over alle gasafnemers) is er ook behoefte aan flexibiliteit, echter deze is kleiner dan de som van de individuele behoefte aan flexibiliteit omdat vraagschommelingen bij een partij weg kunnen vallen tegen vraagschommelingen bij een andere partij.

- Een centrale die het hele jaar op basislast draait heeft in de huidige markt lagere flexibiliteitskosten dan twee centrales die ieder een half jaar draaien, terwijl er macro-economisch gezien geen verschil is in de totaal benodigde flexibiliteit.

In de meeste gevallen is de gecontracteerde capaciteit bepalend voor de maximale hoeveelheid die op enig uur mag worden afgenomen. Omdat voor contractcapaciteit meestal moet worden betaald, dienen elektriciteitsproducenten voorafgaand aan een jaar te beslissen voor welke hoeveelheid ze willen betalen. Daar capaciteitsbehoefte niet eenduidig is, dient een commerciële beslissing te worden genomen over de bereidheid tot betalen en de kans dat de kosten worden terugverdiend. De maximale capaciteit is daarom duur ten opzichte van de stroom die ermee opgewekt kan worden. Dit kan optreden bij:

- Producenten met één centrale. Deze contracteren dan niet de maximale capaciteit maar iets minder.²⁸
- Producenten met meerdere centrales contracteren niet de maximale capaciteit van alle centrales gezamenlijk maar veronderstellen een bepaalde minimale uitval, die ze niet contracteren.
- De niet gecontracteerde capaciteit wordt niet ingezet, tenzij de elektriciteitsprijzen heel erg hoog zijn. Het kan dus voorkomen dat een deel van de technisch beschikbare productiemiddelen niet kan draaien door gebrek aan contractuele rechten om gas af te nemen. Dit leidt tot een verstoring van de statische efficiëntie als de kosten voor de gasaanbieders om op dat moment meer gas te leveren laag zijn. Dit kan bijvoorbeeld optreden in de zomer als er weinig warmtevraag is, en er dus een niet al te hoge gasvraag is, maar door warmte of koelwaterbeperkingen er een grote gasvraag door sommige elektriciteitscentrales is.

Dit wordt verder uitgewerkt in paragraaf 5.6.1.

Een deel van de gasgestookte elektriciteitscentrales heeft hun gasbehoefte gecontracteerd met behulp van take-or-pay contracten. Hierbij moet de afnemer een hoeveelheid gas afnemen die ligt binnen een bepaalde bandbreedte (meestal plus of min 15%) rond de gecontracteerde hoeveelheid. Als ze minder afnemen, dan moeten ze (deels) betalen voor het niet afgenomen gas. Meer afnemen in de loop van het jaar kan alleen tegen substantiële extra kosten. Een elektriciteitsproducent moet het beschikbare volume zo goed mogelijk over het jaar inzetten, om vooral die uren beschikbaar te zijn dat de vraag naar elektriciteit hoog is. Dit kan er toe leiden dat in het begin van het jaar te grote terughoudendheid wordt betracht, met hogere APX prijzen dan noodzakelijk als gevolg. Aan het einde van het jaar kan blijken dat te veel of te weinig gas

²⁸ De capaciteit van gasgestookte centrales hangt onder andere af van de temperatuur: hoe lager de temperatuur, hoe meer gas een centrale om kan zetten in elektriciteit. Ook kan de capaciteit van centrales variëren: er kan iets boven de standaardproductie worden geproduceerd.

beschikbaar is, met prijsdrukkende, dan wel prijsopdrijvende gevolgen.²⁹ Dat betekent dat het productiegedrag van een gasgestookte centrale af kan hangen van wat die centrale eerder in het jaar reeds aan gas heeft verbruikt.

Gas in een take-or-pay contract verschilt dus in kosten voor een afnemer, afhankelijk van het verbruik ten opzichte van het gecontracteerde volume. Een m3 gas is waardevoller naarmate er minder over is binnen het contractvolume van dat jaar. De beslissing van de elektriciteitsproducent is gebaseerd op zijn eigen marginale kosten en niet op de marginale kosten van de markt als geheel. Hierdoor kan het gebeuren dat er geen productieve efficiëntie (de productie van elektriciteit wordt met de minste kosten gerealiseerd) tot stand komt.

5.3 Een groot aantal aanbieders?

Het aantal aanbieders van gas is beperkt. Daarbij komt dat de schaalverschillen tussen de actieve aanbieders substantieel zijn. GasTerra is veruit de grootste speler op de Nederlandse gasmarkt. Ook het product, of het productenpallet, waaruit verbruikers kunnen kiezen is niet homogeen in de zin dat het voor de afnemers uitmaakt bij wie ze hun product afnemen. Niet iedere partij kan dezelfde flexibiliteit leveren. GasTerra heeft als enige toegang tot het Groningengasveld en is daardoor een belangrijke leverancier van flexibiliteit.³⁰

Deze situatie hoeft niet zo te blijven, een markt is dynamisch. Andere partijen dan GasTerra kunnen investeren en toetreden, echter dit vereist aanzienlijke investeringen en het bouwen van een eigen opslag kost vele jaren. Eventueel kan flexibiliteit in het buitenland worden benut voor de Nederlandse markt, maar dat vereist toegang tot importcapaciteit, die reeds jaren geleden volledig is uitverkocht. Partijen die nu inschrijven voor nieuwe capaciteit, krijgen deze op zijn vroegst pas in 2012. In 2010 komt waarschijnlijk de eerste capaciteit beschikbaar voor partijen die hiervoor in 2005 hebben ingeschreven. Mogelijk leidt die nieuwe capaciteit tot een verbreding van het aanbod voor afnemers. Omdat toetreding tot de flexibiliteitsmarkt lastig is, is ook de toetreding tot de commodity markt lastig.³¹ Een aanbieder van gas moet namelijk zowel de commodity als de flexibiliteit kunnen leveren.

5.4 Een groot aantal vragers?

Het aantal afnemers van gas met een voldoende grote portefeuille om invloed op de markt uit te oefenen is beperkt. Gasverbruik komt van (ruwweg) gasgestookte elektriciteitscentrales, wkk, leveranciers aan eindverbruikers en een beperkt aantal grote gasafnemers (chemische industrie). Hoewel er een aantal relatief grote vragers tussen zit, zijn ze over het algemeen te klein om invloed uit te oefenen op prijs- en voorwaardenvorming. Dit wordt onder andere veroorzaakt doordat de aanbodkant sterker geconcentreerd is.

²⁹ Vaak is het winstmaximaliserend om als de gecontracteerde hoeveelheid op is, niet meer te gebruiken.

³⁰ Twee opmerkingen zijn hierbij van belang. Ten eerste, het feit dat GasTerra exclusieve toegang heeft tot het Groningengasveld met veel flexibiliteit in de productie van gas, wil niet zeggen dat die flexibiliteit gratis is. Hier is voor geïnvesteerd. Ten tweede, ook andere partijen kunnen in gasopslag investeren (en dit gebeurt ook).

³¹ Volgens sommigen is hiervoor een grote portefeuille nodig van minstens een miljard m3.

Deze vragers zijn niet inwisselbaar: de behoefte aan flexibiliteit in de gaslevering verschilt. Dit kan worden veroorzaakt omdat de productie fluctueert met eigen warmtebehoefte, het al dan niet in bedrijf zijn van een installatie, de betrouwbaarheid van de installatie, de efficiëntie van de installatie (die de plaats in de merit order bepaalt en dus de frequentie en duur van de inzet) of het hebben van meerdere installaties.

Echter, ook de locatie van afname is van belang. Congestie (schaarste aan capaciteit) speelt een rol in het gasnetwerk, maar ook in het elektriciteitsnetwerk³². Hiermee is het congestiemanagement op de elektriciteitsmarkt dus van invloed op de gasafname en de locatie van gasafname. Merk op dat er op beide markten twee soorten congestie (schaarste) kunnen zijn: contractuele congestie en daadwerkelijke congestie. Bij contractuele congestie wordt de capaciteit vooraf vergeven (of verkocht), als deze volledig vergeven is, is er sprake van contractuele congestie. Als partijen die recht hebben op een deel van de capaciteit deze niet gebruiken dan is er in werkelijkheid geen sprake van congestie. Dit valt op te lossen met betere verdeelmodellen. De daadwerkelijke congestie valt alleen op te lossen met hogere prijzen van de capaciteit (zodat de vraag afneemt) of door de capaciteit uit te breiden.

Maar dit werkt ook de andere kant op: de elektriciteitsmarkt kan in principe productie van de ene kant van het land verschuiven naar de andere kant of overgaan van gas op kolen als gas(transport)capaciteit in (een deel van) het land schaars is. Echter, prikkels hiervoor ontbreken. Transportcapaciteit wordt op basis van first come, first served verkocht. De houder van de capaciteit heeft dan recht op gebruik, ook als een andere partij een hoger financieel belang bij de capaciteit heeft dan de partij die tijdig een contract heeft getekend.

De markt voor flexibiliteit

Naarmate een afnemer meer behoefte heeft aan flexibele gasleveringen, zijn de GasTerra-stijl contracten aantrekkelijker. In contracten waarbij GasTerra exclusief leverancier is voor een bepaalde aansluiting, staat GasTerra volledige vrijheid in afname toe. De enige beperking voor de afnemer is om de gecontracteerde capaciteit niet te overschrijden. Deze vrijheid komt echter tegen een prijs. Deze prijs is vooral voor afnemers met een lage bedrijfstijd aanzienlijk, daar de kosten aflopen met de bedrijfstijd.³³ Afnemers met een portefeuille aan aansluitingen kunnen de kosten drukken door te poolen. De contractcapaciteit hoeft dan niet hoger te zijn dan de som van de maximale afname van alle aansluitingen op enig moment in het jaar. Afnemers met een enkele aansluiting hebben deze luxe niet, maar kunnen korting krijgen door gebruik van een zogenaamd optimalisatie-instrument.

Een indicatie van de kosten van flexibiliteit per geproduceerde MWh elektriciteit, wordt weergegeven in de onderstaande figuur.³⁴ In deze figuur staan twee dingen. Ten eerste, hoe minder draaiuren gemaakt worden, hoe hoger de kosten van flexibiliteit. Bij minder draaiuren zijn zowel de totale kosten van flexibiliteit³⁵ als de kosten per MWh hoger. Ten tweede, geeft de

³² Dit is de reden dat diverse partijen, waaronder TenneT, nu bezig zijn met het ontwerpen en implementeren van congestiemanagement.

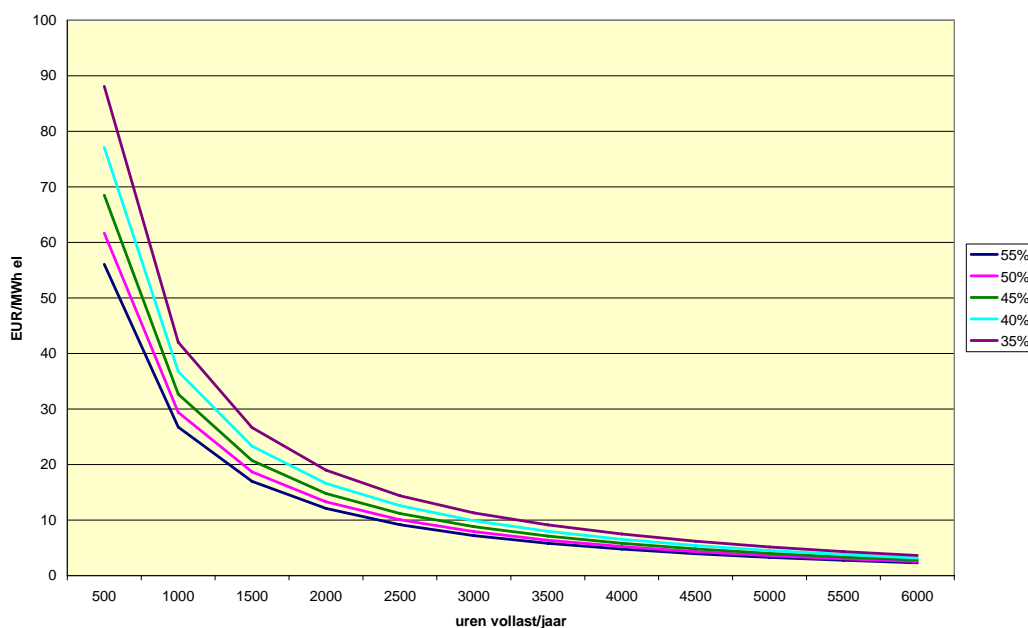
³³ Met aanzienlijke prijs bedoelen we dat het voor de afnemer een relevante kostenpost in zijn beslissingen is. Of deze te hoog of te laag is doet de tekst hier geen uitspraak over.

³⁴ Gezien de prijs van elektriciteit, meestal tussen 50 en 100 €/MWh, maar met (forse) uitschieters naar boven en naar beneden, zijn dit kosten die relevant zijn voor een elektriciteitsproducent.

³⁵ Flexibiliteit is het verschil tussen het gemiddelde en het maximale verbruik, en hoe minder uren geproduceerd wordt hoe lager het gemiddelde is.

figuur weer dat de kosten oplopen naarmate de centrale een lager rendement heeft, omdat een centrale met een laag elektrisch rendement relatief meer gascapaciteit nodig heeft om een bepaald vermogen te kunnen produceren (per MWh elektrisch vermogen dat geproduceerd wordt is meer gas nodig). Omdat laagrenderende centrales die worden geoptimaliseerd op de elektriciteitsprijzen, meestal ook weinig draaiuren maken, bevinden deze centrales zich in een ongunstige situatie: relatief dure capaciteit door het geringe aantal draaiuren en relatief veel flexibiliteit³⁶ nodig door het lage rendement.

Figuur 5.1 Kosten gas flexibiliteit



Bron: Eigen berekeningen.

Het is lastig deze tarieven van flexibiliteit in perspectief te zien, omdat er nauwelijks aanbieders van flexibiliteit buiten GasTerra en er dus geen goed vergelijkbare prijzen en producten zijn. Wel lijkt er enige neerwaartse druk te staan op prijzen voor korte termijn flexibiliteit, zoals dag nacht flex. Seizoensflex daarentegen lijkt juist duurder te worden (zie ook bijlage C). Naar het zich laat aanzien weerspiegelt deze verschuiving de hogere kosten van een ondergrondse gasopslag, bedoeld voor seizoensflex, ten opzichte van de lagere kosten van zoutcavernes die vooral geschikt zijn voor korte termijn flex.

De prijs die GasTerra en eventuele andere aanbieders vragen voor flexibiliteit kan verschillen met de kosten van flexibiliteit, er is immers sprake van schaarste.³⁷ Als de prijs gelijk is aan de 'marktwaarde' hoeft er nog geen goede marktwerking te zijn, bijvoorbeeld omdat de verhandelbaarheid slecht is. Aanbieders trachten te voorkomen dat de afnemers van de flexibiliteit deze later (deels) op de markt aanbieden. Dit kan leiden tot suboptimale inzet van de

³⁶ Het verschil tussen gemiddelde en maximale afname is groot.

³⁷ De aanbieders van flexibiliteit kunnen twee soorten premies ontvangen bovenop de kostprijs: een schaarstepremie (*scarcity rent*) en een monopoliepremie (*monopoly rent*). Deze zijn empirisch vaak lastig van elkaar te onderscheiden. Economisch maakt het een groot verschil, omdat *monopoly rents* slecht zijn voor de welvaart terwijl *scarcity rents* dat niet zijn.

beschikbare flexibiliteit en daarmee tot hogere prijzen van elektriciteit dan mogelijk zou zijn bij volledige mededinging. Deze systematiek draagt bij aan de toegangsdrempels tot de gasmarkt. Immers, als gecontracteerde flexibiliteit alleen binnen eigen portefeuille kan worden benut, dan ontstaat er een prikkel om portefeuilles te vergroten omdat de behoefte aan flex minder dan evenredig toeneemt met de portefeuille. Grote producenten kunnen in hun portefeuille van aansluitingen een interne markt voor flexibiliteit opzetten. Onderlinge uitwisseling tussen beheerders van portefeuilles en/of beheerders van individuele aansluitingen is niet of slechts in zeer beperkte mate mogelijk.

Dit biedt een schaalvoordeel aan de grote elektriciteitsproducenten. Een grote producent met twee installaties heeft meer flexibiliteit dan twee kleine producenten met ieder een installatie gezamenlijk. De grote producent kan wel optimaliseren en uitwisselen tussen de twee centrales, de twee kleine producenten kunnen dat niet. Er treden nu door de marktordering schaalvoordelen *per vrager* van gasflexibiliteit op, terwijl de schaalvoordelen ook voor de markt als geheel gerealiseerd zouden kunnen worden. De aard van de contracten op de gasmarkt stimuleert zo concentratie op de elektriciteitsmarkt. Hier kan de allocatieve efficiëntie geschaad worden (de elektriciteitsproducenten krijgen meer marktmacht omdat het er minder zijn, daardoor kunnen ze de prijs verhogen en betaalt de consument meer voor de stroom). Ook de dynamische efficiëntie komt in het geding: minder aanbieders betekent een kleinere prikkel tot efficiëntie. Vooral de prikkel om toe te treden zal afnemen: toetreders zijn in eerste instantie meestal kleine producenten zonder interne flexibiliteitsmarkt.

Het prijsmechanisme van GasTerra voor levering van flexibiliteit voor leveringen in 2009 (de zogenaamde additionele capaciteit) is aangepast. Dit is een gunstige ontwikkeling te zijn omdat het nieuwe tariefstelsel de onderliggende kosten beter lijkt te weerspiegelen. Dergelijke aanpassingen kunnen echter ook een negatief effect op investeringen in concurrerende fysieke voorzieningen hebben. Een grote of kansrijke toetreders loopt namelijk het risico dat de prijs na toetreding omlaag gaat en de investering niet wordt terugverdiend.³⁸ De 'bodem'-prijs van flexibiliteit is namelijk niet goed te voorspellen zolang er niet wordt geïnvesteerd. Het is lastig vast te stellen hoe sterk deze afschrikkende werking op investeringen is, maar niettemin verdient deze de aandacht van de toezichthouder.^{39,40}

³⁸ Van andere markten is bekend dat het niet loont voor een monopolist om een kleine toetreders aan te pakken. De kosten van lagere prijzen voor de eigen klanten zijn te groot ten opzichte van de winst die wordt behaald door klanten van de toetreders af te pakken. In de literatuur is dit bekend als *fringe competition*.

³⁹ Mogelijk heeft dit punt raakvlakken met andere knelpunten op de gasmarkt, zoals vergroting van de nationale markt tot een internationale markt, met daarop gelijke kansen voor bestaande bedrijven en toetreders, door im- en exportcapaciteit van gas beter toegankelijk te maken voor toetreders (bijvoorbeeld door deze capaciteit middels veilingen te alloceren).

⁴⁰ Merk op dat de kosten van flexibiliteit in de vorm van additionele capaciteit voor een elektriciteitscentrale relatief afgenomen zijn ten opzichte van 2007 omdat de commodity veel duurder geworden is.

5.5 Transparantie en onzekerheid

5.5.1 Onzekerheid over gas- en elektriciteitsprijzen beïnvloedt dispatch

Gasgestookte centrales worden ingezet en geoptimaliseerd op basis van de gasprijs in de termijncontracten (dispatch). De gecontracteerde gashoeveelheden zijn slecht verhandelbaar (vaak is het contractueel verboden om deze weer te verkopen). Of het mogelijk is om extra gas bij te kopen of overschotten te verkopen hangt af van het contract, dan wel de coulance van de leverancier. Het gevolg hiervan is dat de inzet van centrales veelal niet gebeurt op basis van de marginale prijs van gas op dat moment (dus de marktprijs) maar op basis van (historische) contractprijzen. Met andere woorden: de marginale kostprijs van elektriciteitsproductie is afhankelijk van het moment van contracteren en/of het fixeren van de producten die in een eventuele prijsformule zijn opgenomen. Bij ontbreken van koop-/verkoopmogelijkheden tegen TTF prijzen, kunnen gasprijzen per (groep van) installaties verschillen.⁴¹

Grote producenten van elektriciteit lijken er in toenemende mate in te slagen om een deel van het benodigde gas te betrekken van TTF. Vooral voor de lange termijn slaagt men er in om door middel van portefeuillemanagement te sturen op de actuele marge tussen termijnprijzen voor gas en voor elektriciteit (de zogenaamde spark spread). Voor kortetermijnoptimalisatie is dat veel moeilijker maar niet onmogelijk. Vooral de hoge kosten bij onbalans en het gebrek aan losse flexibiliteitsproducten maakt dat de kortetermijn TTF markt (zoals bijvoorbeeld de APX gasbeurs) maar mondjesmaat kan worden benut.

Hierdoor kunnen twee verstoringen optreden:

- De marginale kostprijs van iedere centrale met een contract hangt af van de efficiëntie waarmee gas in stroom wordt omgezet en de prijs van gas in het leveringscontract. De prijs van het gascontract hangt weer af van het moment dat het gascontract is afgesloten. De merit order op deze manier berekend, kan afwijken van de merit order gebaseerd op de efficiëntie waarmee gas in stroom wordt omgezet en een gezamenlijke gasprijs (bijvoorbeeld de TTF prijs). De ‘out of the pocket’ goedkoopste installatie, hoeft dan niet ook de technisch beste installatie te zijn. Dit heeft gevolgen voor (i) welke centrale stroom produceert, dit is niet noodzakelijkerwijs de efficiëntste centrale, (ii) de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt, deze reflecteert dus niet altijd de marktgebaseerde marginale productiekosten.
- Bij extreem lage TTF prijzen, zoals in de eerste negen maanden van 2007, kan de verstoring zoals hierboven ook optreden tussen centrales met een leveringscontract met een exclusieve leverancier en centrales zonder leveringscontract. Dit betreft vaak de inefficiëntere centrales. Prijsverschillen tussen eerder afgesloten termijncontracten en tussen TTF prijzen kunnen bij hele lage TTF prijzen de inzet van centrales beïnvloeden, zodanig dat niet de meest efficiënte centrale draait.

Vaak wijkt de prijs in contracten voor levering op termijn af van de marktprijs op het moment dat daadwerkelijk geleverd wordt. In eerste instantie is dit geen probleem: marktpartijen kiezen er

⁴¹ Dergelijke verschillen tussen marginale kosten en dagprijs kunnen ook optreden bij andere producten waarvoor langetermijncontracten afgesloten worden (cruciaal is of na afsluiting van het contract nog wederverkoop van gecontracteerde volumes mogelijk is). Het aangaan van een langetermijncontract is vaak een rationele keuze, bijvoorbeeld om risico te beperken.

zelf voor om dit soort langetermijncontracten aan te gaan, omdat deze hun risico verkleinen. Echter de afgesloten termijncontracten beïnvloeden uiteindelijk wel welke installaties stroom opwekken en welke niet. Hierdoor zijn de kosten van elektriciteit produceren mogelijk hoger dan nodig; deze situatie voldoet niet aan de eisen van productieve efficiëntie. In Box 5.2 beschrijven we een voorbeeld hiervan.

De oorzaak van deze inefficiëntie is dat er onvoldoende handelsmogelijkheden voor gas zijn. De eigenaar van de inefficiënte centrale kan het goedkope gas dat hij op de TTF heeft gekocht niet verkopen aan de eigenaar van de efficiënte centrale met een duur contract. Veel gas kan niet verhandeld worden doordat in leveringscontracten is vastgelegd dat het verkooppunt de eigen gasmeter is. Vaak wordt ook nog expliciet het doel van de verkoop vastgelegd: inzet in de eigen installatie (de zgn. bestemmingsclausules). Is het gas eenmaal de eigen meter gepasseerd, dan kan het niet meer terug het netwerk in. Bij een exclusieve leverancier is bovendien vastgelegd, dat alle gas dat de meter passeert, wordt afgenomen van de desbetreffende leverancier. Er kan dan geen gas meer worden betrokken van een andere leverancier.

Partijen met een termijncontract zitten vaak ‘vast’ aan de vooraf gecontracteerde hoeveelheid. Bij meer gebruik dan gecontracteerd, stijgen de prijzen per m³ sterk omdat bij een overschrijding extra betaald moet worden tot wel 90 procent over de contractprijs. Het omgekeerde treedt op als de afname onder de gecontracteerde hoeveelheid komt omdat er dan deels toch betaald moet worden ook al wordt er niet afgenomen. In dat geval zijn de marginale kosten van ‘toch maar afnemen’ tot 90 procent lager dan de contractprijs. Hierdoor kunnen de marginale gaskosten voor elektriciteitsproducenten substantieel afwijken van de marktprijzen op dat moment (TTF). Deze marktstructuur kan de productieve allocatie (‘het gas wordt gebruikt door de afnemer die er de meeste toegevoegde waarde mee creëert’) ernstig hinderen.

Box 5.2 Voorbeeld TTF versus termijncontracten begin 2007^{42,43}

Een specifiek voorbeeld dat zich heeft voorgedaan zijn de TTF prijzen begin 2007. Deze lagen met ongeveer 13 ct/m³ onder de eerder afgesloten termijncontracten voor dat moment van ruwweg tussen 22 en 28 ct/m³. Relatief inefficiënte centrales kopen vaak geen termijncontracten maar kopen alleen stroom op de TTF als de prijs laag genoeg is. Relatief efficiënte centrales kopen wel langetermijncontracten in maar mogen hun gas niet doorverkopen als dat aantrekkelijk is, of gas van andere leveranciers of de TTF afnemen (of ze mogen dat wel maar moeten (gedeeltelijk) betalen voor gas dat ze niet afnemen via hun langetermijncontract).

Als de TTF prijs zoveel lager is dan de termijnprijs dan zijn de productiekosten voor twee centrales als volgt (deze berekening is in Tabel 5.3 uitgewerkt):

- Bij een TTF prijs van 13 ct/m³ en een CO₂ prijs van 3 €/ton, kan de Hemweg 7 met een elektrisch rendement van naar schatting 39,5 %, elektriciteit produceren tegen marginale kosten van ongeveer 42 €/MWh.
- Een centrale met 45,5% rendement heeft bij 22 ct/m³ een marginale kostprijs van ongeveer 57 €/MWh.

⁴² Deels eerder besproken in Vrijhandelsoptiek 14 mei 2007

⁴³ Dit is het meest recente, openbare voorbeeld. Prijzen zijn nu anders dan ten tijde van dit voorbeeld.

Tabel 5.3 Rekenvoorbeelden takeorpay break even prijzen bij overschot gas

		elektrisch rendement	
		39,5%	45,5%
TTF short term gas	€/MWh	10	
Contractuele gasprijs	€/MWh		25
CO2 (2007)	€/ton	1	1
Variabele kostprijs			
Elektriciteit	€/MWh	29	61
variabele elektriciteitsprijs	10%		55
bij takeorpay boete van:	20%		49
	50%		31

Bij verkoop aan de APX, zal de inefficiënte centrale bij gasinkoop op TTF, in januari 2007 minimaal zeven dagen profijtelijk hebben kunnen draaien. Een centrale met 45,5% rendement en een regulier gascontract heeft daarentegen waarschijnlijk de hele maand stilgestaan. Als het gas niet in de inefficiënte centrale was gebruikt maar in de efficiënte centrale dan waren de maatschappelijke kosten lager.

Zeven dagen waarin de minder efficiënte centrale draait in plaats van de efficiënte leidt tot een extra gasverbruik van ongeveer 3,7 miljoen m³. De kosten van dit gas zijn ongeveer € 0,5 miljoen (3,7 miljoen m³ maal €13/MWh). Daar komen nog de kosten van de CO₂ uitstoot (CO₂ rechten die niet voor een ander doel gebruikt konden worden) bij. In een goed werkende markt had de eigenaar van de inefficiënte centrale zijn gas doorverkocht aan de efficiënte centrale, en had de efficiëntste centrale geproduceerd.⁴⁴

Merk op dat de centrales in verschillend eigendom waren en er dus niet met gas geschoven kon worden binnen een portefeuille. In het voorbeeld is voor beide centrales afzonderlijk (op dat moment) een rationele beslissing gemaakt.

De totale kosten van deze verstoring lijken klein (€ 0,5 miljoen op de totale omzet van de gasmarkt). Er is echter een aantal redenen waarom dit een onderschatting van de maatschappelijke schade is.

- TTF was zo laag juist omdat bijna niemand in de gelegenheid was om gas op de vrije markt te kopen en voor wat nuttigs te gebruiken. De prijs kon dus zover zakken (zelfs tot onder de 10 €/MWh) totdat installaties als Hemweg 7 eindelijk betere centrales kon wegdrücken.
- Dit is een incident dat eruit springt omdat het goed gedocumenteerd is. Er zijn een aantal aanwijzingen dat dit probleem zich ook bij andere installaties en op andere perioden heeft voorgedaan, echter deze informatie is vaak niet publiek beschikbaar.
- Dit probleem heeft zich niet alleen in januari 2007 voorgedaan.

⁴⁴ Een van de redenen waarom deze centrale niet op de TTF kon kopen was dat ze geen kwaliteit-conversiecapaciteit hadden kunnen contracteren. Op de TTF wordt hoogcalorisch gas verhandeld, terwijl deze centrale op een laagcalorische leiding is aangesloten.

5.5.2 Beide markten zijn sterk gelinkt?

Vooral in de piekuren is het meestal een gasgestookte centrale die de rol vervult van marginale centrale: de laatste die nog net nodig is om aan de vraag te voldoen en de eerste die afregelt als de vraag daalt. Als de gas- en elektriciteitsmarkt beide goed werken, dan zal de prijs van elektriciteit op momenten dat een gasgestookte centrale de rol van marginale centrale vervult, slechts weinig hoger zijn dan de prijs van gas maal de conversie-efficiëntie van de marginale gascentrale. In de praktijk is dit lastig na te gaan: elektriciteitscentrales bieden vaak in blokken, bijvoorbeeld om opstartkosten terug te verdienen of om te voorkomen voor slechts een enkel uur afgeschakeld te worden om daarna weer direct te moeten starten terwijl dat technisch ongewenst is.

Desalniettemin heeft het er veel van weg dat van gelijkheid tussen de prijs van elektriciteit en de prijs van gas (maal de marginale conversie-efficiëntie) geen sprake is. De marginale productiekosten van elektriciteit op de spotmarkt (en daarmee de minimale prijs op de spotmarkt) wordt veelal niet bepaald door de spotmarktprijs van gas, maar door de termijnprijzen van gas (zie ook de vorige paragraaf).

Het niet goed gelinkt zijn van beide markten heeft als gevolg dat:

- De prijsvorming op een van beide of beide markten de schaarste niet weerspiegelt. Gas is dan bijvoorbeeld goedkoper dan elektriciteit (rekening houdend met conversieverlies) terwijl het technisch nog mogelijk is om gas in elektriciteit om te zetten. Hierdoor komt er geen allocatieve efficiëntie tot stand.
- Het nu aantrekkelijk kan zijn om elektriciteit te produceren, terwijl er in een bepaalde regio een overschot aan elektriciteit is (nettechnisch gezien). Hierdoor ontstaat congestie. Door een slechte koppeling van beide markten wordt de congestie op de elektriciteitsmarkt niet opgelost met behulp van de gasmarkt, maar worden investeringen in de elektriciteitsinfrastructuur als enige mogelijke oplossing gezien.

5.5.3 Balancerings

Balancing van vraag en aanbod is belangrijk. Op de elektriciteitsmarkt is dit anders geregeld dan op de gasmarkt. Hierbij spelen verschillende issues, namelijk tijdigheid van de informatie en tijdigheid van de afrekening. Deze bespreken we beide hieronder.

Kosten onbalans

TenneT koopt ten behoeve van netintegriteit capaciteit in en verhaalt de kosten hiervan op de verbruikers door middel van het tarief voor systeemdiensten. GTS koopt eveneens capaciteit in ten behoeve van netintegriteit maar tracht deze kosten via heffingen⁴⁵ te verhalen op de shippers. Een deel van de capaciteitskosten die GTS maakt moeten ook gemaakt worden als er geen onbalans is, maar wel zou kunnen zijn. Door deze vaste kosten te variabiliseren en via heffingen naar shippers door te schuiven, creëert GTS een situatie dat shippers extreem goed hun best doen onbalans te vermijden: hun prikkel om onbalans te vermijden is groter dan de marginale kosten die hun onbalans veroorzaakt. De ultieme manier om dat te bereiken is door niet als shipper aan de markt deel te nemen. Over het jaar 2006 heeft GTS gerapporteerd dat de geïncasseerde heffingen beduidend lager waren dan de kosten voor de capaciteit, terwijl de heffingen zo bepaald waren dat ze kostendekkend zouden zijn. Marktpartijen bleken hun

⁴⁵ Soms ook aangeduid als boetes.

onbalans sterker te hebben verminderd dan verwacht. Hieruit blijkt dat deze vorm van balanshandhaving effectief is, maar dat daar tegenover staat dat de keuzevrijheid voor afnemers hierdoor negatief wordt beïnvloed. Het principe dat de veroorzaker van onbalans betaalt is logisch, maar kan als er te weinig partijen met onbalans zijn een te sterke prikkel geven om onbalans te voorkomen.

Tijdigheid van informatie

Iedere partij heeft er belang bij om in evenwicht te zijn (evenveel af te nemen als is ingekocht of evenveel het systeem in te brengen als er verkocht is), omdat afwijkingen tegen relatief hoge kosten verrekend worden. Bij elektriciteit is direct bekend of er een overschot of een tekort is. Producenten en afnemers kunnen hierop hun gedrag aanpassen. Voor gasafnemers of gasproducenten is het lastig balanceren omdat er niet op alle punten precies gemeten wordt en de meetinformatie niet of pas na afloop beschikbaar is. Hierdoor is het lastig het gedrag aan te passen in een door de markt gewenste richting.

Kredietrisico kopers van gas op TTF

Via de transportvoorwaarden (artikel 2.11.6) houdt GTS zich het recht voor een koper van gas op TTF aan te slaan voor de kosten onbalans die de verkoper van het gas veroorzaakt. Dit artikel kan GTS gebruiken voor het geval eventuele schade niet geheel op de verkoper van het gas verhaald kan worden, bijvoorbeeld bij faillissement van de verkoper. Het probleem voor kopers van gas op TTF is dat ze geen zicht hebben op hoe lang ze nog voor historische transacties aangeslagen kunnen worden. Omdat GTS de boeken niet sluit, kunnen ook kopers op TTF de boeken niet sluiten. Deze mogelijkheid van verhaal op derden door GTS remt handel op TTF. Vooral beurshandel wordt hier door getroffen, maar ook grote elektriciteitsproducenten die tevens actief zijn als gashandelaar ondervinden hier hinder van. Naast de beperking van de beurshandel die dit oplevert, vergroot dit de onzekerheid voor elektriciteitsproducenten en de eisen die aan hun financiering gesteld worden.⁴⁶

Overigens heeft de minister van Economische Zaken toegezegd dat dit kredietrisico voor 2009 weggenomen zal worden. Bij elektriciteit is derdenverhaal een onbekend fenomeen. TenneT hanteert een systeem van bilateraal kredietrisicomanagement en sluit de boeken na 14 dagen.

Combiflex 2009 en verder

Voor de meeste partijen is de virtuele buffer Combiflex de belangrijkste bescherming tegen hoge onbalanskosten. Het is ten tijde van het schrijven van dit rapport (juni 2008) echter nog niet zeker of Combiflex ook voor het jaar 2009 zal worden aangeboden. Dat terwijl de meeste verbruikers reeds gas hebben ingekocht voor dat jaar. Leveranciers lopen hierdoor een risico.

5.5.4 Prijs in contracten is niet gelijk aan de opportuniteitskosten voor gasafnemers

De prijs die gasafnemers volgens hun contract moeten betalen is niet gelijk aan de opportuniteitskosten van het gasverbruik. Boetes op ondergebruik van het afgesproken

⁴⁶ Gerelateerd, is dat ook de leveranciers van gas aan kleinverbruikers hier hinder van ondervinden. Omdat kleinverbruikers hun gas- en elektriciteit vaak bij één partij kopen, beïnvloedt dit dus ook de concurrentie op de kleinverbruikersmarkt voor elektriciteit. Zie Baarsma, B., Bremer, S., Nooij, M. de & Poort, J. (2007). Toetredingsdrempels kleinverbruikersmarkt energie. (SEO-rapport, 2007-49). Amsterdam: SEO Economisch Onderzoek.

contractvolume en op overschrijding van het contractvolume maken dat de opportuniteitskosten voor een gasgestookte centrale lager respectievelijk hoger kunnen liggen dan de prijs in het contract. Dit maakt de prijsvorming op de elektriciteitsmarkt:

- ingewikkeld voor de biedende partijen; de prijs die gasgestookte centrales bieden, hangt af van de hoeveelheid die ze al verbruikt hebben ten opzichte van hun contractvolume;
- ingewikkeld voor toezichthouders;
- ingewikkeld voor toetreders: bij de beslissing om al dan niet toe te treden of capaciteit uit te breiden, maken partijen een analyse van hoeveel ze (naar verwachting) gaan verdienen. Dit wordt ingewikkelder en riskanter door de verschillen tussen prijs en opportuniteitskosten van gas. Dit hindert toetreding.

Ook ontstaat door dit verschil tussen gasprijs die afnemers moeten betalen en de opportuniteitskosten een verschil tussen de marginale kosten van gasgebruik en de prijs. Dit verschil hoeft niet even groot te zijn voor de verschillende installaties en of gasafnemers. Hierdoor kunnen de marginale gaskosten verschillen tussen de verschillende installaties en de gasafnemers, wat de inzet van gasgestookte centrales kan verstoren (het zijn niet noodzakelijkerwijs de meest efficiënte centrales die draaien).

Gasleveranciers die de afnemer take-or-pay verplichtingen opleggen, bieden de afnemer daarvoor een ruil veelal een korting ten opzichte van de vigerende gasprijzen van Gasterra. Afnemers hebben dus wel de mogelijkheid om het take-or-pay risico te vermijden, maar moeten dan iets meer voor het gas betalen.

5.6 Vrije toe- en uittreding?

Bij vrije toe- en uittreding wordt vaak gedacht aan het tot een markt toetreden dan wel er volledig uit terugtrekken. Echter, zoals eerder aangegeven zijn de gas- en elektriciteitsmarkt in wezen een verzameling van markten, ieder moment moet er evenwicht zijn (evenveel vraag als aanbod). Daardoor bestaan de gas- en elektriciteitsmarkt in wezen uit veel diverse markten, namelijk een voor op ieder moment. De vraag die in deze paragraaf centraal staat is of het toetreden of uittreden op een van deze deelmarktjes mogelijk is zonder dat daarbij verzonken kosten verloren gaan.

5.6.1 Vergroten van de productie boven de contractcapaciteit

Elektriciteitscentrales met een GasTerra-stijl contract worden geconfronteerd met hoge extra kosten als ze meer afnemen dan hun vooraf gecontracteerde capaciteit.

Extra kosten (boetes) voor overschrijding contractcapaciteit

In de GasTerra-stijl contracten hebben afnemers een grote vrijheid zolang ze hun contractcapaciteit maar niet overschrijden. De gecontracteerde capaciteit kan echter niet worden uitgewisseld met andere eindverbruikers, tenzij een dergelijke pooling bij aangaan van de overeenkomst reeds is vastgelegd. Indien zich een storing voordoet in een of meerdere grote centrales binnen een portefeuille, dan kan de vrijgekomen gascapaciteit worden ingezet in andere centrales die onderdeel uitmaken van deze portefeuille. Centrales die geen onderdeel uitmaken van de portefeuille zijn uitgesloten van (tijdelijk) gebruik van de vrijgekomen capaciteit. Ook bij zaken als vergaande koelwaterbepalingen (zoals in augustus 2003), kunnen bepaalde portefeuilles met overschot aan capaciteit te maken krijgen, terwijl elders installaties stil staan.

De blokkade op de overdracht van vrijgekomen capaciteit kan bij ernstige storingen aanleiding geven tot extreem hoge prijzen of zelfs de leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening in gevaar brengen. De kans is namelijk groot dat er wel nog opgesteld gasgestookt vermogen beschikbaar is maar waarvoor onvoldoende gascapaciteit is gecontracteerd om de laatste MWh er nog uit te persen. In dat geval zullen elektriciteitsproducenten alleen in extreme situaties bereid zijn willens en wetens meer capaciteit af te nemen dan gecontracteerd. De kosten voor zulke overschrijdingen zijn namelijk zeer hoog (zeker uitgedrukt per MWh elektriciteit die met het extra afgenomen gas geproduceerd kan worden en als de overschrijding kortstondig is). In Box 5.4 staat ter illustratie een berekening van de kosten van overschrijding van de contractcapaciteit. Elektriciteitsproducenten zullen een dergelijke boete alleen voor lief nemen als de elektriciteitsprijs hoog is.

Box 5.4 Voorbeeld berekening van kosten bij overschrijding van contractcapaciteit met meer dan 2%

Bij deze berekening moet worden opgemerkt dat als de overschrijding gedurende langere tijd plaats vindt, de kosten per MWh lager worden. In dit voorbeeld geldt bij een overschrijding van 10 uur dat op een warme dag in een flankmaand de kosten ‘slechts’ 607,2 €/MWh bedragen en op een koude winterdag 1600 €/MWh. Echter, deze verlaging zal een producent alleen kunnen doorvoeren als hij van te voren weet dat hij gedurende deze tijd daadwerkelijk op de inkomsten kan rekenen. Dat zal slechts zelden het geval zijn, vandaar dat het eenvoudiger is om de operator de instructie mee te geven nooit en te nimmer de gecontracteerde capaciteit te overschrijden.

Boetes bij overschrijding van contractcapaciteit met meer dan 2%

(Boetes worden per gasdag bepaald)

Contract capaciteit:	1.000	m ³ /h
Operationele marge 2%	20	m ³ /h
Boete bij uurconsumptie >	1.020	m ³ /h
<i>30 m³ = 0,12 MWh el bij 45% rendement</i>		
Stel: max uurverbruik op een gasdag	1.030	m ³ /h
Capaciteit (note, plafond van toepassing: 2*kost additionele cap*hoogste overschrijding)		
Als gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur		
< minus 1.5 graden Celsius = 50% penalty	1.576	€/dag
> minus 1.5 graden Celsius = 20% penalty	630	€/dag
Transport		
wintermaand (D-J-F) 35% penalty	344	€/dag
flankmaand (M-A-O-N) 10% penalty	98	€/dag
zomermaand (M-J-J-A) 5% penalty	49	€/dag

Kosten per MWh elektriciteit bij overschrijding in een enkel uur (capaciteitskosten en transportkosten)		
	Totale kosten	Kosten per extra geproduceerde MWh elektriciteit (0,12)
Warme dag flankmaand	729 €/dag	6.072 €/MWh ⁴⁷
koude winterdag	1.920 €/dag	16.000 €/MWh

5.6.2 Flexibiliteit in contractvormen bij toetreden

Een partij die nu toetreedt tot de gasmarkt, kan niet aan importcapaciteit of aan conversiecapaciteit komen. De importcapaciteit is al vergeven (verkocht met langjarige contracten) en deze wordt op de gasmarkt nauwelijks vrij verhandeld. Dit in tegenstelling tot de importcapaciteit op de elektriciteitsmarkt waar een stringent use-it or lose-it wordt toegepast. Niet tijdig nomineren van gebruik betekent het afstaan van de capaciteit aan de dagmarkt. Bij gas is het juist standaard om importcapaciteit achter de hand te houden voor het geval de vraag plots stijgt. Niet genomineerde capaciteit wordt hooguit als interruptible op de markt aangeboden, hetgeen vaak weinig aantrekkelijk is, omdat interruptie tot onbalans in de portefeuille aan beide kanten van de grens kan leiden. Partijen die over importcapaciteit beschikken hebben weinig behoefte deze te verhandelen (secundaire handel komt weinig voor). Naar het zich laat aanzien begint hier voorzichtig aan verandering in op te treden.

Een partij die zelf hoogcalorisch gas wil inkopen en omzetten in laagcalorisch gas (omdat de leiding waaraan de afnemer zit laagcalorisch gas transporteert) heeft conversiecapaciteit nodig. Deze is echter schaars. Schaarste is vooral contractueel, alles is vergeven en nieuwkomers komen er niet tussen, terwijl er waarschijnlijk geen fysiek probleem is. Dit conversieprobleem wordt opgelost omdat conversie een systeemdienst gaat worden.

Kortom, toetreders moeten een andere mix van deelproducten op de gasmarkt kopen dan bestaande partijen, dit verstoort de inzet van de meest efficiënte centrale en hindert de toetreding, maar verandering lijkt op komst.

5.6.3 Flexibiliteit van GTS is geen alternatief voor GasTerra-stijl contracten

Naarmate de behoefte aan flexibiliteit groter is, zijn afnemers steeds meer aangewezen op GasTerra. Terwijl de elektriciteitproducent met een flexibele installatie met weinig draaiuren weinig problemen heeft om de flexibel geproduceerde elektriciteit prijsgunstig in de markt te zetten door te leveren aan APX of TenneT, ligt dat bij de gasvoorziening totaal anders. De exploitant zou kunnen besluiten om geen gascontract aan te gaan maar slechts op die dagen dat de elektriciteitsprijzen hoog zijn, gas op TTF te kopen. Een van de moeilijkheden waarvoor de exploitant zich gesteld ziet, is dat op TTF alleen basislast gas dag-vooruit wordt verhandeld. Als

⁴⁷ Bij het berekenen van de kosten per MWh zijn de getallen pas in de laatste stap afgerond, waardoor bij narekenen kleine verschillen kunnen ontstaan.

hij het gas gedurende 14 uur in eigen installatie wil inzetten, dan betekent dat 10 uur gas achterlaten in het GTS systeem en 14 uur teveel gas uit het systeem halen. Dat is een kostbare aangelegenheid, zoals de onderstaande indicatieve kosten aangeven.

Tabel 5.5 Voorzienbare onbalanskosten

loadfactor conversie bij > 0 °C	
Elektrisch rendement	kosten onbalans in €/MWh el
55%	22,27
50%	24,50
45%	27,22
40%	30,63
35%	35,00

Bron: Eigen berekeningen.

Als de exploitant technische problemen ondervindt met zijn installatie, dan moet hij de aan APX verkochte elektriciteit van TenneT terugkopen. Het gas dat niet afgenomen kan worden blijft in het systeem van GTS. Aan TenneT moet de exploitant een onbalansprijs betalen die over langere tijd genomen enkele €/MWh beneden de APX prijs ligt. Per kwartier kunnen echter behoorlijke verschillen optreden. De exploitant kan fors moeten betalen, maar in veel gevallen houdt hij zelfs geld over aan de transactie kopen van TenneT, verkopen aan APX. Het kosten veroorzakerprincipe zoals TenneT dat hanteert kan ook leiden tot uitbetaling, omdat de individuele onbalans TenneT juist gelegen kwam. Het achterlaten van gas in het systeem van GTS kost de exploitant altijd geld, zelfs als de vraag naar gas op dat moment hoog is.

Ter bescherming tegen onbalansrisico's en vanwege de dominante positie van GasTerra op de flexibiliteitsmarkt, biedt GTS een virtuele buffer aan, Combiflex geheten.⁴⁸ Combiflex biedt bescherming per portefeuille. Een grote elektriciteitproducent met vele aansluitingen kan gebruik maken van het ongelijktijdigheidseffect en kan volstaan met een relatief gering aandeel Combiflex voor een redelijke mate van bescherming. Een exploitant met één enkele aansluiting zal echter voor de volledige contractcapaciteit Combiflex moeten aanschaffen. Bij een prijs van ongeveer 120 €/m³/jaar (augustus 2007) pakt dat voor de exploitant aanmerkelijk duurder uit dan de additionele capaciteit van GasTerra (105 €/m³/uur over een gedeelte van de contractcapaciteit met kortingsmogelijkheden tot 35%) Voor nadere uitleg over additionele capaciteit wordt verwezen naar bijlage C.

5.7 Beleidsmaatregelen voor verbetering gasmarkt

Op meerdere plaatsen in dit rapport staan mogelijke maatregelen om de marktwerking op de ene markt te verbeteren waarbij de marktwerking op de andere markt daar voordelen van heeft. In deze paragraaf gaan we in op een aantal oplossingen die overlappen in de verschillende paragrafen.

⁴⁸ Vooralsnog is het niet zeker dat dit product ook in 2009 aangeboden zal worden.

De Nederlandse gasmarkt is tot stand gekomen in de jaren '60 van de vorige eeuw. De publiek-private samenwerking onder de vlag van Gasunie had tot taak om vanuit Groningen infrastructuur te ontwikkelen en het gas te verkopen aan grootverbruikers en distributiebedrijven, evenals aan wederverkopers in het buitenland. Deze samenwerking was bijzonder succesvol en bijzonder tijdsbestendig. De belangrijkste mechanismen die destijds aan de basis van het succes stonden, passen minder goed bij de vrije gasmarkt. Zo kon gas snel worden uitgerold door van Gasunie het centrale verkoopkantoor van in Nederland geproduceerd aardgas te maken. Gasunie kon tevens alle onshore hogedrukleidingen aanleggen en beheren die voor deze verkoop nodig waren. Bij het zoeken naar mogelijkheden om de huidige gasmarkt vlot te trekken, is het wenselijk om te bekijken welke onderdelen van het aloude 'gasgebouw' aangepast kunnen worden om aan de eisen van de huidige tijd te voldoen. De elementen die in dit hoofdstuk aandacht krijgen zijn de flexibiliteit van het Groningenveld en mogelijkheden om de toegang tot gasbronnen voor marktpartijen te vergroten.

5.7.1 Groningen Flex voor iedereen non-discriminatoir verkrijgbaar

Momenteel is flexibiliteit van levering sterk geconcentreerd bij één partij (GasTerra) die hierdoor een dominante positie op de markt heeft (zie bijvoorbeeld Frontier 2008).⁴⁹ Het verminderen van deze dominantie en het daarmee verbeteren van de werking van de markt voor flexibiliteit is belangrijk voor de hele gasmarkt. De oplossing hiervoor is niet eenvoudig, het oplossen van deze dominantie gaat niet snel. Er zijn een paar mogelijke beleidsmaatregelen gesuggereerd, echter welke het beste is, is nog geen uitgemaakte zaak. Hieronder beschrijven we kort een paar oplossingsrichtingen.

In 2003⁵⁰ pleitte VOEG voor het aanpakken van de dominante positie van GasTerra door het unbundlen van het Groningenveld in een flex en een commodity deel. De exploitant van het Groningenveld krijgt dan twee taken: enerzijds het verkopen van gasvolumes aan GasTerra en anderzijds het verkopen van flexibiliteit aan de markt. Met flexibiliteit wordt dan bedoeld: het vermogen om gas te leveren op het gewenste moment, dus los van de commodity. Ook GasTerra moet dan de benodigde flexibiliteit afzonderlijk bij de exploitant van het Groningenveld inkopen.⁵¹ Iedere marktpartij, dus ook GasTerra, die behoefte heeft aan flexibiliteit kan altijd bij de System Operator terecht voor flexibiliteit tegen non-discriminatoire en vooraf vastgestelde tarieven. Deze tarieven kunnen zodanig worden vastgesteld dat marktpartijen een incentive hebben om te zoeken naar goedkopere alternatieven. Ook de flexibiliteit die GTS nodig heeft, kan via de System Operator worden geleverd, zodat in fysiek opzicht GTS vooralsnog dit veld kan gebruiken voor handhaving van de systeembalans.

In de huidige systematiek wordt het Groningenveld ook benut voor de uitvoering van het kleineveldenbeleid door GasTerra. In de visie van VOEG belemmert dat de goede werking van de markt, mede omdat deze steun impliciet is en de orde van grootte daardoor volstrekt onduidelijk is. Het pleidooi van VOEG was dan ook om deze steun expliciet te maken. Deze rol kan ook door de System Operator worden vervuld door flexibiliteit voor het kleineveldenbeleid

⁴⁹ Frontier (2008) Research into gas flexibility services, A report prepared for DTe, May 2008

⁵⁰ www.voeg.nl

⁵¹ Ter illustratie maakte VOEG de vergelijking met de Europese Centrale Bank (ECB). Banken worden gestimuleerd om zo goedkoop mogelijk aan geld te komen, maar lukt dat onvoldoende, dan kunnen ze altijd terugvallen op de ECB. Met diverse (korte termijn) producten ondersteunt de ECB zodoende het efficiënt en betrouwbaar functioneren van de financiële markt.

beschikbaar te stellen. Twee jaar geleden heeft het CPB⁵² in wezen hetzelfde betoogd door te wijzen op de hoge optiewaarde van de Groningenflexibiliteit.

De dominantie van Gasterra door de koppelverkoop van commodity en flexibiliteit kan op een dergelijke manier worden opgelost, al zullen er ook alternatieven zijn. Het gaat hier te ver om de voor- en nadelen van de verschillende beleidsmaatregelen af te wegen.

5.7.2 Vergroten toegang tot bronnen van gas

Toegang tot gas wordt voor spelers in de Nederlandse gasmarkt onder andere belemmerd doordat:

- GasTerra het Groningenveld moet inzetten voor de uitvoering van het kleineveldenbeleid (wettelijke taak van GasTerra);
- importcapaciteit op basis van langjarige capaciteitscontracten is uitgegeven (verkocht onder langjarige contracten), en;
- eindverbruikers met recht op gas dit gas alleen voor eigen locatie kunnen inzetten en niet kunnen wederverkopen.

Onderstaand worden deze belemmeringen nader toegelicht.

Kleineveldenbeleid

Een van de pijlers van de Nederlandse energiepolitiek is het kleineveldenbeleid. Dit houdt in dat gas dat buiten de Groningenconcessie wordt gewonnen, bij GasTerra tegen aantrekkelijke condities kan worden verkocht. GasTerra is wettelijk verplicht gasproducenten met een klein veld een aanbod te doen. De regering wil zodoende de exploitatie van de reserves buiten Groningen stimuleren door producenten redelijke prijzen te garanderen en afzetzekerheid te bieden. In de praktijk verkopen daarom bijna alle producenten hun gas onder een zogenaamde field depletion contract aan GasTerra. De relatie tussen de inkoopprijs volgens de zogenaamde 'norminkoopprijs' en de marktwaarde van het gas is niet duidelijk en mogelijk betaalt GasTerra te veel voor dit gas. Een belangrijk argument voor deze politiek is dat de producent behoefte heeft aan de zekerheid dat het gas altijd kan worden afgezet en alleen GasTerra kan dankzij het Groningenveld deze zekerheid bieden. Echter, in de reeds aangehaalde studie van het CPB wordt terecht betoogd dat de vrije markt ook een zeer hoge mate van afzetzekerheid biedt, mits de producent bereid is te verkopen tegen de vigerende marktprijs.

In principe kunnen alle deelnemers in een concessie zelf beslissen hoe ze hun gas verkopen. 40% van alle gasproductie is in handen van de Nederlandse Staat via Energie Beheer Nederland (EBN). EBN zou kunnen overwegen om haar aandeel niet langer aan GasTerra te verkopen maar rechtstreeks op de markt aan te bieden (een gas release program) waardoor het aantal aanbieders van gas toeneemt.

Importcapaciteit

GTS verkoopt importcapaciteit langjarig volgens first come first served principe. De rechten op gebruik van bestaande capaciteit zijn daarom vooral in handen van bedrijven die reeds voor de liberalisering of direct daarna op de gasmarkt actief waren, voornamelijk dus GasTerra. Deze vorm van capaciteitsuitgifte geeft Gasunie de zekerheid van toekomstige inkomsten, hoewel de

⁵² CPB (2006) Government involvement in liberalised gas Markets; A welfare-economic analysis of the Dutch gas-depletion policy, februari.

tarieven voor de toekomst nog niet zijn vastgesteld. GTS betoogt dat het blokkeren van beschikbare capaciteit door bestaande houders van de importrechten geen zin heeft, want dan legt GTS extra buizen bij. GTS gaat er daarbij aan voorbij dat het minimaal 6 jaar duurt voordat nieuwe buizen in gebruik kunnen worden genomen en blokkeren van capaciteit dus 6 jaar lang tot extra winst kan leiden. Daarnaast kan dit leiden tot investeringen in overcapaciteit door GTS waardoor de kosten niet terugverdiend worden.

Door importcapaciteit vergelijkbaar met elektriciteit uit te geven, dus in veilingen op meerdere momenten, kunnen alle marktpartijen toegang krijgen tot buitenlandse bronnen van capaciteit.

Eindverbruikers de markt op

Eindverbruikers zoals elektriciteitsproducenten zitten tot op zekere hoogte opgesloten achter hun meter. Hooguit binnen de portefeuille kunnen ze gasafname variëren tussen de centrales, uitwisseling met andere partijen is er nauwelijks bij. Het opheffen van deze blokkade voor verhandelbaarheid zou gas op de markt beschikbaar moeten maken.

Net als bij elektriciteit, zouden verbruikers op APX en Endex moeten kunnen kopen voor eigen verbruik. Als ze dan meer hebben gekocht dan nodig, dan kunnen ze dit gas weer verkopen op de centrale marktplaats. Bij elektriciteit werkt dit goed omdat de meeste verbruikers zelf het onbalansrisico accepteren, dan wel kunnen afkopen.

EZ onderzoekt momenteel of het mogelijk is de werking van TTF te stimuleren door shippers te verplichten alle gas op TTF af te leveren.⁵³ Daarbij wordt vaak de vergelijking gemaakt met de elektriciteitsmarkt. Echter, deze vergelijking gaat maar deels op omdat bij elektriciteit de meeste verbruikers datgene kopen (en de meeste opwekkers verkopen), wat hun meter registreert, onafhankelijk van of juridisch het afleverpunt ‘net van TenneT’ is of de aansluiting.

Omdat de ‘out of pocket kosten⁵⁴’ voor onbalans bij elektriciteit beheersbaar zijn, durven afnemers het risico te nemen deze kosten zelf te dragen, dan wel durft de leverancier het aan om een redelijke, vaste prijs voor deze kosten te vragen. Door deze laagdrempeligheid is een markt ontstaan en kunnen aangeslotenen rechtstreeks op de groothandelsmarkt opereren, of een contract afsluiten dat de situatie spiegelt alsof er rechtstreeks op de groothandelsmarkt wordt ingekocht⁵⁵ en alles daar tussen in.

⁵³ In wezen wordt dan het afleverpunt, wat nu meestal de meter van de verbruiker is, verplaatst naar de TTF. Nu zijn er veel afleverplaatsen (meters) en in het voorstel is er nog maar één afleverplaats (de TTF markt).

⁵⁴ TenneT geeft ongeveer € 87 miljoen per jaar uit voor inkoop capaciteit ten behoeve van netintegriteit. Deze kosten worden via het systeemdienstentariaf (1,18 €/MWh) verhaald op de verbruikers. Alleen de kosten van werkelijk benodigde aan- of verkoopacties binnen een kwartier, worden verhaald op de PV partijen naar rato van hun portefeuille onbalans binnen zo’n kwartier. Deze marginale kosten worden gepubliceerd als ‘onbalansprijzen’ en veelvuldig in leveringscontracten gebruikt voor verrekking van verschillen tussen nominatie en realisatie van (een groep van) individuele aansluitingen.

⁵⁵ Diverse decentrale opwekkers claimen dat ze op Endex en APX verkopen. Ze hebben echter een exclusieve afnemer die tegen een bepaalde vergoeding, prijzen en condities biedt die overeenkomen met actuele groothandelsprijzen (Endex en APX), inclusief de verrekking van onbalansprijzen voor verschil tussen genomineerde productie en werkelijke productie. In wezen neemt deze afnemer alle elektriciteit af waarbij het volume- en marktprijnsrisico volledig bij de decentrale producent ligt. Deze producent geniet daardoor optimale vrijheid in de verkoopstrategie. De producent heeft daarom dezelfde prijzen en voorwaarden (minus een kleine marge voor de afnemer) als wanneer hij op de APX of Endex zou handelen.

Naar verwachting zal deze situatie ook ontstaan bij aardgas zodra out of the pocket kosten van onbalans beheersbaar zijn. Dan zullen de aanbieders op de elektriciteitsmarkt soortgelijke diensten ook voor gas leveren. Echter, zolang slechts een enkele gasleverancier erin slaagt om net voldoende flexibiliteit te verwerven om een klantenportefeuille op te bouwen, zullen deze leveranciers er niet toe overgaan om deze flex voor dunne marges beschikbaar te stellen aan afnemers die zelf op de groothandelsmarkt actief willen worden. Desondanks kan afleveren op TTF wel tot een verbetering leiden. De behoefte aan flex bij andere partijen dan GasTerra is zo groot, dat een geringe verbetering van beschikbaarheid van flex in de markt direct merkbaar zal zijn. Naar verwachting zal dit echter niet tot een grote doorbraak leiden. Het verlagen van de out of pocket onbalanskosten lijkt effectiever dan het verplichten het gas via TTF af te leveren.

5.8 Conclusie

In deze paragraaf bespreken we een aantal relaties tussen de elektriciteits- en gasmarkt die in (potentie) voor knelpunten zorgen en mogelijke oplossingen hiervoor. Gezien de onderzoeksvraag is het logisch om hier op de problemen tussen beide markten te focussen. Echter, in deze paragraaf willen we deze knelpunten in perspectief plaatsen en bediscussieren hoe groot de knelpunten zijn en hoe deze zich verhouden tot andere knelpunten. Deze bevindingen zijn mede gebaseerd op de drie workshops.⁵⁶ Qua structuur volgen we de onderzoeksvragen uit hoofdstuk 2.

De belangrijkste bevindingen zijn:

- De structuur, de regulering en het gedrag van de gasmarkt voldoen minder goed aan de voorwaarden voor goede marktwerking, dan de structuur, de regulering en het gedrag op de elektriciteitsmarkt. Met andere woorden, de marktwerking op de gasmarkt is minder ver ontwikkeld dan de marktwerking op de elektriciteitsmarkt. Marktpartijen geven ook aan dat vooral verbetering van de gasmarkt belangrijk is. Dit komt alle afnemers ten goede, ook de elektriciteitsproducenten. De onvolkomenheden op de gasmarkt lijken vooral effect te hebben op het algemene kostenniveau en niet op de werking van de elektriciteitsmarkt, al is er een aantal (kleine) specifieke verstoringen op de elektriciteitsmarkt.
- De geringe marktwerking op de gasmarkt zorgt waarschijnlijk voor hogere kosten dan nodig, gasgestookte elektriciteitsproducenten hebben hier last van. Omdat de kosten uiteindelijk door de afnemers worden gedragen, heeft ook de rest van het bedrijfsleven en de consumenten hier last van. Een deel van de problemen wordt al erkend en er wordt aan gewerkt:⁵⁷
 - het integreren van verschillende gaskwaliteiten;
 - het introduceren van een eenvoudiger en meer marktconform systeem voor het in balans houden van het gastransportnet met stuurinformatie en marktconforme onbalansprijzen;
 - het beter benutten van de capaciteit van de gastransportleidingen;

⁵⁶ De vragenlijst die als gespreksleidraad bij de workshops is gebruikt, is als bijlage D toegevoegd. De drie workshops zijn gehouden in een kleine setting, met maximaal vier verschillende spelers om tafel. Hierbij is steeds een verdeling nagestreefd over de verschillende soorten spelers: gasproducenten/-handelaren, grote en kleine elektriciteitsproducenten, netwerkbeheerders en sectorvertegenwoordigers. Er is naar gestreefd om alle type marktpartijen te spreken. De mensen die zo vriendelijk waren hieraan mee te werken staan in het voorwoord vermeld. Uiteraard komen de conclusies en indrukken geheel voor rekening van de onderzoekers.

⁵⁷ Ministerie van Economische Zaken (2008) Brief aan De Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal: Nederlandse gasmarkt: modernisering van de spelregels, 18 februari.

- het verplicht afleveren van gas op TTF (het samenvoegen van vele kleine afleverplaatsen tot één grote);
- het wegnemen van de onbeheersbare kredietrisico's voor kopers van gas op TTF.

Hoewel het een positieve ontwikkeling is dat er aan oplossingen gewerkt wordt, kan verdergaande actie wenselijk blijken, bijvoorbeeld met het oog op de snelheid. Daarbij zou een rol voor de NMa kunnen bestaan.

Elektriciteitsproducenten hebben hogere kosten door de onvolkomen werking van de gasmarkt. Grote producenten slagen er dankzij portefeuillemanagement steeds beter in om TTF producten te combineren met meer traditionele leveringscontracten met take-or-pay verplichtingen. Onbalansposities zijn kostbaar maar kunnen worden doorberekend aan de klanten.

Ook kleine producenten werken soms met TTF prijzen (soms zonder zelf op TTF te handelen), maar hebben beduidend meer moeite met portefeuillemanagement vanwege de geringe schaal. De TTF producten zijn te groot voor bijvoorbeeld 5 MW gasmotoren. Exploitanten moeten dan veel energie steken in het vinden van medekopers en onderlinge afstemming. Kleine producenten slagen er nauwelijks in om toegang te krijgen tot daggasprijzen terwijl ze elektriciteit wel kunnen optimaliseren op kwartierbasis. Kleine producenten vrezen dat ze hierdoor regelmatig waarde laten liggen.

- Duidelijk is dat het verschil in schaalgrootte, samenstelling van de portefeuille en/of (contract)positie (o.a. met betrekking tot import- en conversiecapaciteit) tussen de producenten een belangrijke rol.
 - Als kleine producenten hier meer last van hebben dan kan dit de toetreding op de elektriciteitsmarkt belemmeren.
- Marktpartijen gaven aan dat de knelpunten die in dit hoofdstuk geanalyseerd zijn, meestal te klein zijn of slechts sporadisch optreden om vanuit de gasmarkt de *marktwerking* op de elektriciteitsmarkt substantieel te verstoren.
- De elektriciteitsmarkt beïnvloedt de gasmarkt veel minder dan andersom. De structuur, de regulering en het gedrag op de elektriciteitsmarkt lijken de gasmarkt niet of nauwelijks negatief te beïnvloeden.
- Verbetering van de elektriciteitsmarkt lijkt dan ook weinig effect op de werking van de gasmarkt te zullen hebben.
- De marktwerking kan op diverse manieren worden verbeterd. Zoals hierboven betoogd zal hierbij de meeste aandacht naar de gasmarkt uit dienen te gaan. Een goede en snelle oplossing is belangrijk.⁵⁸

Daarnaast kan de overheid de werking van de gasmarkt verbeteren door de flexibiliteit van het Groningengasveld beter toegankelijk te maken. GasTerra heeft hier nu exclusief toegang toe en heeft hierdoor een positie die als dominant wordt ervaren op de voor de gasmarkt belangrijke deelmarkt van flexibiliteit.

Ook kan de overheid de toegang tot bronnen van gas vergroten. Hierbij is het nodig kritisch te kijken naar het kleineveldenbeleid, waar exploitanten van een klein veld nu meestal via GasTerra hun gas vermarkten, wat de positie van GasTerra verder versterkt. Het vergroten

van de toegang tot importcapaciteit maakt dat buitenlands gas beter beschikbaar komt voor de Nederlandse markt. Tot slot is het vergroten van de verhandelbaarheid van gas voor de eindverbruikers een goede stap op weg naar meer efficiëntie. Deze komt waarschijnlijk al een stap dichterbij als de onbalansrisico's beter beheersbaar zijn dan nu.

⁵⁸ Merk op dat al sinds meerdere jaren aangegeven wordt dat een meer marktconform balanceringsregime gewenst is. Aandacht voor de snelheid waarmee een oplossing geïmplementeerd kan dan ook nuttig zijn.

Bijlage A Verschillen in ontwerp gas- en elektriciteitsmarkt

In deze bijlage beschrijven we de belangrijkste verschillen in structuur tussen de gas- en elektriciteitsmarkt.

PV/Shipper/ leverancierstructuur	Elektriciteit	Gas
Transmission system operator	TenneT (100% Staatsbedrijf)	GTS (100% Staatsbedrijf)
Onbalans	Eenzijdige veiling op kwartierbasis tussen TenneT en beperkt aantal marktpartijen. Resulterende verrekenprijs wordt veelvuldig gehanteerd als marktprijs. TenneT brengt de veroorzakers alleen de marginale kosten in rekening.	(Excessieve) boetes op uur, cumulatief en dagbasis. GTS heeft aangekondigd ook een 'maandbalans incentive' te willen introduceren GTS haalt de vaste integrale capaciteitskosten terug via boete per m3
Onbalans voorzieningen	Marktproducten verkrijgbaar maar weinig gebruikt vanwege de als goed ervaren werking van het TenneT onbalansmechanisme	Mits beschikbaar, is Combiflex slechts jaar vooruit te boeken. Momenteel onbekend of Combiflex voor 2009 wordt aangeboden. Suboptimale inzet, vanwege versplintering beschikbare capaciteit over individuele portefeuilles
Onbalans verrekening	Na 10 werkdagen worden meetgegevens definitief verklaard, latere aanpassingen worden tegen reconciliatieprijs verrekend	Geen heuse sluiting van de boeken. GTS houdt alle opties open, inclusief verhaal op derden (art. 2.11.6 TSC)
Kosten gecontracteerde middelen balanshandhaving	Via systeemdiententarium verhaald op verbruikers	Via heffingen systeem verhaald op shippers
Middellange en seizoen flex	Marktprijzen voor uur, dag, week, maand etc. bieden afdoende mogelijkheden voor load profiling	storage duur en ongeschikt voor kleine portefeuilles (Er is slechts één Groningenveld en beperkt opslag voor derden)
Managen kredietrisico TSO	PV partij moet volume/capaciteit/marktprijs gerelateerde collateral aanhouden op geblokkeerde rekening TenneT	GTS kan extra waarborgen opvragen bij aanmerkelijke verslechtering kredietstatus shipper
Bepaling aan te houden garanties t.b.v. TSO	Conform gedetailleerde procedure van de systeemcode	Onduidelijke procedure met risico op willekeur (geen aanwijzing hiervoor)
# partijen	Single shipper	Multiple shipper: opties balancing, deemed, en balancing met cap
Dominante aanbieder flex	> 5 partijen	GasTerra, maar flex niet als los product verkrijgbaar, minimaal multiple shipper: grootverbruikers: flex met take-or-pay volume Kleinverbruikers met pro rata balancing
Kwaliteit	Verantwoordelijkheid netbeheerder; geen issue voor marktpartijen	Verantwoordelijkheid netbeheerder maar contractueel een verplichting voor shippers

PV/Shipper/ leverancierstructuur	Elektriciteit	Gas
Transport landelijk net	Niet relevant voor leverancier/PV partij	Entry-exit systeem met boeking verplichting shipper en boetes bij overschrijding; biedt mogelijkheid tot strategische blokkade
Aansluiting landelijk net	Niet relevant voor leverancier/PV partij	Langzame transitie van contractering door shipper naar contractering door aangeslotene. Duale situatie administratief lastig
Transport regionaal	Verantwoordelijkheid afnemer en niet relevant voor leverancier/PV partij	Verantwoordelijkheid afnemer met mogelijke onbalans consequenties voor leverancier/shipper
Landelijk transport voor afnemer op regionaal net	Niet relevant	Verwarrende situatie voor afnemers; portfolio voordelen voor shippers met >1 klant achter een OV GOS.
Beschikbaarheid transport capaciteit	Verantwoordelijkheid netbeheerder, ruimte import/export wordt regelmatig opnieuw berekend; behoefte van binnenlandse verbruikers staat voorop, overschot beschikbaar voor transit	Verantwoordelijkheid shipper/afnemer: zg. non-discriminatoire lange termijn verkoop leidt tot verschillen tussen partijen en is de facto discriminerend. (broodfabriek om de hoek kan/wil niet voor 30 jaar vooruit contracteren, Gazprom wel) Reservering RNB lost probleem deels op, probleem blijft voor 400 industriële GOSSEN.
Import	Use it or lose it Transparante jaar, maand en dagcapaciteit veilingen Impliciete veiling NL-B dagcapaciteit, meer in voorbereiding	De facto GEEN use it or lose it First comes first served, langetermijncontracten Oorspronkelijke contractant behoudt gebruiksrecht, uit te oefenen met twee uur vooraankondiging. Bij balanshandhaving $t+2 = t$, betekent dat real time gebruik Duitse opslag

Bijlage B Verschillen tussen de dominante contractvormen voor eindverbruikers elektriciteit en gas

Deze bijlage vergelijkt op een aantal belangrijke kenmerken de dominante typen gas- en elektriciteitscontracten.

Contractering	Elektriciteit	Gas
Capaciteit	Nauwelijks relevant	Wezenlijke kostenpost
Commodity	Veel variatie mogelijk, voornamelijk vast of koppelingen aan forward prijzen, al dan niet met click opties voor de verbruiker	Jaar of kwartaalprijzen, voornamelijk vaste prijzen of koppeling aan historische spotprijzen olie(producten). Enkele contracten kennen koppeling aan TTF maand forward prijzen
Volume	Enige vorm van take-or-pay komt regelmatig voor, markt to market waarde plus handling fee voor verschil tussen gerealiseerd en genomineerd. Afspraken over extra volume, of juist minder zijn makkelijk te maken	Afgezien van de GasTerra contracten als exclusief leverancier, is take-or-pay een wezenlijk kenmerk van contracten, buiten gebruikelijke bandbreedte van plus of min 15 %, worden boetes gehanteerd, vaak 50% van de contractprijs. Afspraken over extra volume of juist minder, zijn voor veel partijen nauwelijks of niet te maken.
Punt van levering	Meter van de grootverbruiker, maar met tal van 'spiegelingen aan de markt', zoals Endex, APX en TenneT prijzen, waardoor het lijkt alsof de grootverbruiker zelf op de groothandelsmarkt actief is.	Meter van de grootverbruiker, zonder koppeling met de markt bij GasTerra en GasTerra wederverkopers. Beginnende koppelingen met TTF bij RWE en GDF, maar de handlingfees zijn nog vrij hoog.
All in versus risico dragend	Grootverbruikers dragen vaak zelf het risico op onbalans, vullen hun portefeuille met forward en APX prijsspiegelingen en betalen de relevante onbalansprijs voor afwijkingen	Voornamelijk all-in contracten, met risico beperkt tot overschrijding contractcapaciteit en uitkomst van berekening additionele capaciteit en optimalisatie-instrument; echter, in toenemende mate worden ook deze risico's voorafgaand aan het jaar van levering afgekocht.
Optimalisatie-instrument	Niet relevant	Tot 35% korting op de kosten flexibiliteit kan worden verkregen als de afname off-peak, off winter of off season is.
Boetes capaciteitsoverschrijding	Nauwelijks relevant	Kosten bij overschrijding in enig uur bij lage temperatuur gelijk aan 50% van de kosten van jaarcapaciteit; 's zomers is dit 20%. Bij overschrijding in enig uur, wordt de hoogste overschrijding in het betreffende etmaal als maatstaf gehanteerd.
Kostenstructuur leverancier	Transparant, marktgeoriënteerd	Ondoorzichtig en gebaseerd op vertrouwelijke afspraken met toeleveranciers, in belangrijke mate GasTerra.

Bijlage C Toelichting kostencomponenten voor levering van aardgas

Deze bijlage geeft een beknopte uitleg van de capaciteitskosten zoals deze bij veel gasleveringscontracten gelden. Daarbij wordt vooral ingegaan op de component flexibiliteit. Hierbij is het Gasterra gasverkoopsysteem als benchmark gebruikt. In dit systeem wordt flexibiliteit bestempeld als Additionele Capaciteit. Veel leveranciers gebruiken dit GasTerra systeem als benchmark met variaties op de voorwaarden en tarieven.

In leveringscontracten voor aardgas treft men veelal de volgende tariefcomponenten aan.

1. Het product gas (per m³ of MWh)
 - Prijs kan gekoppeld zijn aan gasolie en stookolie (traditioneel) of aan groothandelsprijzen, zogenaamde TTF producten
2. Systeemcomponent (per m³/uur/jaar)
 - Staat onder andere voor de kosten van het landelijk transport in zoverre de shipper/leverancier deze betaalt
3. Capaciteitscomponent of flex kosten (per m³/uur/jaar)
 - In wezen de denkbeeldige kosten om een deel van de productiecapaciteit van bijvoorbeeld het Groningenveld voor de afnemer te reserveren

In deze bijlage draait het vooral om de laatste component, de kosten voor capaciteit/flexibiliteit, die in de gasmarkt Additionele Capaciteit wordt genoemd.

Additionele Capaciteit (tot en met 2008)

In de redenering van leveranciers wordt met elke m³ gas die door de klant wordt afgenomen ongeveer 1,2 ct bijgedragen aan de kosten van de productiecapaciteit. Deze 1,2 ct is opgenomen in de prijs voor de commodity, het gas zelf. Neemt de klant geen gas af, dan mist de gasleverancier deze inkomsten. Deze inkomstenderving verhaalt de gasleverancier op de klanten door een bijdrage te vragen voor de contractcapaciteit in zoverre die niet wordt benut. Contracteert een klant 1 m³/uur afnamecapaciteit en gebruikt de klant deze capaciteit het hele jaar, dan heeft de klant als onderdeel van de rekening voor het afgenomen gas 8760*1,2 ct/m³, zijnde 105 € betaald voor de productiecapaciteit. Neemt de klant slechts de helft van het jaar gas af, dan heeft de gasleverancier slechts € 52,50 ontvangen als onderdeel van de rekening voor het gas en brengt dan afzonderlijk de ontbrekende € 52,50 in rekening. Een klant die wel capaciteit contracteert, maar geen gas afneemt, ontvangt alleen een rekening voor de gereserveerde capaciteit: 105 € per m³/uur capaciteit.

Met de regeling proberen leveranciers te voorkomen dat afnemers meer capaciteit contracteren dan ze nodig hebben. Anderzijds hanteren leveranciers forse boetes voor overschrijdingen van de gecontracteerde capaciteit, want het boeken van minder capaciteit dan nodig is, is ook weer niet de bedoeling.

In de contracten wordt het simpele rekenvoorbeeld in de vorige alinea als volgt uitgewerkt:

De capaciteit waarvoor reeds betaald is, noemt de leverancier basiscapaciteit (**B**). Deze basiscapaciteit wordt berekend door het jaarvolume te delen door 8760, zijnde het aantal uren in het jaar. Basislast is dus zogezegd 'gratis'.

De niet benutte capaciteit waarvoor afzonderlijk moet worden betaald, additionele capaciteit (**A**) dus, wordt berekend door de gecontracteerde capaciteit (**C**) te verminderen met de basiscapaciteit: $A=C-B$

Optimalisatie-instrument

De 105 €/m³/jaar voor additionele capaciteit hoeft in de praktijk meestal niet volledig te worden betaald. De vraag naar gas kent een sterk seizoenspatroon en daarmee ook de marktwaarde van de niet benutte productiecapaciteit. De derving is buiten de winter minder dan 1,2 ct per niet verkochte m³. Om dit tot uiting te brengen bieden leveranciers grootverbruikers kortingen afhankelijk van het afname profiel. Deze kortingen vloeien voort uit zogenaamde optimalisatie-instrumenten, omdat ze afnemers een prikkel geven om tijdens de koudste dagen/piek/winter zo weinig mogelijk gas af te nemen. De korting kan oplopen tot 35% van de kosten van additionele capaciteit. De instrumenten heten: off peak, off max en off winter. De korting in de eerste twee instrumenten is mede gekoppeld aan de gasafname tijdens de koudste dertig dagen van het jaar. Off winter is het eenvoudigste instrument met een korting die hoger is naarmate het verbruik in de zomer relatief hoger is.

Additionele capaciteit per 1/1/2009

Het fysieke alternatief voor de flexibiliteit die leveranciers als additionele capaciteit aan klanten ter beschikking stelt, zijn zoutcavernes en lege gasvelden. Zoutcavernes zijn alleen geschikt voor korte termijn opslag, lege gasvelden zijn vooral geschikt voor seizoensopslag. Zoutcavernes zijn veel goedkoper te realiseren dan opslag van gas in lege gasvelden. Essent, Nuon, Eneco, Trianel, etc. bouwen daarom allemaal zoutcavernes in Epe, bij Enschede net over de grens. GasTerra ondervindt hiervan concurrentie omdat beheerders van zoutcavernes korte termijn flexibiliteit goedkoper zelf kunnen leveren met de eigen zoutcavernes. Om deze concurrentie het hoofd te bieden, heeft GasTerra het verkoopsysteem voor 2009 aangepast. Afnemers met een zwaar seizoenspatroon gaan in dat nieuwe systeem aanzienlijk meer betalen voor additionele capaciteit, afnemers die vooral behoefte hebben aan korte termijn flexibiliteit (dag nacht patroon, weekend stop, etc.), zijn in 2009 een stuk goedkoper uit. Zo zal de prijs voor een regelmatig patroon van laag nachtverbruik dat overdag weer wordt gecompenseerd, dicht bij 85 €/m³/uur/jaar komen te liggen, waar vervolgens nog de optimalisatiekorting van 35% vanaf gaat. Verbruikers die vooral gas in de winter nodig hebben, gaan ongeveer 165 €/m³/uur betalen (en krijgen nauwelijks optimalisatiekorting).

Bijlage D Vragen besproken tijdens de workshops

Algemeen

Bent u het eens met de volgende stelling en zo ja waarom? Zo nee waarom niet?

De relatie tussen gas en elektriciteitsmarkt is belangrijk en heeft veel invloed op de efficiëntie.

Deze relatie krijgt (nog) te weinig aandacht.

Onderwerp I: Commodity-markt

1. Hoeveel keuzevrijheid hebben bedrijven om de inkoop van commodity (gas) af te stemmen op de behoefte?
2. Als deze keuzevrijheid niet perfect is, hoe komt dit?
 - a. Heeft dit te maken met de regulering van de gas- of elektriciteitsmarkt?
 - Bijvoorbeeld met de beschikbaarheid van kwaliteitsconversie
 - b. Heeft dit te maken met de structuur van de gas- of elektriciteitsmarkt?
 - Bijvoorbeeld met de beschikbaarheid van importcapaciteit
 - c. Heeft dit te maken met gedrag van (dominante⁵⁹) spelers?
 - Bijvoorbeeld met het aanbod van contractvormen (zoals take-or-pay contracten).
 - d. Overig?
3. Wat betekent dit voor uw bedrijf⁶⁰?
 - Bijvoorbeeld voor vestigingsplaats, investeringen, winst, operationele beslissingen (zoals dispatch), strategische beslissingen (zoals investeringen, locatie, verticale en horizontale integratie (industriële organisatie))?
4. Wat betekent dit voor de marktwerking/de markt?
 - Bijvoorbeeld voor prijs, toetreding, efficiënte inzet van centrales (productieve efficiëntie), kosten, allocatieve efficiënte (mark-up), toetredingsdrempels.
 - Waarom zijn spelers actief op zowel de gas- als de elektriciteitsmarkt: een elektriciteitsfabrikant die in gasopslag investeert is onlogisch.

Onderwerp II: Markt voor flexibiliteit

1. Hoeveel keuzevrijheid hebben bedrijven om de inkoop van productiecapaciteit/flexibiliteit af te stemmen op de behoefte?
2. Als deze keuzevrijheid niet perfect is, hoe komt dit?
 - e. Heeft dit te maken met de regulering van de gas- of elektriciteitsmarkt?
 - Bijvoorbeeld met de regulering van gasopslag (exemptions voor nieuwe opslag)
 - f. Heeft dit te maken met de structuur van de gas- of elektriciteitsmarkt?
 - Bijvoorbeeld met onbalanshandhaving of balanceringsregime
 - g. Heeft dit te maken met gedrag van (dominante) spelers?
 - Bijvoorbeeld met het aanbod van contractvormen
 - h. Overig?

⁵⁹ Dominante gebruiken we hier zonder dit mededingingsjuridisch gedefinieerd of berekend te hebben.

⁶⁰ Indien van toepassing, lees de bedrijven die u vertegenwoordigd.

3. Wat betekent dit voor uw bedrijf⁶¹?
- Bijvoorbeeld voor vestigingsplaats, investeringen, winst, operationele beslissingen (zoals dispatch), strategische beslissingen (zoals investeringen, locatie, verticale en horizontale integratie (industriële organisatie))?
4. Wat betekent dit voor de marktwerking/de markt?
- Bijvoorbeeld voor prijs, toetreding, efficiënte inzet van centrales (productieve efficiëntie), kosten, allocatieve efficiënte (mark-up), toetredingsdrempels.
 - Waarom zijn spelers actief op zowel de gas als de elektriciteitsmarkt: een elektriciteitsfabrikant die in gasopslag investeert is onlogisch.

Onderwerp III. Invloed van de elektriciteitsmarkt op de gasmarkt

Wat is de invloed van de structuur van de elektriciteitsmarkt op de gasmarkt?

- Bijvoorbeeld, gasgestookte elektriciteitscentrales zijn vaak flexibel en worden gebruikt om mid en pieklast op te vangen. Ook kan bij elektriciteit meer dan bij overige producten een centrale in het westen van het land worden vervangen door een centrale in het oosten, etc. Grote producenten hebben hun portefeuille aan centrales en kunnen hiermee eventueel arbitreren als zich kansen daartoe voordoen. In hoeverre dwingt deze structuur de gasmarkt (structuur, gedrag en regulering) bepaalde kanten op, zoals bijvoorbeeld bij ontwerp van balanceringsregime, korte termijn beprijzing van gas, etc?

Heeft gedrag op de elektriciteitsmarkt invloed de werking van de gasmarkt? Zo ja, hoe?

Heeft regulering op de elektriciteitsmarkt invloed op de werking van de gasmarkt? Zo ja hoe?

Conceptnotitie

Heeft u opmerkingen, aanvullingen of kritiek op de meegestuurde conceptnotitie?

⁶¹ Indien van toepassing, lees de bedrijven die u vertegenwoordigt.



seo economisch onderzoek

Roetersstraat 29 . 1018 WB Amsterdam . T (+31) 20 525 16 30 . F (+31) 20 525 16 86 . www.seo.nl