

Monitor groothandelsmarkten gas en elektriciteit 2010

Energiekamer
Nederlandse Mededingingsautoriteit
Den Haag, februari 2011

Voorwoord

De Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa) heeft een wettelijke taak om de groothandelsmarkten en de kleinverbruikersmarkt voor gas en elektriciteit te monitoren. Het doel hiervan is de ontwikkelingen op markten voor gas en elektriciteit te volgen, eventuele knelpunten te identificeren en acties te formuleren ter bevordering van de marktwerking. De monitor groothandelsmarkten en de monitor kleinverbruikersmarkt worden gelijktijdig gepubliceerd.

De monitor verschijnt deze keer later dan gebruikelijk. Daar is een goede reden voor. De NMa constateert al enkele jaren in de monitor dat de gewenste ontwikkelingen in de gasmarkt zich maar langzaam voltrekken. Ook op basis van de monitor tot 2010 kunnen we concluderen dat de hoeveelheid verhandeld gas via handelsplaats TTF weliswaar toeneemt maar dat de ontwikkeling in het productaanbod en de liquiditeit beperkt blijft. Marktspelers geven in de enquêtes aan met name problemen te ondervinden bij het verkrijgen van de flexibiliteit die zij nodig hebben om pieken in het verbruik van hun klanten op te vangen. Gedurende het jaar 2010 hebben NMa en Gasterra daarom gesproken over mogelijke oplossingen. Voor deze gesprekken is de nodige tijd uitgetrokken waardoor de publicatie van de monitor ook is opgeschoven.

Uitkomst van deze gesprekken is dat Gasterra een nieuwe impuls gaat geven aan de ontwikkeling van de gasmarkt. Gasterra zal onder meer het productaanbod op TTF uitbreiden en een nieuwe flexibiliteitsdienst in de markt zetten. Om het aanbod goed te laten aansluiten bij de behoeften zal Gasterra partijen uit de sector hierbij betrekken. De NMa verwacht dat met de nieuwe producten en diensten van Gasterra de in de monitor gesignaleerde knelpunten rondom flexibiliteit tot het verleden behoren. Dit zal de marktwerking op de groothandelsmarkt gas duidelijk verbeteren. Ook de groothandelsmarkt elektriciteit en de kleinverbruikersmarkt zullen naar verwachting profiteren van een beter functionerende gasmarkt. Gezien het belang van deze nieuwe producten en diensten voor de energiemarkten in Nederland zal de NMa toezien op een spoedige marktintroductie.

Managementsamenvatting

Groothandelsmarkt gas

Marktwerking op de Nederlandse groothandelsmarkt voor gas is tot op heden beperkt van de grond gekomen. Handelsvolumes op de TTF nemen jaar op jaar toe maar het aandeel in de totale gasstromen blijft beperkt. Het jaar 2011 belooft echter een kentering te brengen. GTS voert per 1 april een nieuw marktmodel en nieuw balanceringsregime in en op 1 april komt Gasterra met nieuwe producten en diensten op de markt.

De handel in gas is de afgelopen tijd flink toegenomen. De totale handelsvolumes op TTF groeien nu jaarlijks met tientallen procenten. Een groot deel van het gas gaat echter nog rechtstreeks van fysieke entry naar fysieke exit op het hogedruknet zonder een tussenstop te maken op TTF (dan wel hooguit administratief). Het gas wordt geleverd conform de werkelijke afname van de eindgebruikers en komt derhalve niet beschikbaar voor handelsactiviteiten op TTF. De reden voor GOS levering is vooral gelegen in de risicoperceptie bij leveranciers aan kleinverbruikers. Het verbruikspatroon van huishoudens vertoont immers de nodige pieken, zowel op een dag als door het jaar. Een leverancier moet dan kunnen vertrouwen op een liquide markt voor elk TTF product dat nodig is om het afnameprofiel vorm te geven. Verschillende liquiditeitsindicatoren laten zien dat dit nog niet vanzelfsprekend is.

Het nieuwe marktmodel beoogt de marktwerking op de gasmarkt verder te faciliteren. Na inwerkingtreding is TTF in principe het afleverpunt van gas. Levering op TTF betekent dat gas opnieuw verhandelbaar is. Meer handel in gas zal de liquiditeit op TTF verbeteren. Marktspelers komen ook beter in de gelegenheid hun portfolio te managen. In tegenstelling tot GOS levering beslissen afnemers zelf over de bestemming van het gas (welk GOS, export) met daarbij de mogelijkheid om ander gas (uit import, gasopslag) in te passen. Tegelijkertijd brengt dit ook verantwoordelijkheden met zich mee. Onder het nieuwe marktmodel worden marktspelers geacht hun eigen balanspositie te managen. Verder nodigt het nieuwe balanceringsregime marktspelers uit gas in te bieden om de systeembalans te handhaven. Toegang tot flexibiliteit wint daarmee nog meer aan belang.

De nieuwe producten en diensten van Gasterra verbeteren de toegang tot flexibiliteit. Gasterra gaat onder meer nieuwe korte termijn producten op TTF aanbieden, zoals within-day producten en day-ahead profielproducten. Met within-day producten is op de leveringsdag voor een of meer uren gas bij te kopen, day-ahead profielproducten bieden variatie tussen de uren voor levering op de volgende dag. Tot op heden was de within-day handel verwaarloosbaar en betrof de day-ahead handel volumes voor de gehele dag. Deze nadere differentiatie moet marktspelers in staat stellen de gasinkoop beter af te stemmen op het fluctuerende gasverbruik binnen een dag. Daarnaast introduceert Gasterra een nieuwe dienst voor seizoensflexibiliteit. Het gaat om een virtuele opslagdienst met dagelijkse hernominatie in eerste instantie voor de contractduur van 1 jaar. Gebruikers kunnen naar eigen inzicht en behoefte gas injecteren of onttrekken uit deze virtuele opslag. Tot op heden was de dertoegang tot seizoensopslag beperkt. Deze nieuwe dienst geeft marktspelers meer alternatieven om aan het seizoensprofiel in de gasafname te voldoen.

De nieuwe producten en diensten van Gasterra brengen zowel korte termijn als seizoensflexibiliteit op de markt. De overstap van GOS levering naar TTF sourcing van gas komt daarmee binnen handbereik voor alle marktspelers. Marktspelers krijgen ook meer instrumenten ter beschikking om hun portfolio te optimaliseren. Hierdoor zal de groothandelsmarkt gas zich ontwikkelen tot een meer competitieve markt waarvan ook de groothandelsmarkt elektriciteit en de kleinverbruikersmarkt de vruchten zullen plukken.

Groothandelsmarkt elektriciteit

Marktintegratie met omringende landen versterkt de marktwerking op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit. Grensoverschrijdende handel drukt de prijzen en maakt handelsplaatsen meer liquide wat bijdraagt aan de consumentenwelvaart. In het voortgaande proces van marktintegratie in Noordwest Europa zijn onlangs twee mijlpalen bereikt. Op 9 november is marktkoppeling geïntroduceerd op de grens met Duitsland en op 12 januari op de verbinding met Noorwegen. Nieuwe maatregelen voor verdere marktintegratie liggen in het verschiet.

Marktkoppeling zorgt voor optimale handel tussen landen. Om stroom te importeren of exporteren dienden spelers voor de invoering van marktkoppeling de elektriciteit en de grenscapaciteit afzonderlijk in te kopen. De (day-ahead) veiling voor grenscapaciteit sluit echter voordat de (day-ahead) elektriciteitsprijzen op de beurs bekend zijn. Voor marktspelers is dit lastig afstemmen waardoor grensoverschrijdende handel niet altijd even efficiënt verloopt. Dat grenscapaciteit deels onbenut bleef terwijl de elektriciteitsprijs in Nederland hoger of lager lag dan in omringende landen was eerder regel dan uitzondering. Met marktkoppeling wordt de grenscapaciteit impliciet geveild op de elektriciteitsbeurs. De handelssystemen van elektriciteitsbeurzen zijn op elkaar aangesloten waarbij de beschikbare capaciteit een maximum stelt aan de grensoverschrijdende handel. Met de invoering van marktkoppeling zal de beschikbare capaciteit op de verbindingen met Duitsland en Noorwegen efficiënt benut worden.

De concurrentiedruk neemt toe als gevolg van marktintegratie. Het aanbod van spelers over de grens werkt disciplinerend op Nederlandse marktpartijen en vice versa. De concentratiegraad op de Nederlandse elektriciteitsmarkt is nog altijd hoog. Een beperkt aantal marktspelers beschikt over het merendeel van het opgesteld productievermogen. Hierdoor zijn een of meer spelers regelmatig onmisbaar voor de marktvraag. Dit is niet zonder consequenties voor de marktuitskomsten. Marktuitskomsten zijn efficiënt als de prijs van elektriciteit de (systeem) marginale productiekosten reflecteert. In 2009 zijn uren met markups hoger dan 10% waar te nemen. De hoogte van de markup blijkt daarbij nauw samen te hangen met de mate van onmisbaarheid. De winstgevendheid van elektriciteitsproductie vertaalt zich evenwel in nieuwe investeringen. De verbeterde marktstructuur als gevolg van de nieuwbouwplannen zal ook de concurrentie op de Noordwest Europese markt doen toenemen. Het hoogspanningsnet is echter nog niet berekend op een grootschalige uitbreiding van de productiecapaciteit. Congestie management en uitbreidingsinvesteringen zijn daarom essentieel om nieuwe elektriciteitscentrales op het hoogspanningsnet te kunnen aansluiten.

Handelsplaatsen doen ook hun voordeel bij meer marktintegratie. Het meest evident is dit bij de day-ahead handel op APX. De verhandelde volumes op APX vertonen al jaren een duidelijke groei. De gevoeligheid van de prijs voor extra vraag, een indicatie van de marktdiepte op APX, geeft ook een verdere verbetering te zien. Bij 50 MW extra vraag ligt de gemiddelde prijsstijging inmiddels beneden de 0,5% en bij 500 MW beneden de 5%. Bij de handel in gestandaardiseerde termijncontracten lijkt eerder sprake van een teruggang. De verhandelde volumes op ENDEX vertonen nu een dalende trend. De bied-laai spreiding van Nederlandse OTC contracten blijft internationaal gezien aan de hoge kant. Marktintegratie brengt ook met zich mee dat de handel zich verplaatst naar de meest liquide markten.

De volgende stap in marktintegratie is het faciliteren van grensoverschrijdende intra-day handel waardoor marktpartijen kunnen inspelen op veranderende (markt)omstandigheden op de dag van levering. De markt voor elektriciteit wordt in omvang ook groter door nieuwe verbindingen met het buitenland zoals BritNed met geplande ingebruikname voorjaar 2011. Nederland kan optimaal van verdere marktintegratie profiteren als potentiële knelpunten op het binnenlandse hoogspanningsnet tijdig onderkend worden.

Inhoud

Voorwoord.....	3
Managementsamenvatting.....	4
Lijst van figuren.....	8
Lijst van tabellen	10
1 Inleiding.....	11
2 Gas.....	13
2.1 Inleiding	13
2.2 Infrastructuur	16
2.2.1 Inleiding.....	16
2.2.2 Transportcapaciteit	16
2.2.3 Kwaliteitsconversiecapaciteit	22
2.2.4 Opslagcapaciteit.....	24
2.2.5 Conclusie.....	25
2.3 Mededinging.....	27
2.3.1 Inleiding.....	27
2.3.2 Marktstructuur	27
2.3.3 Marktuitskomsten.....	32
2.3.4 Conclusie.....	36
2.4 Handelsplaatsen.....	37
2.4.1 Inleiding.....	37
2.4.2 TTF volume.....	37
2.4.3 Liquiditeit op TTF.....	41
2.4.4 Conclusie.....	45
2.5 Tot slot	45
3 Elektriciteit.....	47
3.1 Inleiding	47
3.2 Infrastructuur	48
3.2.1 Inleiding.....	48
3.2.2 Interconnectiecapaciteit.....	48
3.2.3 Conclusie.....	58
3.3 Mededinging.....	59
3.3.1 Inleiding.....	59
3.3.2 Marktstructuur	59
3.3.3 Marktuitskomsten.....	64
3.3.4 Conclusie.....	68
3.4 Handelsplaatsen.....	69
3.4.1 Inleiding.....	69
3.4.2 Handel op de spotmarkt APX.....	69
3.4.3 Handel in gestandaardiseerde termijncontracten	72
3.4.4 Conclusie.....	75
3.5 Tot slot	75

Lijst van figuren

Gas

Figuur 1: gasbalans : vraag naar gas (dagtotalen), 2009.....	14
Figuur 2: gasbalans : vraag naar gas (kwartaaltotalen)	14
Figuur 3: gasbalans : aanbod van gas (dagtotalen), 2009	15
Figuur 4: gasbalans : aanbod van gas (kwartaaltotalen)	15
Figuur 5: gasprijzen (dagvoort) op hubs in Nederland en omliggende landen	17
Figuur 6: TTF ten opzichte van gasprijzen op buitenlandse hubs (uitgedrukt als ratio hub/ TTF), 2009	17
Figuur 7: beschikbare, geboekte en gebruikte importcapaciteit H-gas	18
Figuur 8: benuttingsgraad importcapaciteit H-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009	19
Figuur 9: beschikbare, geboekte en gebruikte exportcapaciteit H-gas.....	20
Figuur 10: benuttingsgraad exportcapaciteit H-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009	21
Figuur 11: beschikbare, geboekte en gebruikte exportcapaciteit L-gas.....	21
Figuur 12: benuttingsgraad exportcapaciteit L-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009	22
Figuur 13: gebruik stikstof voor kwaliteitsconversie (load duration curve).....	23
Figuur 14: gebruik stikstof voor kwaliteitsconversie (maandgemiddelden)	23
Figuur 15: onttrekking en injectie gasopslag (load duration curve)	24
Figuur 16: onttrekking en injectie gasopslag (maandgemiddelden)	25
Figuur 17: totale capaciteit onderverdeeld naar bronnen, 2009.....	28
Figuur 18: capaciteit(sverdeling) en marktvraag (pivotal supplier analyse), 2009.....	28
Figuur 19: capaciteit(sverdeling) en marktvraag (pivotal supplier analyse)	29
Figuur 20: residual supply index (frequentie)	30
Figuur 21: mening van shippers over hoogte toetredingsdrempels op gebied van infrastructuur	30
Figuur 22: mening van shippers over mate van transparantie voor infrastructuur en stuurinformatie	31
Figuur 23: mening van shippers over mate van transparantie bij handel	31
Figuur 24: gasprijzen OTC dag, maand, en jaarvoort contracten	32
Figuur 25: referentieprijzen voor de gasmarkt: gasolie, stookolie, ruwe olie en kolen	32
Figuur 26: gasprijs, olieprijs en load	33
Figuur 27: TTF prijzen (frequentie)	34
Figuur 28: relatie tussen marktstructuur (RSI) en marktuitskomsten (TTF prijs)	34
Figuur 29: GTS systeem: verhandelde en geleverde volumes op TTF (kwartaaltotalen)	37
Figuur 30: verhandeld volume op APX (jaartotalen)	39
Figuur 31: verhandeld en gecleard volume op ENDEX (jaartotalen)	39
Figuur 32: verdeling TTF handelsvolumes over handelsplaatsen, 2009	40
Figuur 33: verdeling TTF handelsvolumes naar producten per handelsplaats, 2009.....	40
Figuur 34: marktdiepte op TTF	41
Figuur 35: handelshorizon op TTF.....	42
Figuur 36: volatiliteit van prijzen op TTF, maandcontracten (frequentie)	42
Figuur 37: bied-laag spreiding op TTF, maandcontracten (frequentie)	43
Figuur 38: internationale vergelijking volatiliteit prijzen, maandcontracten (jaargemiddelden)	44
Figuur 39: internationale vergelijking bied-laag spreiding, maandcontracten (jaargemiddelden)	44

Elektriciteit

Figuur 40: elektriciteitsprijzen (dagvooruit) in Nederland en omringende landen.....	49
Figuur 41: APX ten opzichte van buitenlandse elektriciteitsbeurzen (uitgedrukt als ratio beurs/ APX), 2009 ..	49
Figuur 42: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit België (daggemiddelde)	50
Figuur 43: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit België (daggemiddelde)	50
Figuur 44: benuttingsgraad interconnectie NL-BE in relatie tot prijsverschil APX-Belpex, 2009	51
Figuur 45: benuttingsgraad interconnectie NL-BE in relatie tot prijsverschil APX-Belpex	52
Figuur 46: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit Duitsland (daggemiddelde)	52
Figuur 47: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit Duitsland (daggemiddelde)	53
Figuur 48: benuttingsgraad interconnectie NL-DU in relatie tot prijsverschil APX-EEX, 2009.....	54
Figuur 49: benuttingsgraad interconnectie NL-DU in relatie tot prijsverschil APX-EEX.....	54
Figuur 50: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit Noorwegen (daggemiddelde)	55
Figuur 51: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit Noorwegen (daggemiddelde)	55
Figuur 52: benuttingsgraad interconnectie NL-NO in relatie tot prijsverschil APX-NordPool Spot, 2009.....	56
Figuur 53: benuttingsgraad interconnectie NL-NO in relatie tot prijsverschil APX-NordPool Spot	57
Figuur 54: import- en exportvolumes over interconnectieverbindingen (jaartotalen).....	57
Figuur 55: aantal onmisbare spelers (PSI analyse), piekuren (daggemiddelde).....	60
Figuur 56: RSI op sectorniveau, piekuren (frequentie)	60
Figuur 57: mening van handelaren over mate van transparantie bij infrastructuur	61
Figuur 58: mening van handelaren over mate van transparantie bij handel.....	62
Figuur 59: brandstofmix Nederlands productiepark, 2009	62
Figuur 60: prijzen van brandstoffen gas, kolen, co2	63
Figuur 61: marginale kosten per type centrale.....	63
Figuur 62: merit order sector (gemiddeld per jaar)	64
Figuur 63: elektriciteitsprijzen APX en OTC, piekuren.....	65
Figuur 64: markup, piekuren (frequentie).....	65
Figuur 65: relatie tussen marktstructuur (RSI sector) en marktuitlekomsten (markup), piekuren	66
Figuur 66: dekkingsgraad (verhouding winst tot investeringskosten).....	67
Figuur 67: verhandeld (market clearing) volume en effectieve marktomvang op APX (jaartotalen).....	69
Figuur 68: prijsgevoeligheid APX bij 50 MW extra vraag (frequentie)	70
Figuur 69: prijsgevoeligheid APX bij 500 MW extra vraag (frequentie)	71
Figuur 70: elektriciteitsprijzen APX dagvooruit en Tennet onbalans, piekuren.....	71
Figuur 71: verhandeld en gecleard volume op Endex (jaartotalen)	72
Figuur 72: volatiliteit prijzen OTC maandcontracten, piekuren (frequentie)	73
Figuur 73: bied-laatspreiding OTC maandcontracten, piekuren (frequentie)	73
Figuur 74: internationale vergelijking volatiliteit prijzen OTC maandcontracten, piekuren (jaargemiddelden)74	
Figuur 75: internationale vergelijking bied-laatspreiding OTC maandcontracten, piekuren (jaargemiddelden)74	

Lijst van tabellen

Gas

Tabel 1: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit H-gas.....	18
Tabel 2: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit H-gas	20
Tabel 3: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit L-gas.....	22
Tabel 4: benuttingsgraad gasopslagen.....	25
Tabel 5: marktstructuur indicatoren PSI (% uren) en RSI	29
Tabel 6: resultaten regressie analyse TTF dagvooruit, 2006-2009	35
Tabel 7: GTS systeem: verhandelde en geleverde volumes op TTF (jaartotalen)	38
Tabel 8: churn op TTF (ratio verhandeld/ geleverd) en aandeel van TTF in gasstromen	38
Tabel 9: verhandeld volume op APX (jaartotalen)	39
Tabel 10: verhandeld en gecleard volume op ENDEX (jaartotalen)	39
Tabel 11: volatiliteit van prijzen op TTF voor dag, maand, jaarcontracten (% jaargemiddelden)	43
Tabel 12: bied-laai spreiding op TTF voor dag, maand, jaarcontracten (% jaargemiddelden)	43

Elektriciteit

Tabel 13: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit België.....	50
Tabel 14: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit België	50
Tabel 15: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit Duitsland	53
Tabel 16: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit Duitsland	53
Tabel 17: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit Noorwegen.....	55
Tabel 18: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit Noorwegen	56
Tabel 19: mate van efficiëntie grensoverschrijdende handel Nederland met omringende landen	58
Tabel 20: marktstructuur indicatoren PSI (% uren) en RSI sectorniveau, gemiddeld piekuren	61
Tabel 21: markup berekend op APX en onbalansprijzen, gemiddeld piekuren.....	66
Tabel 22: resultaten regressie analyse markup, 2006-2009	67
Tabel 23: dekkingsgraad (jaargemiddelden)	68
Tabel 24: verhandeld volume en effectieve marktomvang op APX (jaartotalen)	70
Tabel 25: mate van concentratie aan koop- en verkoopkant op de APX (jaargemiddelde van dagen)	70
Tabel 26: prijsgevoeligheid (% stijging) APX bij 50 MW en 500 MW extra vraag	71
Tabel 27: verhandeld en gecleard volume op ENDEX	72
Tabel 28: volatiliteit prijzen OTC maand, kwartaal, jaarcontracten (% jaargemiddelden)	73
Tabel 29: bied-laai spreiding OTC maand, kwartaal, jaarcontracten (% jaargemiddelden).....	74

1 Inleiding

De Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa) heeft als wettelijke taak om de groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas nauwlettend te volgen.¹ Het doel van deze monitoring is te bepalen of de werking van deze markten wordt belemmerd en welke maatregelen de NMa en de Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie kunnen nemen om deze belemmeringen op te heffen. Vanwege de samenhang tussen de elektriciteits- en gasmarkt, de grote overeenkomsten in de wijze van analyseren en de wens om efficiëntievoordelen te realiseren bij de monitoring, zijn de analyses van de gasmarkt en die van de elektriciteitsmarkt samengevoegd in de Monitor groothandelsmarkten.

Methode van aanpak

De monitoring van de werking van de groothandelsmarkten bestaat, globaal gezegd, uit het vergelijken van waargenomen ontwikkelingen met maatstaven. Het gaat hierbij om drie hoofdaspecten, te weten:

- toegang tot en beschikbaarheid van infrastructuur;
- mate van concurrentie tussen spelers;
- mate van liquiditeit van handelsplaatsen.

Toegang tot essentiële infrastructuur, zoals het hoogspanningsnet en het hogedruknet, vormt de basisvoorwaarde voor de totstandkoming van competitieve energiemarkten en de ontwikkeling van liquide handelsplaatsen. De infrastructuur moet in principe voor alle marktpartijen toegankelijk zijn tegen voorwaarden die zowel rekening houden met de noodzakelijke vergoeding van investeringskosten als zorgen voor efficiënte beslissingen ten aanzien van gebruik van de infrastructuur. Competitieve markten kenmerken zich verder door een structuur waarin marktpartijen niet in staat zijn marktmacht uit te oefenen en de prijzen bepaald worden door de marginale kosten van het aanbod. De mate van liquiditeit in de markt bepaalt tegen welke transactiekosten contracten tot stand komen en daarmee het vertrouwen van partijen in de markt.

Om te bepalen in hoeverre de feitelijke marktsituatie de ideale situatie heeft bereikt, gebruiken we verschillende maatstaven, afhankelijk van de beschikbaarheid van gegevens en/of mogelijkheid om deze maatstaven te berekenen. De maatstaven die we toepassen zijn:

- ontwikkeling in de tijd, zowel binnen het jaar zelf als in vergelijking met het voorgaande jaar;
- situatie in andere landen, in het bijzonder landen waarmee Nederland in verbinding staat, zoals Duitsland, België en Verenigd Koninkrijk;
- afwijking ten opzichte van kritische waarden van specifieke kengetallen, zoals bij de RSI, markup en dekkingsgraad van investeringen;²

¹ De Elektriciteitswet 1998 (artikel 5, lid 3), stelt het volgende: *“De raad van bestuur van de mededingingsautoriteit houdt bij de uitoefening van de hem op grond van deze wet en de Gaswet toegekende taken en bevoegdheden rekening met het belang van de bevordering van een elektriciteitsmarkt en een gasmarkt die niet-discriminatoire en transparant zijn en gekenmerkt worden door daadwerkelijke mededinging en een doeltreffende marktwerking. Hij volgt nauwlettend in welke mate de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt aan de [...] genoemde belangen voldoen [...]”*

² Als de RSI kleiner dan 1 is, dan heeft een speler de mogelijkheid de marktuitskomsten te beïnvloeden. Als de markup positief is, dan is dat een teken van (tijdelijke) allocatieve inefficiëntie. Als de dekkingsgraad van investeringen groter dan 1 is, dan is dat een teken van (tijdelijke) overwinsten.

Verzameling van gegevens en informatie

Op basis van bovenstaande globale uitgangspunten bestaat de monitoring van de groothandelsmarkten uit het verzamelen en analyseren van gegevens en informatie over infrastructuur, mededinging en handelsplaatsen. De eerdergenoemde wettelijke basis geeft de NMa de bevoegdheid om de benodigde gegevens bij marktpartijen op te vragen. Deze dataverzoeken hebben deels een verplicht karakter; voor het overige is de deelname van marktpartijen aan de informatieverzameling op vrijwillige basis. Naast verzoeken aan marktpartijen is informatie verzameld uit externe bronnen, zoals van Platts en TSO Auction (zie tabel).

Verzamelde gegevens

Onderdeel	Doelgroep	Grootheden
Gasmarkt	GTS	Beschikbare, geboekte en gebruikte capaciteit per uur per onderdeel van infrastructuur
	Gasopslag beheerders	Kenmerken en gebruik van gasopslag
	Shippers	Enquête over capaciteitsboekingen, commodity flows en handelstransacties; 57 respondenten Enquête over liquiditeit op handelsplaatsen en transparantie in de markt; 21 respondenten
	APX / ENDEX	Prijzen, volumes en marktanalyses
	Marktplaatsen (extern)	Prijzen en volumes
Elektriciteitsmarkt	Tennet	Beschikbare, toegekende en genomineerde interconnectiecapaciteit per uur Beschikbare productiecapaciteit centrales per uur
	Producenten	Productie per centrale per uur Kenmerken van centrales
	Handelaren	Enquête over liquiditeit op handelsplaatsen en transparantie in de markt; 21 respondenten
	APX / ENDEX	Prijzen, volumes en marktanalyses
	Marktplaatsen (extern)	Prijzen en volumes

Opbouw van de monitor

De gasmarkt komt aan bod in hoofdstuk 2 en de elektriciteitsmarkt in hoofdstuk 3. De indeling van deze hoofdstukken is identiek. Eerst gaan we in op het gebruik van de infrastructuur, daarna de mate van mededinging en tot slot de liquiditeit van handelsplaatsen. De marktmonitor meet de mate van vooruitgang op deze onderdelen en identificeert eventuele knelpunten die verdere ontwikkeling in de weg staan.

2 Gas

2.1 Inleiding

Op de groothandelsmarkt voor gas zijn gasproducenten, handelaren, opslagbeheerders, industriële grootverbruikers en leveranciers aan kleinverbruikers actief.

Vraag

Gas is op zich een homogeen product. Toch hebben afnemers behoefte aan nadere differentiatie. Een industriële grootverbruiker heeft mogelijk voldoende aan een vlakke stroom gas voor een jaar, maar een leverancier aan kleinverbruikers moet de hoeveelheid gas door het jaar heen variëren. Huishoudens verbruiken in de winter veel meer gas dan in de zomer en hebben een dagelijks verbruikspatroon met pieken in ochtend en avond. Figuren 1 en 2 illustreren het verschil in afnameprofiel tussen industrie en kleinverbruikers. Naast de vraag naar gas volume bestaat er dus ook vraag naar zogenoemde flexibiliteit.

Aanbod

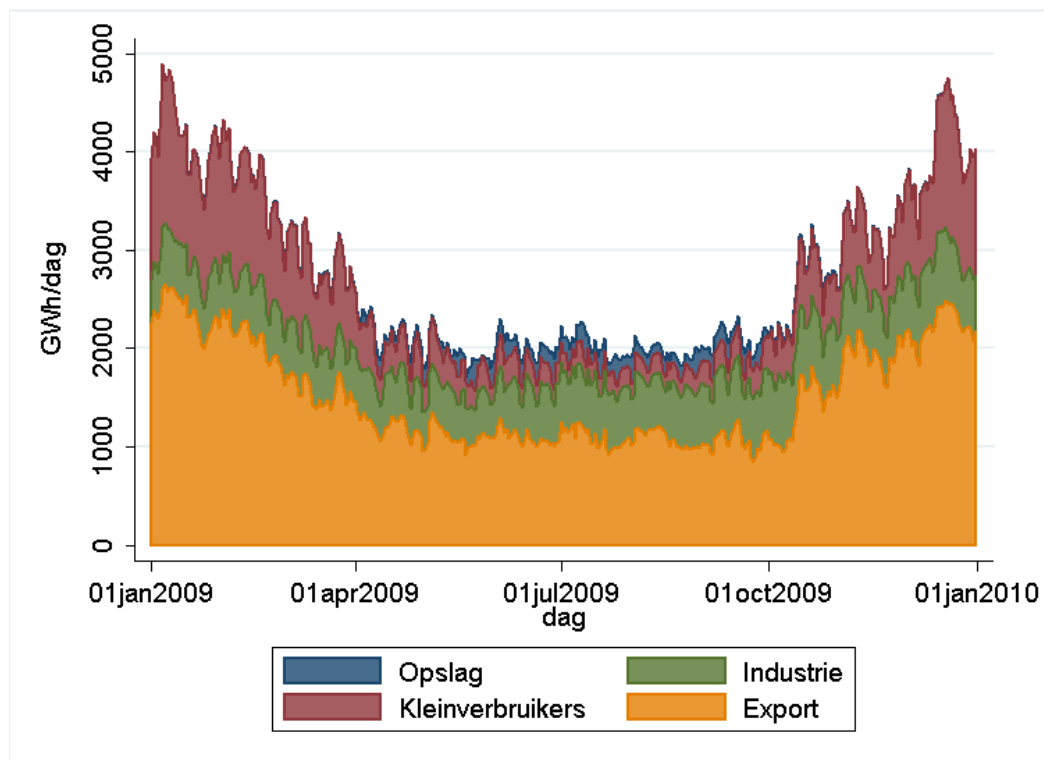
Bronnen van gas verschillen in eigenschappen. Het kleine velden gas uit de Noordzee heeft veelal een vlak profiel evenals het Noorse en Russische gas uit importen. Het Groningen productieveld daarentegen varieert de productie al naar gelang de behoefte. Figuren 3 en 4 illustreren dat kleine velden en import voornamelijk volume leveren, het Groningenveld in volume en flexibiliteit voorziet en de gasopslagen additionele flexibiliteit genereren. De aanbodkant van de groothandelsmarkt gas is sterk geconcentreerd. Gasterra heeft exclusieve toegang tot het Groningenveld, verkrijgt het meeste gas uit andere velden vanwege het kleineveldenbeleid en beschikt veruit over het merendeel van opslagcapaciteit in uitgeputte gasvelden.

Markt

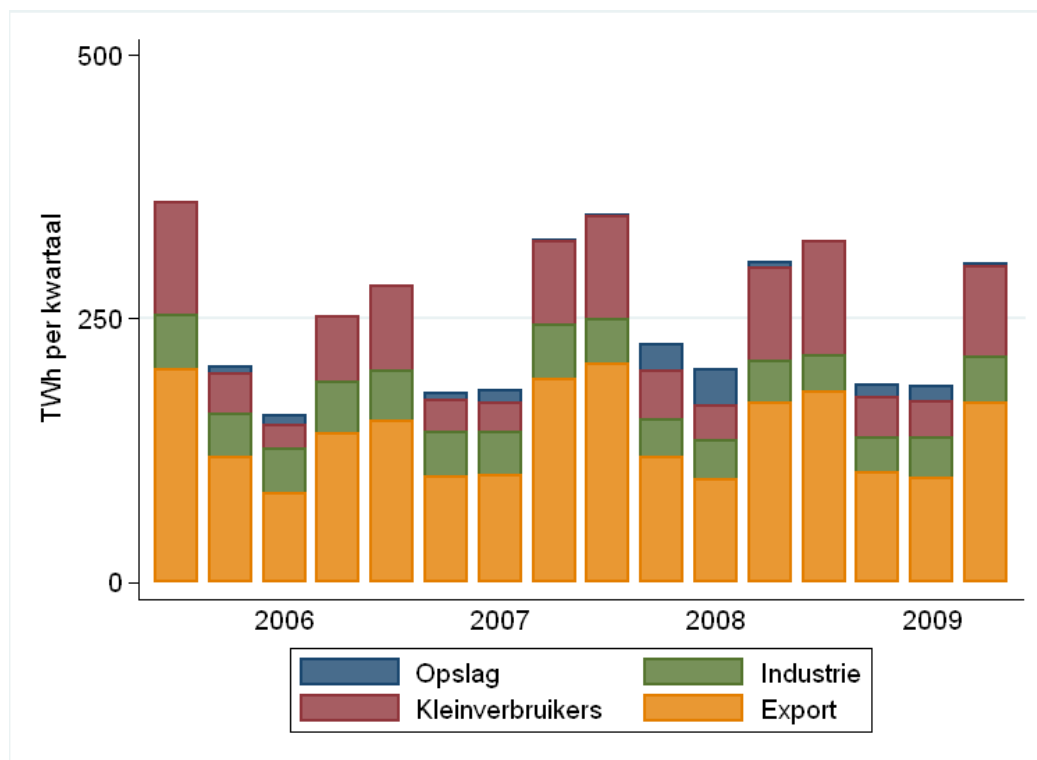
Om het gas op de groothandelsmarkt over te dragen van aanbieder (producent, handelaar) naar afnemer (industrie, leverancier) is het virtuele leverpunt TTF (Title Transfer Facility) in het leven geroepen. De aanbieder brengt het gas vanaf een fysiek entry punt op het hogedruknet, het gas verandert vervolgens op TTF van eigendom, waarna de afnemer het gas op een fysiek exit punt van het hogedruknet haalt. Op deze manier bepalen afnemers zelf waar het gas uiteindelijk naar toe gaat, kunnen ze ervoor kiezen het gas opnieuw te verhandelen en hebben de mogelijkheid ander gas eraan toe te voegen. Hiermee worden afnemers in staat gesteld de inkoop van het gas en de inzet van hun portfolio te optimaliseren.

Het gas bestemd voor industriële grootverbruikers maakt veelal een 'tussenstop' op de TTF. Het gas bestemd voor leveranciers aan kleinverbruikers daarentegen gaat vaak rechtstreeks van het fysieke entry punt naar het fysieke exit punt. Gasterra levert in dat geval het gas (volledig) conform het afnameprofiel van de eindgebruikers. Hoewel kleinere leveranciers hier wellicht de voorkeur aan geven, worden portfolio spelers optimalisatie mogelijkheden onthouden. Tegelijkertijd is het portfolio waarover deze spelers beschikken te beperkt om langs alternatieve weg (volledig) in hun gasbehoefte te voorzien. Marktwerving op de Nederlandse groothandelsmarkt voor gas is om deze redenen nog maar beperkt tot ontplooiing gekomen.

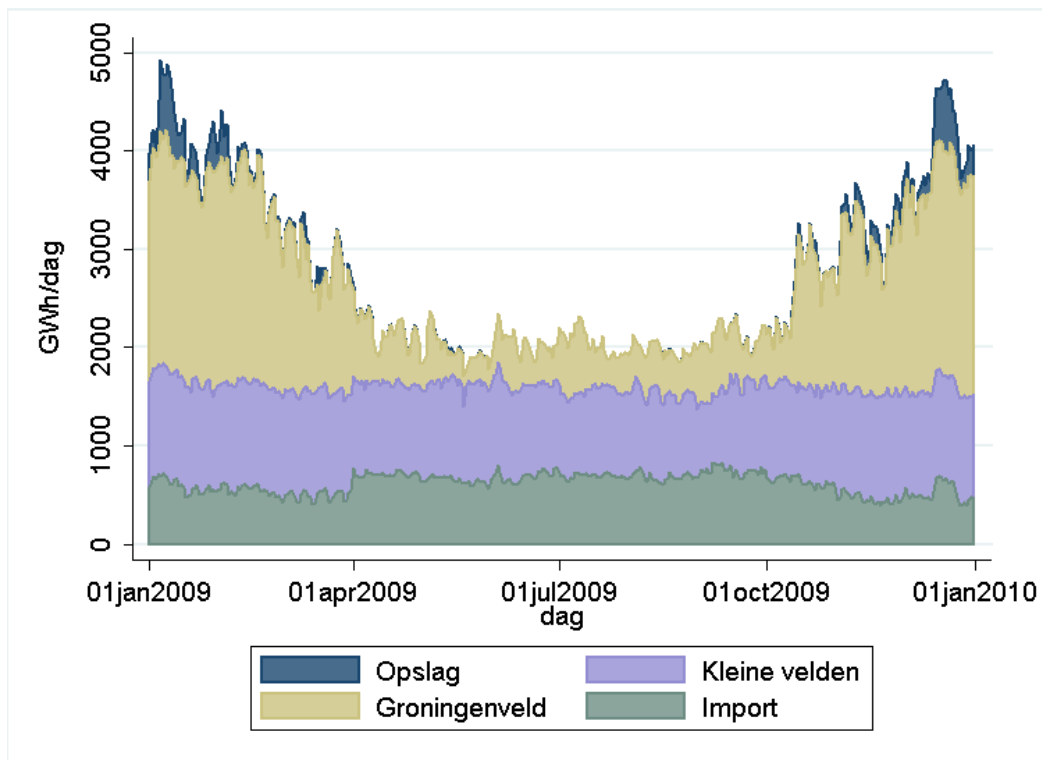
Figuur 1: gasbalans : vraag naar gas (dagtotalen), 2009



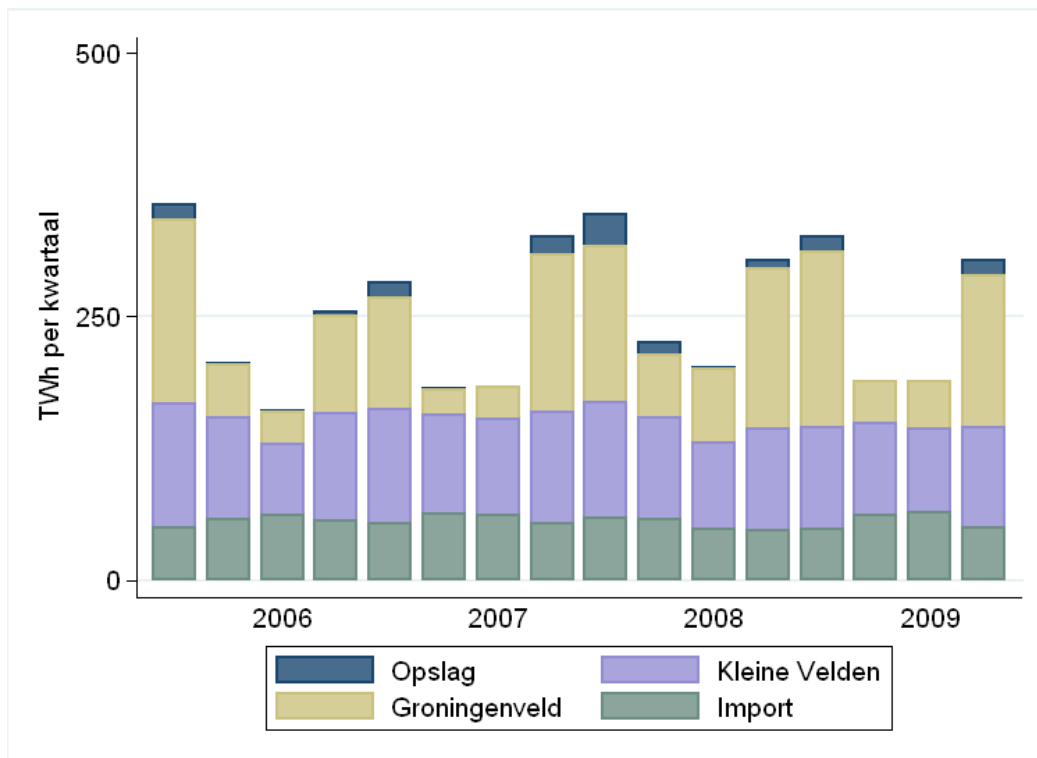
Figuur 2: gasbalans : vraag naar gas (kwartaaltotalen)



Figuur 3: gasbalans : aanbod van gas (dagtotalen), 2009



Figuur 4: gasbalans : aanbod van gas (kwartaaltotalen)



2.2 Infrastructuur

2.2.1 Inleiding

Toegang tot gas infrastructuur is essentieel voor (potentiële) spelers op de groothandelsmarkt gas. Zeker gezien het gas uit de Nederlandse productievelden grotendeels is voorbehouden aan één marktpartij, Gastera. Het Groningen productieveld neemt daarbij een bijzondere positie in. De gaskwaliteit komt overeen met de kwaliteit die huishoudens gebruiken en daarnaast kan de productie meebewegen met de fluctuerende gasbehoefte van huishoudens. Een alternatieve manier om gas te verkrijgen is uit import van buitenlandse productievelden. Daarvoor dienen marktspelers over verschillende schakels in de gas infrastructuur te beschikken, namelijk transport, kwaliteitsconversie en flexibiliteit. Hoogcalorisch gas uit import moet immers worden geconverteerd naar laagcalorische kwaliteit voor levering aan huishoudens en vanwege het variabele afnamepatroon van huishoudens moet aan de vlakke importstroom tevens flexibiliteit worden toegevoegd.

Marktwerving op de groothandelsmarkt gas is dus gebaat bij een optimale allocatie van grenscapaciteit, kwaliteitsconversie en flexibiliteit over de marktspelers. In het hoofdstuk infrastructuur analyseren we achtereenvolgens (de mate van efficiëntie in) het gebruik van transportcapaciteit, conversiecapaciteit en opslagcapaciteit met bijzondere aandacht voor de rol van het allocatiemechanisme.

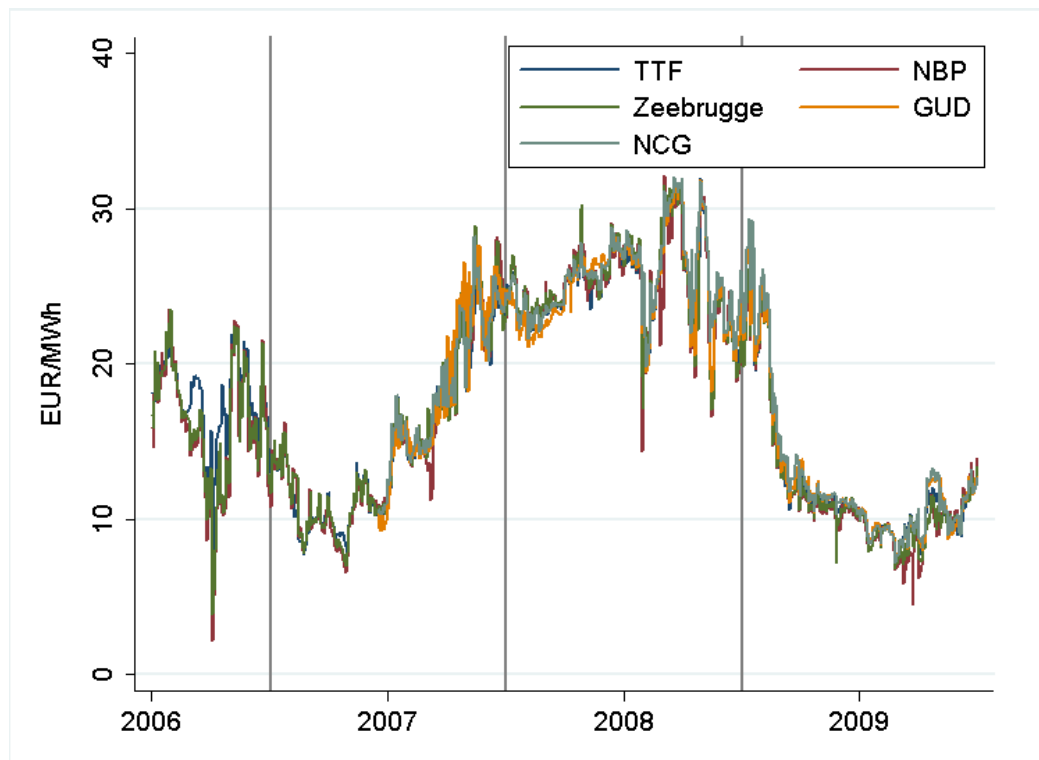
2.2.2 Transportcapaciteit

Nederland importeert hoogcalorisch gas op grenspunten met Duitsland en België waarvoor GTS transportcapaciteit met een omvang van 40 GW firm aan de markt beschikbaar stelt. Nederland exporteert hoogcalorisch gas op grenspunten met Duitsland, België en het Verenigd Koninkrijk. Hiervoor stelt GTS een capaciteit van ruim 66 GW firm beschikbaar aan de markt. Voor export van laagcalorisch gas op grenspunten met Duitsland en België is ruim 87 GW beschikbaar.

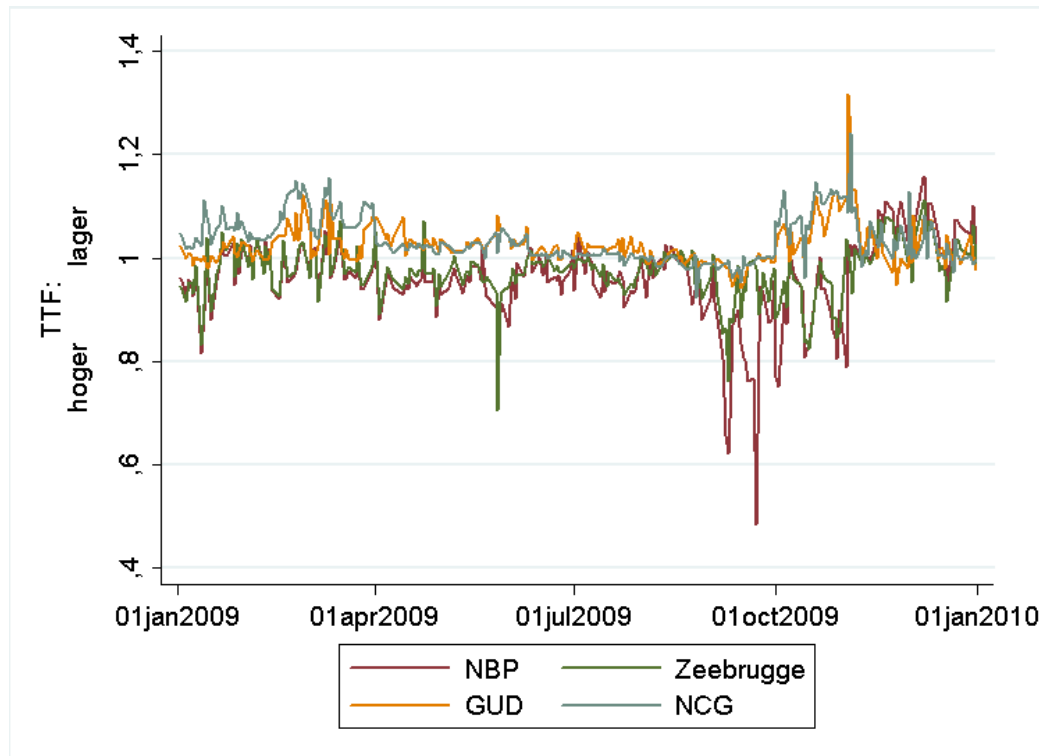
Het gebruik van deze verbindingen laten we zien met figuren waarin de beschikbare, geboekte en gebruikte capaciteit weergegeven is. Hoe intensief grenscapaciteit wordt gebruikt lezen we af aan de indicator benuttingsgraad. Indien op enig uur het gebruik gelijk is aan de beschikbare capaciteit spreken we van volledige benutting. In hoeverre sprake is van optimaal gebruik van de grenscapaciteit laten we zien aan de hand van figuren waarin de benuttingsgraad is afgezet tegen het prijsverschil op de gashubs. Bij efficiënte grensoverschrijdende handel bepalen prijssignalen immers de stroomrichting van het gas en wordt de beschikbare capaciteit ook benut als zich prijsverschillen voordoen.

In de analyse van het gebruik van transportcapaciteit spelen de gasprijzen in Nederland en omringende landen een belangrijke rol. De volgende figuren laten zien dat prijzen op de Noordwest Europese gashubs elkaar evident volgen (fig. 5) maar ook behoorlijk kunnen verschillen (fig. 6). Prijzen op het Britse NBP (National Balancing Point) en het Belgische Zeebrugge liggen vaak lager vergeleken met de Nederlandse TTF, prijzen op de Duitse hubs Gaspool van GUD (Gasunie Deutschland) en NCG (NetConnect Germany) daarentegen liggen doorgaans hoger.

Figuur 5: gasprijen (dagvooruit) op hubs in Nederland en omliggende landen



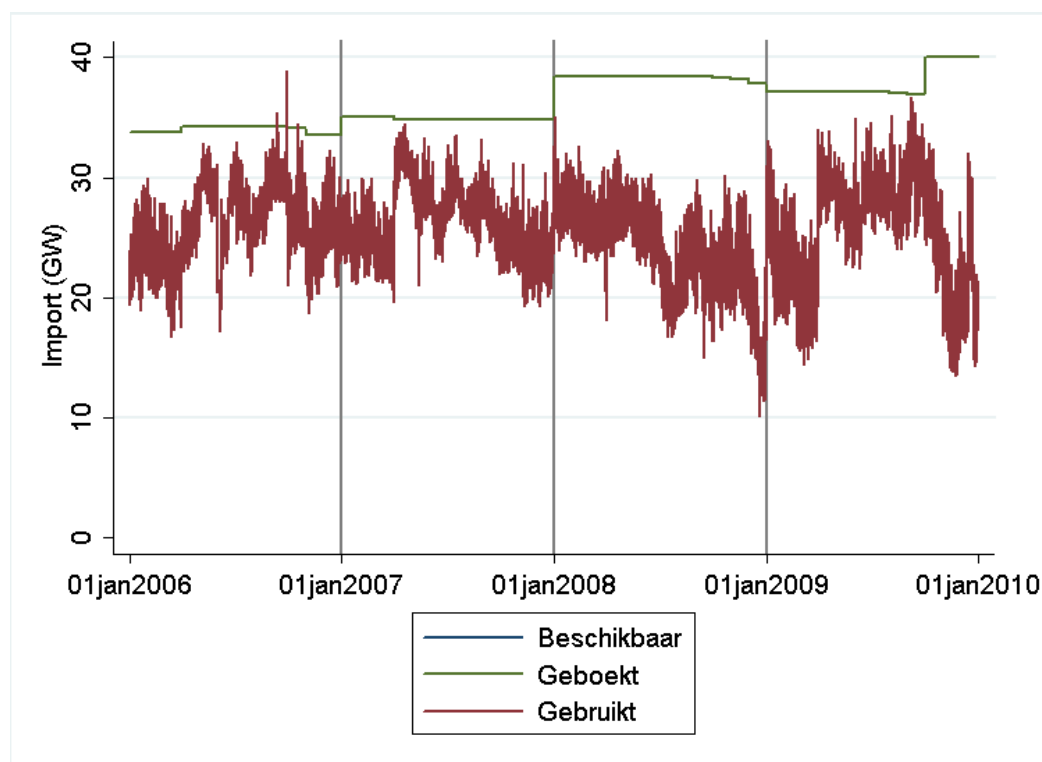
Figuur 6: TTF ten opzichte van gasprijen op buitenlandse hubs (uitgedrukt als ratio hub/TTF), 2009



In het vervolg van deze paragraaf komen achtereenvolgens de benutting van de importcapaciteit (hoogcalorisch gas) en van de exportcapaciteit (hoog- en laagcalorisch gas) aan bod.³

Benutting importcapaciteit

Figuur 7: beschikbare, geboekte en gebruikte importcapaciteit H-gas



De beschikbare (firm) importcapaciteit voor hoogcalorisch gas is evenals in eerdere jaren volledig geboekt.⁴ Netbeheerder GTS wijst deze capaciteit toe volgens first come, first serve principe. Boeking worden firm gedaan voor de omvang van de capaciteit en daarna op afschakelbare basis. Afschakelbare capaciteit was nog wel beschikbaar. Gemiddeld is de importcapaciteit voor tweederde gebruikt in 2009. Hier speelt echter een belangrijk verschil tussen de grenspunten met Duitsland en de grenspunten met België (let wel: de grenscapaciteit met Duitsland is een factor 10 groter dan de grenscapaciteit met België). Waar op de Duitse grens de importcapaciteit op geen enkel moment volledig werd benut, was er op de Belgische grens meer dan eenderde van de tijd sprake van fysieke congestie (zie tabel 1). Deze congestie is mogelijk tijdelijk van aard aangezien op grond van de open seasons van GTS er capaciteit bijgebouwd gaat worden.

Tabel 1: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit H-gas

Importcapaciteit H-gas		2006	2007	2008	2009
Duitsland	Benuttingsgraad	78%	84%	70%	67%
	Volledige benutting	7	199	0	0
België	Benuttingsgraad	62%	41%	20%	73%
	Volledige benutting	2656	0	0	3267

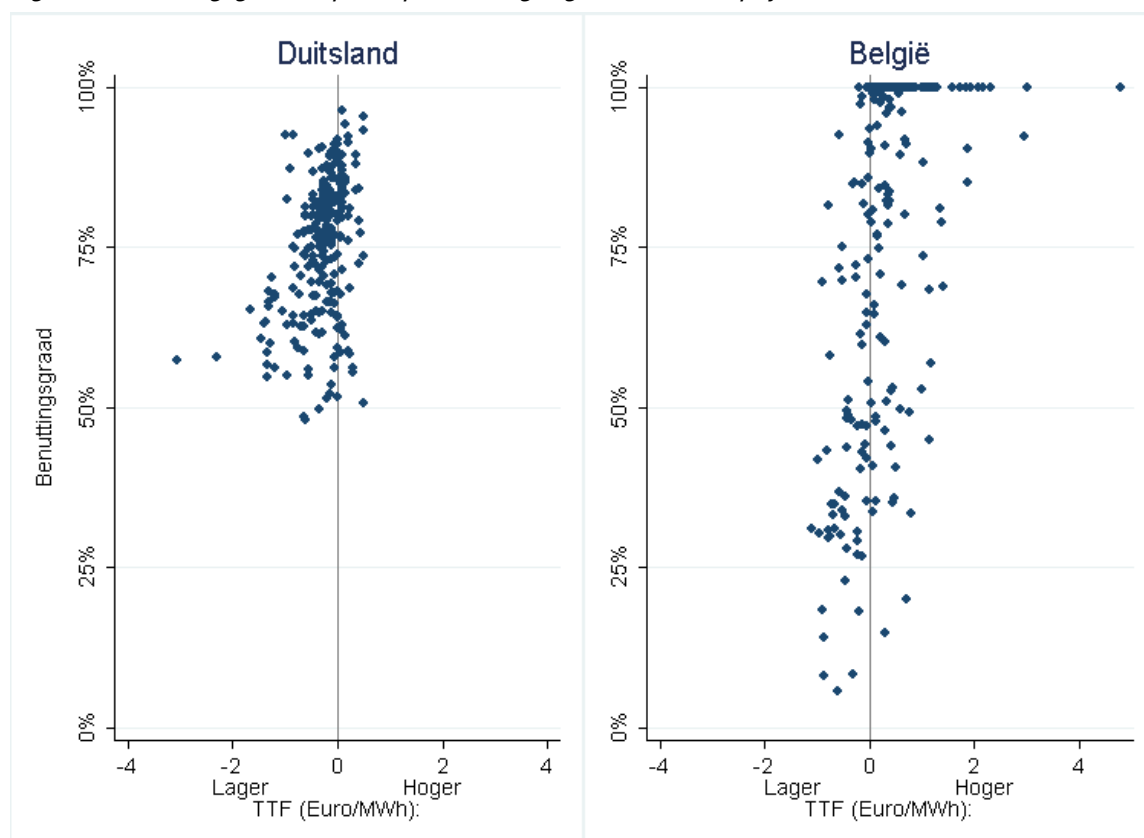
³ In de figuren wordt een aggregatie over de landen gepresenteerd, in de tabellen worden de grenspunten per land samengenomen.

⁴ In figuur 7 vallen de lijnen beschikbare capaciteit en geboekte capaciteit samen.

Door de benuttingsgraad af te zetten tegen het prijsverschil tussen landen krijgen we zicht op de mate waarin de grensoverschrijdende gashandel efficiënt is. Hiervoor nemen we de maximale capaciteitsbenutting op een dag en het prijsverschil op die dag bij dagvooruit contracten. Iedere waarneming (stip) in de volgende figuur representeert daarmee een dag in 2009.

De figuur voor België laat zien dat op dagen waar de TTF prijs hoger ligt dan in Zeebrugge de importcapaciteit vaak volledig benut wordt. Ook is zichtbaar dat niet altijd gebruik wordt gemaakt van een gunstig prijsverschil. Arbitragemogelijkheden blijven soms onbenut. Dit hangt samen met de wijze waarop capaciteit wordt toegewezen. Op de grenzen is geen firm dagcapaciteit beschikbaar, capaciteitsboekingen worden voor meerdere jaren vastgelegd. Mogelijk was er op die dagen een partij geïnteresseerd om (meer) te arbitreran tussen de Belgische en Nederlandse markt maar kon de benodigde (extra) grenscapaciteit niet verkregen worden. De figuur voor Duitsland geeft een ander beeld te zien. Hoewel spotgas op TTF vaak goedkoper is dan bij Gaspool (GUD) blijft Nederland grote hoeveelheden importeren. Dit illustreert dat internationale gasstromen nog altijd gedreven worden door de fysieke behoefte bij marktpartijen. Via de Duitse grenspunten wordt met name Noors en Russisch gas onder lange termijn (baseload) contracten aangevoerd. Door de grenscapaciteit ruim te boeken verkrijgen marktspelers ook de mogelijkheid korte termijn flexibiliteit uit Duitsland te betrekken.

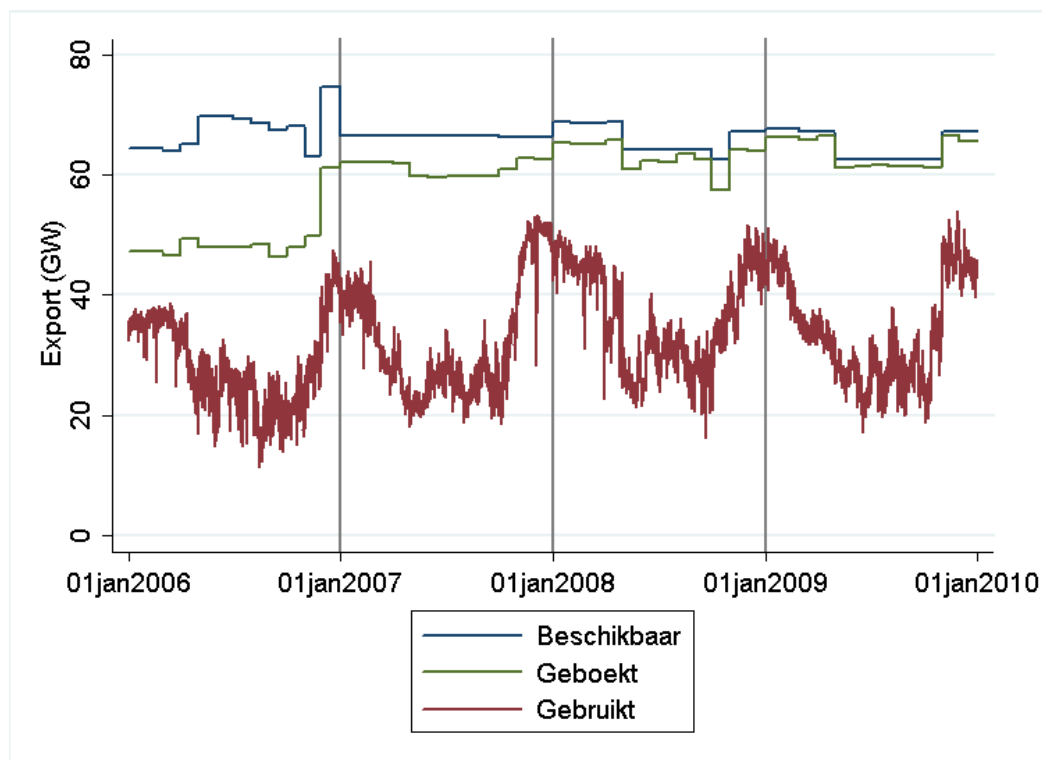
Figuur 8: benuttingsgraad importcapaciteit H-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009⁵



⁵ De benuttingsgraad bij deze figuur (en ook de figuren 10 en 12) is berekend op het gebruik van de beschikbare importcapaciteit zonder de eventuele backhaul op exportcapaciteit mee te nemen. De analyse is bedoeld om specifiek voor de import (en export) capaciteit vast te stellen in welke mate de capaciteit in fysieke zin wordt benut bij prijsverschillen tussen landen. Voor Duitsland is bij de import van H-gas de prijs van Gaspool gebruikt en voor de export van H-gas (figuur 10) en L-gas (figuur 12) de prijs van NCG.

Benutting exportcapaciteit

Figuur 9: beschikbare, geboekte en gebruikte exportcapaciteit H-gas⁶



De (firm) exportcapaciteit voor hoogcalorisch gas is op de grenspunten met België en Engeland volgeboekt, op grenspunten met Duitsland was in 2009 nog een beperkte hoeveelheid te verkrijgen. Evenals bij de importcapaciteit is bij de exportcapaciteit met België sprake van fysieke congestie (zie tabel 2). Op de grenspunten met Engeland en Duitsland is in geen enkel uur de capaciteit volledig benut geweest.

Tabel 2: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit H-gas

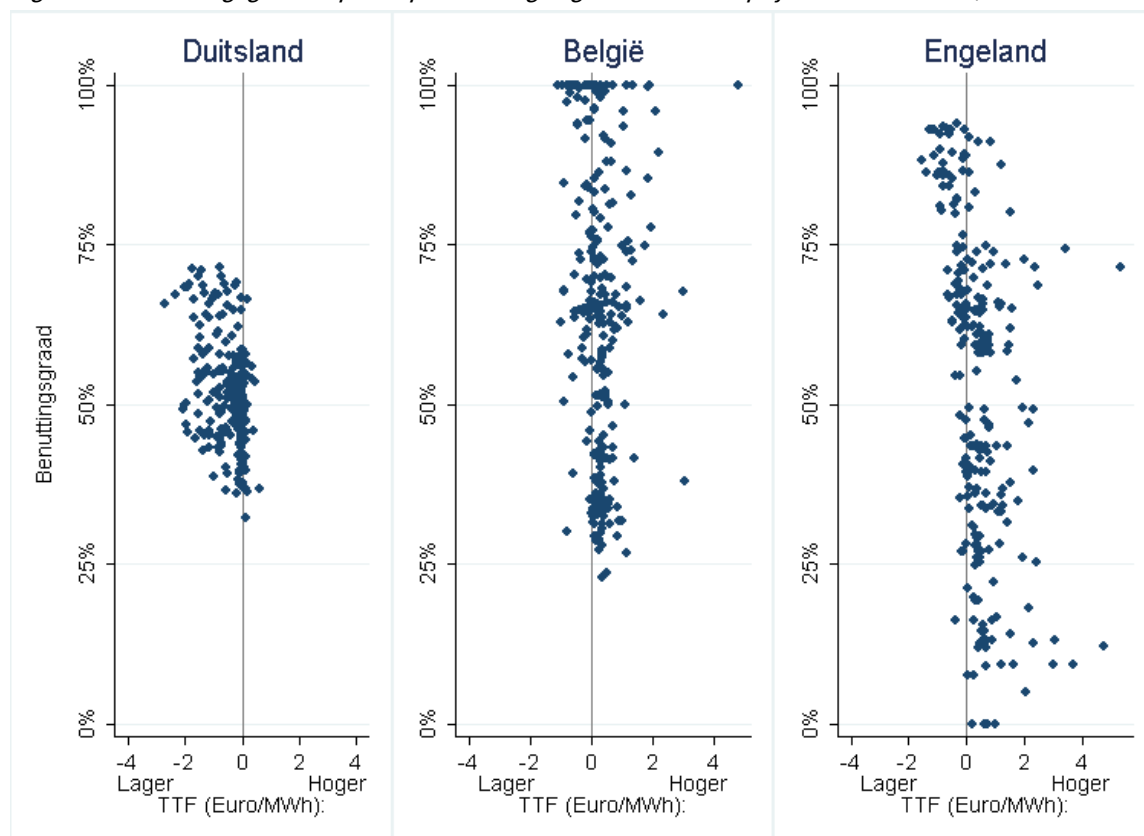
exportcapaciteit H-gas		2006	2007	2008	2009
Duitsland	Benuttingsgraad	41%	44%	48%	49%
	Volledige benutting	0	0	0	0
België	Benuttingsgraad	42%	59%	58%	60%
	Volledige benutting	0	618	380	395
Engeland	Benuttingsgraad	85%	51%	68%	50%
	Volledige benutting	1	4	0	0

Ook bij de export voor hoogcalorisch gas verschilt de mate van efficiëntie in de handel aanmerkelijk tussen de grenspunten. Opvallend hier is de handel met Engeland. De BBL (Balgzand Bacton Line) verbinding is voornamelijk eenrichtingsverkeer. Gas gaat van Nederland naar Engeland terwijl de spotprijzen op TTF doorgaans hoger liggen. In figuur 10 is wel zichtbaar dat de hoogste benutting van BBL zich op die dagen voordoet dat gas in Nederland ook echt goedkoper is. Gelet op de prijsverhouding tussen TTF en NBP is tweerichtingsverkeer hier gewenst. Recentelijk

⁶ Toelichting bij de grafiek: bij het ontbreken van gegevens over BBL boekingen over 2006 en 2007 is aangenomen dat deze gelijk zijn aan de beschikbare capaciteit (zoals het geval was in 2008). Daarnaast valt de toename in beschikbare capaciteit met ingebruikname van BBL (december 2006) samen met een afname in beschikbare capaciteit op de Duitse en Belgische grens.

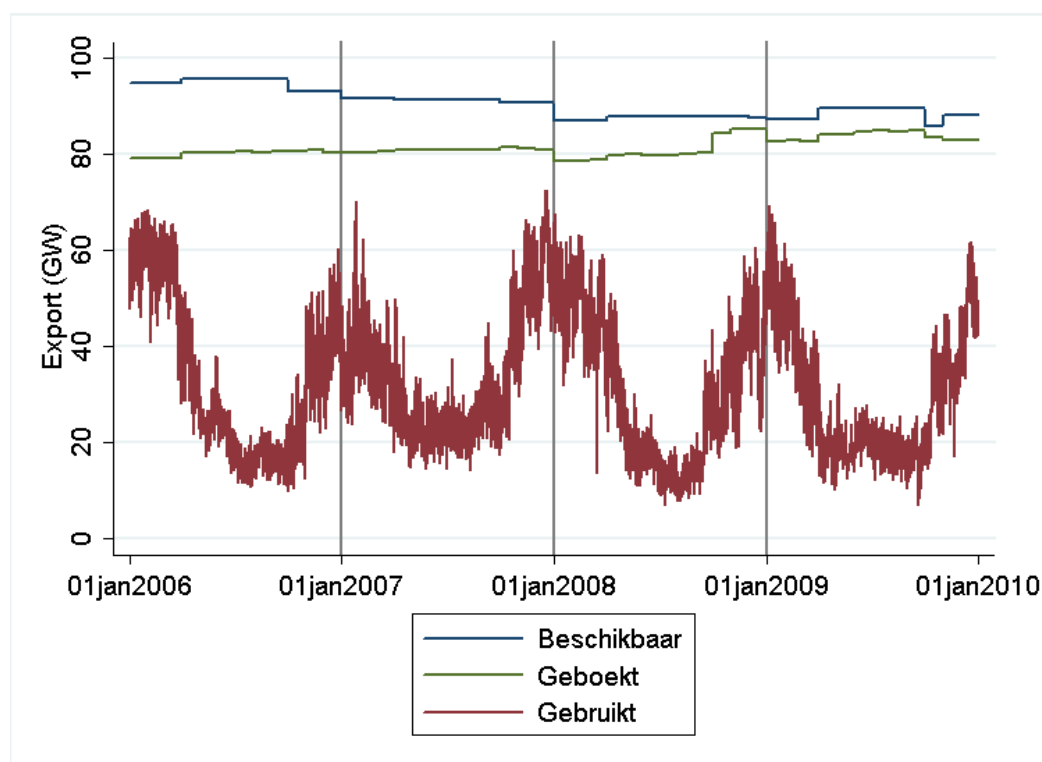
is dit *interruptible* mogelijk gemaakt (administratieve *backhaul*), een volgende stap is ook een fysieke *reverse flow* te faciliteren.

Figuur 10: benuttingsgraad exportcapaciteit H-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009



Export van laagcalorisch gas kent in nog veel sterkere mate een seizoenspatroon vergeleken met hoogcalorisch gas. Duidelijk zichtbaar in figuur 11 is de rol van Nederland als exporteur van seizoensflexibiliteit. Op de grens met België is de capaciteit volgeboekt, op de grens met Duitsland was nog capaciteit verkrijgbaar. Fysieke congestie doet zich niet voor bij de export van laagcalorisch gas.

Figuur 11: beschikbare, geboekte en gebruikte exportcapaciteit L-gas

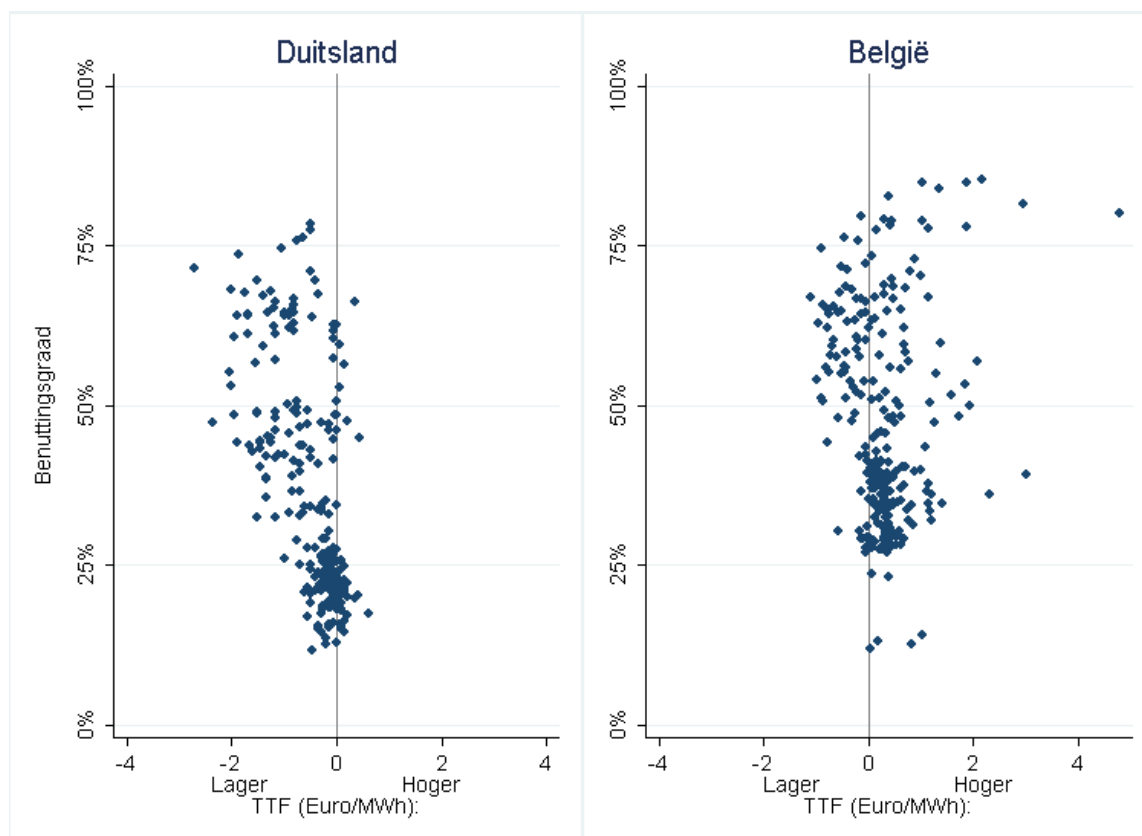


Tabel 3: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit L-gas

Exportcapaciteit L-gas		2006	2007	2008	2009
Duitsland	Benuttingsgraad	31%	32%	32%	30%
	Volledige benutting	0	0	0	0
België	Benuttingsgraad	47%	48%	45%	41%
	Volledige benutting	0	0	0	0

Dat Nederland flexibiliteit exporteert wordt ook uit figuur 12 duidelijk. De dikke puntenwolk bij zowel Duitsland als België geeft de baseload levering weer en de waarnemingen daarboven, dus bij een hogere benuttingsgraad, de flexibele levering. Uit de figuur voor België blijkt dat deze seizoensflexibiliteit gevraagd blijft worden ook op momenten dat de spotprijzen voor gas in België aanmerkelijk lager liggen.

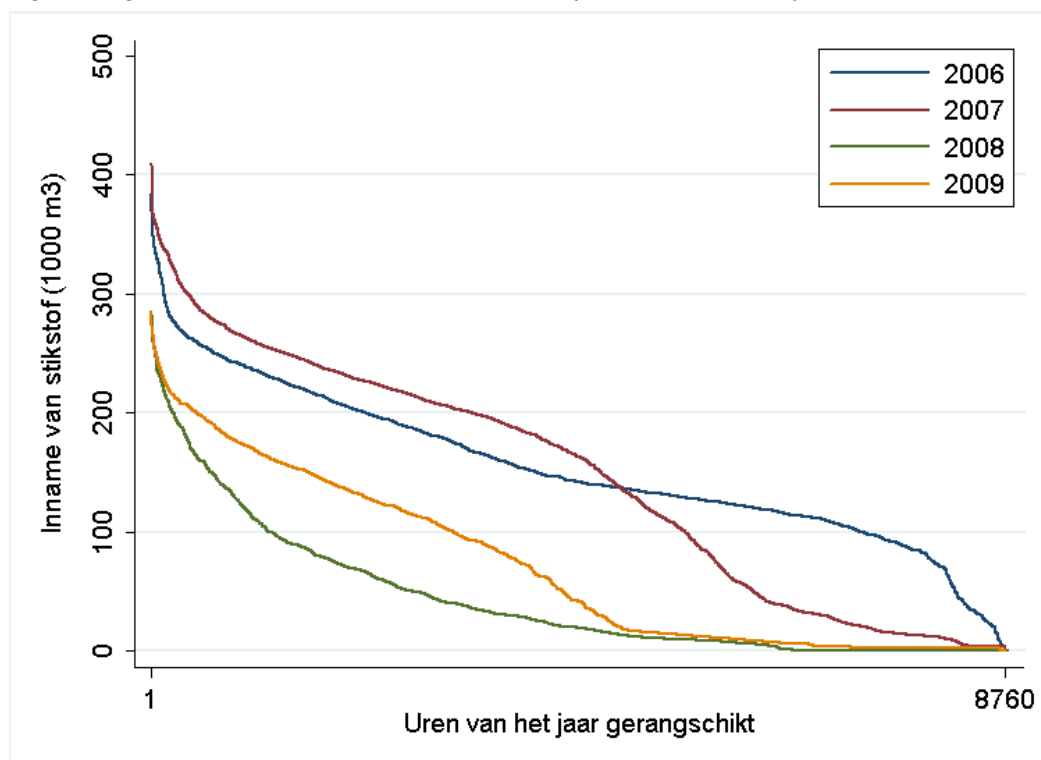
Figuur 12: benuttingsgraad exportcapaciteit L-gas gerelateerd aan prijsverschillen hubs, 2009



2.2.3 Kwaliteitsconversiecapaciteit

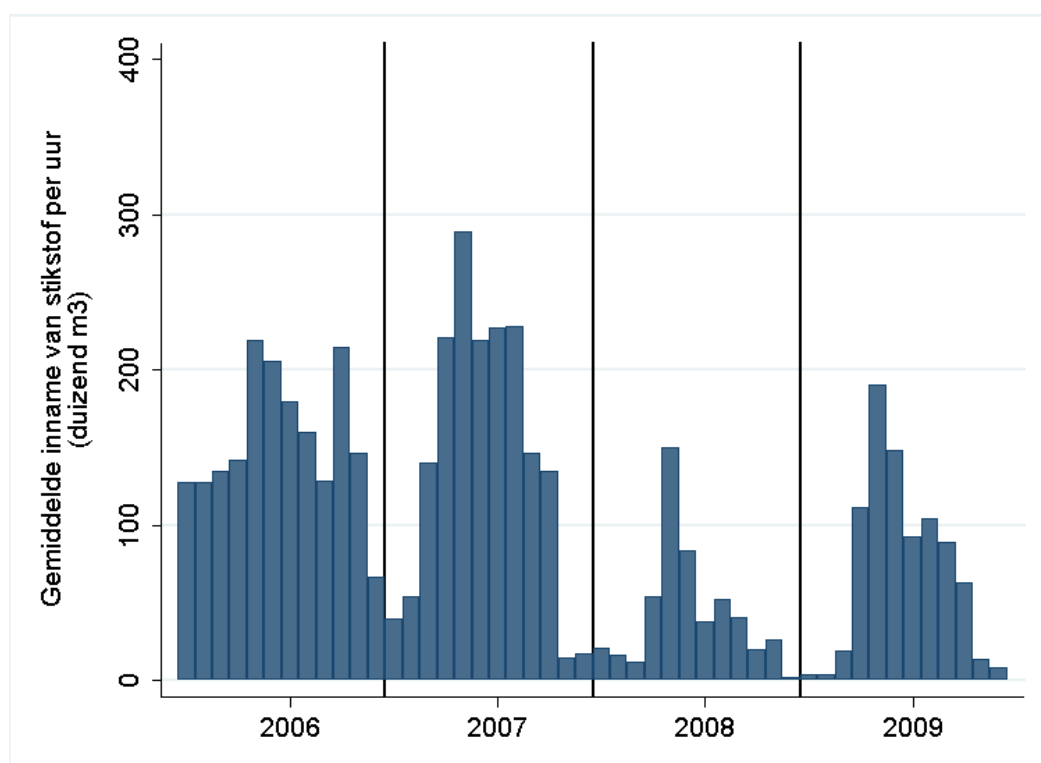
Met kwaliteitsconversie kunnen marktspelers de gaskwaliteit omzetten. Kwaliteitsconversie is essentieel omdat eindverbruikers een specifieke gaskwaliteit afnemen. Zo verbruiken huishoudens L-gas en de industrie veelal H-gas. Om huishoudens te belevaren dienen spelers die gas importeren dus over voldoende kwaliteitsconversie te beschikken. Conversiemethoden zijn het mengen van beide gaskwaliteiten of het toevoegen van stikstof aan H-gas. GTS beschikt op verschillende plaatsen in het hogedruknetwerk over conversie stations voor menging en stikstofbinding.

Figuur 13: gebruik stikstof voor kwaliteitsconversie (load duration curve)



Het gebruik van stikstof injectie ten opzichte van menging verhoudt zich ongeveer 9:1. De variatie in het gebruik van stikstof in de laatste jaren (zie figuren 13 en 14) heeft vooral te maken met de opkomst van gas swaps. Het ruilen van hoogcalorisch gas van andere spelers tegen laagcalorisch gas van Gasterra stelt GTS in staat meer kwaliteitsconversie te leveren. Lange tijd werd kwaliteitsconversie door marktpartijen als knelpunt ervaren omdat de beschikbare capaciteit lang vooruit was volgeboekt op first come, first serve basis. Door deze gas swaps is het mogelijk geworden de boeking van kwaliteitsconversie per juli 2009 af te schaffen.

Figuur 14: gebruik stikstof voor kwaliteitsconversie (maandgemiddelden)

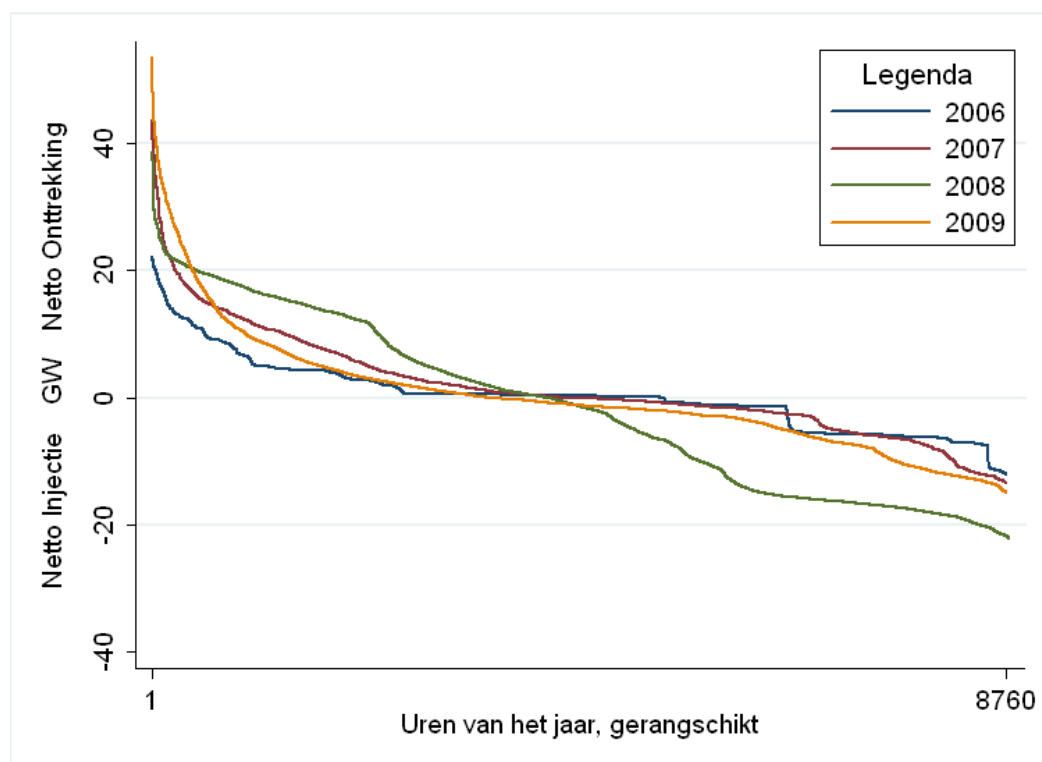


2.2.4 Opslagcapaciteit

Met gasopslag kunnen marktspelers flexibiliteit creëren. Flexibiliteit in het gasaanbod is essentieel omdat de vraag naar gas niet constant is. Gasverbruik is temperatuur afhankelijk waardoor de gasvraag door het jaar heen varieert. Daarnaast kent de afname ook een zeker dagpatroon met ochtend en avond pieken. Om huishoudens te belevaren dienen shippers daarom over zowel seizoensflexibiliteit als flexibiliteit voor korte termijn te beschikken.

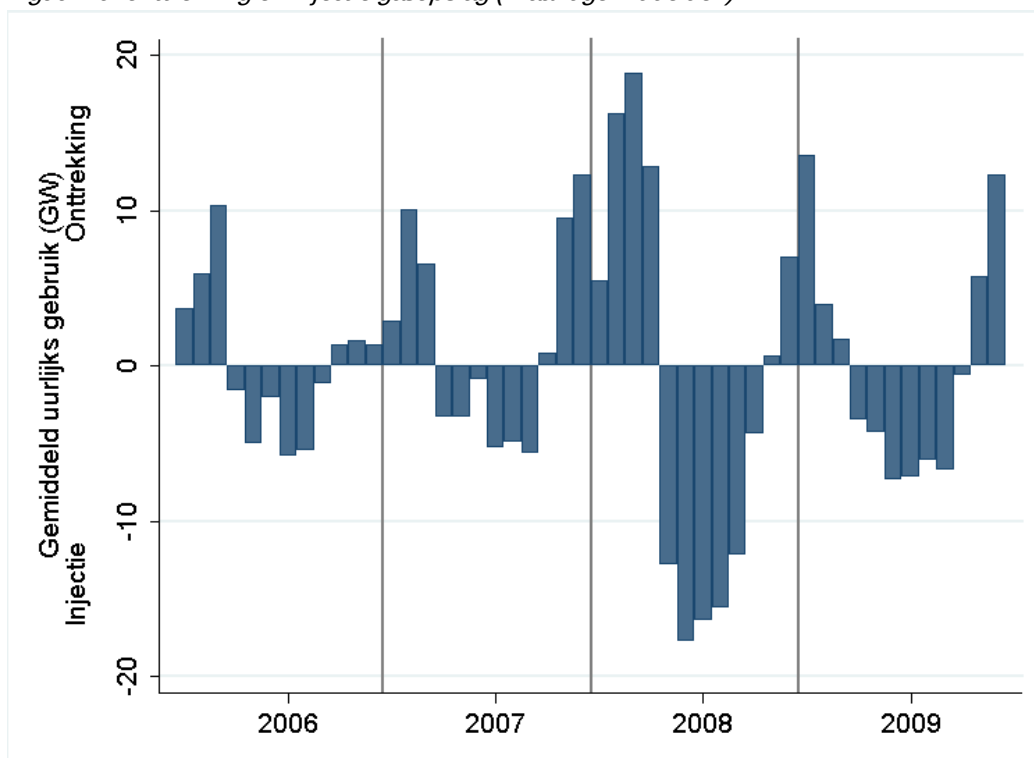
In Nederland zijn twee gasopslagen voor seizoensflexibiliteit operationeel met een werkvolume rond 45 TWh en een uitzendcapaciteit rond 45 GW. De opslag van Grijpskerk (H-gas) kent 11% derden toegang, de opslag van Norg (L-gas) is geheel gereserveerd door operator NAM. Gasterra gaat over het gebruik van de capaciteit dat niet onder derden toegang valt. Aan gasopslagen voor korte termijn flexibiliteit is ruim 11 TWh werkvolume en bijna 29 GW uitzendcapaciteit aangesloten op het Nederlandse hogedruknet (peak shaver LNG Maasvlakte niet inbegrepen). Operators Essent, Nuon en RWE gebruiken deze opslagen op Duits grondgebied voor eigen doeleinden zonder derden toegang, operator TAQA van de opslag in Alkmaar stelt 7% beschikbaar voor derden toegang (overigens is dit in 2010 aanzienlijk toegenomen). Investeringsplannen zijn er voor een seizoensopslag in Bergermeer (Taqa, 40 TWh werkvolume) en voor opslagen voor korte termijn flexibiliteit (Gasunie, Nuon, Eneco in totaal voor ruim 5 TWh werkvolume).

Figuur 15: onttrekking en injectie gasopslag (load duration curve)



Bovenstaande figuur laat middels een load duration curve zien hoe de capaciteit van gasopslagen aangesloten op het GTS hogedruknet is benut. Vergeleken met 2008 waarin sprake was van een seizoenscyclus van legen in de winter en weer vullen in de zomer, ligt de benutting van opslagcapaciteit in 2009 op een lager peil. De volgende figuur maakt dit jaarpatroon van onttrekking en injectie goed zichtbaar. De winter van 2007-08 vormt een duidelijke uitzondering in de inzet van de Nederlandse gasopslagen.

Figuur 16: onttrekking en injectie gasopslag (maandgemiddelden)



De volgende tabel geeft de gemiddelde benuttingsgraad van de onttrekkingscapaciteit en van het werkvolume voor de afgelopen jaren. Bij de berekening voor de onttrekkingscapaciteit is rekening gehouden met de afname in capaciteit door dalende druk naarmate meer gas onttrokken wordt. Bij de berekening voor het werkvolume is eenvoudigweg het verschil tussen de grootste en kleinste hoeveelheid aanwezig gas gedeeld op het (theoretisch) werkvolume van de gasopslagen. In 2009 ligt het gemiddeld gebruik van de onttrekkingscapaciteit op 15% en is in totaal 45% van het werkvolume uit de gasopslag onttrokken.

Tabel 4: benuttingsgraad gasopslagen

	2006	2007	2008	2009
Onttrekkingscapaciteit	5%	12%	20%	15%
Werkvolume	27%	30%	100%	45%

2.2.5 Conclusie

Optimaal gebruik van grenscapaciteit, conversiecapaciteit en opslagcapaciteit bevordert de marktwerking op de Nederlandse groothandelsmarkt voor gas. De grensoverschrijdende handel in gas tussen Nederland en omliggende landen wordt echter niet zozeer ingegeven door mogelijkheden tot arbitrage als wel door de fysieke behoefte aan gas. Lange termijn (baseload) import en (flexibele) export contracten bepalen overwegend het patroon van het grensoverschrijdende verkeer. Ook als het bijvoorbeeld voordeliger zou zijn om het importgas op buitenlandse handelsplaatsen te verkopen en het benodigde gas van de Nederlandse TTF te betrekken. Dat de fysieke behoefte de boventoon voert blijkt eveneens uit het onbenut blijven van geboekte capaciteit als het gas over de grens goedkoper is. Marktpartijen geven er de voorkeur aan capaciteit vrij te houden voor het geval alsnog extra gas nodig blijkt te zijn. De first come first serve toewijzing van grenscapaciteit door GTS betekent in de praktijk dat de beschikbare

capaciteit jaren vooruit volgeboekt is. Omdat ook weinig capaciteit wordt aangeboden op de secundaire markt zijn spelers die wel tussen markten willen arbitreren beperkt in hun mogelijkheden. Congestiemanagement bijvoorbeeld in de vorm van use it or lose it kan niet gebruikte capaciteit alsnog vrijmaken voor de markt. Het is echter niet zonder reden dat marktpartijen grenscapaciteit ruim boeken en ook vasthouden. Deze spelers nemen hiermee als het ware een optie op flexibiliteit. De beperkte toegang tot bestaande gasopslagen voor flexibiliteit noodzaakt blijkbaar tot deze houding. Weliswaar is in 2009 de problematiek rondom kwaliteitsconversie opgelost maar de first come first serve toewijzing van grenscapaciteit en de beperkte derdentoegang tot opslagcapaciteit staat een optimaal gebruik van de gas infrastructuur vooralsnog in de weg.

2.3 Mededinging

2.3.1 Inleiding

In een competitieve markt zijn de marktpartijen aan elkaar gewaagd. Een gelijk speelveld waarop marktpartijen onder dezelfde condities toegang hebben tot relevante infrastructuur is daarbij een belangrijke voorwaarde. Kenmerkend voor de gasmarkt is de sterk variërende vraag. Huishoudens hebben een duidelijk dagpatroon in de gasafname. Belangrijker nog is de seizoenscomponent in de gasvraag. Op winterdagen is deze een veelvoud van de vraag in de zomer. Met wisselende temperaturen wijzigen dus ook de marktcondities. Ongelijke toegang tot capaciteit creëert dan bij hoge marktvraag mogelijk een situatie van afhankelijkheid tussen marktpartijen.

In het hoofdstuk mededinging komen achtereenvolgens de marktstructuur en de marktkuitkomsten aan bod. Bij marktstructuur kijken we naar de concentratie in het aanbod. De concentratie op de gasmarkt hangt mogelijk samen met een gebrek aan transparantie en toetredingsbelemmeringen. Naast de kwantitatieve analyse over marktconcentratie inventariseert de monitor daarom ook de meningen van marktspelers op deze aspecten van de marktstructuur. Bij marktkuitkomsten kijken we naar (de ontwikkeling van) de gasprijs. Wordt de prijs op de Nederlandse handelsplaats TTF gedreven door internationale marktontwikkelingen of speelt ook de binnenlandse marktsituatie een rol van betekenis?

2.3.2 Marktstructuur

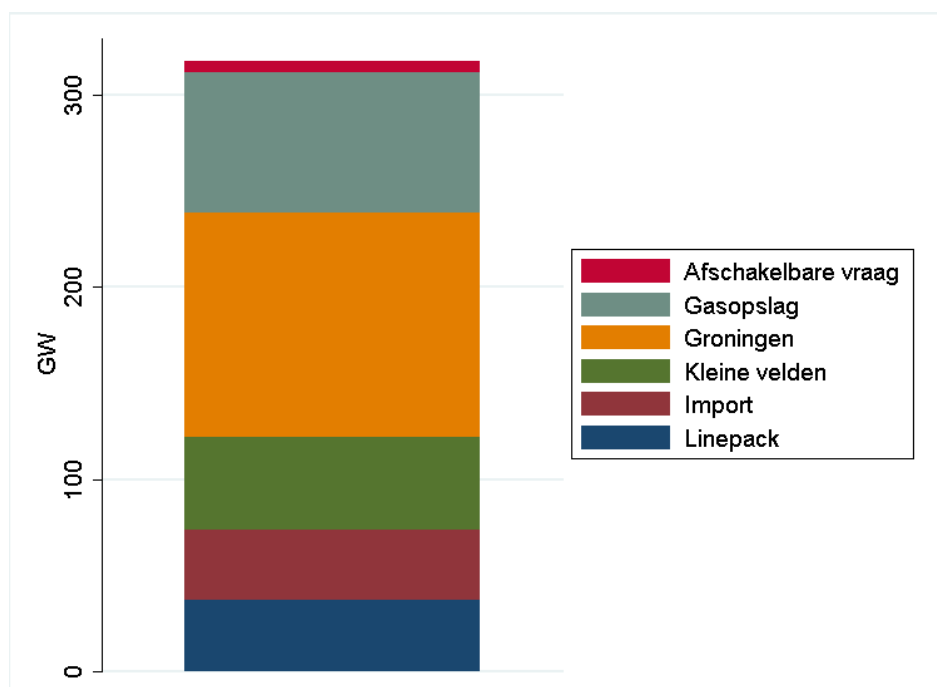
Concentratie in het aanbod

Om grip te krijgen op de marktstructuur wordt in economische studies van energiemarkten vaak de pivotal supplier analyse gebruikt.⁷ Deze analyse laat zien of en hoe vaak een (dominante) speler onmisbaar is op de markt. Dit geeft meer inzicht in een mogelijke machtspositie dan traditionele indicatoren als marktaandeel of HHI (Hirschman-Herfindahl index). Een hoog marktaandeel (of hoge HHI) hoeft niet op een machtspositie te duiden als de andere spelers voldoende capaciteit hebben om de totale vraag te bedienen. De speler met het hoge marktaandeel zal in dat geval waarschijnlijk niet in staat zijn de prijs op te drijven. Indien de gezamenlijke capaciteit van andere spelers niet toereikend is voor de totale marktvraag dan spreken we van onmisbaarheid. De indicator die bij deze analyse hoort is de PSI (pivotal supplier index).

De PSI wordt uitgedrukt in het percentage van de tijd dat een (of meer) spelers onmisbaar zijn. Voor de berekening van deze indicator gebruiken we informatie over de aanwezige capaciteit en de werkelijke vraag naar gas. In 2009 bedraagt de (piek)capaciteit in Nederland ruim 300 GW. Dit is de maximale hoeveelheid gas die op enig moment geleverd kan worden aan het Nederlandse net vanuit alle beschikbare bronnen. Hiertoe behoren productievelden (Groningen en kleine velden), gasopslagen en gas afkomstig uit import. Daarnaast kan linepack (buffercapaciteit van het net) tijdelijk zorgen voor meer aanbod en is met afschakelbare contracten de vraag terug te brengen. Onderstaande figuur geeft de samenstelling van de totale capaciteit weer.

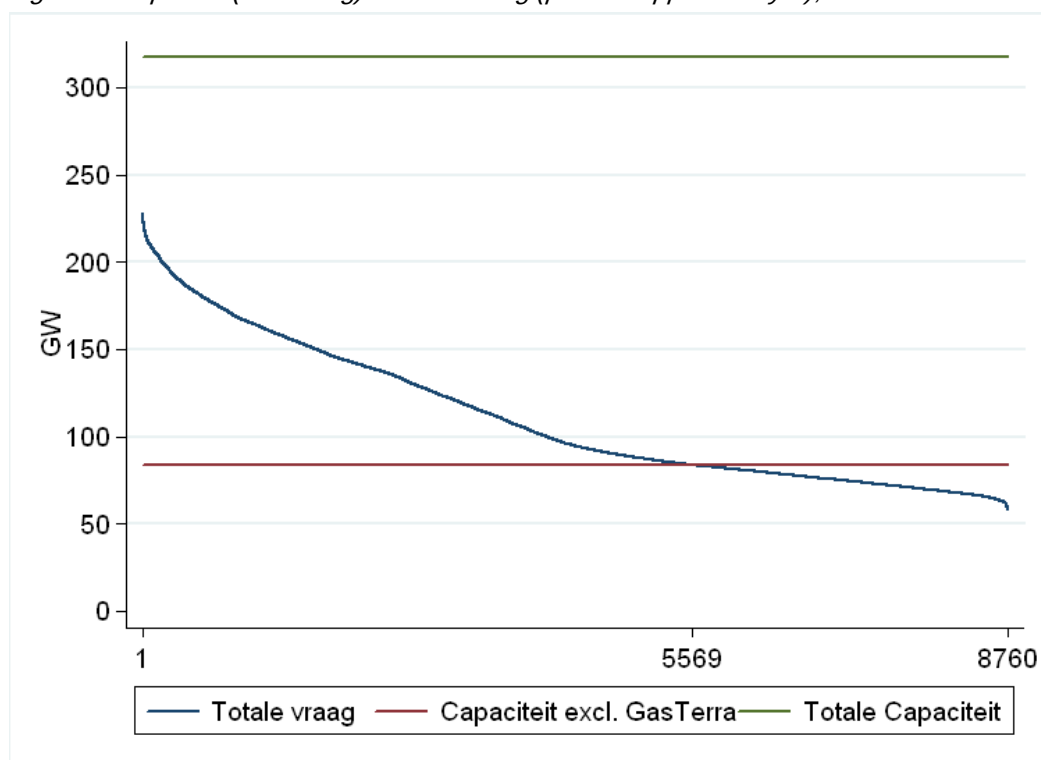
⁷ Zie bijvoorbeeld *Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005*, London Economics (2007); *Research into gas flexibility services* – a report prepared for DTe, Frontier Economics (2008).

Figuur 17: totale capaciteit onderverdeeld naar bronnen, 2009



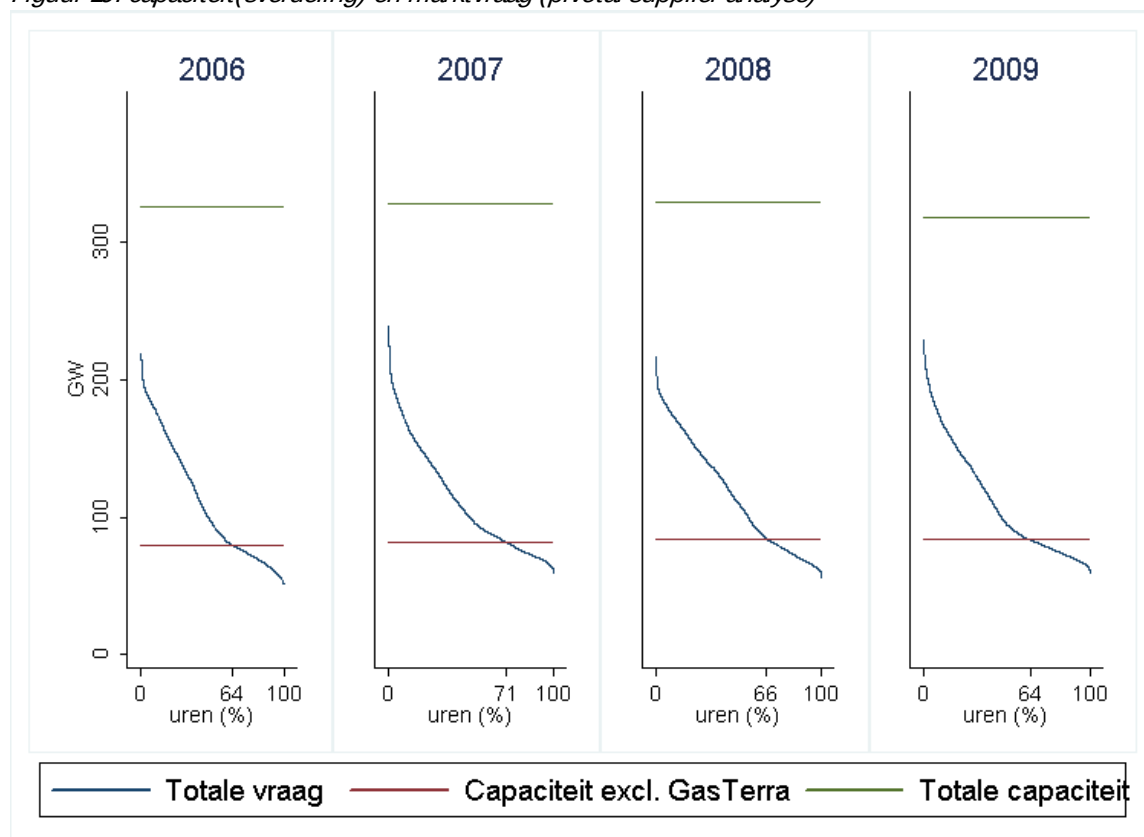
Voor de analyse van marktstructuur is het aandeel van de afzonderlijke marktspelers in de capaciteit relevant. Op de Nederlandse gasmarkt beschikt Gasterra veruit over de meeste capaciteit. Het gas uit Groningen is exclusief aan Gasterra toebedeeld, het gas uit kleine velden komt via de wettelijke taak van het kleineveldenbeleid grotendeels bij Gasterra terecht en Gasterra beslist ook over de inzet van het merendeel aan opslagcapaciteit. De gezamenlijk capaciteit van de andere spelers dan Gasterra telt op tot ruim 80 GW. We nemen aan dat deze capaciteit het hele jaar beschikbaar is. Dit is een overschatting omdat de meeste bronnen niet continue op maximum capaciteit kunnen leveren. Onderstaande figuur geeft de pivotal supplier analyse grafisch weer. De capaciteit van de andere spelers dan Gasterra wordt hierin afgezet tegen de vraag per uur (incl. export, excl. opslag) die gerangschikt is van hoog naar laag (load duration curve).

Figuur 18: capaciteit(sverdeling) en marktvraag (pivotal supplier analyse), 2009



Gasterra is onmisbaar waar de load curve boven de capaciteit van de overige spelers uitkomt. In 2009 was dit gedurende bijna tweederde van de tijd het geval. Dit is vergelijkbaar met de voorgaande jaren. Hoewel de vorm van de load duration curve jaar op jaar verschilt en de capaciteit van de ene bron afneemt (kleine velden) en de andere weer toeneemt (import), blijft het plaatje van de marktstructuur redelijk ongewijzigd.⁸

Figuur 19: capaciteit(sverdeling) en marktvraag (pivotal supplier analyse)



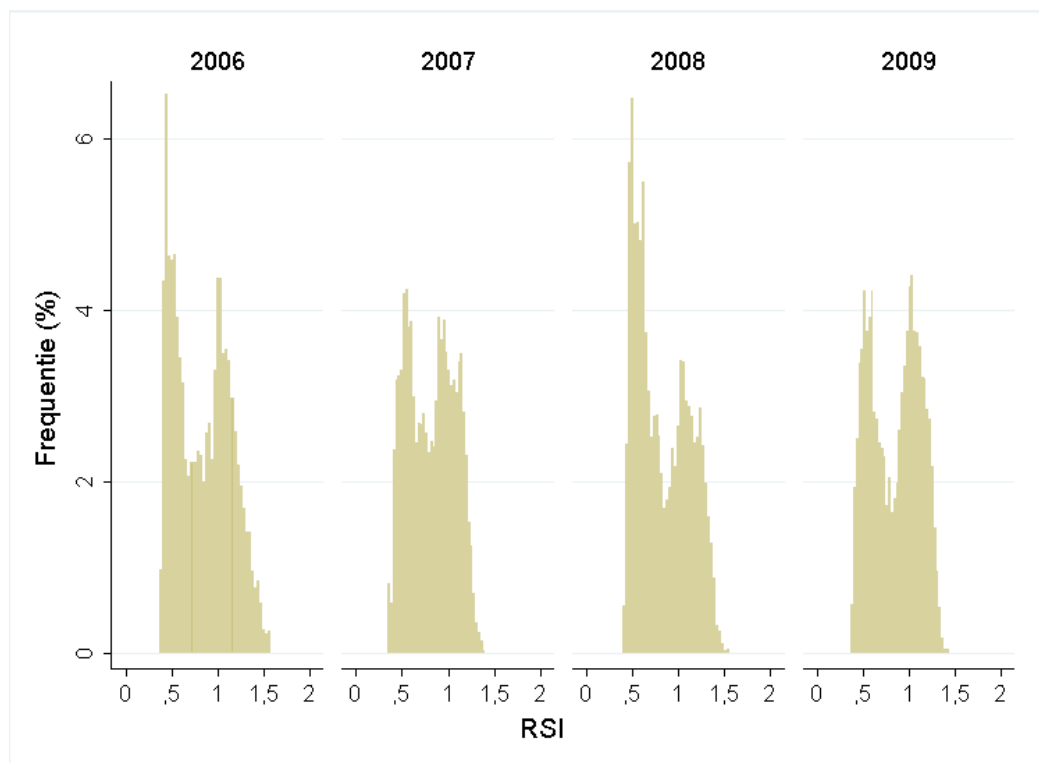
Uit de pivotal supplier grafiek is ook de mate van onmisbaarheid af te lezen. Op piekuren bijvoorbeeld is de vraag naar gas meer dan het dubbele van de capaciteit waar de andere spelers over beschikken. Deze mate van onmisbaarheid kan worden gemeten met de indicator residual supply index (RSI). De RSI is gedefinieerd als: gezamenlijke capaciteit andere spelers / totale load. Deze indicator is nauw verwant aan de pivotal supplier analyse, een RSI waarde beneden de 1 betekent onmisbaar. Hoe verder de RSI beneden de 1, hoe groter de onmisbaarheid. Gemiddeld over 2009 komt de residual supply index uit op 0,85. Dit is vergelijkbaar met voorgaande jaren. Ook de mate van onmisbaarheid is dus aan weinig verandering onderhevig. Figuur 20 laat zien dat RSI waarnemingen veelal beneden de 1 (winter) dan wel juist boven de 1 (zomer) liggen. De seizoenen hebben daarmee een duidelijke impact op de marktstructuur.

Tabel 5: marktstructuur indicatoren PSI (% uren) en RSI

	2006	2007	2008	2009
pivotal supplier index	64%	71%	66%	64%
residual supply index	0,84	0,82	0,83	0,85

⁸ Bij de totale vraag is de exportvraag meegenomen. Het betreft hier veelal de levering van gas volgens een seizoenspatroon aan het buitenland. Marktspeleers maken daarbij in toenemende mate gebruik van backhaul, dat wil zeggen een administratieve tegenstroom op de exporten. Om dubbeltelling met de binnenlandse vraag te voorkomen is deze backhaul in mindering gebracht op de exportvraag.

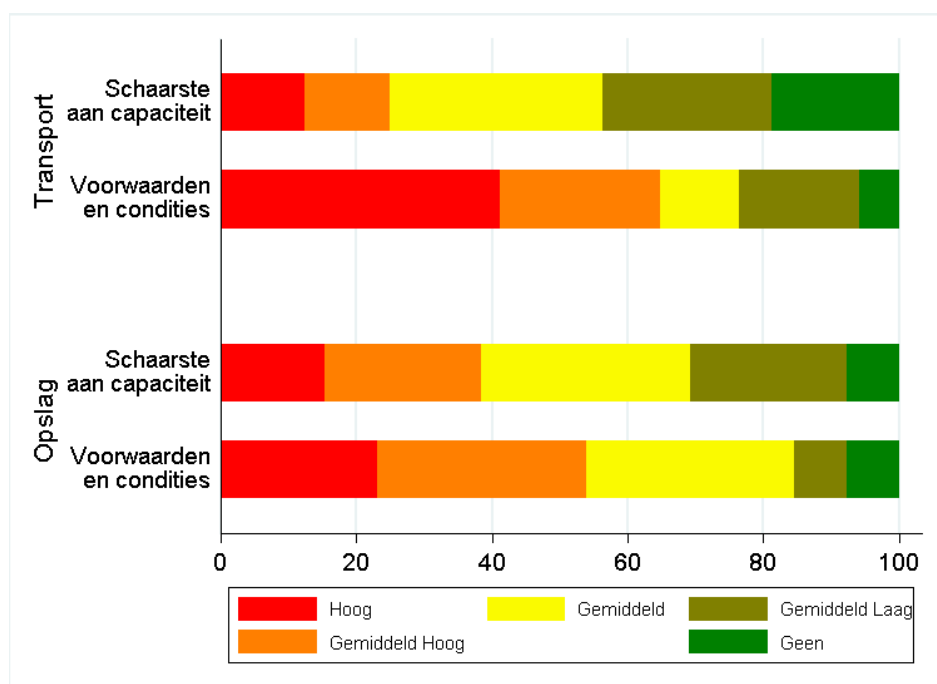
Figuur 20: residual supply index (frequentie)



Transparantie en toetredingsbelemmeringen

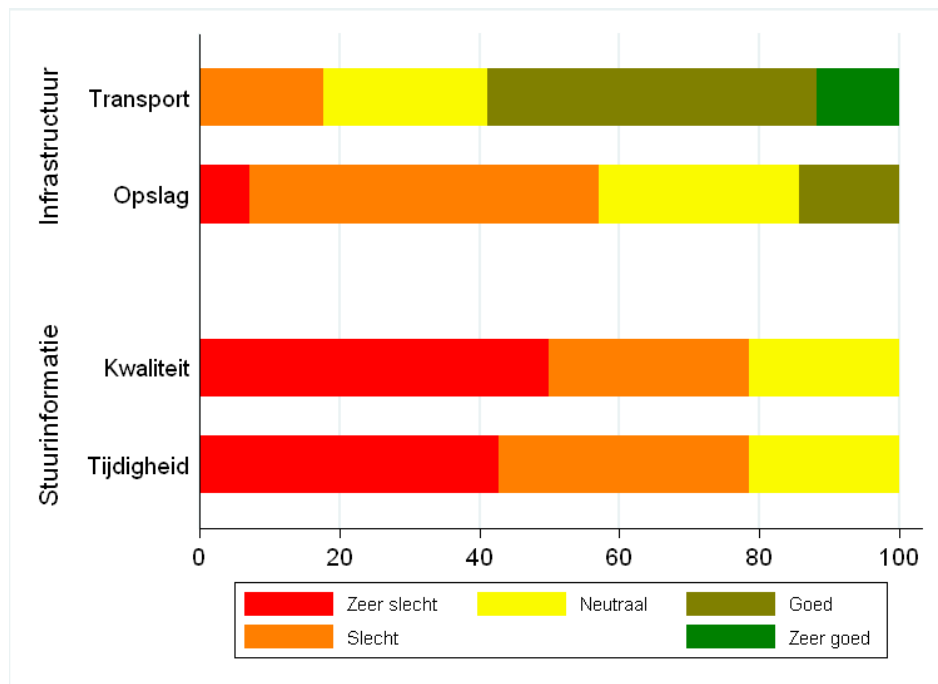
Bij de indicatoren voor marktstructuur PSI en RSI tekent zich weinig verandering af de laatste jaren (tabel 5). Andere spelers dan Gasterra beschikken per saldo door de jaren heen over dezelfde hoeveelheid capaciteit. Uit de shippers enquête blijkt dat zij naast schaarste aan transportcapaciteit en opslagcapaciteit met name de geldende voorwaarden en condities om hier gebruik van te maken als grote belemmering ervaren (figuur 21).

Figuur 21: mening van shippers over hoogte toetredingsdrempels op gebied van infrastructuur



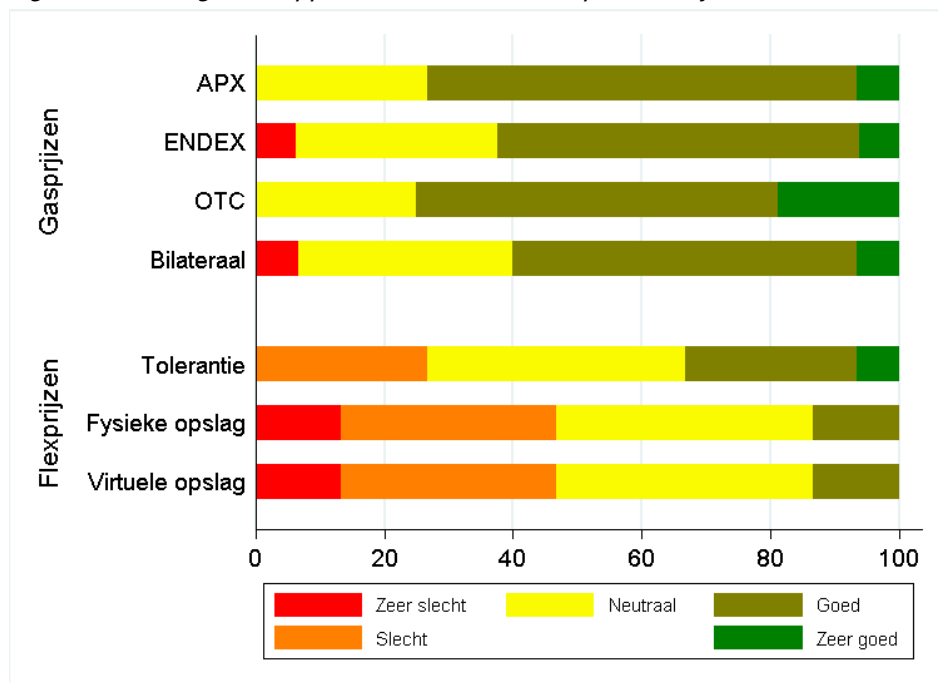
Een weinig transparante markt kan daarnaast (potentiële) marktspelers van verdere marktparticipatie weerhouden. Op het gebied van infrastructuur ervaart een meerderheid van shippers de transparantie inzake de beschikbaarheid van opslagcapaciteit als ronduit slecht. Nog ontevredener zijn shippers over de kwaliteit en tijdigheid van stuurinformatie. Gelet op het belang van stuurinformatie bij het nieuwe marktmodel met programmaverantwoordelijkheid dient verbetering in kwaliteit en tijdigheid ervan hoge prioriteit te krijgen.

Figuur 22: mening van shippers over mate van transparantie voor infrastructuur en stuurinformatie



Op het gebied van handel vinden marktspelers de prijzen op handelsplaatsen voor gas over het algemeen transparant. Opmerkelijk is dat respondenten hier weinig onderscheid maken tussen beurzen enerzijds waar gerealiseerde prijzen publiek worden gemaakt en OTC en bilateraal anderzijds waar de tot stand gekomen deals niet voor iedereen inzichtelijk zijn. In vergelijking met de prijzen voor gas zijn marktpartijen minder goed te spreken over de transparantie bij prijzen voor flexibiliteit.

Figuur 23: mening van shippers over mate van transparantie bij handel



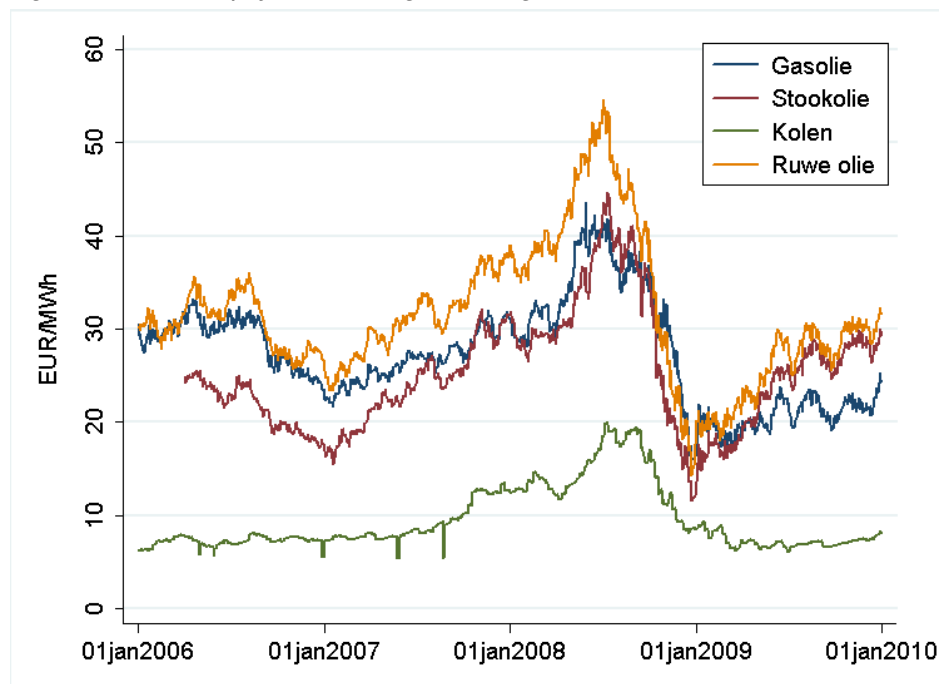
2.3.3 Marktuitlekomsten

In de paragraaf marktuitlekomsten kijken we naar de ontwikkeling van de gasprijs en van referentieprijsen voor de gasmarkt waarbij we de vraag stellen in hoeverre vraag- en aanbodfactoren op de Nederlandse gasmarkt de TTF prijs beïnvloeden. Onderstaande figuren illustreren dat de beweging in gasprijzen en referentieprijsen voor de gasmarkt behoorlijk parallel lopen. De scherpe daling in prijzen vanaf medio 2008 met een duidelijk lager prijspeil in 2009 als gevolg is zowel bij gasprijzen als de referentieprijsen duidelijk zichtbaar.

Figuur 24: gasprijzen OTC dag, maand, en jaarvooruit contracten



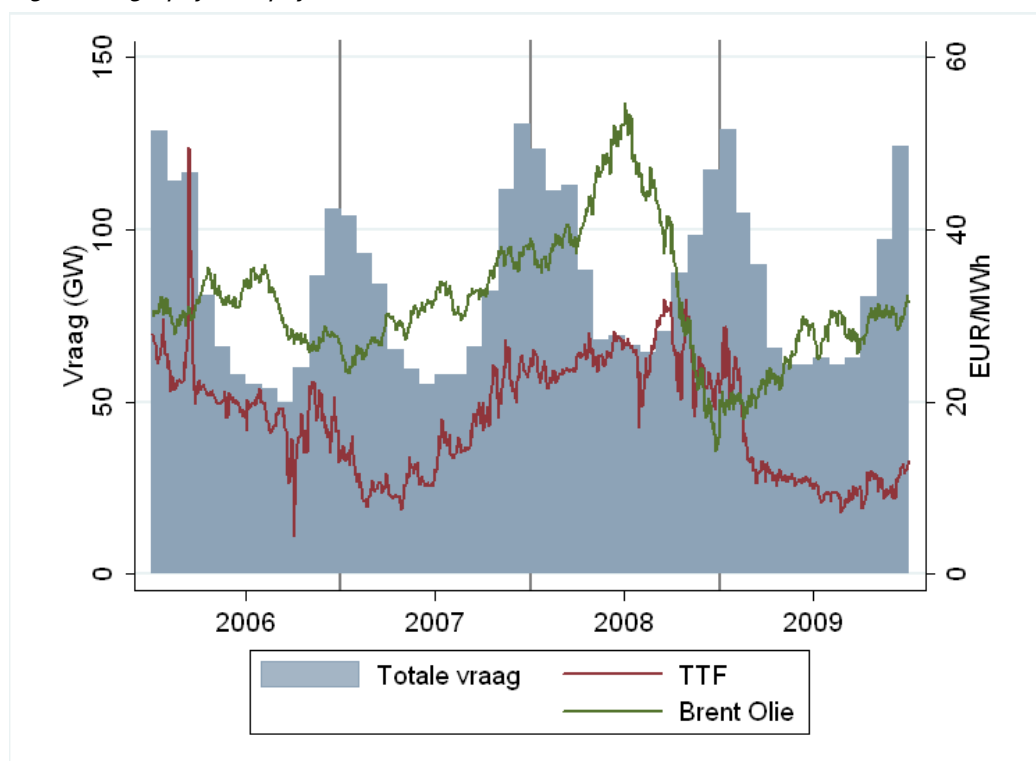
Figuur 25: referentieprijsen voor de gasmarkt: gasolie, stookolie, ruwe olie en kolen



Het belang van referentieprijsen voor de gasmarkt gaat ver terug in de tijd. Van oudsher kent de gasmarkt een koppeling met de oliemarkt. Bij het ontbreken van een handelsplaats waar de prijs tot stand komt op grond van vraag en aanbod werd de olieprijs als referentie gehanteerd. Prijzen in bilaterale gascontracten zijn nog altijd voor een belangrijk deel geïndexeerd op olieprijsen. Wel is de laatste jaren een verschuiving van handelsvolumes richting de gashubs zichtbaar. Een graadmeter voor marktwerking derhalve is of TTF prijzen inmiddels de vraag en aanbod situatie op de gasmarkt reflecteren of nog altijd de olieprijs blijven volgen.

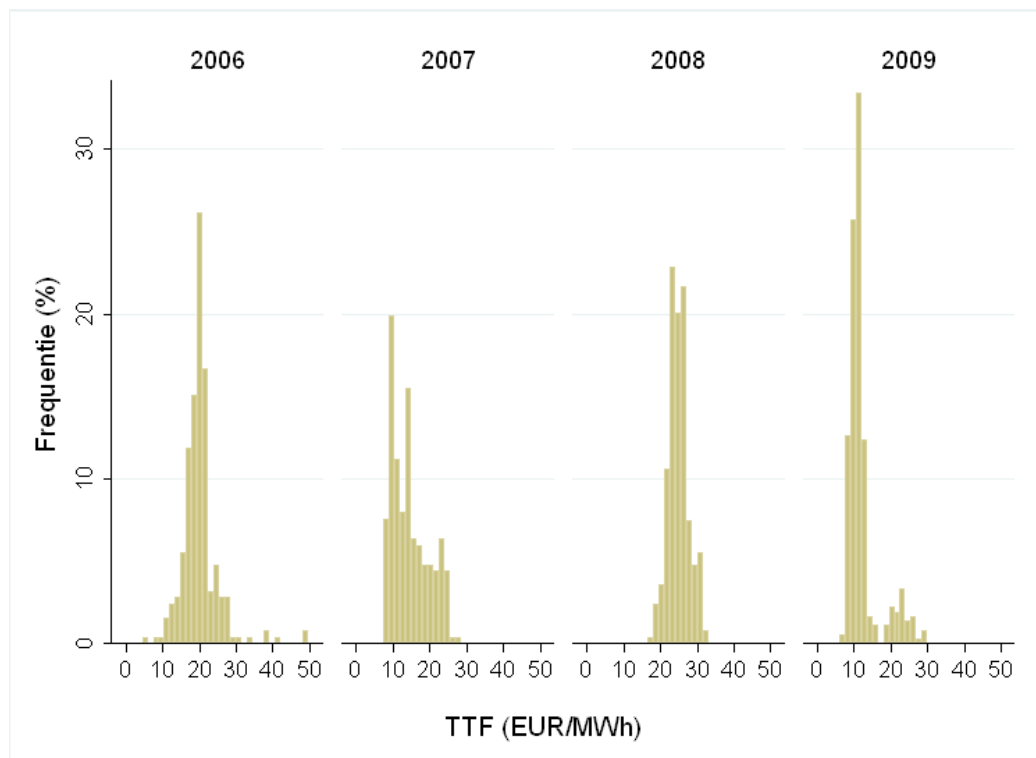
In de volgende grafiek zijn de gasprijs (TTF dagvooruit), de prijs voor ruwe olie (Brent) en de totale load op het Nederlandse net over de periode 2006-2009 weergegeven.

Figuur 26: gasprijs, olieprijs en load



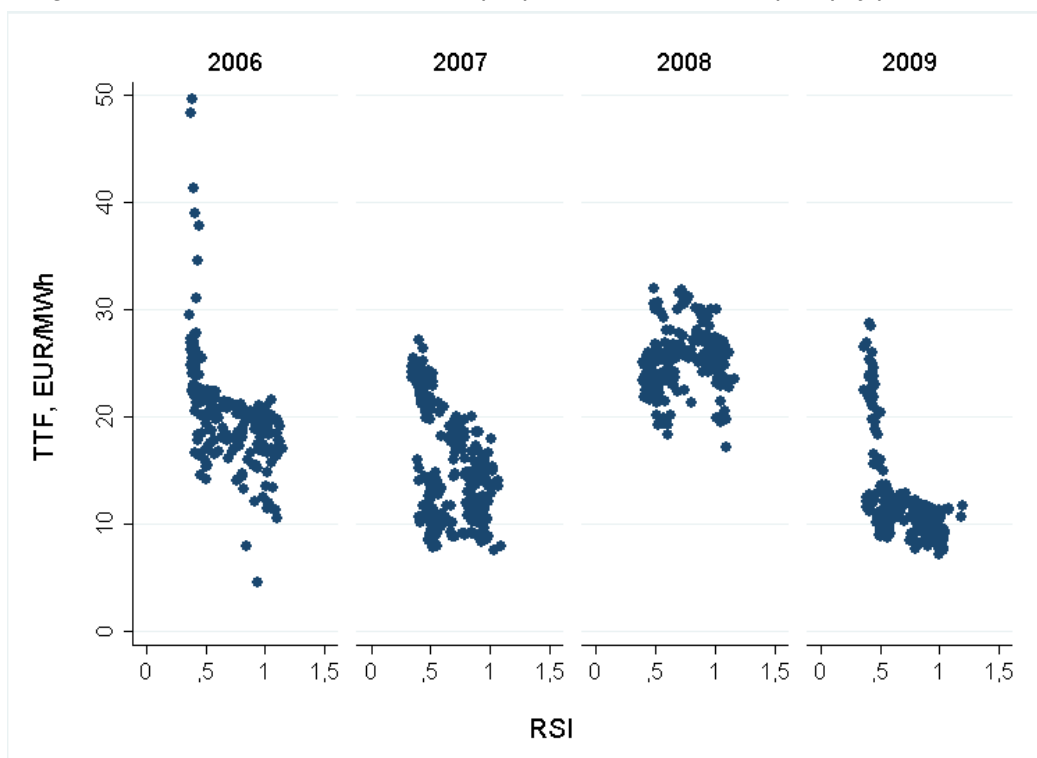
Het jaar 2009 kenmerkt zich door een overwegend lage gasprijs (zie eveneens figuur 27). Vergeleken met voorgaande jaren is er ook weinig variatie door het jaar heen, afgezien van de daling die zich begin 2009 voordeed. De gasprijs lijkt hier vertraagd de daling van de olieprijs te volgen waarna de prijs zich stabiliseert rond de 12 Euro/MWh. Het herstel van de olieprijs in de loop van 2009 is echter niet terug te zien bij de gasprijs. Dat de gasprijs minder parallel loopt aan de ontwikkeling van de olieprijs kan erop duiden dat vraag en/of aanbod ontwikkelingen op de gasmarkt zelf aan belang winnen. Aanwijzingen hiervoor zijn te vinden bij de wintermaanden van 2008-09 waar de gasprijs redelijk op peil blijft terwijl de olieprijs al lang in een neerwaartse spiraal zit en ook in de zomermaanden van 2009 waar de gasprijs laag blijft terwijl de olieprijs een duidelijk herstel vertoont. De totale vraag naar gas en daarmee de krapte situatie op de markt ("demand/supply balance") lijkt hier een relevante factor te zijn. Mogelijk speelt ook concentratie aan de aanbodkant een rol bij de totstandkoming van de gasprijs. De analyse van marktstructuur heeft laten zien dat een groot deel van de tijd een marktspeeler onmisbaar is om de totale vraag naar gas te bedienen.

Figuur 27: TTF prijzen (frequentie)



Om beter zicht te krijgen op het belang van marktstructuur voor de prijsvorming relateren we de structuur indicator RSI aan TTF prijzen. Onderstaande figuur plot per dag de laagste RSI waarde tegen de TTF dagvooruit prijs. Met name in de jaren 2006 en 2009 is zichtbaar dat hoge TTF prijzen zich voordoen bij lage RSI waarden. Dit geeft nog geen uitsluitsel aangezien onmisbaarheid van spelers samenhangt met de krapte situatie op de markt. Hoge TTF prijzen kunnen eenvoudigweg het gevolg zijn van schaarste op dat moment. Daarnaast geeft de grafiek met name in 2007 en 2008 relatief lage TTF prijzen te zien bij RSI waarden die op onmisbaarheid duiden. Om meer te kunnen zeggen over de relatie tussen marktstructuur en uitkomsten is daarom een econometrische analyse verricht met meer verklarende variabelen (zie box). Deze analyse laat zien dat vraag- en aanbodfactoren op de Nederlandse gasmarkt de prijsvorming op TTF beïnvloeden maar de effecten van krapte enerzijds en onmisbaarheid anderzijds zijn niet van elkaar te onderscheiden.

Figuur 28: relatie tussen marktstructuur (RSI) en marktuitskomsten (TTF prijs)



Box: invloed vraag- en aanbodfactoren op marktuitskomsten

In de regressie analyse is de TTF dagvoort prijs gerelateerd aan de NBP dagvoort prijs, RSI (daggemiddelde)⁹ en schaarste index (daggemiddelde)¹⁰. De NBP prijs geeft de internationale marktontwikkelingen weer en de RSI en schaarste index de situatie op de binnenlandse markt.

Tabel 6: resultaten regressie analyse TTF dagvoort, 2006-2009¹¹

TTF	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
constante	11,849 (4,24)	13,576 (5,23)	9,613 (3,60)	10,367 (3,59)
NBP	0,302 (29,49)	0,299 (29,27)	0,298 (29,25)	0,298 (29,20)
RSI		-2,005 (-3,17)		-0,539 (-0,65)
Schaarste			1,426 (4,16)	1,237 (2,77)
R-kwadraat	0,46	0,47	0,47	0,47
DW-statistic	2,27	2,29	2,30	2,30

In deze exercitie zijn meerdere modelvarianten met een verschillend aantal verklarende variabelen doorgekeerd. Varianten 2 en 3 geven een negatieve coëfficiënt voor RSI (grotere mate van onmisbaarheid betekent hogere gasprijs) en een positieve coëfficiënt voor schaarste (meer krapte op de markt betekent hogere gasprijs) waarbij in beide gevallen de gevonden verbanden significant zijn (absolute t-waarde groter dan 2). Modelvariant 4 met zowel RSI als schaarste daarentegen geeft niet voor beide variabelen een significant verband. Hier speelt het probleem van multicollineariteit, de variabelen RSI en schaarste zijn dermate gerelateerd dat de effecten van de afzonderlijk variabelen niet goed te scheiden zijn. Op grond van deze analyse luidt de conclusie dat de prijsvorming op TTF overwegend samenhangt met die op de internationale gasmarkt waarbij ook van vraag- en aanbodfactoren op de binnenlandse markt een invloed uitgaat.

⁹ Bij de berekening van RSI baseren we ons op de capaciteit waar spelers anders dan Gasterra over beschikken. Dat wil zeggen capaciteit waar deze spelers zeggenschap over hebben en dus naar eigen inzicht gebruik van maken. Bijvoorbeeld de opslaginstallaties die verscheidene marktspelers hebben laten bouwen in zoutcavernes. Ook de dertentoegang tot (seizoens)opslagen in uitgeputte gasvelden behoort hiertoe. Hoe en waarvoor spelers (Gasterra en anderen) deze capaciteit vervolgens inzetten is voor de marktstructuur (en daarmee de RSI berekening) niet relevant. Onder een flexibele leveringscontract bijvoorbeeld krijgt de afnemer gas geleverd al naar gelang de behoefte maar kan hier zelf geen invloed op uitoefenen. Met andere woorden deze afnemer verkrijgt weliswaar het gas (uit bijvoorbeeld een opslag) maar niet de zeggenschap over de capaciteit. Die blijft gewoon in handen van de aanbieder van het gasleveringscontract.

¹⁰ De RSI is gedefinieerd als (totale capaciteit – capaciteit Gasterra)/ totale load. De schaarste index is gedefinieerd als inverse van (totale capaciteit – totale load)/ totale capaciteit.

¹¹ Cochrane-Orcutt AR(1) regressie.

2.3.4 Conclusie

Van een gelijk speelveld is geen sprake op de Nederlandse groothandelsmarkt voor gas. Integendeel, de capaciteit is grotendeels in handen van één partij. Gasterra heeft exclusieve toegang tot het Groningen productieveld, verkrijgt veruit het meeste gas uit de overige productievelden door de inname plicht bij het kleineveldenbeleid en beschikt over het overgrote deel van de Nederlandse gasopslagcapaciteit. Toetredingsdrempels en een beperkte transparantie houden deze geconcentreerde marktstructuur in stand. Marktspelers ervaren de schaarste aan transportcapaciteit en opslagcapaciteit en de geldende voorwaarden en condities als grote toetredingsbelemmering. Verder verhindert het gebrek aan transparantie op de markt, en dan met name in kwaliteit en tijdigheid van stuurinformatie, marktspelers meer actief te worden. De hoge concentratie aan de aanbodzijde resulteert erin dat Gasterra gedurende ongeveer tweederde van de tijd onmisbaar is om aan de gasvraag te voldoen. Met name in de winter is de capaciteit van de overige marktspelers ontoereikend voor de vraag naar gas. Voor seizoensflexibiliteit zijn deze spelers daarmee in belangrijke mate aangewezen op Gasterra. Tegelijkertijd worden vraag- en aanbodfactoren op de gasmarkt steeds relevanter voor de prijsvorming van gas. Waar hoge prijzen als gevolg van schaarste gewenste investeringssignalen afgeven, is opwaartse prijsdruk die voortkomt uit de marktstructuur een teken van allocatieve inefficiëntie. Om tot een meer competitieve gasmarkt te komen zijn verdere investeringen in opslagcapaciteit en bredere toegang tot seizoensflexibiliteit uitdrukkelijk gewenst.

2.4 Handelsplaatsen

2.4.1 Inleiding

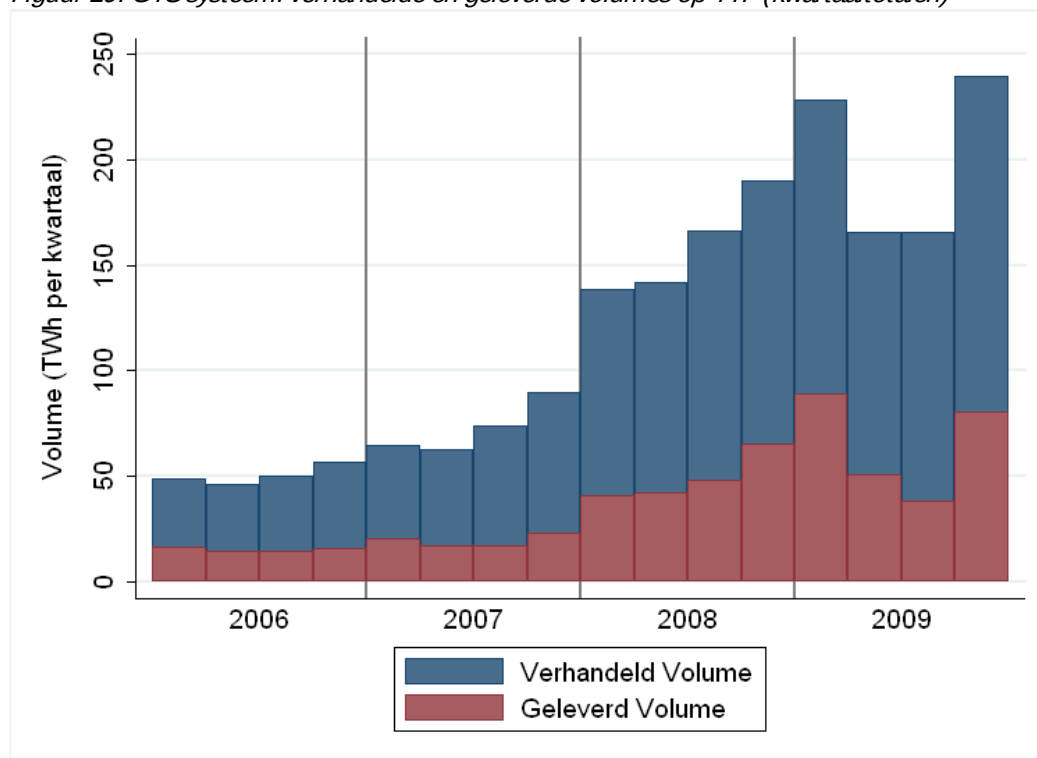
Een liquide gashub stelt shippers in staat een eigen koers te varen. Marktspelers moeten op TTF de gelegenheid hebben zowel een seizoensprofiel samen te stellen als op korte termijn fluctuaties in de gasvraag te reageren. Dit vereist een breed aanbod van producten en diensten met verschillende looptijden op de gashub. Ook dient elk TTF product dat benodigd is om het afnameprofiel vorm te geven voldoende liquide te zijn. Anders is de drempel om van flexibele levering op het GOS over te stappen naar sourcing op TTF eenvoudigweg te groot.

In het hoofdstuk handelsplaatsen staat de ontwikkeling van de liquiditeit op TTF centraal. Allereerst kijken we naar de TTF volumes in het GTS systeem en de volumes op de gasbeurzen APX en ENDEX. Vervolgens presenteren we cijfers over de totale handelsvolumes op TTF nader onderverdeeld in marktplaatsen en producten. Tot slot komen de liquiditeitsindicatoren marktdiepte, handelshorizon, volatiliteit en spreiding aan bod waarbij we ook een vergelijking met de liquiditeit op omringende gashubs maken.

2.4.2 TTF volume

Het jaar 2009 laat een verdere stijging van TTF volumes zien. Verhandelde volumes zijn met 25% toegenomen tot 798 TWh. Het betreft hier het totaal van de TTF volumes die shippers nomineren bij GTS. Dit zijn niet de volumes die feitelijk op het TTF passeren. Eenzelfde shipper kan gelijktijdig nomineren om gas op TTF te leveren (exit van het net) en gas vanaf TTF te betrekken (entry op het net). Nemen we de (netto) geleverde volumes in ogenschouw dan is een toename van ruim 30% tot 258 TWh zichtbaar (zie tabel 7). Onderstaande figuur illustreert dat de stijging in volumes zich vooral in de wintermaanden heeft voorgedaan.

Figuur 29: GTS systeem: verhandelde en geleverde volumes op TTF (kwartaaltotalen)



Tabel 7: GTS systeem: verhandelde en geleverde volumes op TTF (jaartotalen)

	2006	2007	2008	2009
Verhandelde volumes (TWh)	201	290	636	798
Geleverde volumes (TWh)	61	78	196	258

De verhouding tussen verhandelde en geleverde volumes geeft een indicatie van de handelsintensiteit op TTF. In 2009 komt deze churn ratio evenals in eerdere jaren boven de 3 uit, maar de verhouding tussen verhandeld en geleverd gas is wel de laagste van de afgelopen jaren (zie tabel 8). Enige voorzichtigheid is geboden bij de interpretatie van deze ratio. Een lagere churn wil niet zeggen dat de handel is afgenomen. Deze conclusie is alleen geldig bij gelijkblijvend geleverd volume. Een lagere churn duidt er wel op dat de verhandelbaarheid van het geleverde gas is afgenomen. Deze ontwikkeling doet zich nu 2 jaar op rij voor.

De betekenis van TTF als handelsplaats is af te lezen uit het aandeel van TTF volumes in de totale gasstromen. Het TTF aandeel komt uit op 26%. Daarmee is 2009 het tweede opeenvolgende jaar dat hier een duidelijke stijging zichtbaar is. In 2008 was het TTF aandeel al van 8 tot 18% gestegen. Dit percentage is berekend door het geleverde volume op TTF te delen op de totale gasafname, zowel binnenlands als op grenspunten.¹²

Tabel 8: churn op TTF (ratio verhandeld/geleverd) en aandeel van TTF in gasstromen

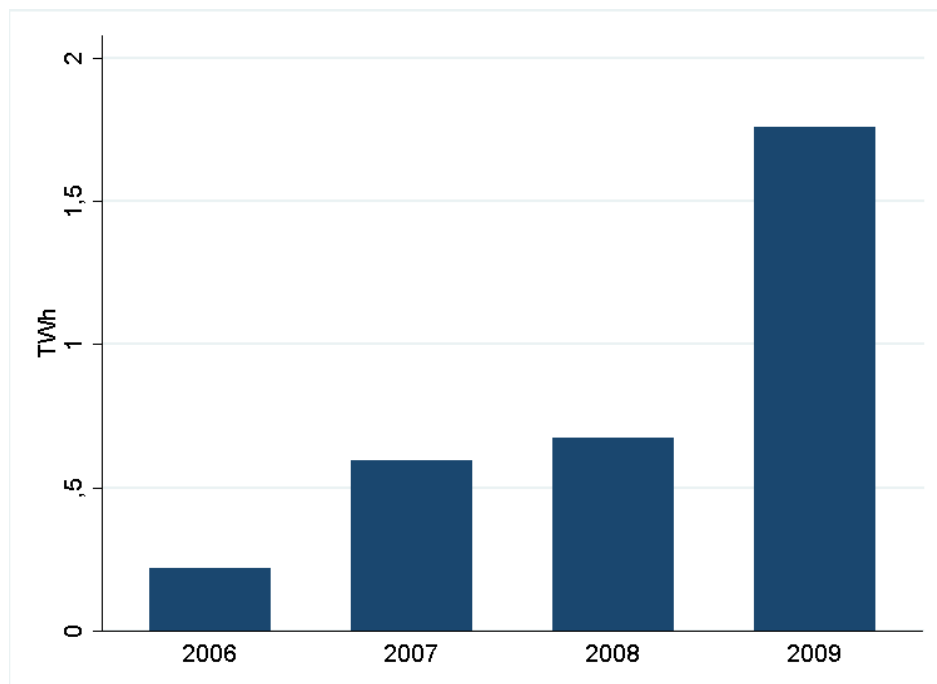
	2006	2007	2008	2009
Churn op TTF	3,3	3,7	3,2	3,1
Aandeel van TTF	6%	8%	18%	26%

Strikt genomen is de TTF geen handelsplaats. Handel vindt plaats op de gasbeurs (APX ENDEX), via brokers (OTC) of langs bilaterale weg. De TTF is een virtuele hub in het GTS netwerk waar het gas van eigenaar verwisselt. De volumes die GTS registreert op TTF op grond van nominaties geven de fysieke realiteit weer. Shippers nomineren het gas om contractuele verplichtingen na te komen en ervoor te zorgen dat de eigen portfolio in balans blijft. Eenzelfde contract tot levering van gas kan echter meermalen verhandeld worden voor het moment van fysieke levering. Dat contract kan ook in kleinere contracten, zowel naar volume als looptijd, opgedeeld worden. Dit alles draagt bij aan de verhandelbaarheid van gas en daarmee de liquiditeit van de Nederlandse gasmarkt. Het is daarom ook relevant te kijken naar de activiteiten op handelsplaatsen.

Handelsvolumes op de APX gasbeurs zijn in 2009 duidelijk toegenomen. De handel in spotcontracten nam met ruim 1 TWh toe tot 1,76 TWh. Op deze beurs wordt vooral gehandeld in day-ahead (levering gedurende de gehele volgende dag) contracten, de handel in within-day (levering gedurende een deel van de dag) contracten is nog beperkt. Ook de handelsvolumes op de ENDEX gasbeurs zijn in 2009 verder gegroeid. De handel in termijncontracten nam met 12,4 TWh toe tot 40,6 TWh. Op ENDEX wordt gehandeld in contracten voor de duur van een maand (tot 3 maanden vooruit), kwartaal (tot 4 kwartalen vooruit), seizoen (tot 4 seizoenen vooruit) en jaar (tot 3 jaren vooruit). De handelsvolumes in 2009 zijn ongeveer gelijk verdeeld over deze contractvormen. De toename in handelsvolumes op ENDEX komt vooral voor rekening van maand, kwartaal en jaarcontracten.

¹² TTF gas wordt immers ook geëxporteerd. TTF volume uitgedrukt in binnenlandse afname zou in die zin een vertekend beeld geven.

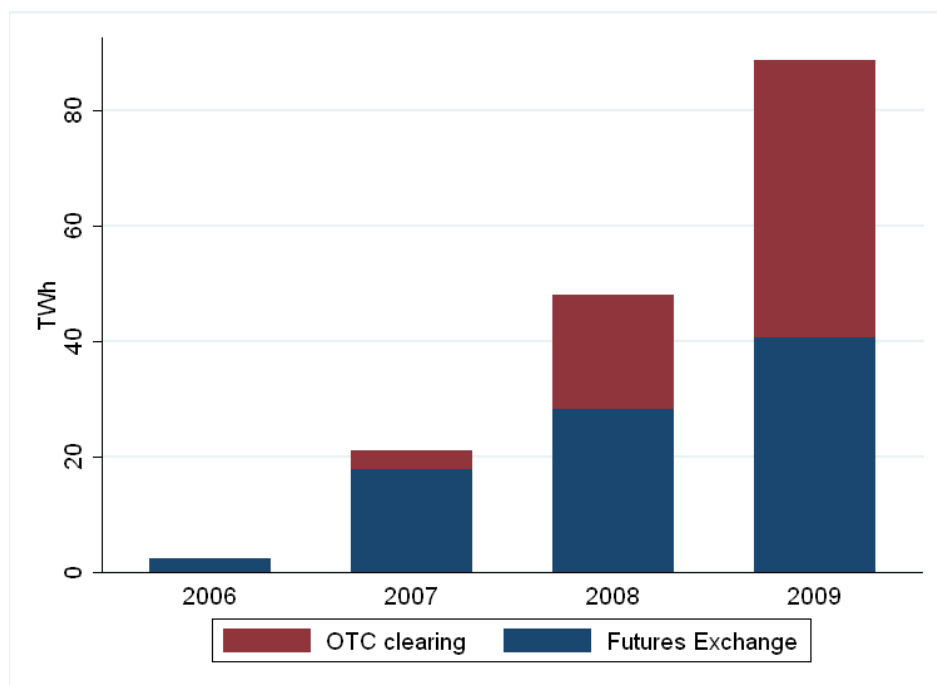
Figuur 30: verhandeld volume op APX (jaartotalen)



Tabel 9: verhandeld volume op APX (jaartotalen)

	2006	2007	2008	2009
Verhandeld volume (TWh)	0,22	0,60	0,67	1,76

Figuur 31: verhandeld en gecleard volume op ENDEX (jaartotalen)

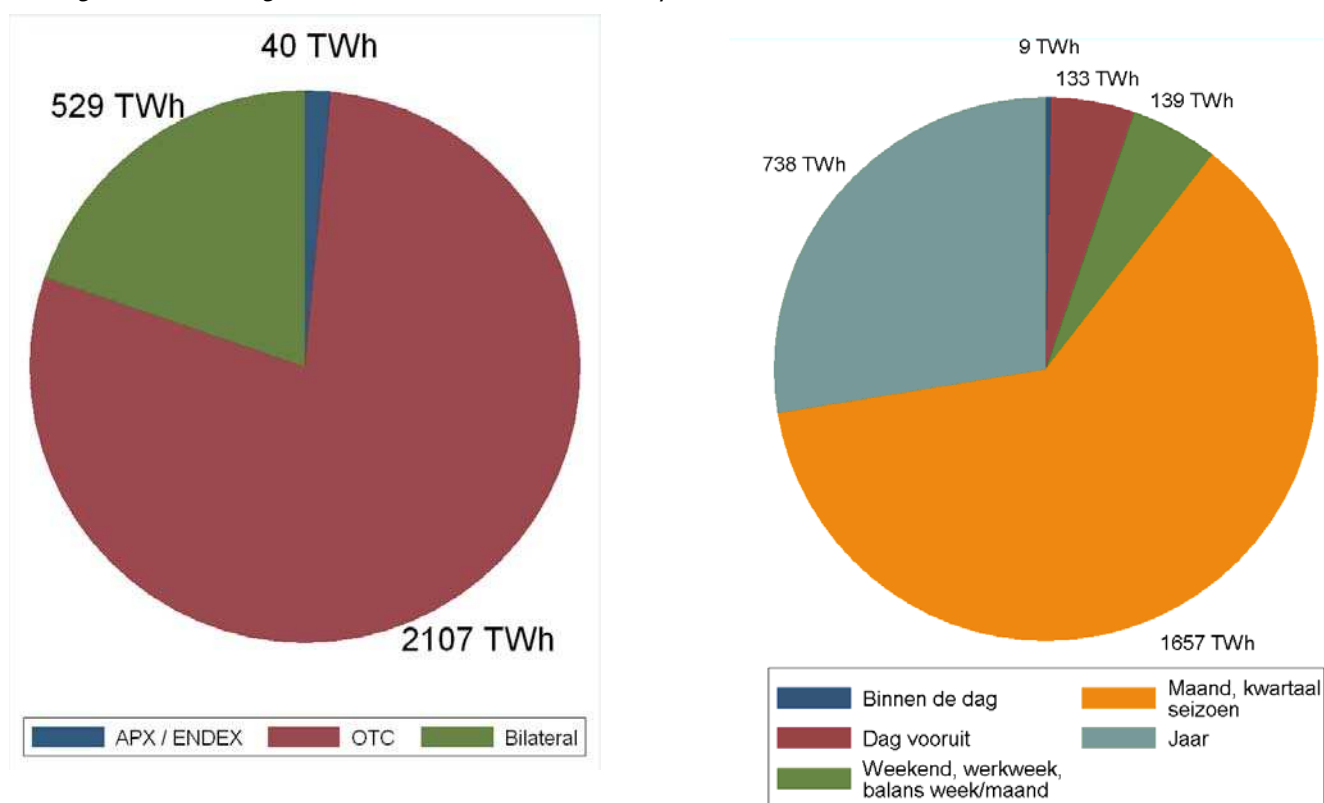


Tabel 10: verhandeld en gecleard volume op ENDEX (jaartotalen)

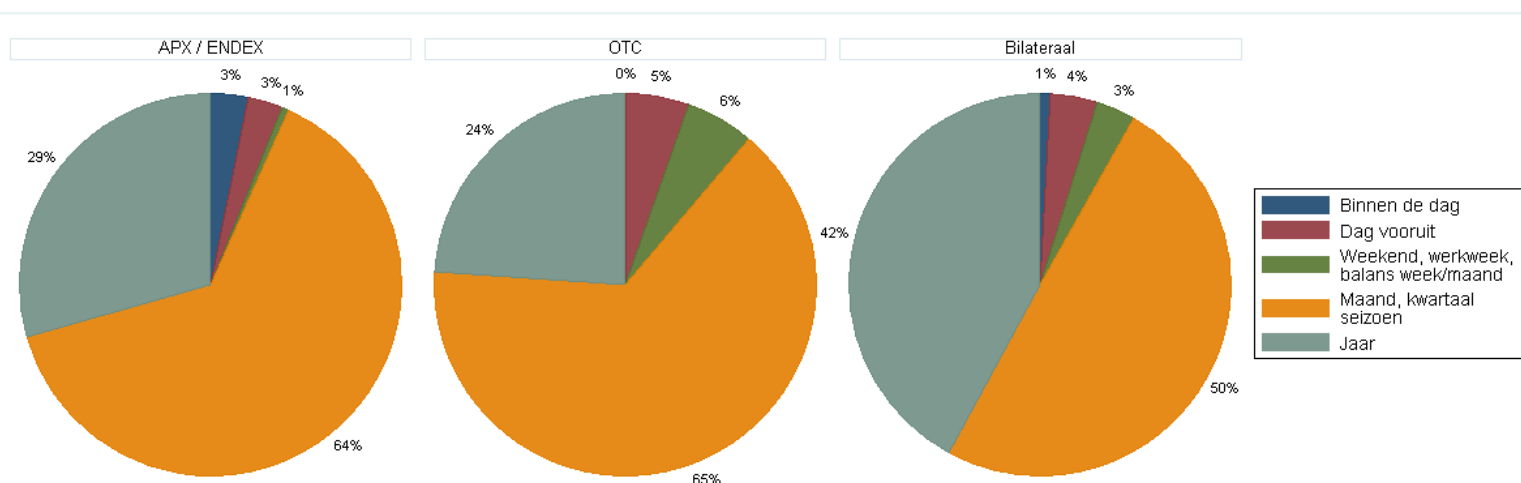
	2006	2007	2008	2009
Verhandeld volume (TWh)	2,5	17,9	28,2	40,6
Gecleard volume (TWh)	0	3,2	19,8	48,0

Het aandeel van de gasbeurs APX ENDEX in de handelsvolumes die lopen via TTF blijft voorsnog beperkt. Op grond van een enquête onder shippers komen we tot een totale marktomvang van ruim 2600 TWh. Deze cijfers zijn bij benadering. Werkelijke volumes liggen waarschijnlijk hoger. Hoewel de cijfers een ondergrens representeren, geven de enquête resultaten tal van inzichten. Niet in de laatste plaats omdat ook gevraagd is naar handelsplaatsen en producten. We zien dat veruit het meeste TTF gas OTC wordt verhandeld en dat maand, kwartaal en seizoencontracten de bulk van TTF handel vormen (figuur 32). Verder wordt duidelijk dat het aandeel van jaarcontracten in bilaterale handel aanmerkelijk hoger ligt dan bij OTC of ENDEX (figuur 33). Ook duiden de grafieken op een aanmerkelijk groeipotentieel voor APX, zowel in de OTC handel als bij bilaterale contacten is sprake van behoorlijke volumes voor dagvooruit contracten.

Figuur 32: verdeling TTF handelsvolumes over handelsplaatsen, 2009



Figuur 33: verdeling TTF handelsvolumes naar producten per handelsplaats, 2009



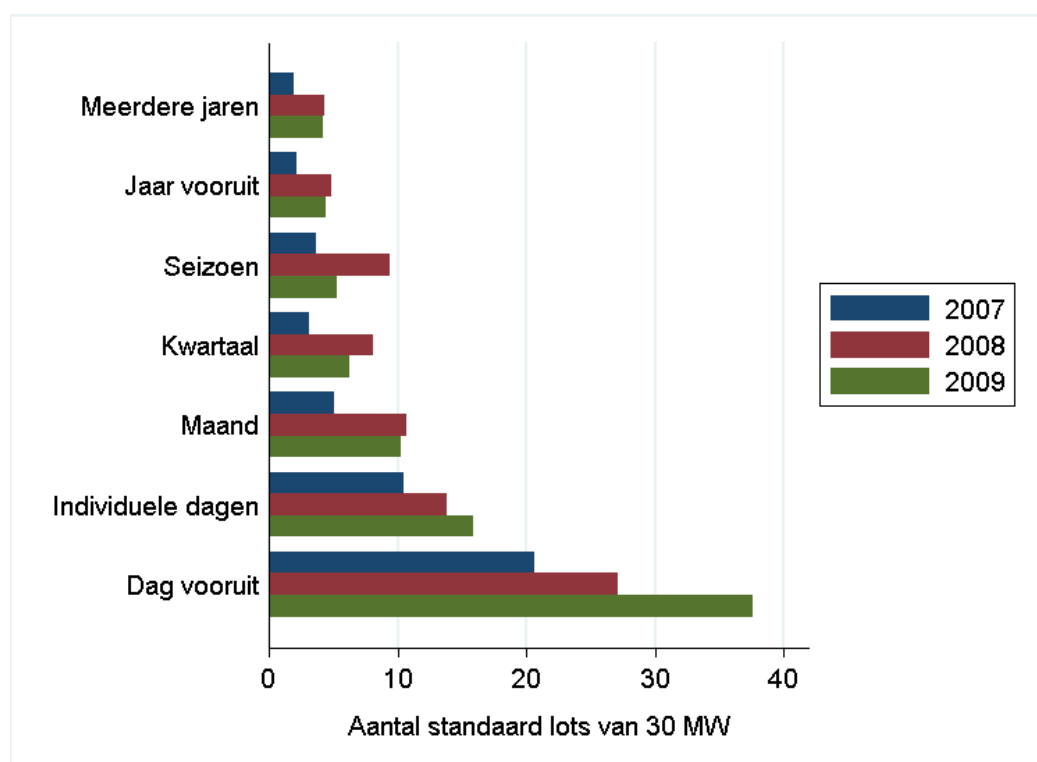
2.4.3 Liquiditeit op TTF

De ontwikkeling van liquiditeit op TTF is niet alleen aan het volume af te lezen. Relevante indicatoren voor liquiditeit zijn diepte van de markt, horizon van de handel, volatiliteit van de prijzen en spreiding tussen bied- en laatprijzen.

Marktdiepte en handelshorizon

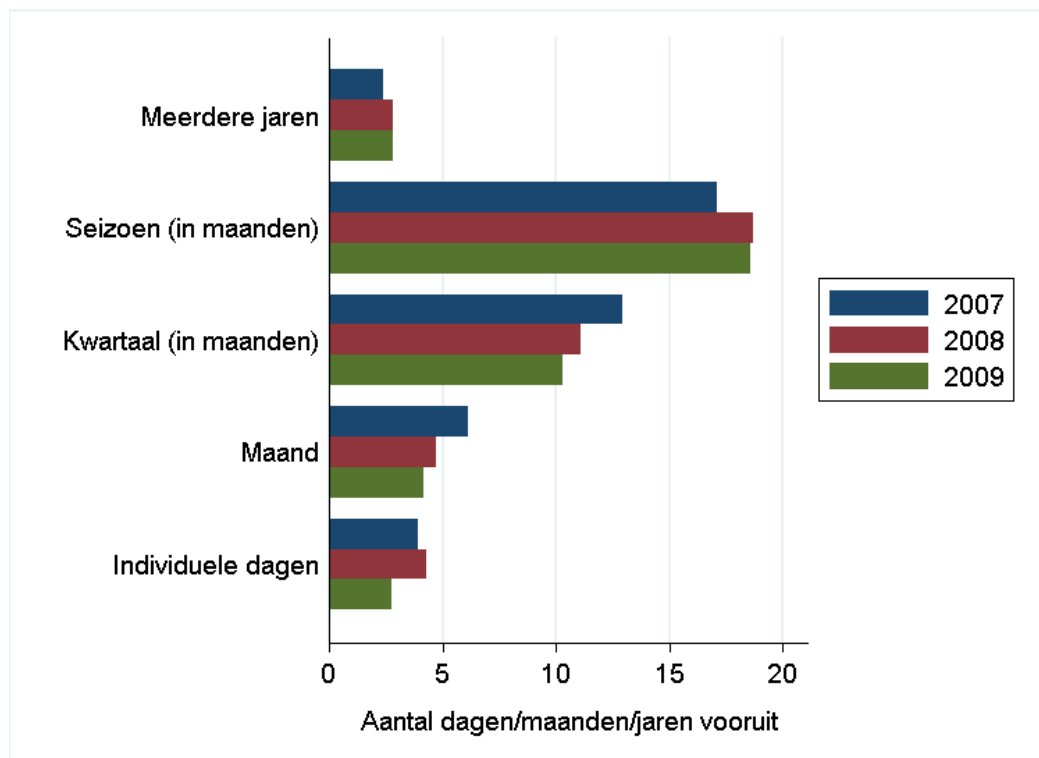
De diepte van de markt is een maat voor het absorptievermogen van de markt. In de enquête onder shippers is gevraagd naar het aantal standaard 'lots' van 30 MW dat verhandeld kan worden zonder de prijs te beïnvloeden. Het gaat met andere woorden om de vraag of er voldoende vraag of aanbod orders in de markt liggen tegen de dan geldende prijs. Onderstaande figuur laat zien dat alleen voor dagcontracten (dagvooruit en individuele dagen) de TTF in 2009 aan diepte heeft gewonnen. Bij de overige contractvormen is sprake van een pas op de plaats of zelfs teruggang na de verbetering die zich heeft voorgedaan in 2008.

Figuur 34: marktdiepte op TTF



De horizon van de handel geeft aan hoe ver vooruit gehandeld wordt. In de enquête onder shippers is gevraagd naar het aantal dagen/ maanden/ jaren vooruit waarin zij contracten van verschillende duur (dag/ maand/ jaar) verhandelen. Onderstaande figuur laat zien dat voor dag, maand en kwartaalcontracten de handelshorizon in 2009 minder ver is komen te liggen. Enerzijds kan dit duiden op grotere onzekerheid omtrent de toekomst. Anderzijds hebben marktspelers mogelijk meer vertrouwen gekregen in producten waarvan de leveringsperiode dichtbij ligt (bijvoorbeeld dag vooruit, zie indicator marktdiepte).

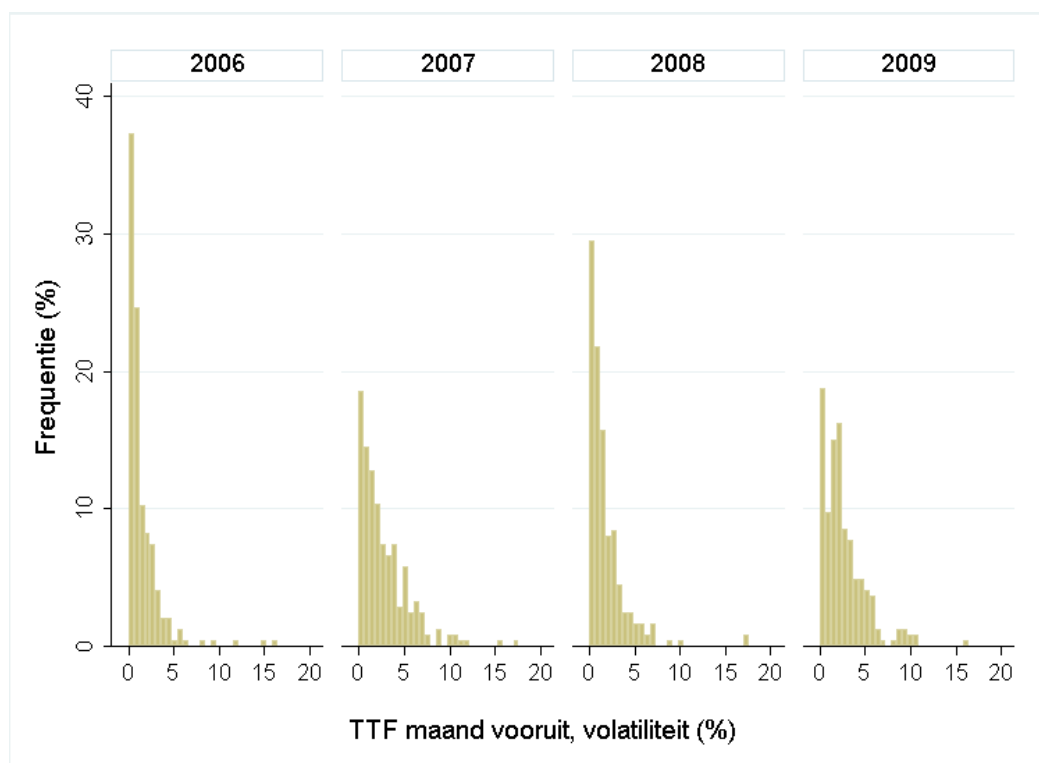
Figuur 35: handelshorizon op TTF



Volatiliteit en spreiding

Volatiliteit is een maat om prijsfluctuaties uit te drukken. Hoe groter de volatiliteit, hoe groter de onzekerheid die de prijs omgeeft. De bied-laatspreiding geeft een indicatie van de hoogte van de transactiekosten. Hoe lager de spreiding, hoe eenvoudiger het is om tot een transactie te komen. Volatiliteit en spreiding zijn kengetallen voor het vertrouwen dat shippers kunnen stellen in handel op de betreffende marktplaats.

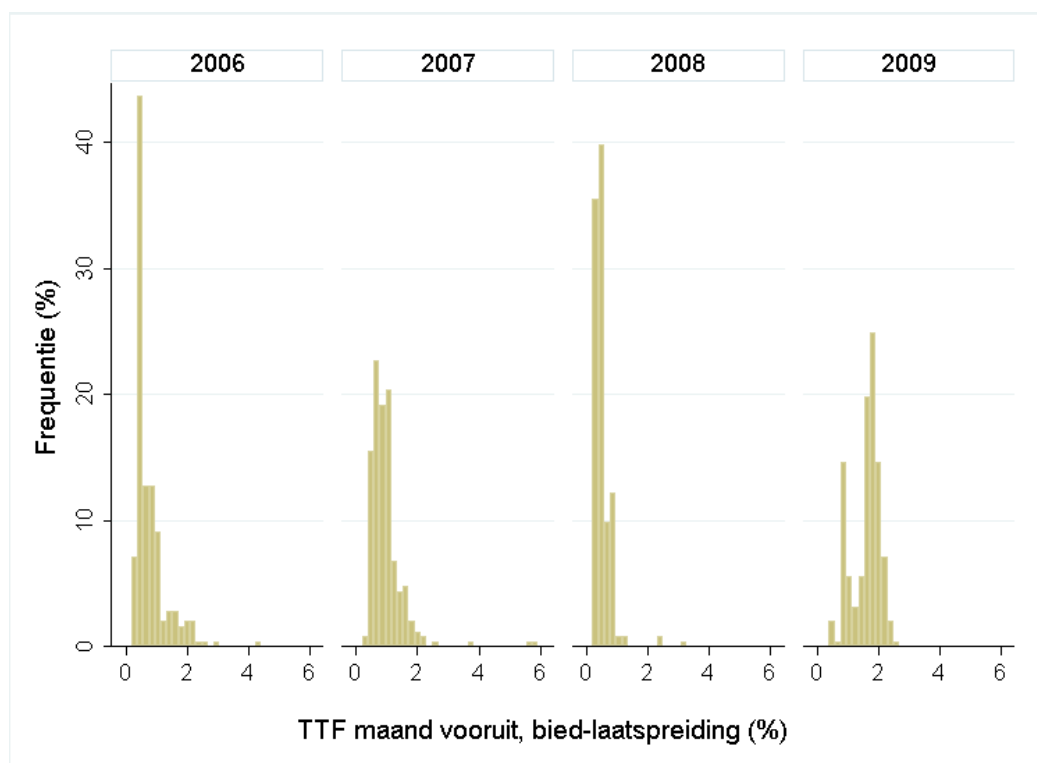
Figuur 36: volatiliteit van prijzen op TTF, maandcontracten (frequentie)



Tabel 11: volatiliteit van prijzen op TTF voor dag, maand, jaarcontracten (% jaargemiddelden)

	2006	2007	2008	2009
Dag vooruit	5.1	4.4	3	4,1
Maand vooruit	1,8	3,1	1,8	2,7
Jaar vooruit	0.8	1.2	1.3	1,6

Figuur 37: bied-laatspreiding op TTF, maandcontracten (frequentie)



Tabel 12: bied-laatspreiding op TTF voor dag, maand, jaarcontracten (% jaargemiddelden)

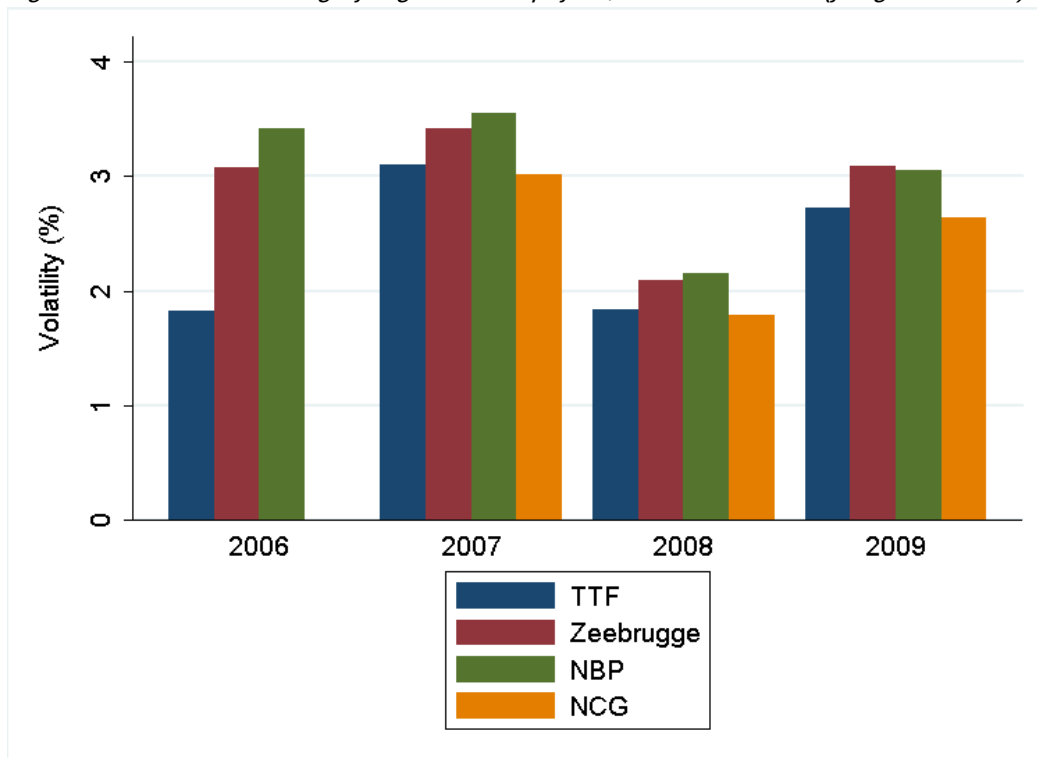
	2006	2007	2008	2009
Dag vooruit	2.3	0.9	0.5	1,6
Maand vooruit	0.8	1.0	0.5	1,6
Jaar vooruit	0.7	0.8	0.6	1,1

In 2009 zijn zowel de prijsvolatiliteit als de bied-laatspreiding op TTF duidelijk toegenomen.¹³ Deze nadelige ontwikkeling doet zich voor bij alle contractvormen. Dit geeft aan dat de liquiditeit van TTF in 2009 een dip doormaakt. Mogelijk heeft dit rechtstreeks te maken met de financiële crisis waardoor partijen een afwachterende houding aannemen en minder actief zijn op de markt. Vergeleken met omringende hubs NBP, Zeebrugge en NCG is eenzelfde ontwikkeling van prijsvolatiliteit zichtbaar maar is de TTF op bied-laatspreiding er verder op achteruit gegaan.

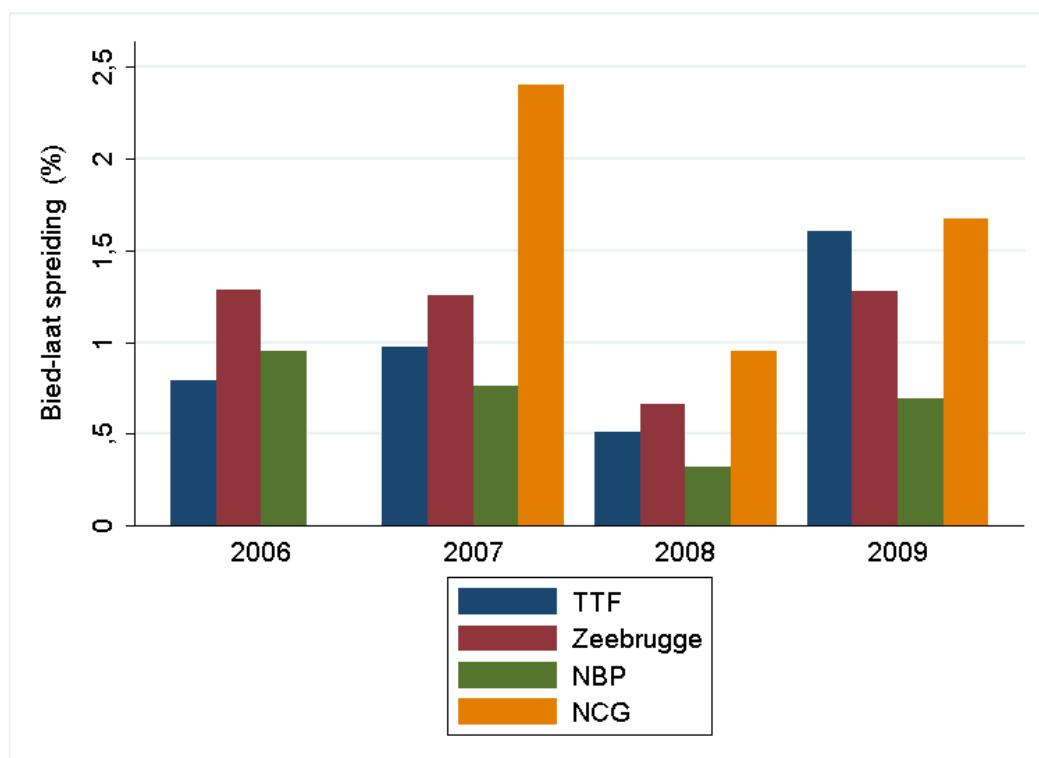
¹³ Bij de berekening van de bied-laatspreiding maken we gebruik van Platts gegevens. De Platts spreiding is gebaseerd op een beoordeling van de liquiditeit (bij het sluiten van de markt, evenals de prijzen die Platts afgeeft) die niet perse de werkelijke bied en laatprijzen representeren. Deze Platts methodologie maakt daarmee de berekening van de bied-laatspreiding gevoelig voor de absolute waarde van gasprijzen. Bij een duidelijk lagere gasprijs zoals in 2009 geeft het vergelijken met eerdere jaren dan een overschatting. Deze beperking van de berekeningswijze doet zich overigens niet voor bij een vergelijking met andere handelshubs in hetzelfde jaar.

Internationale vergelijking

Figuur 38: internationale vergelijking volatiliteit prijzen, maandcontracten (jaargemiddelden)



Figuur 39: internationale vergelijking bied-laai spreiding, maandcontracten (jaargemiddelden)



2.4.4 Conclusie

Sourcing van gas op TTF geeft marktspelers meer mogelijkheden aan optimalisatie van de portfolio te werken dan bij levering achter het GOS. Bijvoorbeeld door flexibiliteit uit eigen gasopslag in te passen en met slim handelen gas tegen gunstige prijzen in te kopen. De volumes die op TTF worden geleverd en verhandeld nemen jaar op jaar toe. Het jaar 2009 gaf een stijging in geleverde volumes met ruim 30% tot meer dan 250 TWh te zien. Dit duidt op een verplaatsing van de gaslevering van GOS naar TTF. TTF volumes vormen inmiddels een kwart van de totale Nederlandse gasstromen. Tegelijkertijd is zichtbaar dat de verhandelbaarheid van het op TTF geleverde gas afneemt. Constructies als de TTF balansrelatie, waarbij gas geleverd wordt conform het verbruikspatroon zonder mogelijkheid tot verhandelen, spelen hier een rol. De handel op de gasbeurs geeft in dat opzicht wellicht een betere indicatie van het belang van TTF als handelsplaats. Het verhandeld volume op APX ENDEX is in 2009 met meer dan 45% gestegen tot ruim 40 TWh. Dit handelsvolume vormt nog slechts een fractie van de OTC en bilaterale volumes. Naast geleverd en verhandeld volume is ook de mate van liquiditeit een belangrijke graadmeter voor de ontwikkeling van de TTF. De liquiditeitsindicatoren marktdiepte en handelshorizon laten voor de meeste TTF producten in 2009 een pas op de plaats of zelfs achteruitgang zien. Alleen dagvooruit contracten onderscheiden zich in positieve zin. Afgemeten aan de indicatoren volatiliteit en spreiding is de liquiditeit in 2009 voor geen van de TTF producten erop vooruit gegaan. Gezien deze stand van zaken zal de liquiditeit op TTF aanzienlijk moeten verbeteren om een werkelijk alternatief voor GOS levering te worden.

2.5 Tot slot

De invoering van een nieuw marktmodel en balanceringsregime in 2011 verandert in aanleg veel op de groothandelsmarkt gas. Het uitgangspunt is dat al het gas wordt overgedragen op TTF en afnemers zelf verantwoordelijk zijn voor hun balanspositie. De marktstructuur daarentegen blijft naar verwachting grotendeels onveranderd. Leveranciers aan kleinverbruikers bijvoorbeeld investeren weliswaar in zoutcavernes voor korte termijn flexibiliteit maar zijn nog altijd aangewezen op Gasterra waar het gaat om seizoensflexibiliteit. Het productaanbod op TTF voorziet op dit moment niet in alle benodigde vormen van flexibiliteit. Korte termijn flexibiliteit is verkrijgbaar tot dagvooruit gas met volume voor de gehele dag maar TTF levering op uurbasis dagvooruit of binnen de dag is nog uiterst beperkt. Seizoensflexibiliteit is met standaard blokken van kwartaal, maand en dag te creëren maar dan moet de afnemer wel kunnen vertrouwen op een liquide markt in elk van die producten. De ontwikkeling van de liquiditeit op TTF in 2009 laat zien dat hier nog ruimte voor verbetering is. Het functioneren van de gasmarkt, zeker na implementatie van het nieuwe marktmodel en balanceringsregime, is daarom gebaat bij meer toegang tot flexibiliteit op TTF. Dit vraagt om additionele (korte termijn) TTF producten en om nieuwe (seizoens-) flexibiliteitsdiensten.

3 Elektriciteit

3.1 Inleiding

Op de groothandelsmarkt voor elektriciteit zijn elektriciteitsproducenten, handelaren, industriële grootverbruikers en leveranciers aan kleinverbruikers actief.

Vraag

Bijzonder aan de elektriciteitsmarkt is dat consumptie en productie van elektriciteit op ieder moment gelijk moeten zijn. Elektriciteit kent in tegenstelling tot gas geen buffercapaciteit op het netwerk en grootschalige opslag van elektriciteit is nog niet haalbaar. De huishoudelijke consumptie van elektriciteit echter varieert, evenals de consumptie van gas, binnen het tijdsbestek van een dag behoorlijk. Leveranciers aan kleinverbruikers ondervinden derhalve een continue veranderende behoefte aan elektriciteit. Daarbij zijn ze dus aangewezen op elektriciteitsproducenten om hun 'real time' van de benodigde elektriciteit te voorzien.

Aanbod

Het overgrote deel van het Nederlandse productiepark is in handen van enkele producenten. Veelal zijn deze producenten ook actief als leverancier aan kleinverbruikers. De mate van concurrentie op de kleinverbruikersmarkt hangt daarmee voor een belangrijk deel af van de mate waarin prijsvorming op de groothandelsmarkt efficiënt is. Deze prijsvorming is efficiënt als de marktprijs de onderliggende opwekkingskosten van elektriciteit reflecteert. De hoge concentratie aan de aanbodkant echter stelt mogelijk een of meerdere producenten in staat de marktuitskomsten te beïnvloeden. Met name gedurende piekuren kan het voorkomen dat de disciplinerende werking van de markt tekortschiet.

Markt

Disciplineren van Nederlandse producenten kan ook van over de grens komen. Marktintegratie met omringende landen versterkt in aanleg de marktwerking in Nederland. Vanwege de afwijkende brandstofmix zijn de potentiële voordelen groot. Het Nederlandse productiepark bestaat overwegend uit gasgestookte centrales terwijl in Duitsland de meeste elektriciteit wordt opgewekt met kolencentrales, in België en Frankrijk met kerncentrales en in Noorwegen met waterkracht. Relatieve brandstofprijzen bepalen bij geïntegreerde markten de stroomrichting van elektriciteit. Marktintegratie vergroot daarmee de efficiëntie van elektriciteitsopwekking en zorgt tegelijkertijd voor meer concurrentiedruk op de nationale markten.

Liquide handelsplaatsen zijn daarnaast essentieel om de opgewekte elektriciteit bij de leveranciers aan kleinverbruikers te krijgen. Vanwege het variërende elektriciteitsverbruik moeten leveranciers van uur tot uur verschillende hoeveelheden elektriciteit in kunnen kopen en bij voorkeur tot kort voor het leveringsmoment nog op de markt kunnen handelen. Omdat leveranciers voor langere periode verplichtingen met de eindgebruikers aangaan zullen ze daarnaast met termijncontracten het inkooprisico op de groothandelsmarkt zoveel mogelijk willen inperken. Een liquide spotmarkt en liquide termijnmarkt zijn daarom van groot belang voor het vertrouwen dat marktpartijen stellen in de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit.

3.2 Infrastructuur

3.2.1 Inleiding

Grensoverschrijdende handel in stroom zorgt ervoor dat elektriciteitsmarkten meer met elkaar integreren wat een gunstige invloed heeft op de marktwerking. Tijdens piekuren kan krapte op de Nederlandse markt tot opwaartse prijsdruk leiden. Het importeren van goedkope stroom uit het buitenland werkt dan disciplinerend. De voordelen van marktintegratie zijn te realiseren bij een optimaal gebruik van de interconnectie capaciteit. Dit vraagt om een efficiënte allocatie van grenscapaciteit over de spelers op de Nederlandse groothandelsmarkt.

Dit hoofdstuk kijkt naar de benutting van de interconnectie capaciteit (import en export) voor elektriciteit op de grenzen met België, Duitsland en Noorwegen, mede in relatie tot het gehanteerde allocatiemechanisme.

3.2.2 Interconnectiecapaciteit

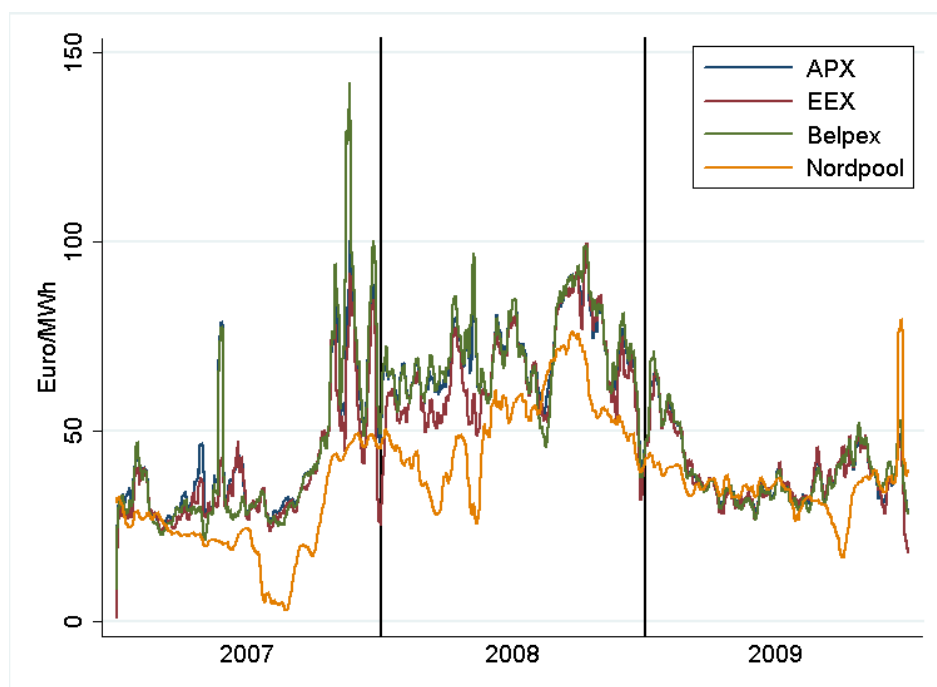
Nederland heeft landsgrensoverschrijdende verbindingen met België, Duitsland en Noorwegen. Tennet stelt op de grens met België 1400 MW, op de grens met Duitsland 2500 MW en op de grens met Noorwegen 700 MW capaciteit per uur beschikbaar. Marktpartijen krijgen via jaar-, maand- en dagveilingen de mogelijkheid deze capaciteit te verkrijgen. Entso-E publiceert indicatieve waarden voor de NTC (net transfer capacity) op de Nederlandse grenzen. Alhoewel voor de Belgische grens tussen de 2200 en 2400 MW en voor de Duitse grens tussen de 3400 en 3800 MW wordt aangegeven is de totale gelijktijdige capaciteit die op deze grenzen beschikbaar is niet meer dan 3850 MW waarbij een voorbehoud wordt gemaakt voor de wind situatie in Duitsland. Op NorNed wordt de NTC waarde van 700 MW niet beïnvloed door andere grenzen.

Het gebruik van deze interconnectoren laten we zien met figuren waarin de beschikbare en genomineerde capaciteit weergegeven is. Hoe intensief een interconnector wordt gebruikt lezen we af aan de indicator benuttingsgraad. Indien op enig uur de nominaties gelijk zijn aan de beschikbare capaciteit spreken we van volledige benutting.

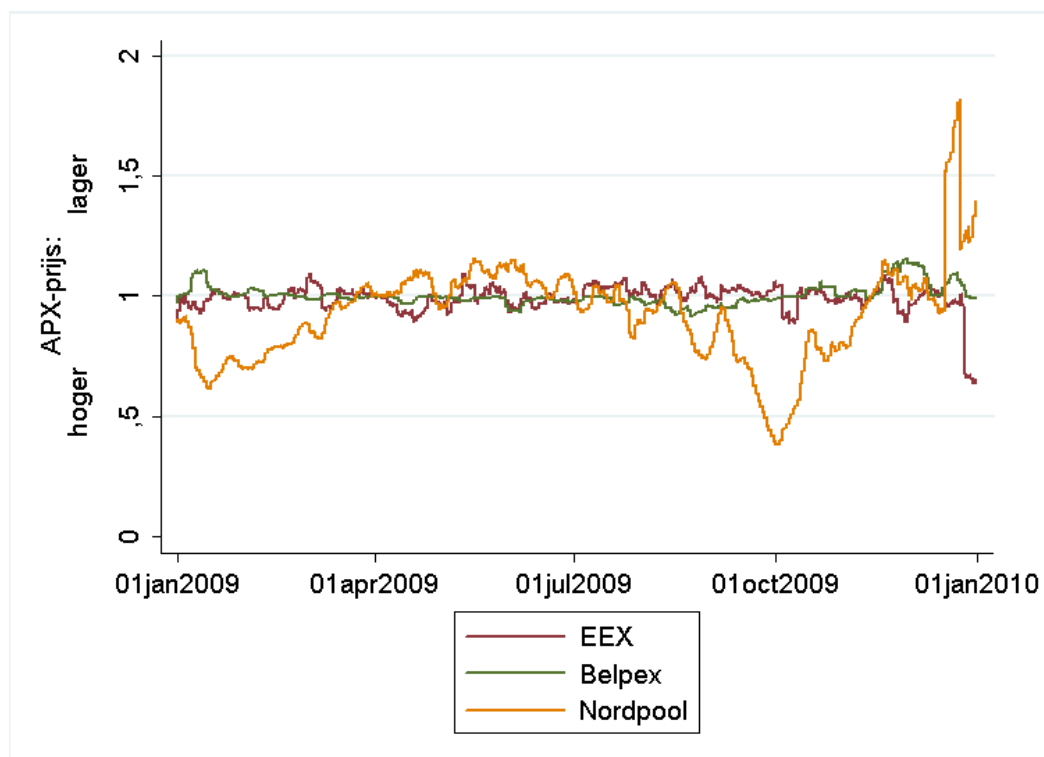
Grensoverschrijdende handel is efficiënt als relatieve prijzen de stroomrichting van elektriciteit bepalen en de beschikbare capaciteit volledig gebruikt wordt bij prijsverschillen tussen landen. Dus als de prijs voor stroom lager is op een buitenlandse elektriciteitsbeurs dan is het wenselijk dat de volledige grenscapaciteit met dat land gebruikt wordt om deze goedkope stroom te importeren. In hoeverre sprake is van optimale benutting laten we zien aan de hand van figuren waarin voor ieder uur de benuttingsgraad van de beschikbare capaciteit op de betreffende grens is afgezet tegen het prijsverschil op de beurzen.

In de analyse van het gebruik van grenscapaciteit spelen de elektriciteitsprijzen in Nederland en omringende landen een belangrijke rol. Alvorens in te gaan op het gebruik en de mate van efficiëntie kijken we daarom eerst naar de ontwikkeling van de prijzen voor elektriciteit. In de volgende figuren is zichtbaar dat beursprijzen op de Nederlandse APX en het Belgische Belpex elkaar dicht volgen, de Duitse EEX (tegenwoordig EPEX Spot Duitsland) meegaat in de prijsbewegingen op APX en Belpex maar ook voor langere of kortere periode enigszins onder (en soms boven) kan zitten, en het Noorse Nordpool het grootste deel van de tijd duidelijk lagere prijzen noteert dan de andere beurzen.

Figuur 40: elektriciteitsprijzen (dagvoort) in Nederland en omliggende landen



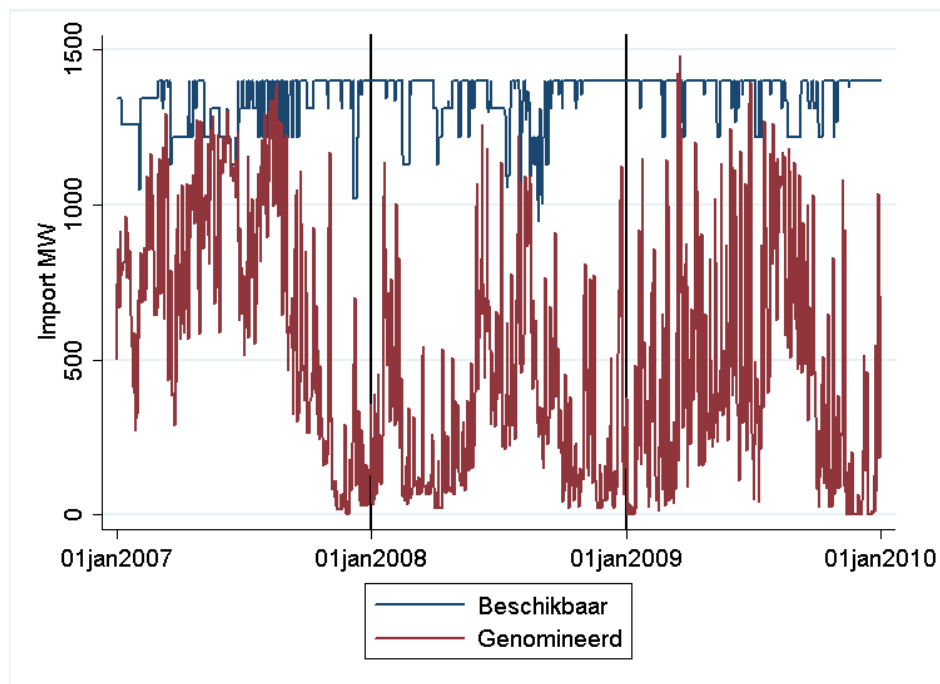
Figuur 41: APX ten opzichte van buitenlandse elektriciteitsbeurzen (uitgedrukt als ratio beurs/APX), 2009



In het vervolg van deze paragraaf komen de benutting van de importcapaciteit en exportcapaciteit van achtereenvolgens België, Duitsland en Noorwegen aan bod.

België

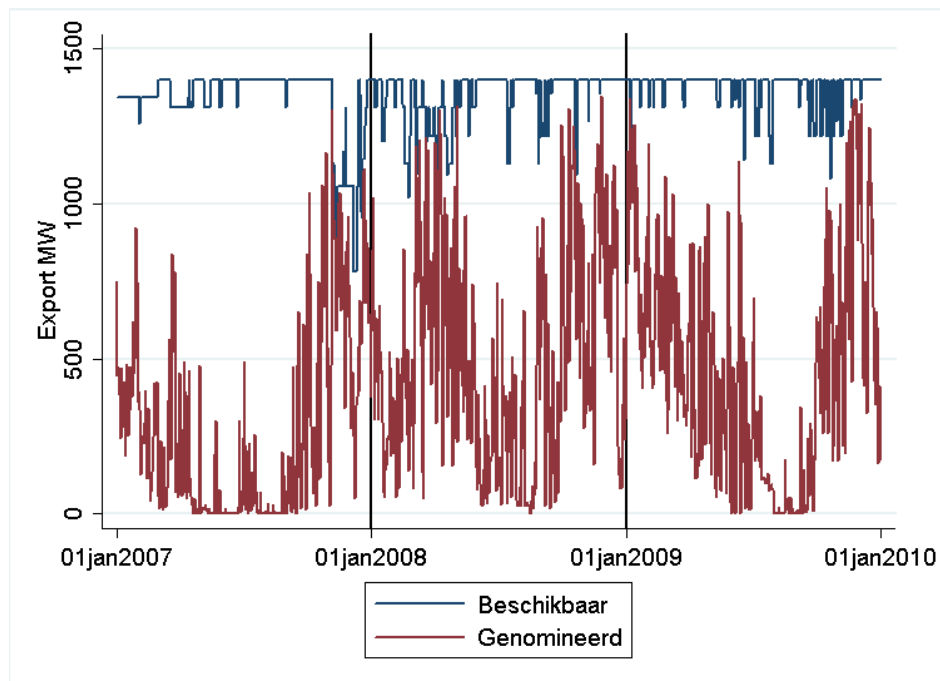
Figuur 42: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit België (daggemiddelde)



Tabel 13: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit België

Import uit België	2007	2008	2009
Benuttingsgraad	55%	25%	33%
Volledige benutting	1899	501	879

Figuur 43: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit België (daggemiddelde)



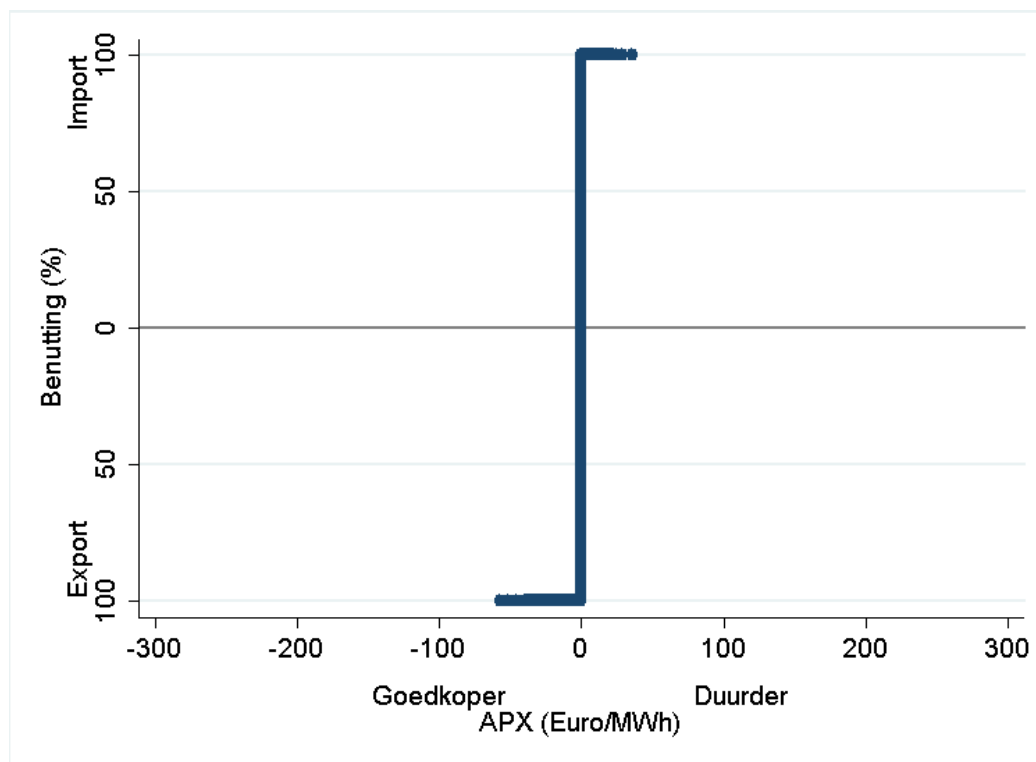
Tabel 14: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit België

Export naar België	2007	2008	2009
Benuttingsgraad	22%	38%	34%
Volledige benutting	517	956	651

Op de grens met België is zowel de importcapaciteit als de exportcapaciteit regelmatig volledig benut. Vergeleken met 2008 is de druk op de exportcapaciteit enigszins afgenomen en de druk op de importcapaciteit toegenomen. De toewijzing van capaciteit op de grens met België gebeurt met expliciete jaar- en maandveilingen en een impliciete dagveiling. Expliciet wil zeggen dat partijen grenscapaciteit afzonderlijk verwerven van de elektriciteit. Impliciete veiling komt erop neer dat partijen op de beurs elektriciteit kopen en die mogelijk van over de grens krijgen. Dit staat ook bekend als marktkoppeling.

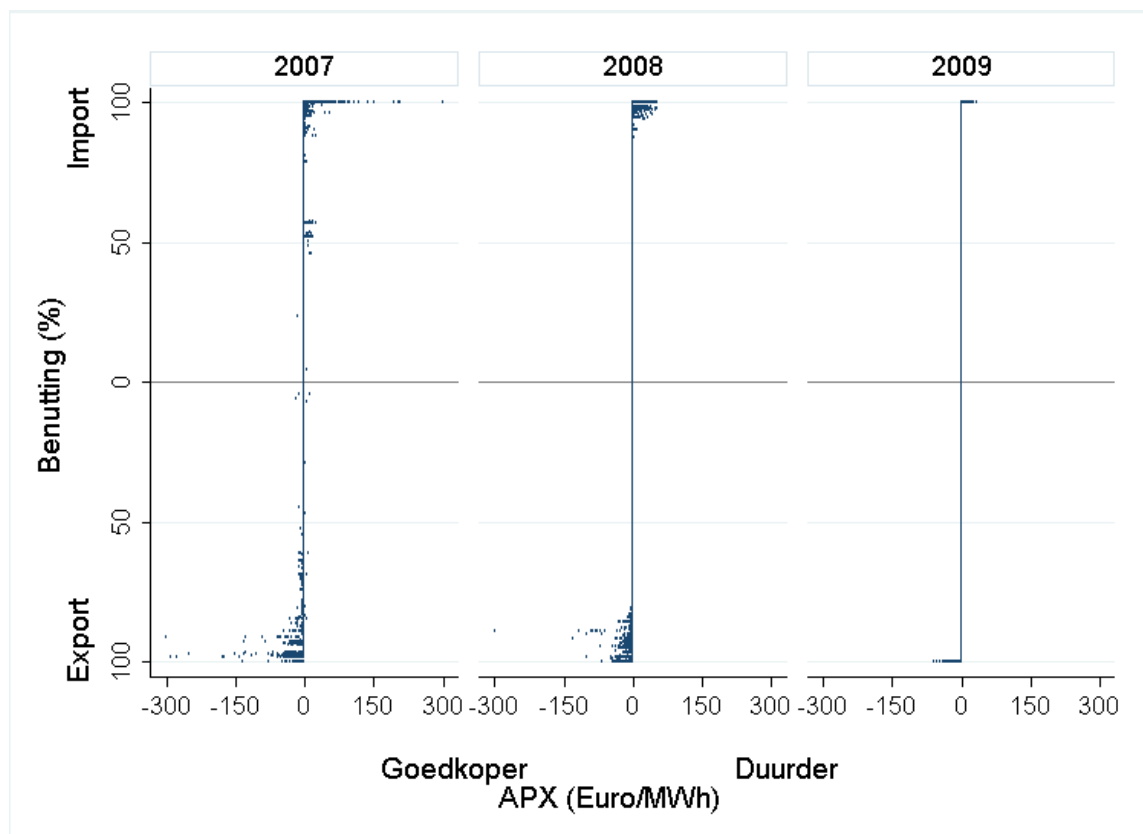
De marktkoppeling tussen Nederland, België en Frankrijk zorgt voor een optimale dagvooruit handel op deze grenzen. De handelssystemen van APX, Belpex en het Franse Powernext (tegenwoordig EPEX Spot Frankrijk) zijn op elkaar aangesloten waardoor de elektriciteit altijd in de juiste richting stroomt. Voor zover er nog vrije ruimte is op de grenzen zijn de beursprijzen in deze drie landen identiek. APX, Belpex en Powernext prijzen verschillen van elkaar op het moment dat de grenscapaciteit een restrictie vormt voor de uitwisseling van stroom (er is dan sprake van volledige benutting). Onderstaande figuur waarin de benuttingsgraad is afgezet tegen het prijsverschil illustreert het optimale gebruik van de grenscapaciteit. Er is geen import uit België (en Frankrijk) als Nederland goedkoper is, er is geen export naar België (en Frankrijk) als Nederland duurder is. In de uren waarin Nederlandse elektriciteit goedkoper is wordt de volledige exportcapaciteit benut, in de uren waarin Nederland duurder is wordt de volledige importcapaciteit benut.

Figuur 44: benuttingsgraad interconnectie NL-BE in relatie tot prijsverschil APX-Belpex, 2009



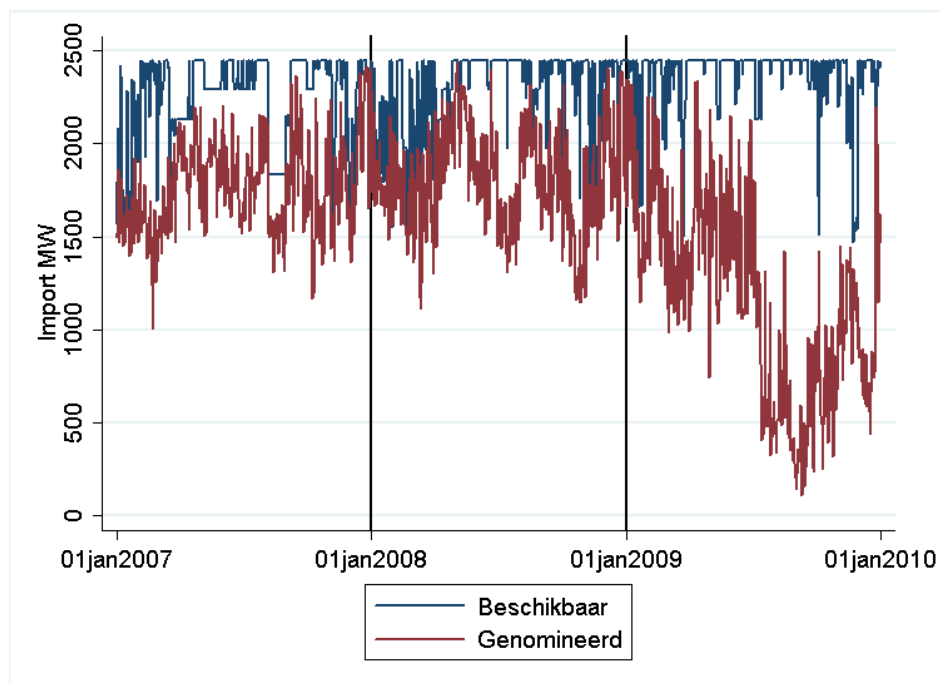
Hoewel er al vanaf november 2006 sprake is van marktkoppeling en daarmee optimale dagvooruit handel is 2009 het eerste jaar waarin de capaciteit op de grens met België echt optimaal gebruikt wordt. De volgende figuur laat zien dat in 2007 en 2008 de import en exportcapaciteit niet altijd volledig benut werden bij prijsverschillen tussen APX en Belpex. In die uren is door marktpartijen namelijk op maand- en jaarcapaciteit in tegenovergestelde richting genomineerd. Met de invoering van *netting* per september 2008 (ook op de grens met Duitsland) waarbij import- en export nominaties worden gesaldeerd, komen de nominaties in tegengestelde richting extra beschikbaar als capaciteit voor de dagvooruit veiling. Bij prijsverschillen tussen APX en Belpex wordt vanaf dat moment de volledige grenscapaciteit benut in de juiste richting.

Figuur 45: benuttingsgraad interconnectie NL-BE in relatie tot prijsverschil APX-Belpex



Duitsland

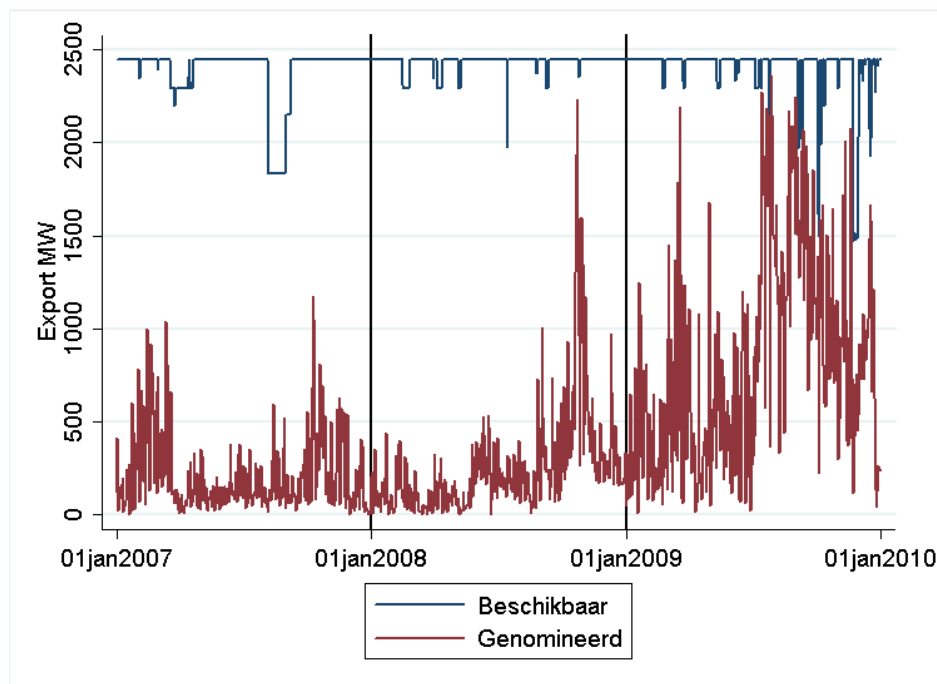
Figuur 46: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit Duitsland (daggemiddelde)



Tabel 15: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit Duitsland

Import uit Duitsland	2007	2008	2009
Benuttingsgraad	80%	81%	51%
Volledige benutting	849	1085	267

Figuur 47: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit Duitsland (daggemiddelde)



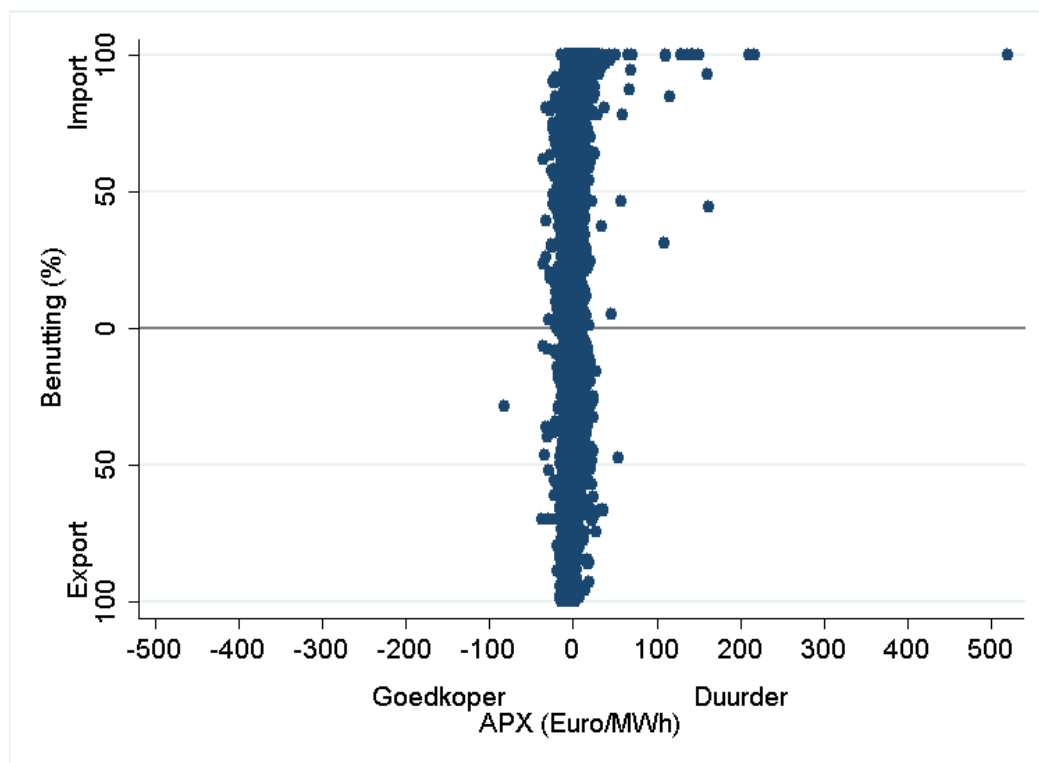
Tabel 16: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit Duitsland

Export naar Duitsland	2007	2008	2009
Benuttingsgraad	9%	10%	34%
Volledige benutting	1	25	177

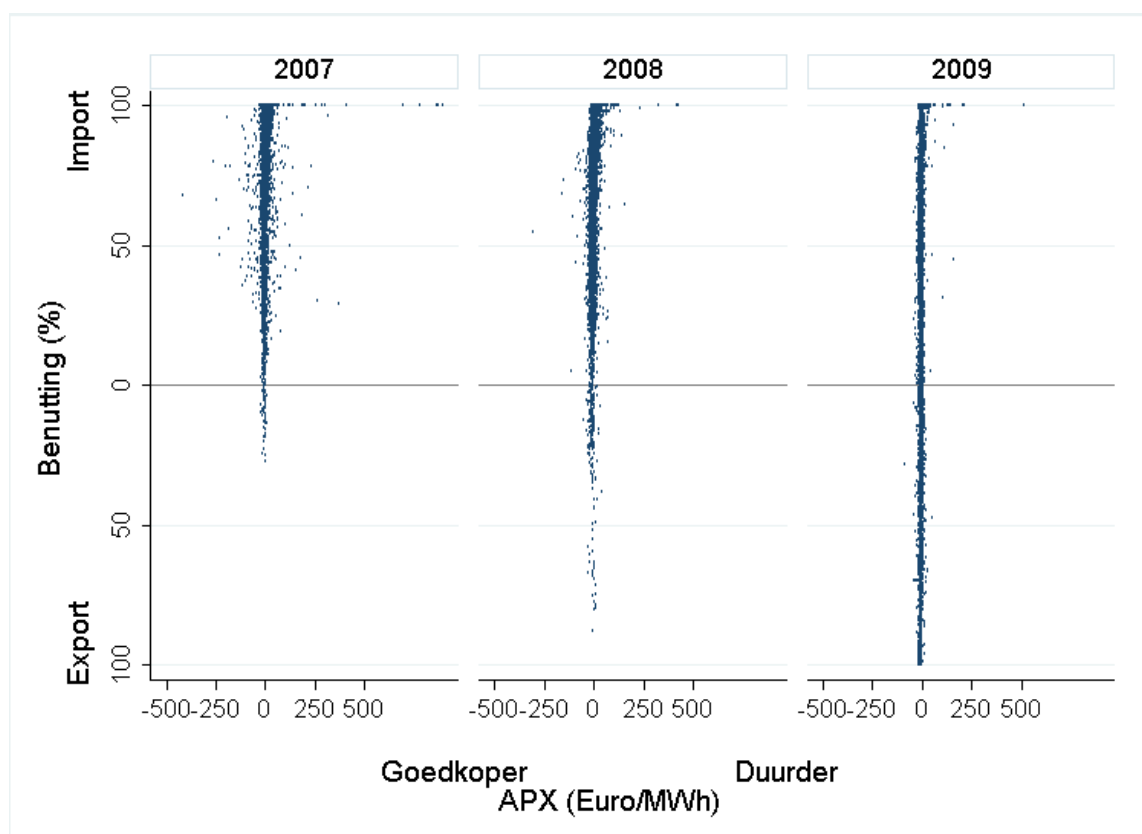
Op de grens met Duitsland tekent zich in lijn met de prijsontwikkeling een omslag af. De importcapaciteit wordt minder intensief gebruikt en het aantal uren met congestie is ook afgenomen. De exportcapaciteit wordt nu meer benut en daar doet zich ook vaker congestie voor. In bovenstaande figuren is tevens het effect van windproductie in Duitsland op de beschikbare grenscapaciteit zichtbaar. De toewijzing van capaciteit op de grens met Duitsland gebeurt door expliciete veiling, zowel voor jaar-, maand- als dagcapaciteit.

De invoering van marktkoppeling is inmiddels gerealiseerd in november 2010. Tot die tijd dienden spelers dagvooruit elektriciteit en grenscapaciteit afzonderlijk in te kopen. Bij het afstemmen ervan doet zich de complicatie voor dat de veiling voor dagvooruit capaciteit sluit voordat de beursprijzen van dagvooruit elektriciteit bekend zijn. Onderstaande figuur laat zien dat de benutting van de interconnectiecapaciteit met Duitsland dan ook niet optimaal is. Bij hogere APX prijzen wordt de importcapaciteit vaak niet volledig benut en bij lagere APX prijzen komt het voor dat Nederland elektriciteit blijft importeren. In vergelijking met eerdere jaren exporteert Nederland meer en vaker naar Duitsland, maar doet dit ook in uren dat Nederlandse elektriciteit duurder is.

Figuur 48: benuttingsgraad interconnectie NL-DU in relatie tot prijsverschil APX-EEX, 2009

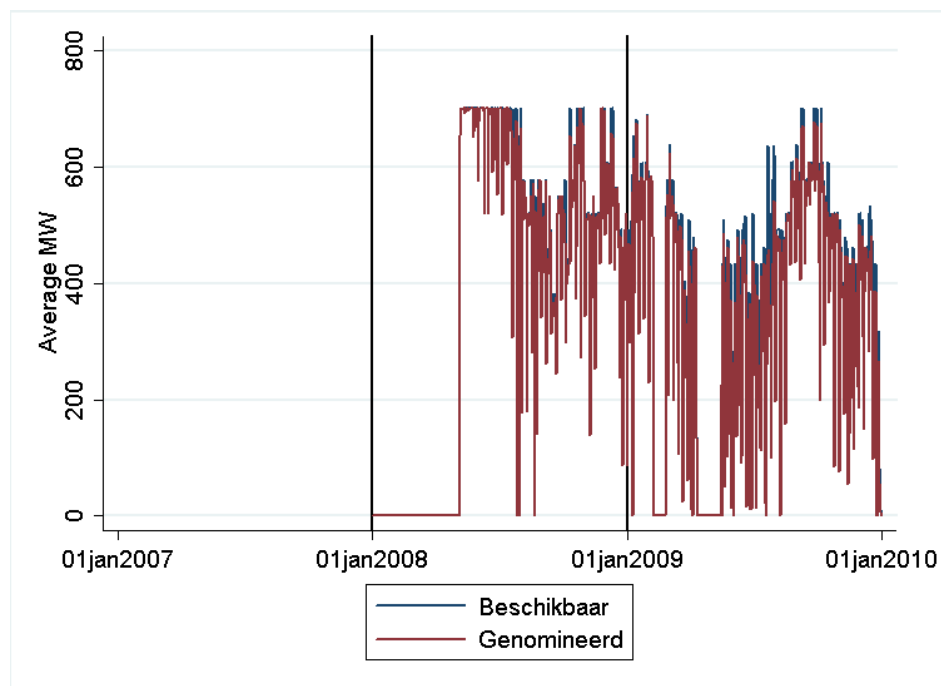


Figuur 49: benuttingsgraad interconnectie NL-DU in relatie tot prijsverschil APX-EEX



Noorwegen

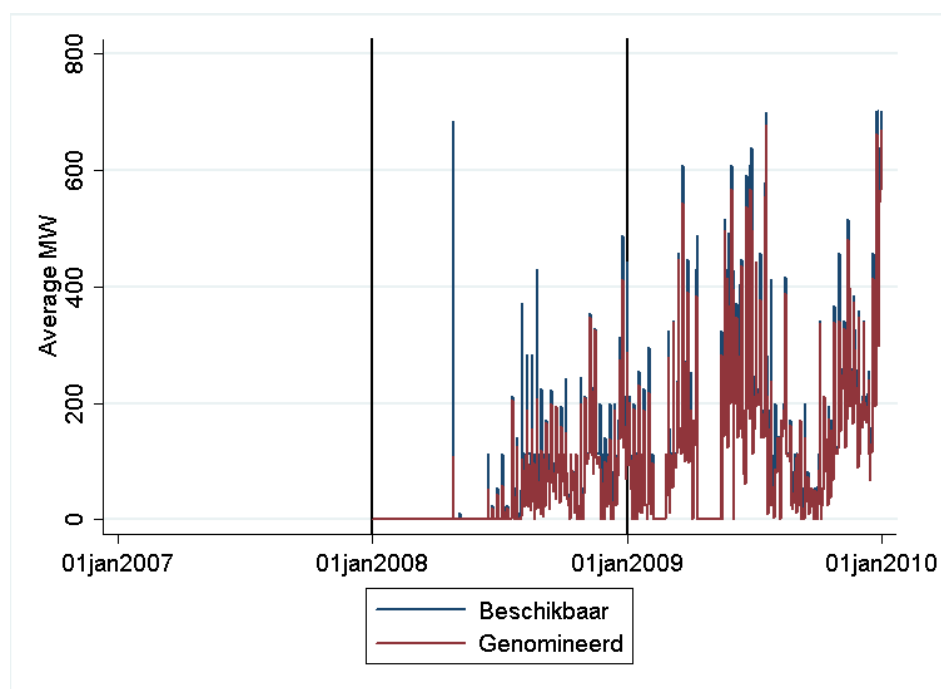
Figuur 50: beschikbaarheid en gebruik importcapaciteit Noorwegen (daggemiddelde)



Tabel 17: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) importcapaciteit Noorwegen

Import uit Noorwegen	2007	2008	2009
Benuttingsgraad		97%	91%
Volledige benutting		4475	3889

Figuur 51: beschikbaarheid en gebruik exportcapaciteit Noorwegen (daggemiddelde)



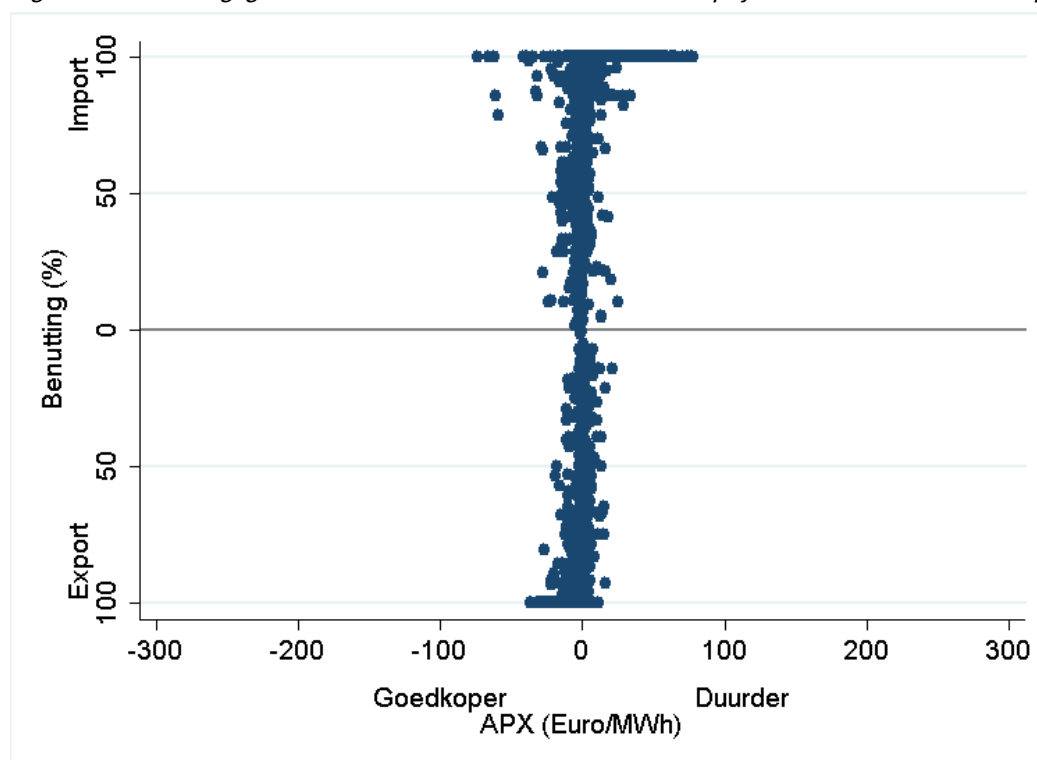
Tabel 18: benuttingsgraad (%) en volledige benutting (aantal uren) exportcapaciteit Noorwegen

Export naar Noorwegen	2007	2008	2009
Benuttingsgraad		74%	89%
Volledige benutting		368	1718

De NorNed kabel tussen Nederland en Noorwegen is mei 2008 in gebruik genomen. Op deze verbinding wordt dagvooruit capaciteit expliciet geveild. De figuren laten zien dat de kabel vooral wordt gebruikt om stroom uit Noorwegen te importeren, maar in toenemende mate ook vanuit Nederland te exporteren. De benuttingsgraad van de importcapaciteit is 91%, voor de exportcapaciteit 89%. Congestie doet zich vaker voor op import dan bij export. Deze cijfers zijn berekend op de werkelijk beschikbare capaciteit. *Ramping constraints* opgelegd door de Noorse TSO uit overwegingen rondom systeemintegriteit zorgen ervoor dat de volledige 700 MW van de NorNed kabel niet altijd beschikbaar is.¹⁴

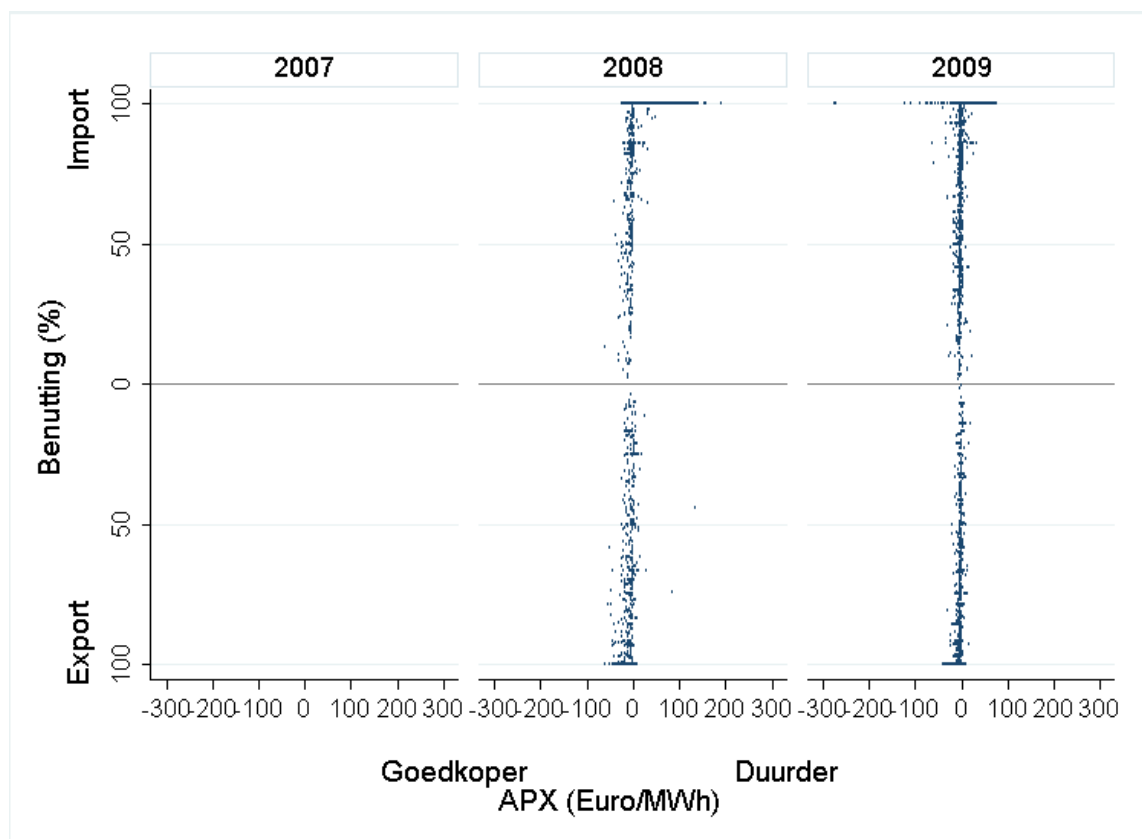
Van begin af aan was het de bedoeling op de NorNed kabel marktkoppeling tussen Nederland en Noorwegen te realiseren. Door enkele obstakels waaronder afwijkende *gate closure times* met NordPool die eerst uit de weg geruimd moesten worden is de invoering van marktkoppeling nu voorzien voor december 2010. Hoewel de beschikbare capaciteit van de NorNed kabel goed gebruikt wordt, illustreert onderstaande figuur dat er geen sprake is van optimale benutting. Gelet op de elektriciteitsprijzen aan beide einden van de kabel stroomt de elektriciteit regelmatig in tegengestelde richting. Door genoemde *ramping constraints* is dit ook onder marktkoppeling niet te voorkomen. Wel zal marktkoppeling ervoor zorgen dat de capaciteit niet meer volledig in tegengestelde richting wordt gebruikt.

Figuur 52: benuttingsgraad interconnectie NL-NO in relatie tot prijsverschil APX-NordPool Spot, 2009



¹⁴ Ramping gebeurt van 300MW in ene richting naar 300MW in andere richting en in dezelfde richting van 300MW naar 700MW en terug.

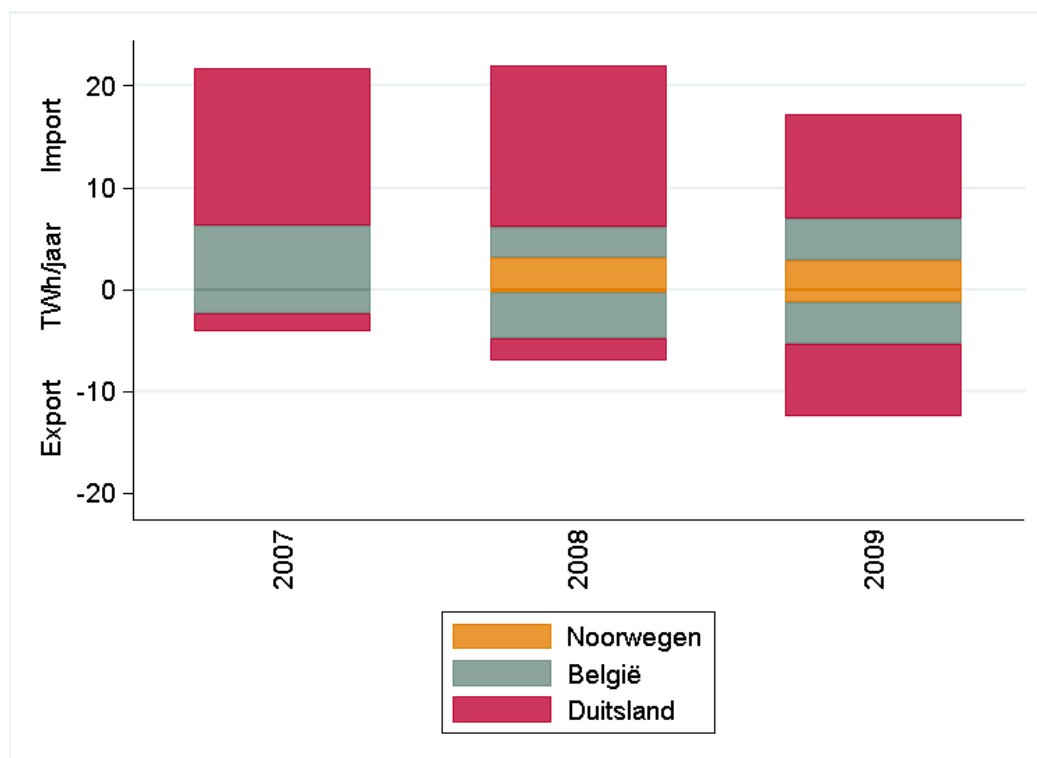
Figuur 53: benuttingsgraad interconnectie NL-NO in relatie tot prijsverschil APX-NordPool Spot



Cross border efficiency

In 2009 treedt een duidelijke verschuiving in de import- en exportstromen op. Niet alleen importeert Nederland minder elektriciteit, het is ook meer gaan exporteren. Onderstaande figuur laat zien dat met name het gewijzigde handelspatroon met Duitsland hier verantwoordelijk voor is.

Figuur 54: import- en exportvolumes over interconnectieverbindingen (jaartotalen)



Met de indicator *cross border efficiency* meten we de efficiëntie van grensoverschrijdende handel. Daarbij gaat het zowel om de stroomrichting van elektriciteit als om de benutting van grenscapaciteit. Deze indicator berekenen we als volgt. In de eerste plaats rekenen we het gerealiseerde voordeel met grensoverschrijdende handel uit door het prijsverschil te vermenigvuldigen met het import (of export) volume. Dit sommeren we voor alle uren waarin sprake was van voordelige handel. Vervolgens kijken we ook naar gemiste voordelen en zelfs nadelige handel. Het eerste betreft niet gebruikte capaciteit bij een prijsverschil tussen landen en het laatste betreft capaciteit dat in de verkeerde richting is gebruikt. Ook hier vermenigvuldigen we prijsverschil met (niet gebruikte of verkeerd gebruikte) capaciteit en worden de uren gesommeerd. Door de gerealiseerde voordelen te delen op het totaal aan (potentiële) handel verkrijgen we de cross border efficiency. Deze indicator bedraagt maximaal 1.

Voor de verbindingen tussen België en Nederland bedraagt deze indicator inmiddels 1. Marktkoppeling in samenhang met netting is voor deze score verantwoordelijk. Op de grensverbindingen tussen Duitsland en Nederland is de cross border efficiency aanmerkelijk lager. Vergeleken met eerdere jaren is de mate van efficiëntie van grensoverschrijdende handel met Duitsland verder afgenomen. De oorzaak hiervoor is vooral gelegen in de expliciete veiling van dagcapaciteit. Waar voorgaande jaren Duitsland in de meeste uren goedkoper (en dit ook uren achtereen) was, wisselen Nederland en Duitsland dat in 2009 vaker af. Dit maakt het lastiger om de inkoop van capaciteit en elektriciteit op elkaar af te stemmen. Deze inefficiënties in de handel tussen Nederland en Duitsland zullen bij de invoering van marktkoppeling verdwijnen. Op de verbinding tussen Noorwegen en Nederland is de beschikbare capaciteit vaak volledig benut waardoor de grensoverschrijdende handel in hoge mate efficiënt is. Indien wordt uitgegaan van capaciteit die in principe aanwezig is, 700 MW, komt de cross border efficiency in 2008 uit op 0,89 en in 2009 op 0,76. Deze lagere efficiëntie vergeleken met de beschikbare capaciteit is een rechtstreeks gevolg van de ramping constraints.

Tabel 19: mate van efficiëntie grensoverschrijdende handel Nederland met omringende landen

<i>Cross border efficiency</i>	2007	2008	2009
België – Nederland	0,97	0,96	1
Duitsland – Nederland	0,53	0,54	0,37
Noorwegen – Nederland		0,95	0,90

3.2.3 Conclusie

Grensoverschrijdende handel in elektriciteit bevordert de marktwerking op de Nederlandse groothandelsmarkt. Import- en exportstromen blijken in belangrijke mate gedreven te worden door elektriciteitsprijzen aan weerszijden van de grens. Omdat Nederland in vergelijking met buurlanden niet de hele tijd of goedkoper of duurder is, is ook geen sprake van eenrichtingsverkeer. De interconnectie verbindingen met België, Duitsland en Noorwegen kennen in 2009 voor zowel import- als exportcapaciteit een benuttingsgraad boven de 33%. Ook doet zich op alle (import en export) verbindingen in meer of mindere mate fysieke congestie voor. Als de relatieve prijsverhouding tussen landen met regelmaat ‘omslaat’ neemt het belang van het allocatiemechanisme van capaciteit toe. Met minder eenrichtingsverkeer vanuit Duitsland komen de tekortkomingen van expliciete veiling nu duidelijk aan het licht. Hoewel het totale handelsvolume ongeveer gelijk is gebleven is de handel met Duitsland in 2009 aanmerkelijk minder efficiënt. Dit onderstreept het belang van impliciete veiling (marktkoppeling) met alle landen waar Nederland interconnectie verbindingen mee heeft (dus ook Norned) of krijgt (BritNed per 2011 voor 1000 MW).

3.3 Mededinging

3.3.1 Inleiding

In het hoofdstuk mededinging gaan we na in welke mate de elektriciteitsmarkt concurrerend is. Vraag naar en aanbod van elektriciteit hebben een aantal bijzondere kenmerken. De gevraagde hoeveelheid elektriciteit verandert van uur tot uur en is relatief prijs inelastisch. Grootschalige opslag van elektriciteit is nog niet haalbaar waardoor elektriciteitscentrales uur op uur de gevraagde hoeveelheid moeten produceren. Kolencentrales die dag en nacht draaien doen dat tegen lagere marginale kosten dan flexibele gascentrales die overdag worden ingezet. Bij een lage vraag naar elektriciteit gaat er ook meer disciplinerende werking uit van de markt. Producenten hebben dan genoeg capaciteit achter de hand om te reageren op een prijsstijging. Bij een hoge vraag naar elektriciteit daarentegen kan een producent onmisbaar zijn. Gedurende piekuren waarop al duurdere centrales draaien is dan mogelijk sprake van verdere opwaartse prijsdruk.

Achtereenvolgens kijken we naar de marktstructuur en naar de marktuitskomsten. Bij de marktstructuur komen concentratie in het aanbod (onmisbaarheid), markttransparantie en kostenstructuur van de sector aan bod. Bij de marktuitskomsten berekenen we onder meer de markup (verschil tussen elektriciteitsprijs en marginale productiekosten) en analyseren we de relatie tussen markup en onmisbaarheid.

3.3.2 Marktstructuur

Concentratie in het aanbod

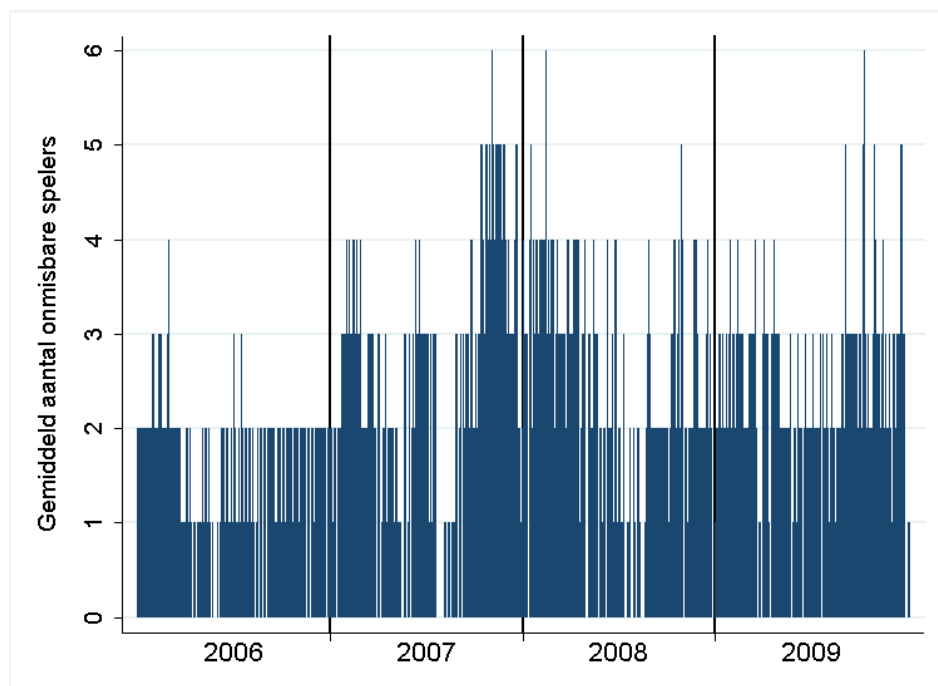
Bij de marktstructuur is de relevante vraag of (bepaalde) spelers in staat zijn om de marktuitskomsten te beïnvloeden. De mogelijkheid marktmacht uit te oefenen hangt samen met de mate waarin deze spelers onmisbaar zijn op de markt. Indicatoren die deze onmisbaarheid meten zijn de pivotal supplier index (PSI) en de residual supply index (RSI).

De PSI geeft aan of capaciteit van een elektriciteitsproducent onmisbaar is om aan de marktvraag te voldoen. Dit is het geval wanneer de gezamenlijke capaciteit van de andere producenten ontoereikend is.¹⁵ Bij de berekening van de PSI (en ook RSI) gaan we uit van beschikbare capaciteit. Centrales die op dat moment defect of in onderhoud of revisie zijn worden niet meegenomen. Ook is rekening gehouden met het eventuele *must run* karakter van centrales.¹⁶ De vraag naar elektriciteit hebben we in de analyse gelijkgesteld aan de werkelijke productie van de beschikbare eenheden. De PSI analyse laat zien dat in 2009 gedurende 89% van de piekuren een of meer producenten onmisbaar zijn op de markt. Dit percentage ligt hoger in vergelijking met eerdere jaren (zie tabel 19). Ook het (gemiddeld) aantal spelers dat onmisbaar is ligt in 2009 hoger.

¹⁵ In de analyse van marktstructuur is ongeveer 15 GW aan opgesteld vermogen meegenomen. Dit betreft de volledige productiecapaciteit van de grote elektriciteitsproducenten. Decentrale opwekking vanuit tuinders en windmolenparken bijvoorbeeld is hier buiten beschouwing gelaten. Deze spelers zijn in de regel prijsvolgend.

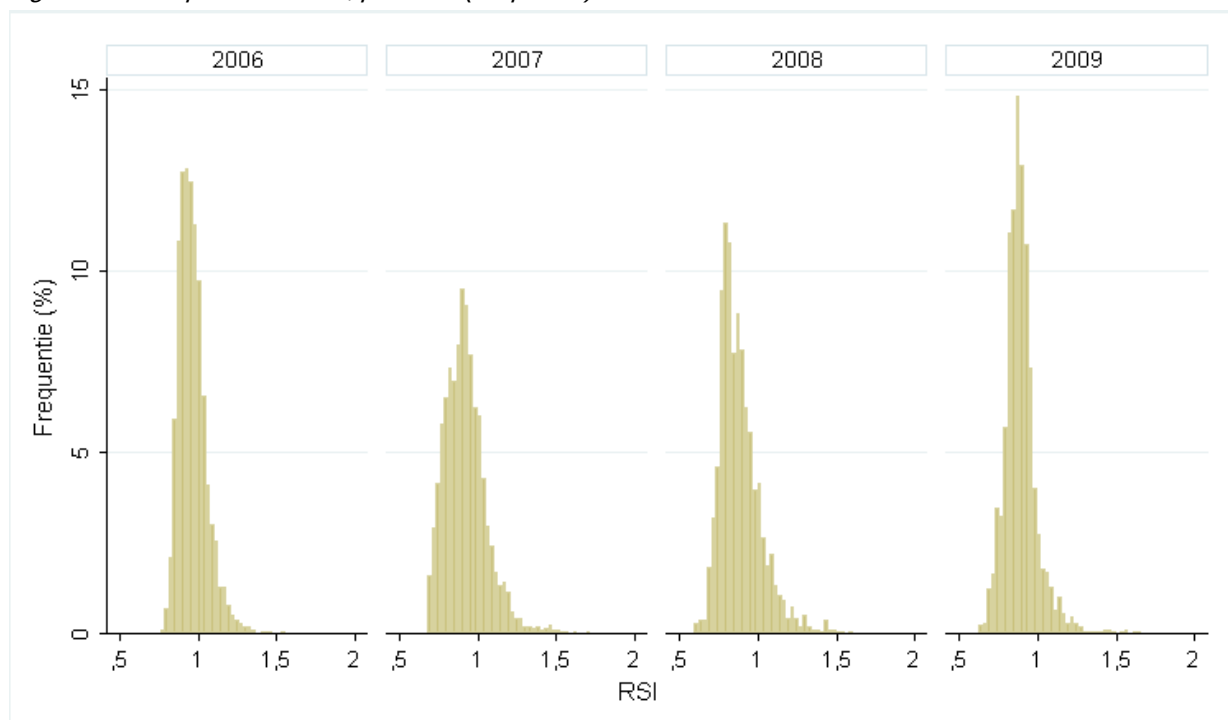
¹⁶ Industriële WKK eenheden zijn in de regel beperkt flexibel inzetbaar. Hierom worden de meeste van deze eenheden niet meegenomen in de analyse. WKK eenheden voor stadsverwarming daarentegen zijn over het algemeen in staat de productie van elektriciteit voor het openbare net te variëren. Daarom zijn de meeste stadsverwarming WKK's wel meegenomen. Voor die stadsverwarming of industriële WKK eenheden die gedeeltelijk flexibel inzetbaar zijn is in de analyse voor het *must run* deel gecorrigeerd.

Figuur 55: aantal onmisbare spelers (PSI analyse), piekuren (daggemiddelde)



De RSI geeft de mate aan waarin elektriciteitsproducenten onmisbaar zijn. De RSI en PSI zijn nauw verwante indicatoren. Bij de PSI wordt de gezamenlijke capaciteit van de andere spelers afgezet tegen de marktvraag, bij RSI wordt deze capaciteit gedeeld op de marktvraag. Bij een RSI kleiner dan 1 is de betreffende producent onmisbaar. Hoe verder de RSI waarde beneden de 1, des te meer capaciteit van deze speler nodig is. Hiermee neemt de mogelijkheid voor deze speler om de marktuitskomsten te beïnvloeden toe. Evenals de PSI bepalen we de RSI in eerste instantie op het niveau van de individuele spelers. De laagste RSI waarde over alle spelers gemeten geeft vervolgens de RSI op sectorniveau. In 2009 ligt deze waarde gemiddeld tijdens piekuren op 0,89. Dit is vergelijkbaar met 2008 en lager dan eerdere jaren (zie tabel 19). De uitkomsten van de PSI en RSI analyse duiden op hoge concentratie in het aanbod op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit.

Figuur 56: RSI op sectorniveau, piekuren (frequentie)



Tabel 20: marktstructuur indicatoren PSI (% uren) en RSI sectorniveau, gemiddeld piekuren

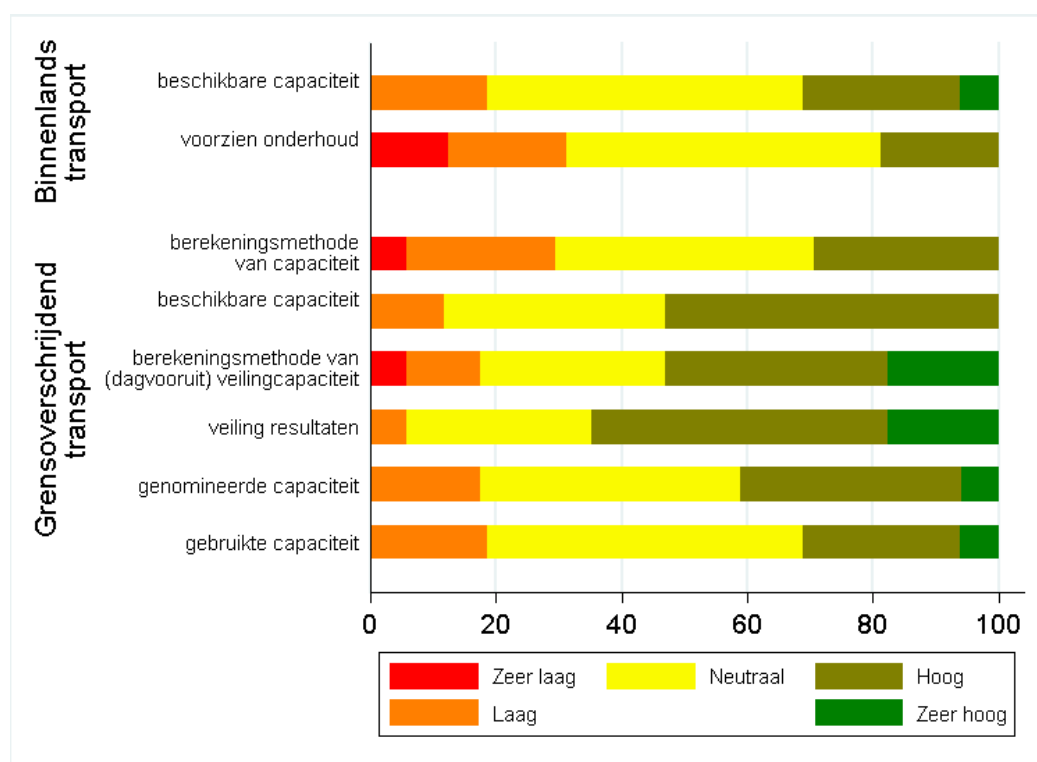
	2006	2007	2008	2009
pivotal supplier index	69%	76%	83%	89%
residual supply index	0,96	0,92	0,88	0,89

Transparantie van de markt

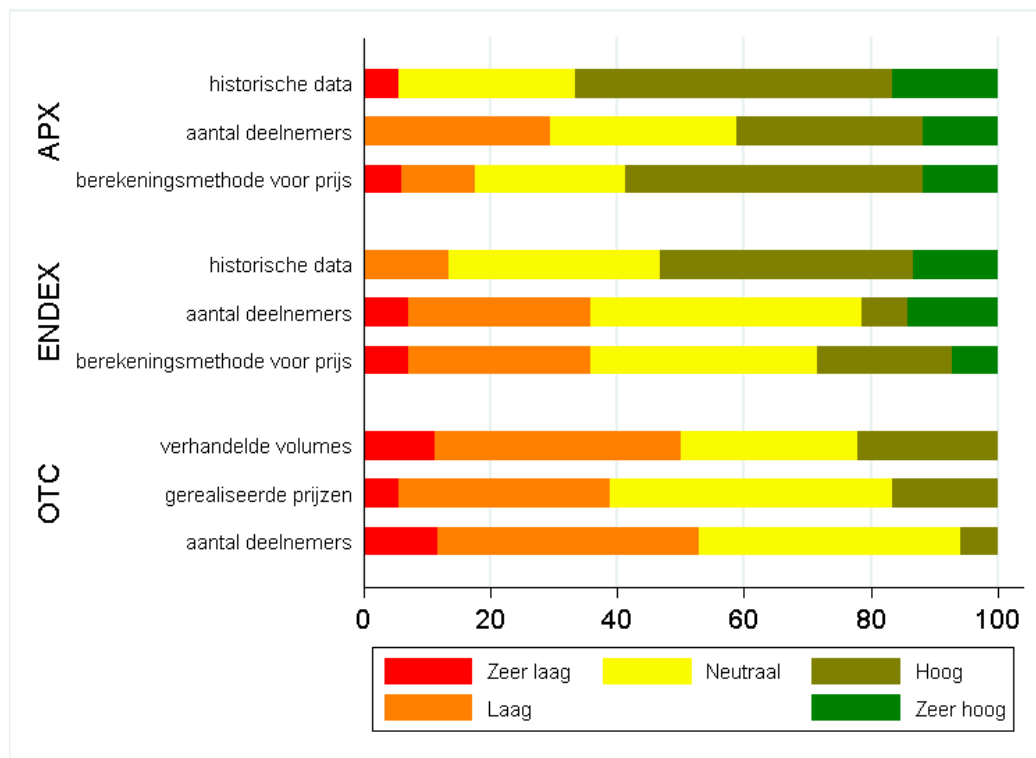
Gebrek aan transparantie op de markt kan een reden zijn waarom de marktstructuur voor langere tijd geconcentreerd blijft. In de liquiditeitsenquête vragen we handelaren naar hun mening over de informatievoorziening op gebied van infrastructuur en handelsplaatsen.

Handelaren zijn overwegend neutraal tot positief over de transparantie bij infrastructuur (figuur 57). Bij het binnenlands transport wordt de informatievoorziening over voorzien onderhoud door een derde van respondenten nog als (zeer) laag aangemerkt. De meeste ontevredenheid bij het grensoverschrijdend transport zit in de beperkte transparantie ten aanzien van de berekeningsmethode van beschikbare capaciteit. Opvallend aan de enquêteresultaten is dat de perceptie van marktpartijen over de mate van transparantie in de markt sterk kan verschillen. Dit is ook zichtbaar bij handelsplaatsen (figuur 58). Voor de ene speler is bijvoorbeeld de berekeningsmethode van de prijs op elektriciteitsbeurzen zeer inzichtelijk, voor de andere speler absoluut niet. Belangrijkste uitkomst hier is dat handelaren de OTC markt nog altijd als beperkt transparante handelsplaats ervaren.

Figuur 57: mening van handelaren over mate van transparantie bij infrastructuur



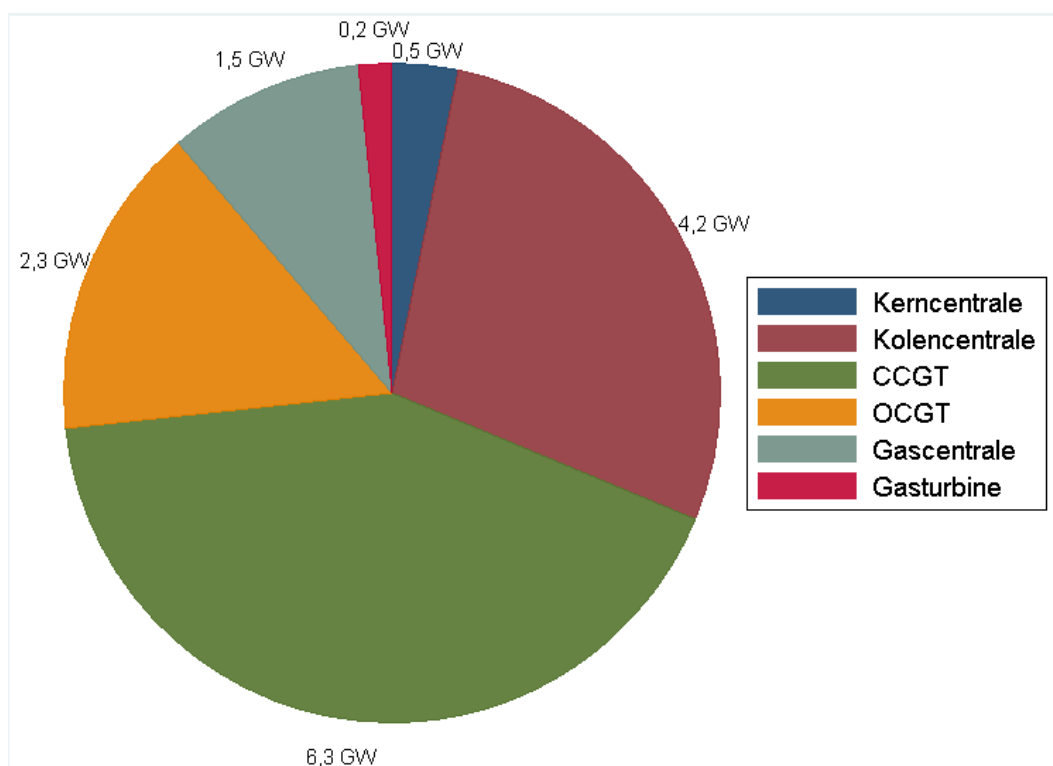
Figuur 58: mening van handelaren over mate van transparantie bij handel



Kostenstructuur van de sector

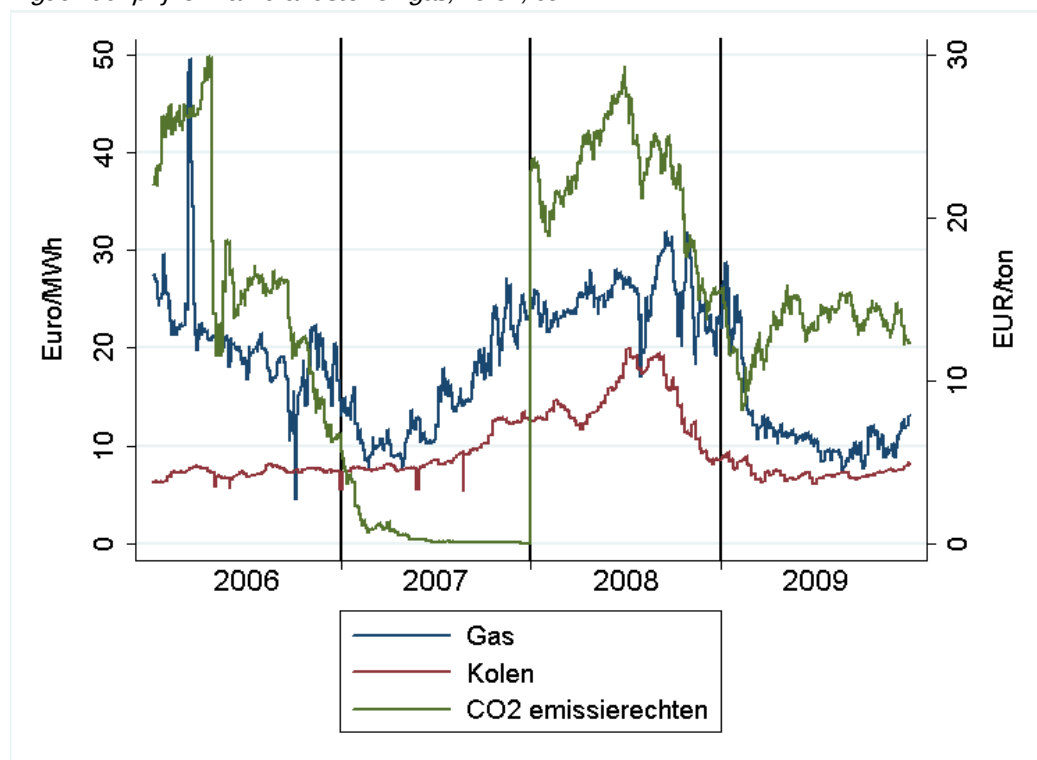
Het merendeel van de elektriciteitscentrales in Nederland is gasgestookt. Uitgedrukt in GW opgesteld productievermogen is het aandeel kerncentrales gering en vormen kolencentrales ongeveer een kwart van de centrales die relevant zijn voor de analyse (zie uitleg begin paragraaf 3.3.2). Om de kostenstructuur meer inzichtelijk te maken hebben we gascentrales nader ingedeeld naar CCGT, OCGT, gascentrale en gasturbine.

Figuur 59: brandstofmix Nederlands productiepark, 2009



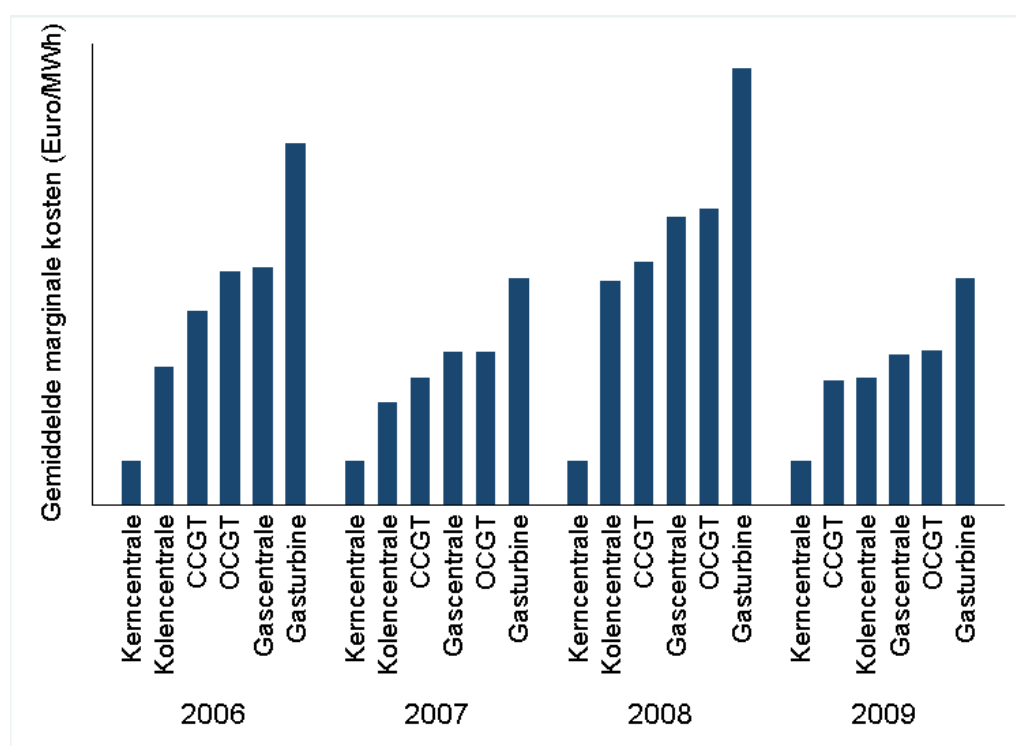
De brandstof- en co2 prijs en het rendement van de centrale bepalen de kosten per geproduceerde MW. In 2009 zijn de kolenprijs en de gasprijs elkaar dichterbij gekomen en liggen de prijzen voor kolen, gas en co2 emissierechten duidelijk lager dan in 2008 (figuur 60).

Figuur 60: prijzen van brandstoffen gas, kolen, co2



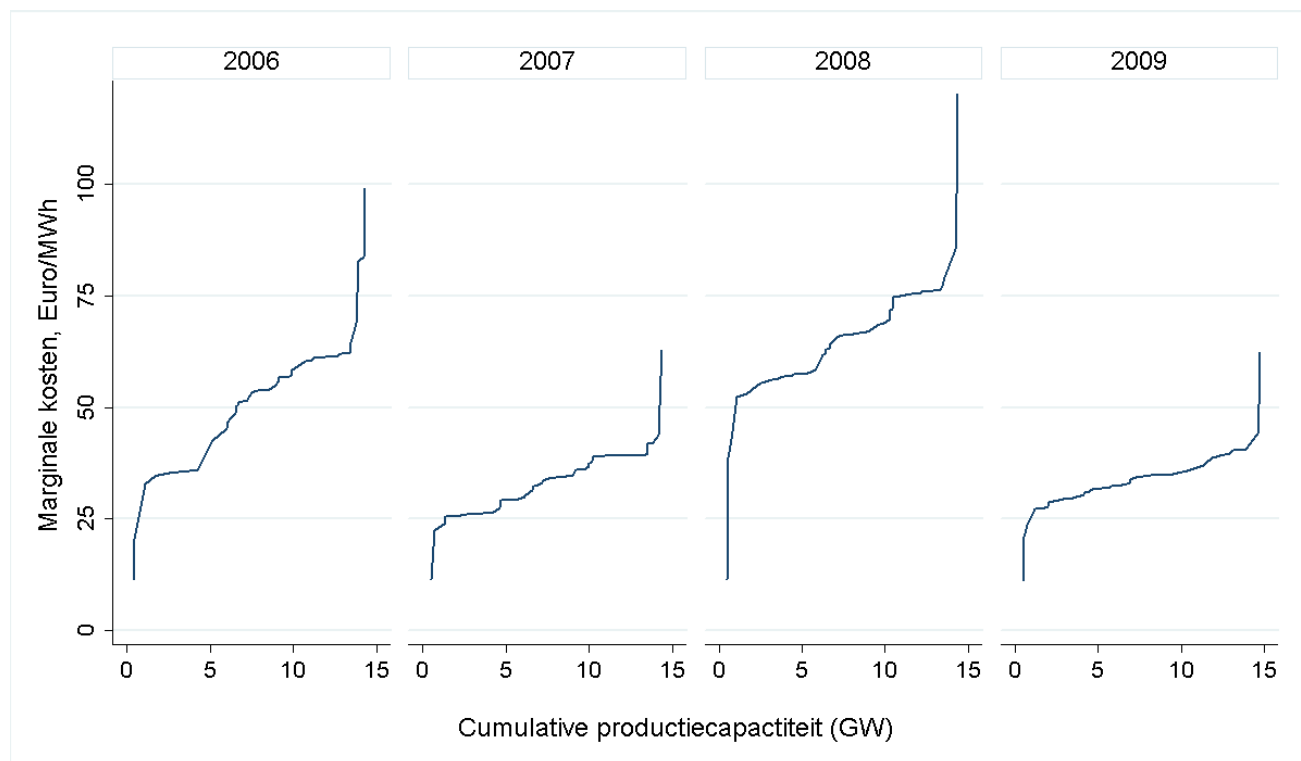
Het rendement (brandstofefficiëntie) in elektriciteitsopwekking verschilt aanmerkelijk tussen (type) centrales. Een kolencentrale kent veelal een rendement van boven de 40%, terwijl het rendement van een gasturbine bijvoorbeeld rond de 25% ligt. De marginale productiekosten van een flexibel inzetbare gasturbine liggen daarmee, mede gelet op de brandstofprijzen, hoger dan bij een non-stop draaiende kolencentrale. De lagere brandstofprijzen in 2009 werken rechtstreeks door in het kostenniveau van elektriciteitsproductie. De marginale kosten van opwekking liggen voor elk type centrale duidelijk lager vergeleken met 2008 (figuur 61).

Figuur 61: marginale kosten per type centrale



De kostencurve voor de gehele sector wordt ook wel aangeduid als merit order. In de merit order is het Nederlandse productiepark gerangschikt naar niveau van marginale productiekosten. Kerncentrales en kolencentrales staan in de regel vooraan in de merit order gevolgd door de verschillende typen gasgestookte centrales waarbij gasturbines de rij sluiten. Bij een relatief inelastische vraag naar elektriciteit geeft de merit order een indicatie van het competitieve prijsniveau. In figuur 62 is duidelijk zichtbaar dat het niveau van marginale productiekosten en daarmee het competitieve prijspeil sterk varieert met de omvang van de vraag. Omdat in 2009 de gasprijs en kolenprijs dichterbij elkaar liggen en de gasprijzen beduidend lager zijn heeft de merit order in 2009 een vlakker verloop en ligt deze ook lager vergeleken met eerdere jaren.

Figuur 62: merit order sector (gemiddeld per jaar)

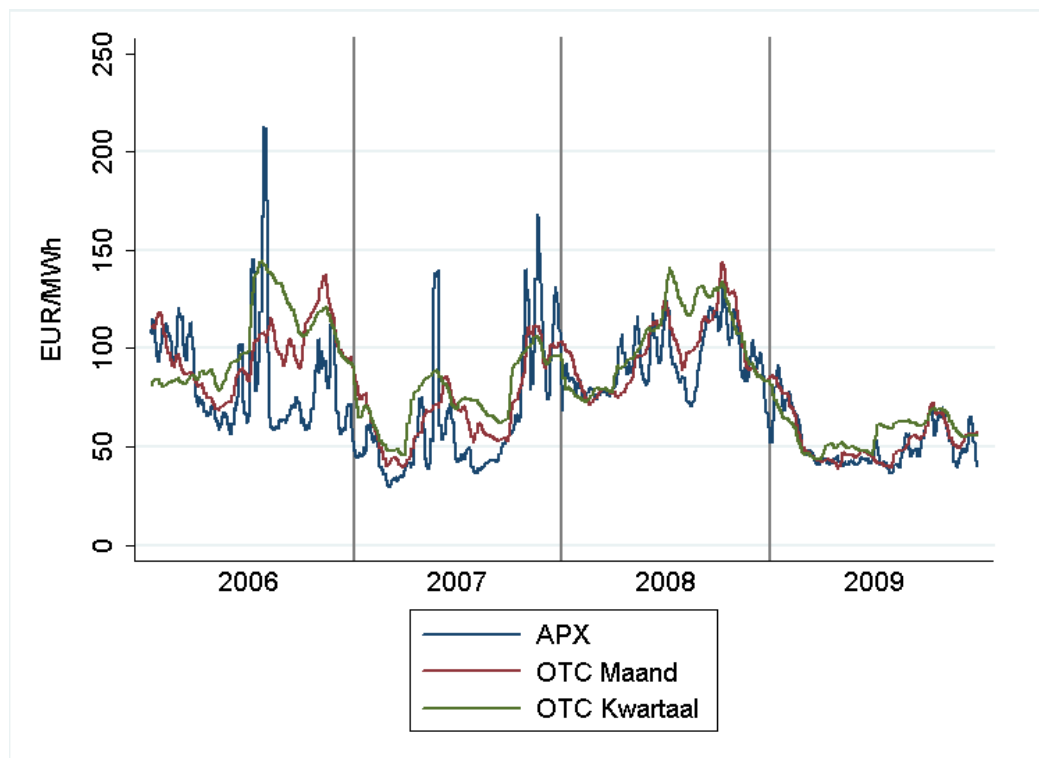


3.3.3 Marktuitlekomsten

Marktuitlekomsten zijn efficiënt als de prijs van een eenheid elektriciteit de onderliggende marginale productiekosten reflecteert. De markup meet het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de (systeem) marginale kosten en is daarmee een relevante indicator voor de mededinging. Met name interessant is de vraag of er samenhang bestaat tussen de hoogte van de markup en de onmisbaarheid van producenten. Dit zou namelijk duiden op opwaartse prijsdruk als gevolg van de hoge concentratie in het aanbod op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit.

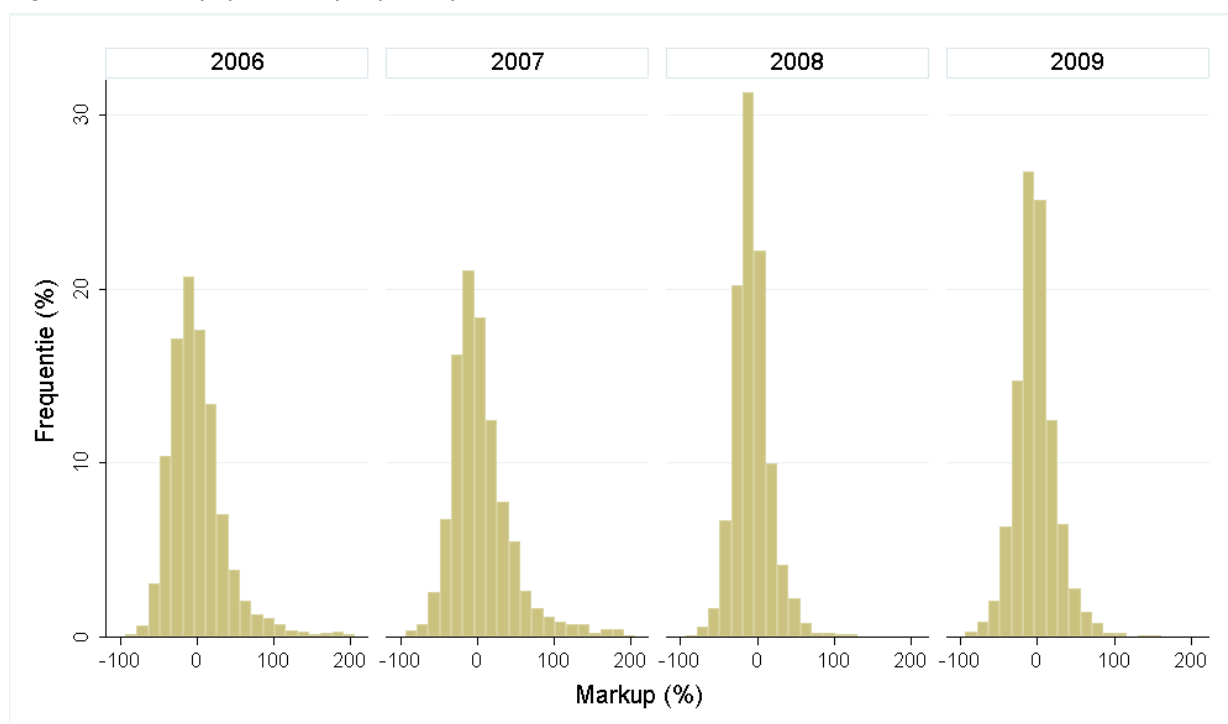
De elektriciteitsprijzen liggen, in lijn met de ontwikkeling van brandstofprijzen, duidelijk lager in 2009. De gemiddelde APX prijs gedurende piekuren was in 2009 ongeveer € 50/MWh, dit is bijna € 40/MWh lager dan in 2008. Ook de prijzen voor OTC termijncontracten zijn in 2009 vergelijkbaar afgenomen (figuur 63).

Figuur 63: elektriciteitsprijzen APX en OTC, piekuren



Met de markup meten we het verschil tussen de APX prijs en de (systeem) marginale kosten, uitgedrukt in % van de (systeem) marginale kosten. De systeem marginale kosten zijn de marginale productiekosten van de duurste draaiende eenheid, ofwel de marginale centrale in de merit order. Deze marginale productiekosten omvatten brandstofkosten, variabele kosten en opstartkosten. In 2009 bedraagt de markup gemiddeld tijdens piekuren -4% (tabel 20). Hoewel de gemiddelde markup negatief is, zijn markups hoger dan 10% geen uitzondering. De reden dat we negatieve markups vinden is vooral gelegen in dynamische beperkingen bij de inzet van centrales waardoor de productie niet volledig op de dagvooruit APX prijzen wordt afgestemd. Ook marktomstandigheden op de dag zelf kan de inzet van centrales verklaren die gerelateerd aan APX prijzen minder logisch lijkt. Om deze reden hebben we ook een berekening van de markup gemaakt met onbalansprijzen. Dit geeft een positieve markup van bijna 8% gemiddeld tijdens piekuren in 2009 (tabel 20).

Figuur 64: markup, piekuren (frequentie)¹⁷

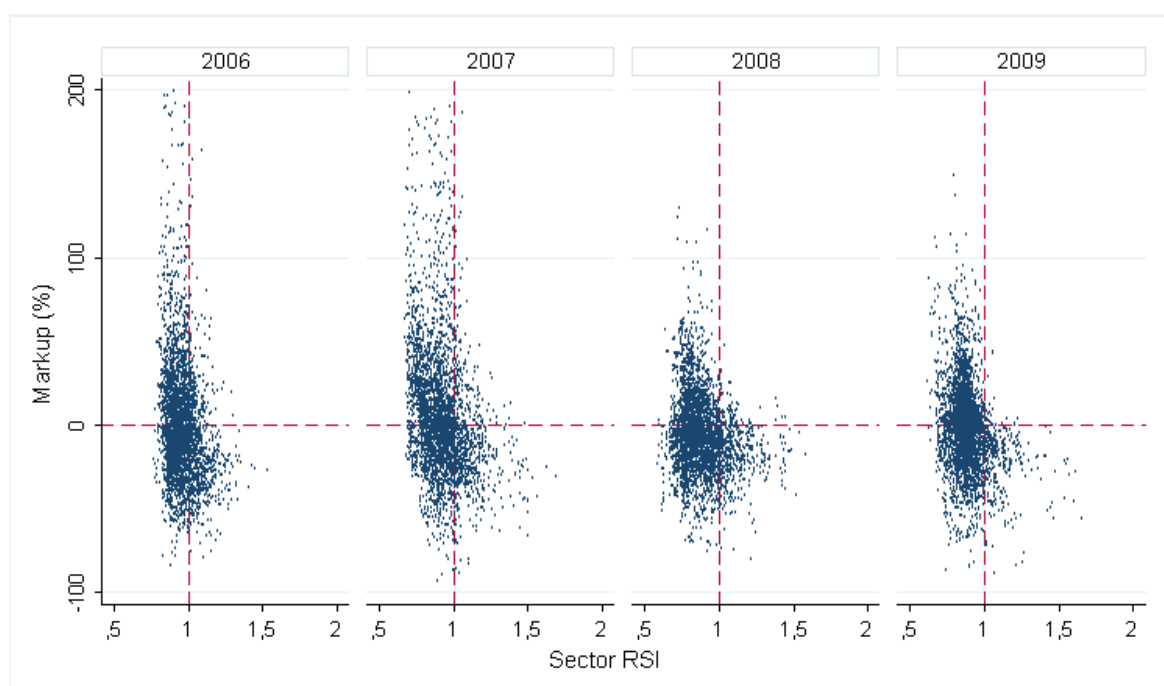


Tabel 21: markup berekend op APX en onbalansprijzen, gemiddeld piekuren

	2006	2007	2008	2009
Markup APX	0%	7%	-9%	-4%
Markup onbalans	-2%	3%	2%	8%

Om de vraag naar samenhang tussen de hoogte van de markup en de onmisbaarheid van producenten te beantwoorden plotten we in onderstaande figuur eerst de markup tegen de RSI op sectorniveau. Voor alle jaren is duidelijk zichtbaar dat hoge markups vrijwel alleen optreden bij een RSI lager dan 1, dat wil zeggen op momenten dat een of meerdere spelers onmisbaar zijn.

Figuur 65: relatie tussen marktstructuur (RSI sector) en marktuitlekomsten (markup), piekuren¹⁸



In een econometrische analyse hebben we de markup gerelateerd aan meerdere verklarende variabelen. Met deze analyse toetsen we de (richting van de) causaliteit. Naast de RSI als indicator voor marktstructuur is onder meer ook een schaarste index opgenomen. Op deze manier willen we achterhalen of hoge markups door algehele krapte in de markt veroorzaakt worden of dat onmisbaarheid op zichzelf ook een relevante factor is. Deze econometrische analyse (zie box) bevestigt het vermoeden op grond van bovenstaande figuur dat onmisbaarheid van producenten een rol speelt bij de hoogte van de markup. De hoge concentratie in het aanbod betekent dat tijdens piekuren slechts een beperkte disciplinerende werking uitgaat van de markt.

¹⁶ NB: in de jaren 2006 en 2007 zijn er tientallen waarnemingen van markups boven de 200%, echter om de grafiek leesbaar te houden is deze afgekapt op 200%.

¹⁸ NB: de y-as van deze figuur is op 200% afgekapt om de situatie in 2008 en 2009 beter in beeld te krijgen. Voor zowel 2006 en 2007 zijn er een aantal waarnemingen tussen de 200 en 500%.

Box: invloed van marktstructuur op marktuitlekomsten

In de regressie analyse is de markup (te verklaren variabele) gerelateerd aan de RSI op sectorniveau, schaarste index, gasprijs, kolenprijs en co2 prijs (verklarende variabelen).

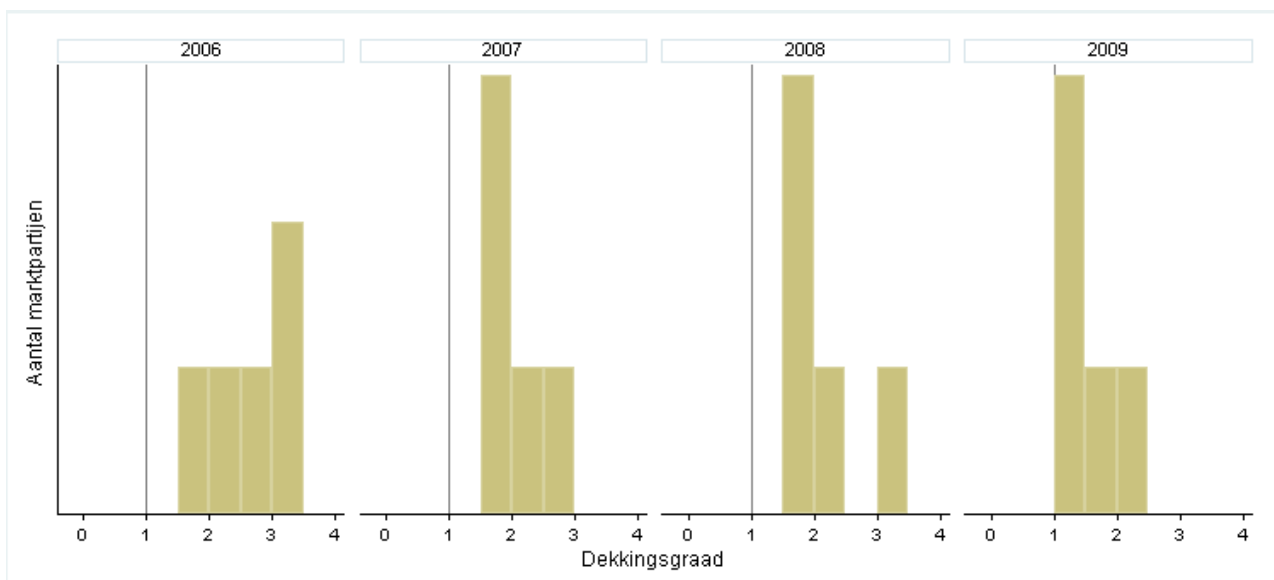
Tabel 22: resultaten regressie analyse markup, 2006-2009

Markup	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
RSI	-0,452	0,006	-70,86	0	-0,464 -0,440
schaarste	0,068	0,001	56,62	0	0,066 0,071
gasprijs	-0,010	0	-23,64	0	-0,011 -0,09
kolenprijs	0,007	0,001	5,54	0	0,004 0,01
CO2 prijs	0,006	0	15,77	0	0,005 0,006
_cons	-0,024	0,015	-1,57	0,117	-0,053 0,006

Tussen de markup enerzijds en de schaarste en onmisbaarheid van spelers anderzijds bestaat een statistisch significant verband. Hoe groter de schaarste in de markt, dat wil zeggen hoe minder onbenutte capaciteit er is, hoe hoger de markup. Ondanks de nauwe samenhang tussen schaarste en onmisbaarheid, blijkt de onmisbaarheid van spelers ook nog een zelfstandige invloed op de markup te hebben. Hoe groter de onmisbaarheid, dat wil zeggen hoe lager de RSI, hoe hoger de markup.

De markup berekenen we voor de marginale centrale. Het verschil tussen de APX prijs en de (systeem) marginale kosten geeft een indicatie van de intensiteit van de mededinging. Of elektriciteitsproductie winstgevendheid is hangt af van de marge die producenten maken op elke geproduceerde eenheid elektriciteit. Omdat maar een beperkt deel van de elektriciteitsproductie wordt verkocht op de APX rekenen we hier met een mandje van contracten: 1/5 APX, 1/5 OTC maand, 1/5 OTC kwartaal en 2/5 OTC jaarcontracten. Voor elektriciteit opgewekt uit een kolencentrale is die marge doorgaans hoger dan bij een gasgestookte centrale. Centrales vooraan in de merit order dienen ook voldoende inkomsten te genereren om de vaste kosten van nieuwe centrales te dekken. In 2009 blijkt de jaarwinst per MW voor alle producenten hoger dan de jaarkosten per MW van een nieuwe centrale. De gemiddelde dekkingsgraad bedraagt 1,7. Dit is enigszins lager vergeleken met voorgaande jaren. Aannames bij deze berekening zijn: investeringsbedrag 1 miljoen Euro, disconteringsvoet van 7% en looptijd van investering 25 jaar. Deze winstgevendheid van elektriciteitsopwekking vertaalt zich ook naar investeringsplannen. De plannen voor nieuwbouw van centrales vormen meer dan de helft van de omvang van het huidige opgesteld vermogen.

Figuur 66: dekkingsgraad (verhouding winst tot investeringskosten)



Tabel 23: dekkingsgraad (jaargemiddelden)

	2006	2007	2008	2009
Dekkingsgraad	2,8	2,0	2,2	1,7

3.3.4 Conclusie

De marktstructuur van de groothandelsmarkt elektriciteit kent een hoge concentratie in het aanbod. Een beperkt aantal marktspelers beschikt over het merendeel van het opgesteld productievermogen. Hierdoor zijn een of meer spelers regelmatig onmisbaar om de marktvraag te bedienen. Het percentage uren waarin sprake is van onmisbaarheid ligt in 2009 weer hoger dan in voorgaande jaren. De toename in de exportvraag (en afname van importen) is hier in belangrijke mate verantwoordelijk voor. Omdat de gasprijs veel dichter op de kolenprijs zit dan in eerdere jaren is Nederlandse elektriciteit weer interessant voor het buitenland (met name Duitsland). Daarnaast ligt de prijs voor gas in 2009 ook in absolute zin op een veel lager niveau waardoor de opwekkingskosten duidelijk lager uitkomen. Met name hierom is de prijs van elektriciteit in Nederland in 2009 sterk gedaald. Wel zien we dat in 2009 de markups, het verschil tussen de elektriciteitsprijs en de (systeem) marginale kosten, hoger liggen. Ook vinden we (statistisch) bewijs voor een causale relatie tussen de mate van onmisbaarheid en de hoogte van de markup. Dit laat zien dat de hoge concentratie in het aanbod van invloed blijft op de marktuitskomsten. Behaalde winsten uit elektriciteitsproductie worden evenwel gebruikt om flink te investeren in nieuwe productiecapaciteit. Dit zal de marktstructuur van de groothandelsmarkt elektriciteit binnen afzienbare tijd aanmerkelijk verbeteren. Voorwaarde is wel dat de nieuwe elektriciteitscentrales aangesloten worden op het hoogspanningsnet.

3.4 Handelsplaatsen

3.4.1 Inleiding

Dit hoofdstuk analyseert de ontwikkeling van de liquiditeit op de verschillende marktplaatsen. In een liquide markt kunnen standaard transacties over het algemeen snel worden uitgevoerd en kan een groot volume per transactie verhandeld worden zonder dat dit een merkbaar effect heeft op de prijs. Liquiditeit minimaliseert de transactiekosten en wekt vertrouwen bij marktpartijen. Dit trekt weer meer partijen aan tot de markt waardoor de liquiditeit verder verbeterd.

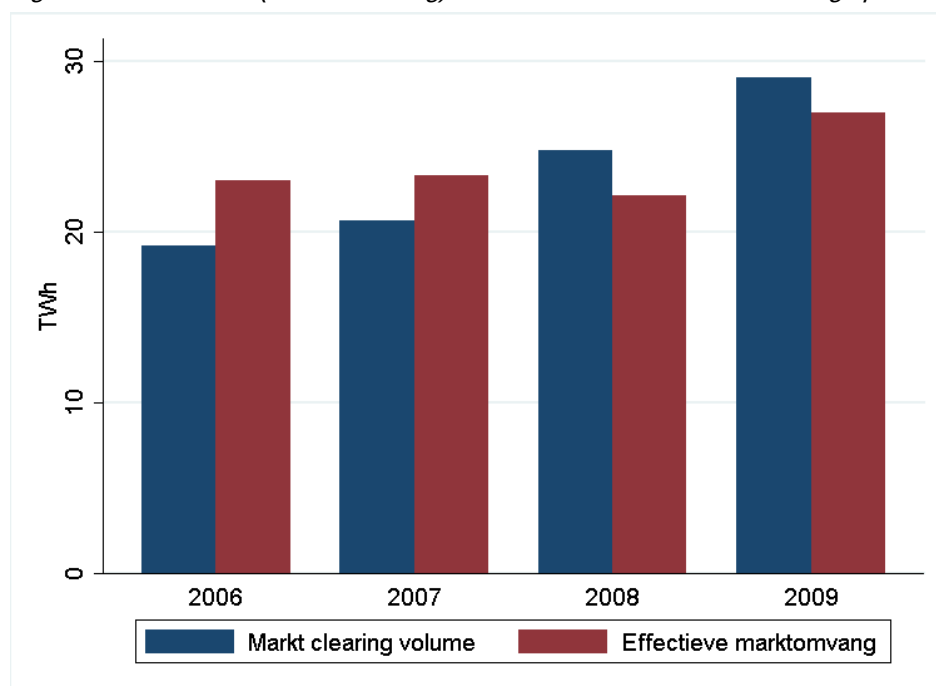
Een toenemend handelsvolume en afnemende gevoeligheid van de prijs voor extra vraag zijn tekenen van een verbeterde liquiditeit op de elektriciteitsbeurs APX. Minder volatiele prijzen en een lagere spreiding tussen bied- en laatprijzen zijn indicaties voor een betere liquiditeit op de OTC markt. In deze paragraaf komen achtereenvolgens handel op de spotmarkt APX en handel in OTC termijncontracten aan bod.

3.4.2 Handel op de spotmarkt APX

APX is een marktplaats voor handel in dagvooruit contracten voor elk uur van de volgende dag. Naast de dagvooruit handel is er op de APX ook handel in intra-day contracten. Hier wordt nog in beperkte mate gebruik van gemaakt.

Het totaal verhandeld (market clearing) volume op de dagvooruit markt laat in 2009 een stijging met ruim 4 TWh zien tot 29 TWh. In 2009 is eveneens zichtbaar dat de effectieve marktomvang voor het eerst in jaren duidelijk toeneemt. De effectieve marktomvang betreft het prijselastische deel van het gevraagde en aangeboden volume. Deze ligt in 2009 op 27 TWh, dat is bijna 5 TWh hoger vergeleken met 2008.

Figuur 67: verhandeld (market clearing) volume en effectieve marktomvang op APX (jaartotalen)



Tabel 24: verhandeld volume en effectieve marktomvang op APX (jaartotalen)

	2006	2007	2008	2009
Verhandeld volume (TWh)	19,2	20,7	24,8	29,0
Effectieve marktomvang (TWh)	23,0	23,4	22,2	27,0

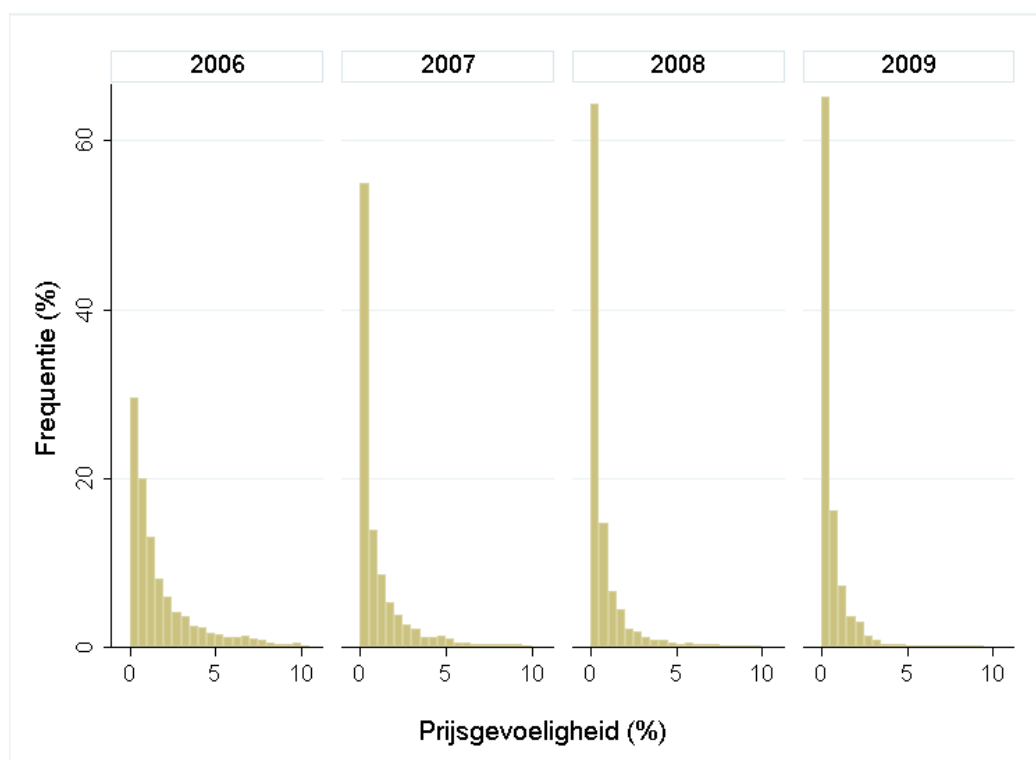
De concentratie bij verkopers op de APX is aanmerkelijk hoger dan bij de kopers. De HHI maatstaf (sommatie van gekwadrateerde marktaandeelen) ligt aan de verkooptkant rond 2000 en bij de koopkant rond 1000. In het algemeen wordt bij een HHI boven de 1800 de markt als sterk geconcentreerd beschouwd. De concentratiemaatstaven HHI en C3 (gezamenlijke marktaandeel van de 3 grootste partijen) geven waarden voor 2009 vergelijkbaar met eerdere jaren.

Tabel 25: mate van concentratie aan koop- en verkooptkant op de APX (jaargemiddelde van dagen)

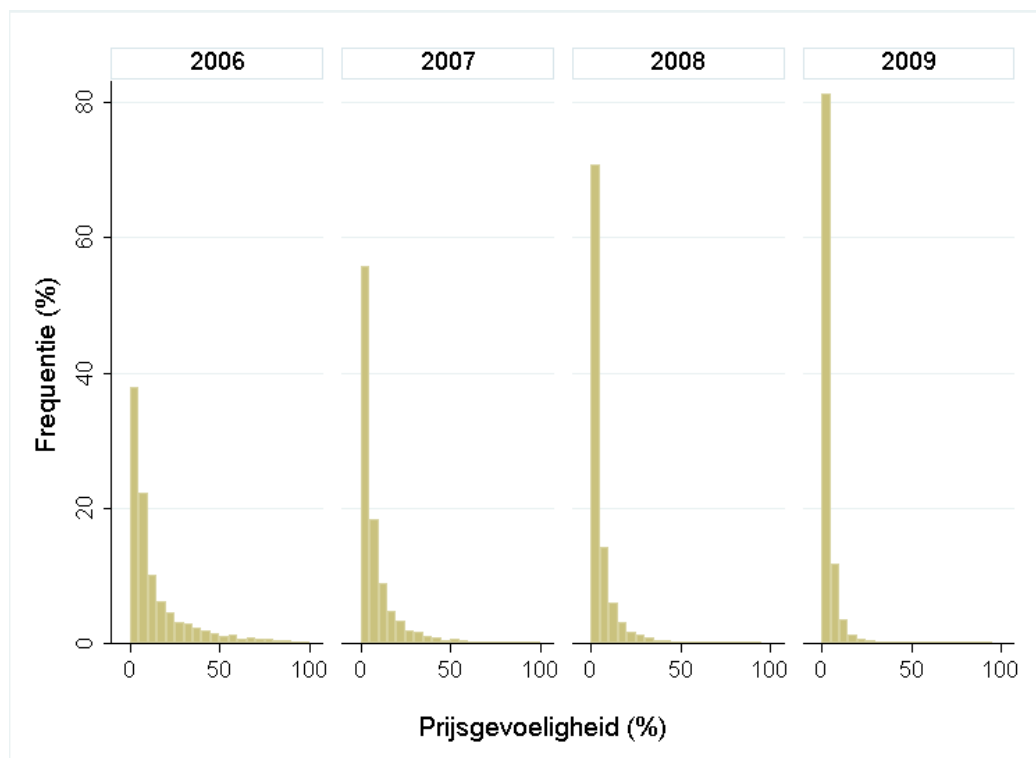
		2006	2007	2008	2009
Koopkant	HHI	1184	1244	1074	1001
	C3	50%	51%	46%	45%
Verkooptkant	HHI	2105	2337	1953	2014
	C3	47%	50%	57%	45%

De indicator prijsgevoeligheid laat zien in hoeverre extra vraag resulteert in prijsstijgingen. Dit maakt inzichtelijk welk aanbod nog in de markt ligt dat niet is aangesproken. Hiermee verkrijgen we een indicatie van de marktdiepte. Simulaties van extra vraagbiedingen op de APX dagvoorst markt leveren de volgende uitkomsten op. De prijsgevoeligheid is in 2009 zowel voor 50 MW extra als 500 MW extra afgenomen. Voor 50 MW komt de prijsgevoeligheid uit op 0,4%, voor 500 MW op 4% (zie tabel 25).

Figuur 68: prijsgevoeligheid APX bij 50 MW extra vraag (frequentie)



Figuur 69: prijsgevoeligheid APX bij 500 MW extra vraag (frequentie)

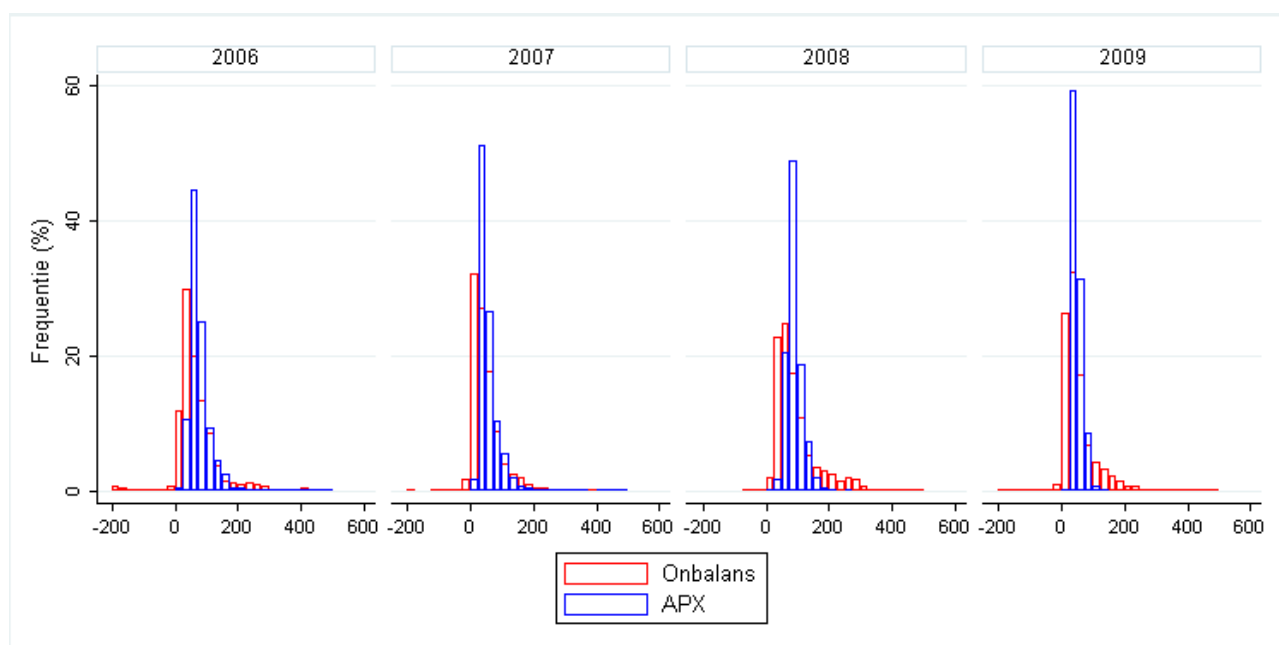


Tabel 26: prijsgevoeligheid (% stijging) APX bij 50 MW en 500 MW extra vraag

	2006	2007	2008	2009
50 MW extra vraag	1,4	0,9	0,5	0,4
500 MW extra vraag	20,9	14,3	6,1	4,0

De intra day handel op de APX is nog beperkt. Veelal zullen spelers met eigen centrales of bilaterale contracten de balanspositie op de dag zelf bijsturen indien nodig. Resterende onbalans wordt door Tennet verrekend tegen onbalansprijzen. Deze prijs komt tot stand via een biedladder waarbij zoveel elektriciteit wordt afgeroepen als nodig is. Onbalansprijzen liggen doorgaans gemiddeld lager dan APX dagvooruit prijzen maar kennen meer en grotere uitschieters op momenten van krapte in de markt.

Figuur 70: elektriciteitsprijzen APX dagvooruit en Tennet onbalans, piekuren



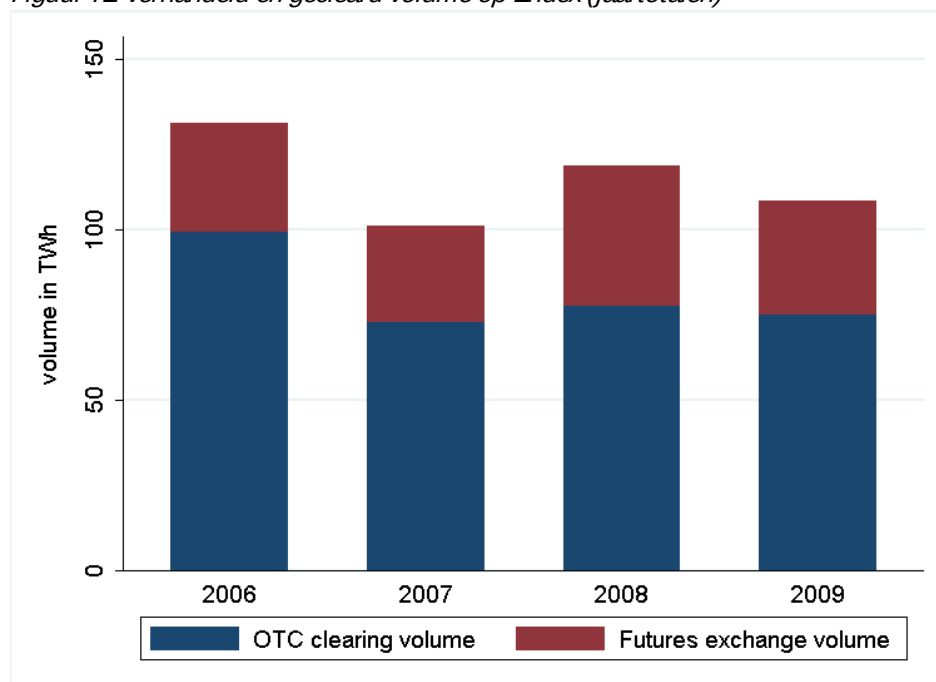
3.4.3 Handel in gestandaardiseerde termijncontracten

Gestandaardiseerde termijncontracten worden verhandeld op de termijnbeurs ENDEX of op de OTC markt met tussenkomst van brokers.

ENDEX volumes

Het verhandeld volume op de ENDEX futures exchange is in 2009 met bijna 8 TWh teruggelopen tot 33,4 TWh. De volumes op de OTC clearing zijn ongeveer gelijk gebleven.

Figuur 71: verhandeld en gecleard volume op Endex (jaartotalen)



Tabel 27: verhandeld en gecleard volume op ENDEX

	2006	2007	2008	2009
Verhandeld volume (TWh)	32,1	28,0	41,2	33,4
Gecleard volume (TWh)	99,2	73,0	77,5	75,2

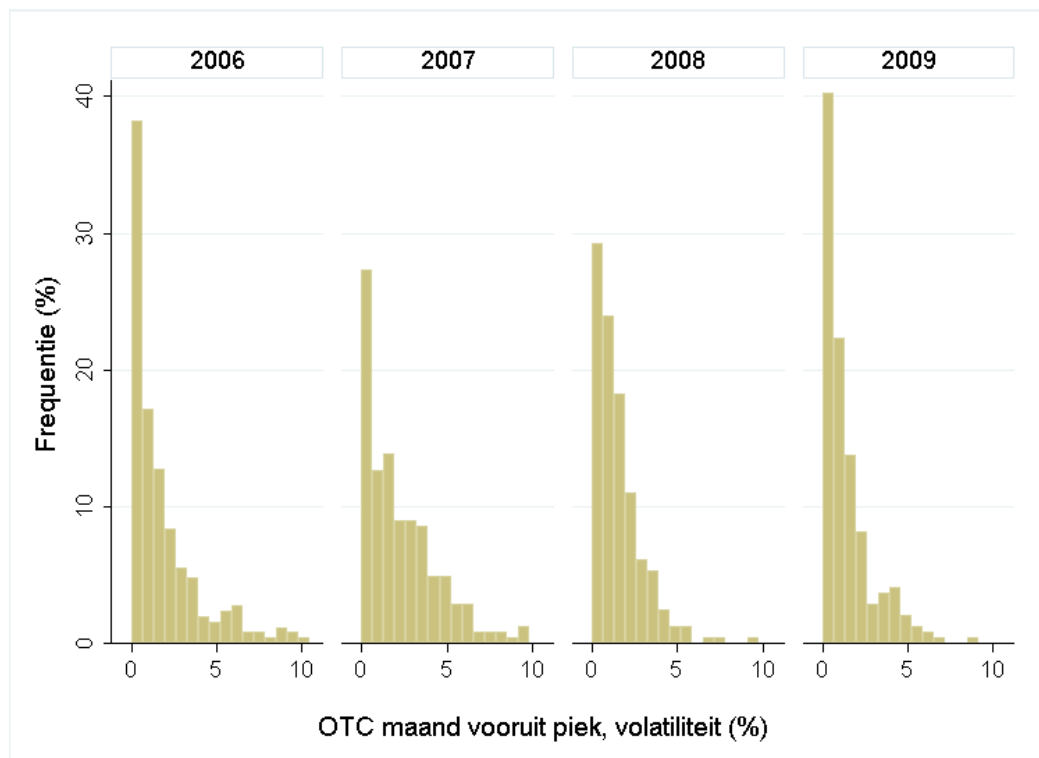
Volatiliteit en spreiding OTC markt

Relevante indicatoren voor liquiditeit op de OTC markt zijn prijsvolatiliteit en spreiding tussen bied- en laatprijzen. Volatiliteit is een maat om prijsfluctuaties uit te drukken. In het algemeen geldt: hoe groter de volatiliteit, hoe groter de onzekerheid die de prijs omgeeft. De bied-laatspreiding geeft zicht op de hoogte van de transactiekosten. Hoe lager de bied-laatspreiding, hoe makkelijker het is om tot een transactie te komen.

De prijsvolatiliteit voor OTC contracten is in 2009 vergelijkbaar met 2008. De spreiding tussen bied- en laatprijzen laat in 2009 een negatieve ontwikkeling zien.¹⁹ Mogelijk is deze dip veroorzaakt door de financiële crisis. De ontwikkeling de komende tijd zal moeten uitwijzen of hier eventueel sprake is van een meer structurele trend. Uit een internationale vergelijking komt naar voren dat ten opzichte van Duitsland de liquiditeit op OTC sterker is afgenomen.

¹⁹ Bij de berekening van de bied-laatspreiding gelden dezelfde beperkingen als bij gas. We verwijzen hiervoor naar voetnoot 9.

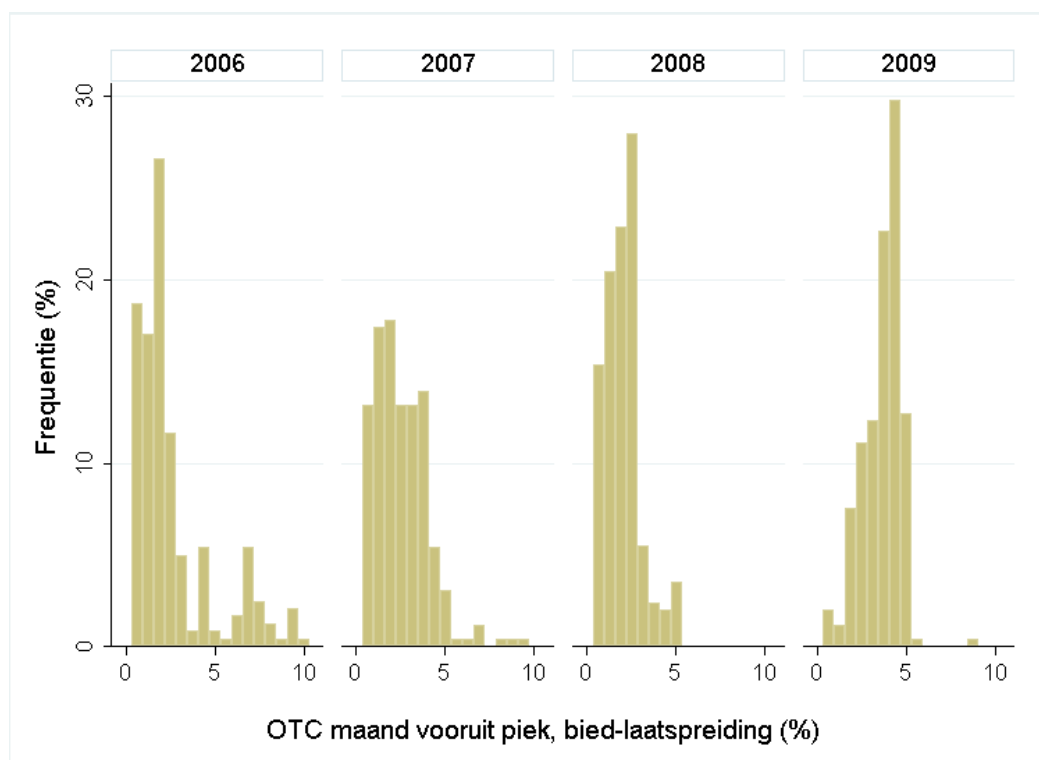
Figuur 72: volatiliteit prijzen OTC maandcontracten, piekuren (frequentie)



Tabel 28: volatiliteit prijzen OTC maand, kwartaal, jaarcontracten (% jaargemiddelden)

	2006	2007	2008	2009
Maand vooruit (piek)	2,4	3,3	2,0	1,9
Kwartaal vooruit (piek)	3,1	1,9	1,6	1,2
Jaar vooruit (basis)	0,8	0,7	1,1	1,0

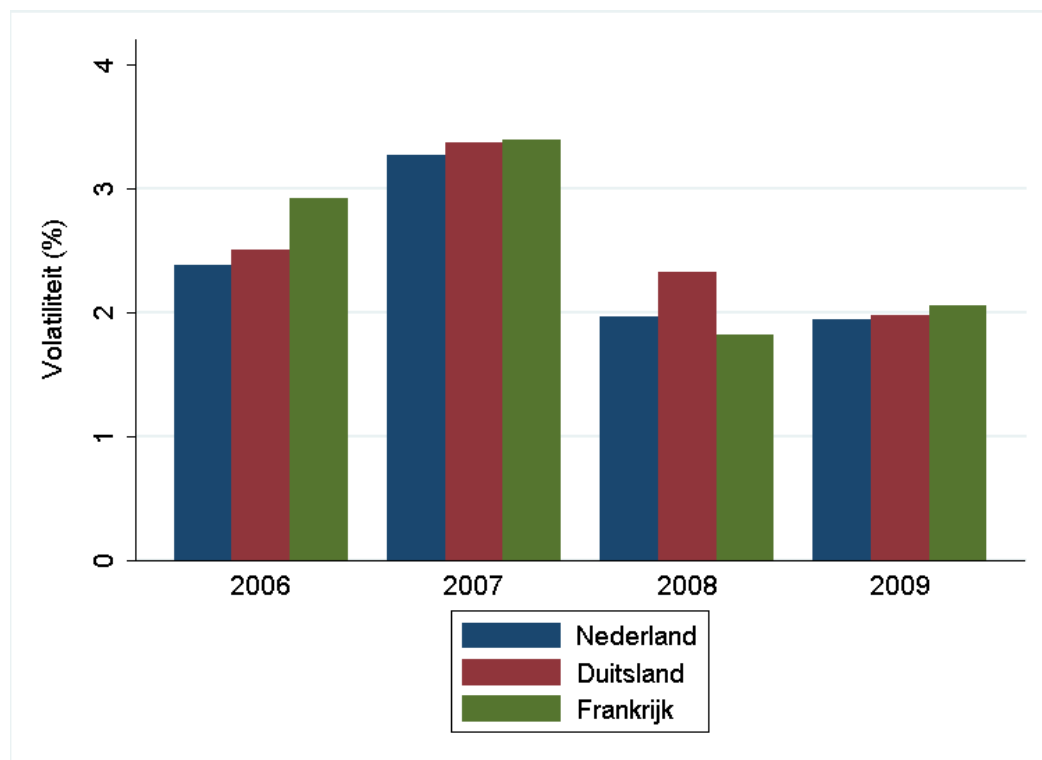
Figuur 73: bied-laatspreiding OTC maandcontracten, piekuren (frequentie)



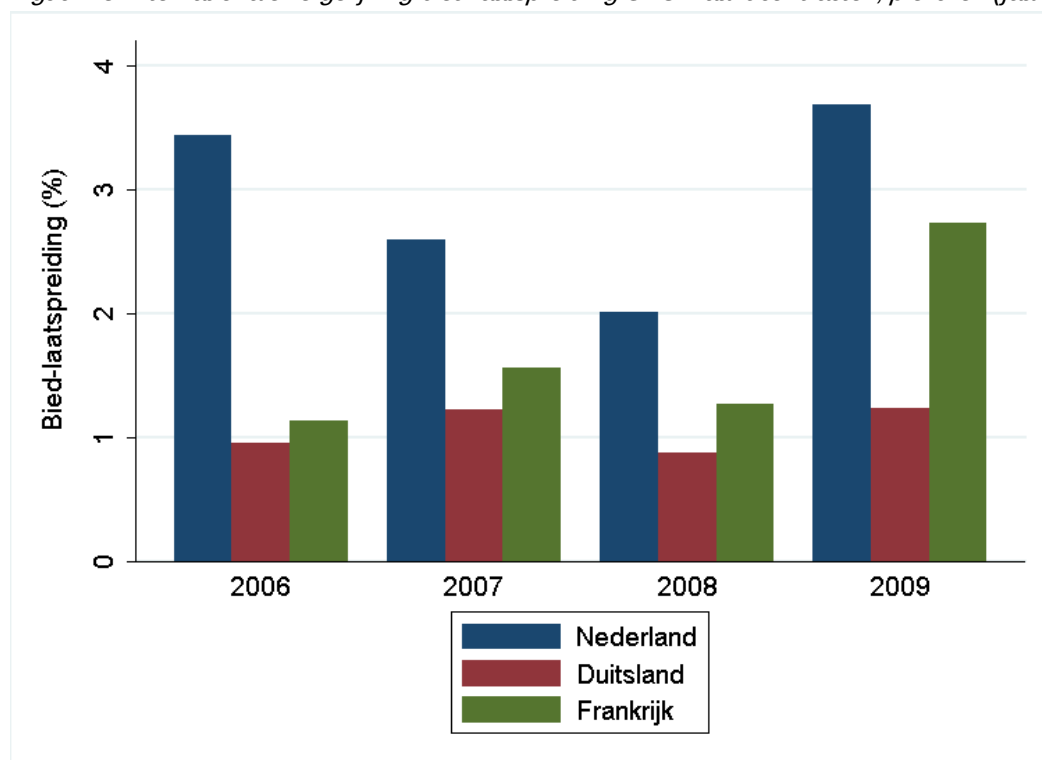
Tabel 29: bied-laatspreiding OTC maand, kwartaal, jaarcontracten (% jaargemiddelden)

	2006	2007	2008	2009
Maand vooruit (piek)	3,5	2,6	2,0	3,7
Kwartaal vooruit (piek)	3,4	2,1	2,4	3,5
Jaar vooruit (basis)	0,9	0,8	0,8	1,6

Figuur 74: internationale vergelijking volatilité prijzen OTC maandcontracten, piekuren (jaargemiddelden)



Figuur 75: internationale vergelijking bied-laatspreiding OTC maandcontracten, piekuren (jaargemiddelden)



3.4.4 Conclusie

De ontwikkeling van de liquiditeit op de Nederlandse groothandelsmarkt voor elektriciteit verschilt duidelijk per handelsplaats. Op de spotmarkt APX is in 2009 het verhandeld volume met ruim 4 TWh toegenomen tot 29 TWh. Een andere positieve ontwikkeling is de groei van de effectieve marktomvang met bijna een kwart. De prijsgevoeligheid bij additionele vraag, een indicatie van de marktdiepte op APX, geeft ook een verdere verbetering te zien. Bij 50 MW is de gemiddelde prijsstijging in 2009 0,4% (was 0,5%), bij 500 MW bedraagt deze 4,0% (was 6,1%). Bij de handel in gestandaardiseerde termijncontracten daarentegen is de liquiditeit teruggelopen. Het verhandeld volume op ENDEX is in 2009 met bijna 8 TWh afgenomen tot 33,4 TWh. Hoewel bij de volatiliteit van prijzen voor OTC contracten in 2009 zelfs sprake is van een lichte verbetering is tegelijkertijd voor alle OTC contracten een verslechtering bij de spreiding tussen bied- en laatprijzen zichtbaar waarbij Nederland er duidelijk meer op achteruit gaat dan Duitsland. Waar de liquiditeit op de spotmarkt APX zichtbaar profiteert van marktintegratie (en dan met name de marktkoppeling) betekent marktintegratie voor termijncontracten vooralsnog dat de handel zich lijkt te verplaatsen naar de meest liquide markten.

3.5 Tot slot

Marktintegratie en daarmee de marktwerking op de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt heeft recentelijk een flinke stimulans gekregen. In november 2010 is marktkoppeling met Duitsland ingevoerd en in januari 2011 is marktkoppeling gerealiseerd met Scandinavië. De elektriciteitsbeurzen APX, Belpex, EPEX Spot Frankrijk en Duitsland en NordPool Spot zijn nu aan elkaar gekoppeld om de dagvooruit handel in de regio te optimaliseren. Door impliciete veiling zal de beschikbare transportcapaciteit op de Nederlandse grenzen efficiënter worden benut. Extra potentieel is hier te behalen door ook intra-day capaciteit op marktconforme wijze beschikbaar te maken. Marktspelers krijgen dan de mogelijkheid ook binnen de dag met grensoverschrijdende handel in te spelen op actuele (markt)ontwikkelingen. Het niveau van de beschikbare Nederlandse grenscapaciteit voor de markt blijft een aandachtspunt. Bij hoge Duitse windproductie wordt de beschikbare grenscapaciteit op dagbasis duidelijk gereduceerd vanwege congestie in het Duitse net. Het is de verwachting dat de zogenaamde *flow based* capaciteitsberekening beter rekening zal houden met de onderlinge afhankelijkheden tussen landen. Om optimaal te profiteren van integratie met de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt is het daarnaast belangrijk potentiële knelpunten op het binnenlandse netwerk zoveel mogelijk weg te nemen. De Nederlandse elektriciteitsmarkt kent al enige jaren een hausse aan nieuwbouwplannen voor elektriciteitscentrales. Deze plannen bedragen in omvang inmiddels meer dan de helft van het huidige opgestelde vermogen. Deze investeringen in kolen- en gascentrales komen zowel van traditionele spelers als relatieve nieuwkomers op de Nederlandse markt. Dit heeft een gunstig effect op de marktstructuur en waarschijnlijk ook op de marktuitskomsten. Met name gedurende piekuren is er meer disciplinerende werking vanuit de markt te verwachten wat een drukkend effect op de markup en daarmee de elektriciteitsprijs zal hebben. Het hoogspanningsnet is echter niet berekend op een grootschalige uitbreiding van de productiecapaciteit. Binnenlands congestiemanagement en uitbreidingsinvesteringen in het Nederlandse net dienen daarom hoge prioriteit te hebben.