



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.99

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)100114-CDC-936

over

‘de uitbouw van een regionale competitieve
markt voor laagcalorisch aardgas’

gemaakt met toepassing van artikel 15/14, §2, 2°, van
de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van
gasachtige producten en andere door middel van
leidingen

14 januari 2010

Inhoudstafel

Inhoudstafel	2
Inleiding	3
I. Historiek	4
II. Recente ontwikkelingen.....	6
III. Analyse van de Belgische situatie	8
1. Zekerheid in de bevoorrading van laagcalorisch aardgas	8
2. Socialisatie van de conversiemiddelen	10
3. Het grensoverschrijdend connectiepunt Hilvarenbeek/Poppel	12
3.1. Beschikbaarheid van vaste uitgangscapaciteit bij GTS op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel	12
3.2. Beschikbaarheid van vaste ingangscapaciteit bij FLUXYS op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel	14
3.3. Besluit rond de beschikbaarheid van capaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel	18
IV. De behoeften van de markten <i>downstream</i>	19
V. Besluit	23

Inleiding

De plotse capaciteitsrelease van februari 2009 door de Nederlandse vervoersnetbeheerder GTS, herhaalt in oktober ll., op het uitgangspunt “Hilvarenbeek” en de daaropvolgende ontvangen reacties van deelnemende marktpartijen was voor de COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) de aanzet om de ontwikkeling van de laagcalorische aardgasmarkt (hierna ‘L-gasmarkt’ genoemd) vanuit een nieuw perspectief onder de loep te nemen. De voorliggende studie bouwt verder op de bevindingen die de CREG in het verleden in haar studies heeft naar voor gebracht. De fysieke onderbouw van het netwerk en de marktvraag naar L-gas heeft dan ook de voorbije jaren een goed voorspelbare evolutie getoond.

De laagcalorische aardgasmarkt is in België anno 2009 nog steeds te beschouwen als een afzonderlijke markt, los van de hoogcalorische markt, en wordt bevoorrad door 1 bron en via 1 route vanuit Nederland. Dit is ook de wijze waarop de achterliggende Franse L-gasmarkt wordt bevoorrad. Zonder afbreuk te doen aan de betrouwbaarheid en de voordelen van de nabijheid van Nederland als aardgasleverancier bemoeilijkt de monolithische bevoorradingsketen de vrije marktwerking op deze afzonderlijke markt. Een gewijzigd marktmodel in Nederland kan echter een oplossing bieden voor de marktsituatie in België. Een regionale aanpak dient te worden onderzocht. De laagcalorische markt bestreek tenslotte in 2008 nog steeds 28% van het Belgisch aardgasverbruik (of 55.387 GWh) waaronder heel het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en Antwerpen-stad. Deze markt voorziet momenteel meer huishoudens in België van aardgas dan de hoogcalorische markt.

De studie bevat vijf delen. Hoofdstuk 1 blikt terug op het verleden en somt de reeds ingenomen standpunten van de CREG op. Aanvullend vat hoofdstuk 2 de nieuwe ontwikkelingen in Nederland samen. In hoofdstuk 3 wordt de impact van deze nieuwe situatie op de Belgische markt geanalyseerd. Terwijl hoofdstuk 4 de regionale aspecten beklemtoont. Hoofdstuk 5 van deze studie bevat de conclusie.

Deze studie werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 14 januari 2010.

◆◆◆◆

I. Historiek

1. De voorbije jaren heeft de CREG steeds nauwlettend aandacht besteed aan de marktontwikkelingen binnen de laagcalorische aardgasmarkt (verder “L-gasmarkt” genoemd). Van in het begin was echter duidelijk dat de ontwikkelingen in België hier niet geïsoleerd konden aangepakt worden. In haar studie (F)040617-CREG-313 betreffende ‘de concurrentie op de L-gasmarkt’ van 17 juni 2004 concludeerde de CREG als volgt:

“94. Vrijwel alle lagen van de L-gasmarkt zijn gekenmerkt door een bijzonder sterke concentratie, geringe effectieve mededinging, hoge toetredingsdrempels en, wat betreft het Gasgebouw, gemeenschappelijke aandeelhouders en belangen.

Een dergelijk rigide marktstructuur stelt dan ook aanzienlijke problemen en uitdagingen voor het stimuleren van de mededinging en het doorgeven van de mogelijke voordelen van de liberalisering naar de consument toe.

95. De boven beschreven kenmerken tonen ook aan dat een zo ruim mogelijke benadering van de L-gasmarkt(en) noodzakelijk is. Eventuele maatregelen die zouden genomen worden om de boven vermelde problemen te verhelpen, kunnen hun doeltreffendheid missen indien zij enkel de effectieve liberalisering van één marktsegment beogen. Het gevaar bestaat immers dat (dominante) ondernemingen die hogerop de markt gelegen zijn, de eventueel gerealiseerde prijsvoordelen op de lager gelegen, meer competitieve markt, naar zich toe zullen trekken.

Opdat de eventueel gerealiseerde voordelen uiteindelijk ook zouden doorvloeien naar de eindconsument, dient de mededinging daarom gestimuleerd te worden op meerdere marktniveau's.”

Zowel voor het marktniveau van de productie als van de groot- en kleinhandel werden toen strategieën en maatregelen besproken.

2. Deze conclusie werd bijna gezamenlijk naar buiten gebracht met de vaststellingen die geformuleerd staan in het voorstel (F)040923-CREG-360 van 23 september 2004 betreffende ‘het indicatief plan van bevoorrading in aardgas’ (hierna “indicatief plan” genoemd). Hierbij werden beschouwingen inzake de bevoorradingzekerheid mee toegevoegd aan het hierboven aangehaalde mededingingsaspect.

De prognoses van dat moment gaven namelijk aan dat het Groningenveld in Nederland, goed voor een jaarlijkse productie van 35 à 40 miljard m³ L-gas, wel eens eerder uitgeput zou kunnen zijn dan wenselijk (2020 in plaats van 2030)¹. Mede daarom ook de keuze om

¹ Brief van de Minister van Economische Zaken aan de voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal, Den Haag, 12 oktober 2004.

uitbreidingsinvesteringen in het L-gasnetwerk op te vangen door nieuwe en bestaande eindklanten aan te sluiten op H-gas, en dus prioritair investeringen binnen het H-gasnetwerk voorop te stellen boven deze binnen het L-gasnetwerk. Een keuze die bovendien de mogelijke voordelen van de liberalisering, die in de H-gasmarkt duidelijker aanwezig zijn, vlugger binnen het bereik van de betrokken eindklanten brengt. Op deze wijze werd tegemoet gekomen aan grote eindklanten die (sterk) vragende partij waren voor omschakeling naar H-gas, zelfs met betaling van de hiermee samengaannde kosten.

3. Voortbouwend op de bevindingen uit 2004, wordt in de studie (F)070913-CREG-691 van 13 september 2007 betreffende ‘investeringsstop L-gasmarkt en omschakeling op H-gas’ de modaliteiten onderzocht van een omschakeling van L-gasklanten op H-gas. Het betreft een eerste technische component namelijk de becijfering van een kostenefficiënt omschakelingspatroon waarbij vermeden uitbreidingsinvesteringen in het L-gasnetwerk worden afgezet tegen de creatie van extra capaciteit in het H-gasnetwerk. Het betreft een zoektocht naar een omschakelingsproces met de minste investeringskosten en flexibiliteitsbelasting op het H-gasnetwerk. Een uitvoerbaar stappenplan is het resultaat van deze studie.

4. Het vooropgestelde omschakelproces werd daarna in een task force “bevoorradingzekerheid L-gas” binnen het Bestuur Energie van de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie nog eens onder de loep genomen. Het resultaat in de eerste helft van 2009 kwam neer op een bevestiging van de ingeslagen weg om op de korte en middellange termijn de stijgende capaciteitsvraag binnen de L-gasmarkt op deze wijze op te vangen.

Het dient gezegd dat FLUXYS voor zijn investeringsplanning al sinds 2005 in de definiëring van de hypothesen rekening houdt met (beperkte) conversie in 2008 van de “industrie in Antwerpen”, op dit ogenblik dus achter de rug, met later de conversie van de “industrie langs het Albertkanaal”². Het referentiemateriaal dat aan de basis ligt van deze studie houdt rekening met de huidige stand van zaken.

² Zoals voorgesteld op de Fluxys *Shippers’ Meeting* van 3 december 2009.

II. Recente ontwikkelingen

5. In Nederland worden volgende ontwikkelingen opgemerkt: een socialisering van de kosten van kwaliteitsconversie (zonder onderscheid tussen de Nederlandse markt en uitvoer/doorvoer), een verscheiden interesse voor uitgangscapaciteit op Hilvarenbeek/Poppel en een stimulering van de TTF als unieke handelsplaats waar geen onderscheid meer gemaakt wordt tussen de verschillende kwaliteiten van aardgas. Deze kunnen geplaatst worden tegenover de koers in België inzake de bevrozing van de ingangscapaciteit gevolgd door de lopende discussies inzake L/H-omschakeling. Aangezien met betrekking tot de L-gasmarkt de evoluties in beide landen elkaar rechtstreeks beïnvloeden, vraagt dit naar een nieuwe evaluatie van de Belgische L-gasproblematiek.

Echter, de CREG merkt op dat de wijze waarop de bovenstaande hervormingen worden doorgevoerd, geen toonbeeld genoemd kan worden van goede samenwerking of coördinatie over de landsgrenzen heen. Zo werd de capaciteitsrelease in februari 2009 door GTS gelanceerd zonder voorafgaand overleg met FLUXYS, de aangrenzende netbeheerder. Nochtans wordt grensoverschrijdende samenwerking de laatste tijd toch door de nieuwste regionale en Europese hervormingen, waar alle voornaamste betrokken partijen deel van uitmaken, naar voor geschoven als noodzakelijk in de creatie van een Europese aardgasmarkt. De nieuwe ontwikkelingen creëren wel een nieuwe opportuniteit en zouden in de ogen van de CREG moeten aangegrepen worden voor een gecoördineerde aanpak met Nederland, in dialoog met Frankrijk.

6. Voor Frankrijk wordt met betrekking tot de Franse L-gasmarkt niet direct rekening gehouden met nieuwe ontwikkelingen. Niet alleen werd hierover in de recent verschenen vakliteratuur of via onderliggende contacten niets waargenomen, het meest waarschijnlijke scenario is de voortzetting van hun huidige bestaande uitwisselingsdienst waarbij H-gas kan uitgewisseld worden tegen een zelfde energiehoeveelheid L-gas voor levering aan eindafnemers in de Franse L-gasmarkt. GDF SUEZ, als historische invoerder van L-gas in Frankrijk verantwoordelijk voor de ondersteuning van deze dienst, heeft zich ertoe verbonden dit te blijven doen tegen dezelfde voorwaarden als vandaag. Deze belofte maakt deel uit van een totaal pakket van engagementen die aanvaard werden door het Europese Directoraat Generaal van de Mededinging (DG COMP) op 3 december 2009 in het kader

van een onderzoek naar misbruik van de dominante positie van GDF SUEZ in Frankrijk³. Deze belofte is aldus ook juridisch afdwingbaar. Een status-quo in het marktmodel voor toetreding tot de Franse L-gasmarkt lijkt dan ook voor de hand te liggen.

7. De nadruk van deze studie ligt op de bespreking van de toestand van de Belgische L-gasmarkt geschetst en afgezet tegenover de recente ontwikkelingen in Nederland. Om deze problematiek voor te stellen wordt de materie in drie delen onderverdeeld. Eerst heeft men de discussie rond de beschikbaarheid van het L-gas in de toekomst (het commodity aspect). Ten tweede heeft men de problematiek met betrekking tot de kwaliteitsconversie. En tenslotte heeft men de discussie rond de beschikbaarheid van capaciteit op het grensoverschrijdende connectiepunt Hilvarenbeek/Poppel. In wat volgt wordt meer in detail ingegaan op elk van deze drie deelaspecten.

3

<http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1872&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=en>

III. Analyse van de Belgische situatie

1. Zekerheid in de bevoorrading van laagcalorisch aardgas

8. De dalende reserves in het Groningenveld, dat de markt niet alleen van L-gas voorziet maar ook van de nodige flexibiliteit, werd tijdens besprekingen in België herhaaldelijk als bezorgdheid naar voor gebracht met het oog op een voldoende beschikbaarheid voor de Belgische markt. Uit haar contacten in Nederland heeft de CREG te verstaan gekregen dat deze problematiek wordt weggewerkt door de hervormingen in Nederland die leiden tot een vrije uitwisselbaarheid van L- en H-gas. Zonder onderscheid te maken tussen de verschillende aardgaskwaliteiten, worden de netgebruikers in Nederland nu louter op basis van hun energiebalans en reservatie van entry en exit capaciteit afgerekend. Dit impliceert dat H-gas dat in het Nederlandse entry/exit model geïnjecteerd wordt, er als L-gas kan worden uitgehaald (en vice versa: L-injectie en H-afname). M.a.w. het maakt niets meer uit welke gaskwaliteit binnenkomt en wordt afgenomen.

9. Wat in het verleden enkel via een lange termijnovereenkomst kon bekomen worden, lijkt nu ter beschikking te staan van iedereen. Veel kleine en binnen de Belgische L-gasmarkt nieuwe leveranciers, beschikken over H-gas in Nederland. Deze kunnen nu in ruil voor eenzelfde energiehoeveelheid over L-gas op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel beschikken om de Belgische L-gasmarkt te gaan beleveren. Gastransport Services (hierna GTS genoemd) heeft als netbeheerder in Nederland hiertoe alle nodige middelen voorzien om de noodzakelijke kwaliteitsswaps en -conversies te realiseren. Omgekeerd, indien historische netgebruikers teveel aan L-gas gecontracteerd blijken te hebben, kunnen zij dit steeds onder de vorm van H-gas afnemen (onder voorbehoud van de onderschreven capaciteit op het daartoe gewenste afnamepunt). L-gas op Hilvarenbeek/Poppel kan aldus gewisseld worden in ruil voor H-gas op bijvoorbeeld 's Gravenvoeren en/of Zelzate. De afhankelijkheid van de monopoliepositie van GasTerra voor de bevoorrading van L-gas⁴ valt eigenlijk weg en betekent een grote sprong voorwaarts met het oog op de mededinging (zie ook derde deelaspect onder punt 3. in dit hoofdstuk III.).

10. Biedt dit dan een antwoord op de vraag naar de beschikbaarheid van laagcalorisch aardgas voor de toekomst? Globaal gesproken zeker voor de middenlange termijn, zeg maar tot 2022, zoals beschreven staat in een recent rapport dat overgemaakt werd door

⁴ Zoals besproken in studie (F)040617-CREG-313 van de CREG : <http://www.creg.info/pdf/Studies/F313NL.pdf>.

GTS aan de Tweede Kamer in Nederland⁵. De lange termijncontracten die momenteel zelfs tot 2030⁶ blijken te worden verlengd, duiden zelfs op een langere beschikbaarheid. Men kan aldus stellen dat Nederland geen probleem ziet om zich ertoe te verbinden de bevoorrading van de markten met L-gas te verzekeren.

11. Men kan als voorbeeld het extreme geval aanhalen en zich afvragen of, indien de hele Belgische L-gasbehoefte worden aangevoerd als H-gas in Nederland, GTS dan het equivalent in L-gas op Hilvarenbeek/Poppel kan garanderen, zelfs indien in de bevoorradingketen geen sprake meer is van Gasterra (bijvoorbeeld een ENI die rechtstreeks zelf zijn eigen bevoorrading organiseert vanuit Emden via Nederland). Uit de contacten die de CREG in Nederland heeft gelegd en uit de beleidsdocumenten ingediend in de Tweede Kamer zoals hierboven aangehaald⁷, zouden de hervormingen in Nederland inhouden dat productie- en conversiemiddelen, beide cruciaal in het beantwoorden van de behoeften aan L-gas, worden afgesteld op de fysieke realiteit en niet meer op de contractuele situatie. Op deze wijze verbindt het beleid in Nederland zich ertoe te zorgen voor de productie van L-gas opdat aan de behoeften zou worden voldaan. Gasterra zal dan L-gas aan het systeem leveren terwijl zij zelf H-gas aan het Nederlandse systeem onttrekt. De swap gebeurt door GTS⁸.

Echter, nu beide historische leveranciers van zowel de Franse als de Belgische L-gasmarkt hun lange termijncontract hebben verlengd tot 2028 respectievelijk 2030, is de kans dat dit aangehaalde extreme geval zich voordoet nihil. Het blijft echter goed om weten dat de bevoorradingzekerheid niet meer afhangt van deze lange termijncontracten, in tegenstelling tot wat ENI Distrigas, één van deze historische spelers, beweert in een laatste persbericht van 18 december 2009⁹.

12. Het loskoppelen van de fysieke en commerciële contractuele situatie zal ook zorgen voor een gelijkschakeling in Nederland (op de groothandelsmarkt) van de energieprijzen tussen het L-gas en het H-gas. Zoals hierboven beschreven, worden de verschillende

⁵ GTS rapport "Voorzieningszekerheid gas 2009":

http://www.ez.nl/pv_obj_cache/pv_obj_id_6C4CACD88697A8C3922815B5637A8BA370902700.

⁶ Contract Distrigas – Gasterra afgesloten december 2009, zie persbericht ENI Distrigas/Gasterra van 18 december 2009: http://www.distrigas.eu/content/aboutus/news/documents/CPGazL_NL.pdf.

⁷ Zie paragraaf 10 van deze studie.

⁸ Deze praktijk wordt ook bevestigd in het laatste verslag van de Energiekamer bij de Nederlandse Mededingingsautoriteit, "De Nederlandse energiemarkten in 2009, Streefbeeld - knelpunten – maatregelen, december 2009, hoofdstuk 3.2, pagina 18/39"

(http://www.energiekamer.nl/images/Bijlage%201%20De%20Nederlandse%20energiemarkten%20in%202009_tcm7-133383.pdf).

⁹ http://www.distrigas.eu/content/aboutus/news/documents/CPGazL_NL.pdf.

gaskwaliteiten rechtstreeks met elkaar in concurrentie gezet (kwaliteitsconversie wordt gesocialiseerd via de vervoerstarieven van GTS: zie ook tweede deelaspect onder punt 2. in dit hoofdstuk III.). Op de TTF¹⁰, de Nederlandse hub voor de handel in aardgas, zal trouwens maar één kamer meer te vinden zijn, waarbinnen alle kwaliteiten van aardgas samen worden verhandeld. De hervormingen bieden Gasterra alvast de mogelijkheid om de prijs van het L-gas vlotter af te stellen op de marktprijs van het H-gas.

13. Om volledig te zijn, wordt vermeld dat het bovenstaande los staat van de discussie over wat er gebeurt in het kader van een incident. Aangezien er slechts 1 bron en 1 route is, kan dit als problematisch bestempeld worden. Het feit dat er drie leidingen zijn tot aan het eerste compressiestation in Weelde, geeft een zekere ademruimte. Het verleden heeft aangetoond dat er marge aanwezig is buiten de piekperiodes en dat tot op zekere hoogte onverwachte omstandigheden opgevangen kunnen worden (bijvoorbeeld het uitvallen van een compressor). Maar dit is per definitie onvoldoende om in extreme omstandigheden een crisissituatie op te vangen. Het feit dat er nood is aan regelgeving inzake bevoorradingzekerheid kan niet genegeerd worden¹¹. De aanwending van de L-gasopslag en voorzieningen in Frankrijk mogen hierbij niet uit het oog verloren worden.

14. Tevens wordt in deze studie niet verder ingegaan op de L-gasproblematiek in Duitsland. Ofschoon ook deze L-gasmarkt sterk verbonden is met de Nederlandse, beperkt de CREG zich tot de analyse van de markten die van belang zijn voor de markttoestand op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel. Los van de beperkte L-gasproductiecapaciteit in Duitsland, wordt deze markt als een afzonderlijke *downstream*-markt beschouwd, net zoals de Belgische en de Franse L-gasmarkt. Als er al beïnvloeding tussen deze markten is, verloopt deze toch via Nederland, waarvan de hervormingen in detail worden meegenomen in deze studie.

2. Socialisatie van de conversiemiddelen

15. Door de socialisering van de kosten van kwaliteitsconversie (zonder onderscheid tussen Nederlandse bevoorrading, uitvoer of doorvoer) staat GTS in voor de beschikbaarheid van de juiste kwaliteit op de gewenste plaats. Dat zij hiervoor werken met bepaalde scenario's om de nodige middelen in te schatten is logisch. Tijdens gesprekken

¹⁰ *Title Transfer Facility*.

¹¹ Een ontwerpvoorstel van de Europese Commissie over een aanpassing van de richtlijn 2004/67/EC inzake bevoorradingzekerheid van aardgas wordt momenteel wel besproken op Europees niveau, maar is naar verluid niet van toepassing op de markt van het laagcalorisch aardgas.

met de CREG heeft GTS er op gewezen dat zij voldoende investeringen in haar lange termijn planning heeft staan die haar zal toelaten de geraamde noden in te vullen. Hun analyses, zoals beschreven in het hierboven vermelde rapport, hebben tevens ondersteuning gekregen van de Nederlandse overheid¹². Buiten de *force majeure* situaties, kan men dus stellen dat er voldoende middelen worden ingepland opdat GTS haar contractuele verplichtingen kan nakomen.

16. Hiertegenover staat natuurlijk een gereguleerd tarief. In de op 23 december 2009 gepubliceerde tarieven van GTS voor 2010¹³ wordt de component voor kwaliteitsgarantie vastgepind op 1,614 euro/gecontracteerde ingangs- en uitgangscapaciteit uitgedrukt in $m^3(n;35,17)/\text{uur/jaar}$. Dit tarief kan nog wijzigingen ondergaan, niet alleen vanwege een herziening na iedere regulatoire periode, maar tevens omdat het ingediende tariefvoorstel nog steeds gestoeld is op het oude model zonder opname van de nieuwe investeringsgolf in Nederland. Uit meerdere contacten heeft de CREG de indruk dat de markt pas rekening houdt met een aanpassing ten gronde naar aanleiding van de tariefberekeningen voor het jaar 2011. Niettemin blijft het principe steeds *cost based* (intrinsiek aan gereguleerde tarieven, maar wel gesocialiseerd). De druk van de markt om alternatieve opties via alternatieve routes buiten Nederland te overwegen blijft steeds aanwezig indien dit conversietarief de algemene vervoerskost in Nederland te hoog doet oplopen. Het conversietarief blijft echter slechts een klein intrinsiek deel uitmaken van het totale vervoertarief¹⁴, zowel voor H- als L-gaspunten.

Hoe groot dit deel uiteindelijk zal zijn binnen het toekomstige vervoertarief is dus nog af te wachten. Wat wel reeds bevestigd kon worden door GTS, is dat de huidige verschillen tussen het exit transporttarief op Zandvliet H, Hilvarenbeek/Poppel en Zandvliet L, respectievelijk 22,18; 23,07 en 30,75 euro/ $m^3(n;35,17)/\text{uur/jaar}$ voor 2010, zullen verdwijnen omdat dit grotendeels gestoeld is op kosten met betrekking tot conversiemiddelen. Deze redenering gaat trouwens op voor alle Nederlandse uitgangspunten, onafhankelijk van de kwaliteit van het aardgas dat er doorvloeit.

17. Het bovenstaande bevoorradingsvraagstuk wordt aldus herleid tot een kostenbeheersing aan bijkomende conversie-installaties en flexibiliteitsmiddelen. Hoe minder productiereserves in het Groningenveld, hoe meer andere conversie- en flexibiliteitsmiddelen

¹² Brief van 23 oktober 2009 van de Nederlandse Minister van Economische Zaken aan de Voorzitter van de Tweede Kamer : http://www.ez.nl/pv_obj_cache/pv_obj_id_A1910853EE6C96D4E23D273CB84670BFE8CA0200.

¹³ <http://www.gastransportservices.nl/nl/shippers/actualiteit/tsc-2010-1-appendix-1a-1b-1c-and-appendix-5>.

¹⁴ Exit tarief (zonder bijkomend conversietarief) van GTS op Hilvarenbeek/Poppel in 2010 : 23,07 €/ $m^3(n;35,17)/\text{uur/jaar}$.

er zullen nodig zijn. Welk niveau van conversie- en flexibiliteitskosten aanvaardbaar lijkt voor na 2022 is moeilijk in te schatten. Een gedegen opvolging zal echter de limieten stelselmatig in de toekomst dienen af te tasten.

3. Het grensoverschrijdend connectiepunt Hilvarenbeek/Poppel

18. Met het L-gas voldoende beschikbaar voor ieder die dit wenst, al dan niet in meer of mindere mate ondersteund door voldoende conversiemiddelen, blijft er dus enkel na te gaan of er enerzijds voldoende capaciteit is om het gas naar de Belgische L-gasmarkt te laten stromen en anderzijds of de toegang tot deze capaciteit voldoende is. Beide aspecten, die trouwens langs beide zijden van de grens gelden, kunnen afzonderlijk besproken worden.

3.1. Beschikbaarheid van vaste uitgangscapaciteit bij GTS op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel

19. Door GTS wordt voor het toekennen van capaciteit de volgende methode toegepast. In de eerste plaats baseert men zich op de lange termijnreservaties (minstens 10 jaar) om capaciteit te garanderen, eventueel ondersteund door middel van bijkomende investeringen indien noodzakelijk. Voor de vraag naar capaciteit voor een kortere termijn is men afhankelijk van het "First Come First Served"- of FCFS-principe dat van toepassing is op het hele Nederlandse vervoersnetwerk. Deze methodiek geldt ook voor het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel. Dus, indien bevrachters elders capaciteit vragen en niet op de exit Hilvarenbeek/Poppel, dan wordt deze eventueel toegekend ten koste van de op dat moment beschikbare uitgangscapaciteit op Hilvarenbeek/Poppel (*shift of capacity*). Dit kan in principe doorgaan tot wanneer het niveau van de lange termijnreservaties op Hilvarenbeek/Poppel bereikt wordt. Dit is dan de limiet, wat de markt dwingt om door middel van lange termijnreservaties van meer dan 10 jaar GTS te doen overgaan tot bijkomende investeringen.

20. Daar eerst de vaste beschikbare capaciteit dient verkocht te worden, kan niet anders besloten worden uit de resultaten van de capaciteitsrelease van februari 2009 en uit het aanbod van de capaciteitsrelease van oktober 2009 dat in Nederland de limiet, bepaald door de lange termijnreservaties, bereikt is. Tijdens beide releases werd namelijk onderbreekbare capaciteit verkocht. Dit wijst op contractuele congestie op korte termijn en brengt ons op het

punt waar de methodiek van GTS van de netgebruikers lange termijnreservaties verlangt indien vaste capaciteit wordt gewenst.

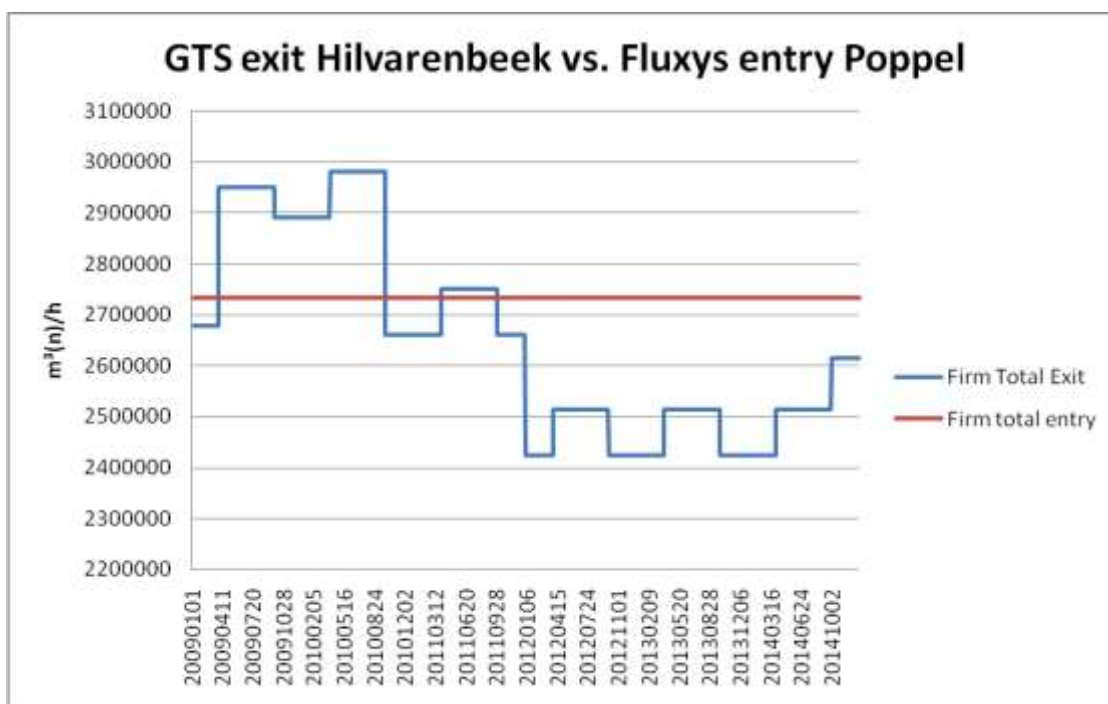
21. Ingelicht door betrokken netgebruikers, in hun zoektocht naar de graad van onderbreekbaarheid van de door hen bekomen onderbreekbare capaciteit, heeft de CREG de problematiek proberen te doorgronden. Want los van de toestand in Nederland, brengt deze methodiek de Belgische bevoorrading in gevaar van zodra de lange termijnreservaties in een dalende trend onder het niveau van de vraagzijde in de *downstream*-markten zakt.

Wat dit laatste niveau betreft wenst de CREG te verwijzen naar haar studie (F)090713-CREG-874 van 13 juli 2009 betreffende de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingzekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020¹⁵. Paragraaf (413) van deze studie becijfert dat de maximale technische ingangscapaciteit te Hilvarenbeek/Poppel op het vervoersnet van FLUXYS 2.734 k.m³(n)/h bedraagt, rekening houdend met zowel de doorvoer naar Frankrijk als de Belgische markt. De verdere analyse in deze studie staat of valt echter met het feit of minstens dit niveau ook langs GTS zijde wordt ondersteund.

22. Zoals aangekondigd vóór het einde van het jaar heeft GTS de nodige technische en functionele informatie op 22 december 2009 gepubliceerd op haar website. Totale, geboekte en beschikbare, vaste en onderbreekbare, in- en uitgangscapaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel is nu publiekelijk beschikbaar tot 31 december 2014¹⁶. Ofschoon hiermee enkel transparantie geboden wordt met betrekking tot de middellange termijn, is toch al duidelijk in onderstaande figuur waar de CREG wil op wijzen: de beschikbare capaciteit aan Nederlandse zijde dreigt te zakken onder de vereiste vaste ingangscapaciteit langs Belgische zijde.

¹⁵ <http://www.creg.info/pdf/Studies/F874NL.pdf>, pagina 192/223 en verder.

¹⁶ <http://www.gastransportservices.nl/nl/transportinformatie/grenspunten/hilvarenbeek/capaciteiten/2009-2014>.



Figuur 1: Firm Total Exit Hilvarenbeek van GTS versus Firm Total Entry Poppel van FLUXYS

Een dieptepunt in de beschikbaarheid van vaste uitgangscapaciteit op Hilvarenbeek/Poppel langs de zijde van GTS is voor het eerst waar te nemen vanaf 1 januari 2012 op 2.424.750 m³(n)/h, te herhalen voor de winter 2012-2013 en 2013-2014. Dit is 309.250 m³(n)/h onder de aangehouden referentiewaarde langs de zijde van FLUXYS.

23. De trend van een dalende lange termijnreservatie voor vaste uitgangscapaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel is langs GTS-kant duidelijk. Hieruit zou kunnen afgeleid worden dat de gevestigde marktspelers minder boeken en dus anticiperen op het verlies van marktaandeel. Maar daartegenover dient men dan ook te besluiten dat de nieuwe shippers niet overtuigd zijn om op lange termijn capaciteit te reserveren.

Alvorens hieruit conclusies te trekken dient men de confrontatie aan te gaan met het niveau dat in de bovenstaande figuur aangegeven wordt door "Firm Total Entry" langs de FLUXYS-zijde. De bespreking hiervan staat in de paragrafen die volgen.

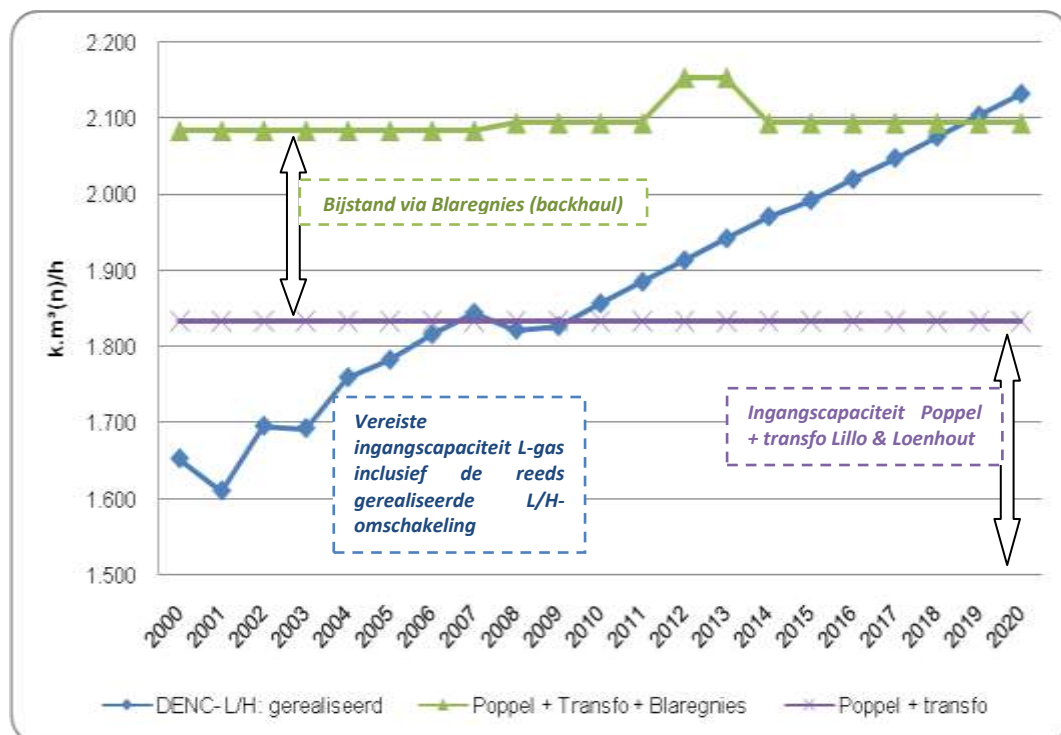
3.2. Beschikbaarheid van vaste ingangscapaciteit bij FLUXYS op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel

24. Zoals aangehaald in paragraaf 21 van deze studie, bedraagt het referentieniveau op het vervoersnet van FLUXYS 2.734 k.m³(n)/h. Dit houdt rekening met zowel de doorvoer

naar Frankrijk als de Belgische markt. Maar aangezien voor beide een verschillende methodiek wordt gehanteerd, kan de bespreking ervan gescheiden gehouden worden.

25. Alvast met betrekking tot de bevoorrading van de Belgische markt wordt voor de bepaling van de capaciteitsbehoefte geen beroep gedaan op lange termijnreservaties. De ingangscapaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel wordt ter beschikking gesteld aan die netgebruiker die instaat voor levering aan de eindklant (het *rucksack* principe). De vereiste ingangscapaciteit wordt dus rechtstreeks afgesteld op de evolutie van de marktvrage naar L-gas in België.

Om de confrontatie te verduidelijken tussen de vereiste en de beschikbare capaciteit voor de bevoorrading van de Belgische L-gasmarkt haalt men uit de studie (F)090713-CREG-874 van de CREG¹⁷ onderstaande figuur:



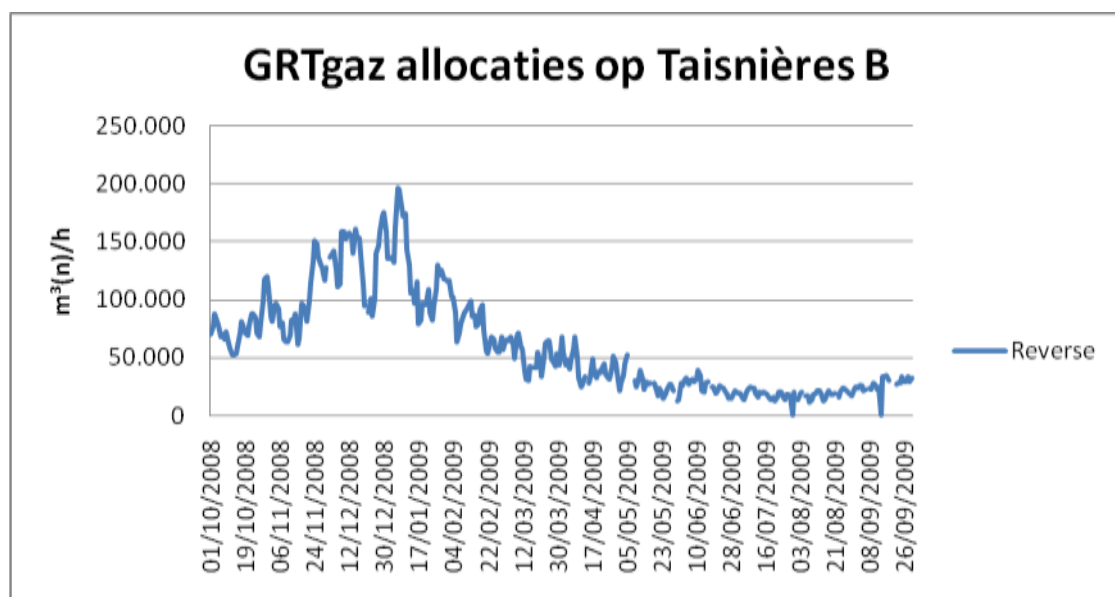
Figuur 2: de vereiste vs. de bestaande capaciteit voor de bevoorrading van de Belgische L-gasmarkt

26. Aangezien de cijfers in Figuur 2 enkel gerelateerd zijn aan de Belgische markt, en het referentieniveau van de “FLUXYS capaciteit” uit Figuur 1, zijnde 2.734.000 m³(n)/h, slaat op de totale capaciteit inclusief de capaciteit gereserveerd voor doorvoer, dient de volgende berekening doorgevoerd te worden om de gelijkgestelde waarde in cijfers gerelateerd aan de Belgische markt te bekomen. Het zelfde niveau wordt bekomen door de waarde

¹⁷ Studie (F)090713-CREG-874 betreffende de behoefte aan aardgasvoorziening, bevoorradingzekerheid en infrastructuurontwikkeling 2009-2020.

2.734.000 m³(n)/h enerzijds te verminderen met de ingangscapaciteit op lange termijn geboekt voor doorvoer richting Frankrijk, zijnde 1.300.000 m³(n)/h, en anderzijds te vermeerderen met de totale transformatorcapaciteit te Lillo en Loenhout, zijnde 400.000 m³(n)/h. Het referentieniveau “FLUXYS capaciteit” omgerekend naar cijfers voor de Belgische markt komt dus te liggen op 1.834.000 m³(n)/h, zoals in Figuur 2 te zien is.

27. De bovenste band in Figuur 2 is te verklaren door boekingen te Blaregnies L/Taisnières B op de Belgisch-Franse grens van voorwaardelijke capaciteit in tegenovergestelde richting (*Backhaul*) op de doorvoerstream naar Frankrijk. Wordt dit bekeken vanuit Belgische perspectief, dan kan men deze *backhaul* interpreteren als zijnde aardgas dat via het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel binnenkomt via de doorvoercapaciteit, en “achtergelaten” wordt voor de Belgische markt. Met betrekking tot het volumeaspect kan dit alvast als correct worden beschouwd. Haalt men de gegevens erbij die door GRTgaz voor Taisnières B gepubliceerd worden¹⁸ dan stelt men, zoals aangetoond in onderstaande Figuur 3, toch enige ondersteuning vast vanuit Frankrijk.



Figuur 3: GRTgaz publicatie van allocaties op Taisnières B richting België, periode 1/10/2008-30/09/2009.¹⁹

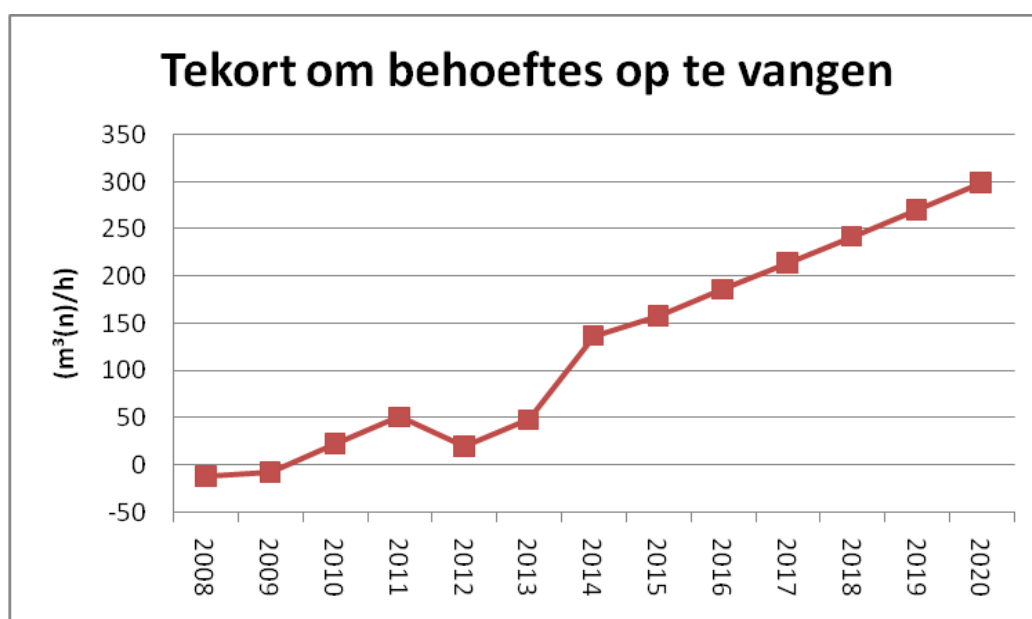
De CREG blijft bij haar kritisch standpunt om backhaul op te nemen in de infrastructuurplanning van FLUXYS. Niet alleen vanwege de theoretische onderbreekbaarheid van deze capaciteit, maar ook vanwege het monopolistisch karakter

¹⁸ <http://www.grtgaz.com/module-chiffres/index.php>.

¹⁹ (Gepubliceerde dagwaarden in kWh 25°C) / (gepubliceerde PCS waarde) x 1.0026 / 23 = m³(n)/h.

van de L-gasflexibiliteit in Frankrijk. Aangezien deze constructie niet bevorderend is voor de vrije marktwerking, wenst de CREG deze niet in aanmerking te nemen. Vrij vertaald houdt dit in dat capaciteit dat voor doorvoer werd gereserveerd niet in rekening genomen wordt in de capaciteitsberekeningen voor de Belgische markt. Daarentegen, de extra bijstand geboden door de doorvoerbevrachter GDF SUEZ van 60.000 m³(n)/h in 2012 en 2013 wordt wel in rekening gebracht, aangezien deze capaciteit op onafhankelijke wijze beschikbaar staat voor FLUXYS ten dienste van de bevoorrading van de Belgische L-gasmarkt.

28. Samenvattend bekomt men in de onderstaande figuur het overzicht van de tekorten aan ingangscapaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel:



Figuur 4: Tekort aan ingangscapaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel

Het resultaat in Figuur 4 bevestigt eerdere analyses dat er effectief een tekort aan ingangscapaciteit vanaf 2009 wordt vastgesteld. Dankzij de reeds verwezenlijkte L/H omschakelingen in de Antwerpse haven en de terbeschikkingstelling van GDF SUEZ van 60.000 m³(n)/h loopt dit slechts vanaf 2013 beduidend op.

Indien louter en alleen dit resultaat bekeken wordt, zouden zoals besproken in paragraaf 27 van deze studie, de vooropgestelde boekingen in *backhaul* op Blaregnies L van 260.000 m³(n)/h de vooropgestelde tekorten kunnen opvangen. Het is totaal ontoereikend indien een deficit van 309.250 m³(n)/h vanwege een tekort langs GTS-zijde bijkomend dient opgevangen te worden, zoals in paragraaf 22 van deze studie werd aangetoond.

3.3. Besluit rond de beschikbaarheid van capaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel

29. Uit het bovenstaande kan de CREG niet anders dan op basis van de huidige voorliggende cijfers besluiten dat de beschikbaarheid van capaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel die nodig is om de achterliggende markten te bevoorraden in het gedrang komt door de capaciteitsallocatie- en investeringsmethode in Nederland die op capaciteitsreservaties van 10 jaar en meer is gebaseerd. De tekorten langs Belgische zijde worden versterkt door een ontoereikend niveau van lange termijnreservaties van netgebruikers langs Nederlandse zijde, reeds zichtbaar vanaf 1 januari 2012. Dit ondanks het houden van twee capaciteitsreleases en een Open Season procedure gedurende 2009.

Houdt men rekening met de werkelijke stromen van de laatste vijf jaar, dan laten de data geen uurpiekwaarden zien die de 2.500.000 m³(n)/h of 60 Mm³(n)/d overstijgen (hoogste gemeten op 21/12/2007 van 56.552.070 m³(n)/d). Doch zijn de extreme zekerheidsvoorwaarden, zoals bijvoorbeeld temperatuur, de laatste jaren niet meer gehaald. Een reserveringsniveau van capaciteit onder het aangehouden referentieniveau van 2.734.000 m³(n)/h hoeft daarom fysisch nog geen problemen te stellen. De consequenties dienen wel naderbij onderzocht te worden. Het betekent ontegensprekelijk een ingrijpen in het TPA-model dat momenteel in Nederland, België en Frankrijk gehanteerd wordt.

30. Gaat men uit van het feit dat onder de gehanteerde investeringsmethodiek de vooropgestelde capaciteitsniveaus langs Nederlandse zijde niet meer gegarandeerd kunnen worden, dan is dit binnen het huidige Belgische TPA-regime in eerste instantie nefast voor de ontwikkeling van de mededinging, maar kan dit uiteindelijk ook nefast aflopen voor de bevoorradingzekerheid van de Belgische en Franse L-gasmarkt. Echter, stellen dat het probleem in Nederland ligt en derhalve in Nederland dient opgelost te worden, is niet alleen geen aanvaardbare constructieve houding, het biedt ook geen oplossing voor het probleem dat zich op de korte termijn dreigt te manifesteren. Een alternatief model dient dan ook overwogen te worden, het liefst rekening houdend met het grensoverschrijdend karakter van de problematiek.

IV. De behoeften van de markten *downstream*

31. De tot hiertoe beschreven analyse in de voorgaande paragrafen van deze studie is voornamelijk gebaseerd op nationale ontwikkelingen (i.e. in Nederland) en vroegere analyses van de CREG voor de Belgische markt. Doch dient men vast te stellen dat de problemen zich toespitsen op grensoverschrijdende voorzieningen, specifiek voor de *downstream* markten. Enerzijds heeft men de uitgangscapaciteit in Nederland op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel voor de Belgische en Franse L-gasmarkten en anderzijds heeft men de doorvoerproblematiek in België voor de Franse L-gasmarkt. Beide aspecten zijn gestoeld op een capaciteitsreservatie voor de lange termijn.

32. Lange termijnreservaties van capaciteit zijn een algemeen aanvaard middel, enerzijds om de netbeheerders een zeker comfort te geven in de uitbouw van hun netwerk en anderzijds om netgebruikers de beschikbaarheid van capaciteit te garanderen (meestal onderliggend aan een aardgascontract van lange duur). Deze praktijk dateert nog van vóór de introductie van het Europese liberalisatieproces in de energiemarkten. Maar het blijkt ook een noodzakelijk middel om voor de netbeheerders de nodige economische haalbaarheid en efficiëntie van een nieuwe investering te verantwoorden in een meer volatiele markt gestuurd door de korte termijnhandel tussen de verschillende nationale handelsplaatsen zoals de TTF, NBP, NCG, Zeebrugge hub en PEG Nord.

33. De CREG stelt vast dat de nieuwe open marktstructuur gedurende de laatste tien jaar de absolute status van deze lange termijncontracten heeft gewijzigd. In de jaren negentig zaten de lange termijn aardgasbevoorraderscontracten en capaciteitsreservaties nog hand in hand bij de nationale monopolist voor de geïsoleerde nationale markten. Momenteel is dit nog grotendeels zo, alleen is er geen sprake meer van nationale monopolisten maar wel van dominante leveringsondernemingen waarbij aardgas- en capaciteitscontracten afgesteld worden op hun eigen portefeuille binnen de regionale, Europese aardgasmarkt. Aangezien deze dominante spelers het voorbije decennium stelselmatig marktaandeel verloren hebben op hun thuismarkt (de vroegere nationale markt) dekken logischerwijze ook hun huidige lange termijn aardgasbevoorraders- en capaciteitscontracten niet meer de volledige behoeftes van deze markten. De bevoorrading gebeurt momenteel door verschillende leveringsondernemingen, die samen onder de vorm van lange en korte termijnovereenkomsten capaciteitsreservaties bij de netbeheerder plaatsen. Wat tevens inhoudt dat de problematiek van de bevoorraderszekerheid niet meer terug te brengen is op dat ene bevoorraderscontract van de dominante speler maar een

moeilijkere evenwichtsoefening inhoudt tussen verschillende actieve netgebruikers en de netbeheerder zelf.

34. De beschreven evolutie in de voorgaande paragraaf is ook toe te passen op de L-gasmarkt, al is deze niet zo ver ontwikkeld als de hoogcalorische aardgasmarkt of H-gasmarkt. Toch stelt de CREG op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel eind 2009 langs Nederlandse zijde zes actieve netgebruikers vast en langs Belgische zijde vijf. Hoe klein het aandeel van de nieuwe spelers ook is, het bewijst een groeiende interesse van de markt om ook binnen de L-gasmarkt klanten rechtstreeks te gaan bevoorraden. Dat dit resulteert in een dalende lange termijn capaciteitsreservatie door de traditionele netgebruikers op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel langs Nederlandse zijde, is dan ook niet verwonderlijk.

35. Indien het vastgestelde fenomeen niet abnormaal overkomt, kan de vraag gesteld worden waarom de CREG er zoveel aandacht aan besteedt. Dezelfde evolutie werd namelijk vastgesteld binnen de H-gasmarkt en toen werd wel voldoende vertrouwen gesteld in de vrije marktmechanismen om de zekerheid van bevoorrading in stand te houden. De reden hiertoe is meervoudig. De H-gasmarkt is Europees, met een groot aantal potentiële netgebruikers en een vervoersnetwerk dat vanuit Belgische oogpunt in alle windrichtingen geïnterconnecteerd is. Dit in tegenstelling tot de L-gasmarkt dat steeds regionaal beperkt zal blijven en, zoals aangegeven in de inleiding, gekenmerkt wordt door een monolithische bevoorradingsketen (1 bron, 1 route). Zelfs de normale toepassing van de algemene operationele procedures laten de CREG niet onverschillig indien dit het eerste grensoverschrijdende aanvoerpunt dreigt dicht te knijpen zonder dat hiervoor alternatieve aanvoerroutes bestaan en dus intrinsiek grote onzekerheid onder de nieuwe spelers binnen deze markt veroorzaakt.

36. De CREG vraagt zich dan ook af of in de regionale L-gasmarkt, zijnde Nederland, België en Frankrijk²⁰, de door de netbeheerders gehanteerde investeringsmethodiek gekoppeld aan capaciteitsreservaties op lange termijn de enige dan wel verantwoorde manier van werken is. Alvast nemen de drie betrokken netbeheerders voor de eigen interne markt een andere houding aan. Zo wordt door de nieuwe ontwikkelingen in Nederland de fysische realiteit duidelijk losgekoppeld van de commerciële contractuele situatie (zie ook paragrafen 11 en 12 van deze studie). Ook in België wordt voor de interne L-gasmarkt enkel gekeken naar de lokale behoeftes om het noodzakelijk totaalniveau aan ingangscapaciteit in te schatten. De allocatie van die ingangscapaciteit gebeurt dan op basis van het *rucksack* principe (zie paragraaf 25 van deze studie). En zoals aangehaald in paragraaf 6 van deze

²⁰ Exclusief Duitsland zoals opgemerkt in paragraaf 14 van deze studie.

studie kan men uitgaan van de hypothese dat in Frankrijk geen nieuwe ontwikkelingen te noteren vallen.

37. Bovendien stelt het Franse ministerie van ecologie, energie, duurzame ontwikkeling en ruimtelijke ordening in haar meest recente publicatie van het indicatief investeringsplan 2009-2020²¹ dat er de komende 10 jaar voor de vraag naar L-gas binnen de Franse L-gasmarkt een lichte stijging van 0,5% per jaar te verwachten valt, een stijging die naar verwachting volledig zal teniet gedaan worden door milieubesparende maatregelen. Een volledige stabilisatie van de behoeftes voor Franse L-gasmarkt is dan ook een voor de hand liggend besluit voor de komende 10 jaar. Het feit dat GDF SUEZ haar contractuele afspraken zowel met Gasterra inzake L-gas als met FLUXYS inzake capaciteit heeft verlengd tot na 2020, bestendigt dit scenario.

38. Samen met de in paragraaf 4 van deze studie aangehaalde situatie in België, waarbij wordt aangenomen dat door het L/H omschakelproces de stijgende capaciteitsvraag voor de lokale Belgische L-gasmarkt wordt opgevangen, is duidelijk dat de markten downstream ten opzichte van het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel de komende tien jaar een vrij stabiel verloop zullen kennen. Ondanks een dalende trend in lange termijn reservaties van uitgangscapaciteit in Nederland, gaat men in België en Frankrijk uit van een zelfde afnameniveau. Gezien het monolithisch karakter van de regionale L-gasmarkt, is het nog verantwoord te noemen dat een netbeheerder in Nederland vasthoudt aan zijn algemene nationale investeringsmethodiek en een dalende trend vooropstelt, terwijl de collega netbeheerders in de beide betrokken markten downstream uitgaan van een zelfde afnameniveau?

39. Strikt juridisch gezien bestaat er momenteel geen verplichting voor individuele netbeheerders om rekening te houden met grensoverschrijdende situaties in de ontwikkeling van lokale regels en procedures. Los van de vraag of daardoor het totaal negeren van duidelijke negatieve gevolgen in een naburig systeem gerechtvaardigd is, wenst de CREG er op te wijzen dat in de nabije toekomst dit juridisch vacuüm wordt bijgestuurd door het derde pakket van Europese regelgeving. Regionale samenwerking tussen netbeheerders moet volgens artikel 7 van de richtlijn 2009/73/EG van 13 juli 2009 van het Europees Parlement en de Raad betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor aardgas en tot intrekking van Richtlijn 2003/55/EG door de Lidstaten opgelegd worden.

²¹ « Plan Indicatif Pluriannuel des Investissements dans le secteur du gaz, période 2009-2020, Ministère de l'écologie, de l'énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire, Appendice : Le gaz B, page 74 ».

40. Door het feit dat gesproken wordt van een kritische situatie vanaf 1 januari 2012, pleit de CREG voor onmiddellijk overleg en samenwerking tussen de betrokken netbeheerders over de landsgrenzen heen. Een gecoördineerde aanpak, waarbij de netbeheerders het vereiste niveau van vaste lange termijn capaciteit voor de achterliggende markten onderling afspreken, onafhankelijk van de reserveringen van de netgebruikers, lijkt aangewezen. Langs de zijde van FLUXYS impliceert dit dat het ingegeven L/H-conversiebeleid van eindklanten in België kan afgesteld worden op het niveau van invoercapaciteit dat met GTS wordt afgesproken. Langs de zijde van GRTgaz impliceert dit dat de vereiste capaciteit in België voor de Franse markt zou afgesteld worden op de eigen behoeftes van de Franse L-gasmarkt. Indien hieruit voor een gelijk constant niveau wordt geopteerd, kan langs de zijde van GTS dit vaste niveau aangehouden worden in hun lange termijn planning, zonder dat hier lange termijnreservaties van de netgebruikers tegenover staan. Als nummer één onder alle aandachtspunten samen, zou de analyse over de haalbaarheid over de grenzen heen van deze strategie de grootste prioriteit moeten krijgen.

V. Besluit

41. Na analyse van de aandachtspunten in verband met de Belgische L-gasmarkt, lijken de hervormingen in Nederland een antwoord te bieden voor wat de beschikbaarheid van L-gas betreft: zowel op macroniveau (bevoorradingzekerheid van België) als voor de vlotte beschikbaarheid ten aanzien van nieuwe en kleinere spelers. De afhankelijkheid van de monopoliepositie van GasTerra voor de bevoorrading van L-gas wordt ingeperkt en betekent een grote sprong voorwaarts met het oog op de mededinging. Dit mag de Belgische overheid echter niet weerhouden om de Nederlandse overheid aan te spreken voor nadere afspraken inzake de standvastigheid van het Nederlandse beleid, bijvoorbeeld met betrekking tot het op peil houden van het productieniveau van het Groningenveld in Nederland.

42. Naast het initiële bevoorradingsvraagstuk, bracht de analyse in dit document ook een kostenbeheersingsvraagstuk aan het licht inzake de uitbreiding in bijkomende conversie-installaties en flexibiliteitmiddelen. Hoe minder productiereserves in het Groningenveld, hoe meer andere conversie- en flexibiliteitmiddelen er zullen nodig zijn in Nederland. Welk niveau van conversiekost aanvaardbaar blijft, lijkt moeilijk in te schatten vanwege het feit dat deze kost intrinsiek deel gaat uitmaken van het vervoerstarief in Nederland (momenteel minder dan 10%). Een gedegen opvolging en coördinatie zal ook hier echter de limieten stelselmatig in de toekomst dienen af te tasten.

43. Tenslotte stipt de CREG aan, binnen zijn bevoegdheid van toezichthouder op de organisatie van de markten, dat de beschikbaarheid en toegang van grensoverschrijdende capaciteit op het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel zorgen baart. Alvast met betrekking tot de beschikbaarheid van voldoende vaste capaciteit zullen keuzes voor een strategie op lange termijn gemaakt moeten worden. In Nederland wordt vastgesteld dat te weinig lange termijnboekingen kunnen worden vastgelegd om het vereiste niveau van de uitgangscapaciteit te kunnen handhaven voor de markten *downstream*. De resultaten sturen aan op een oplossing op korte termijn.

44. De CREG pleit voor een gecoördineerde aanpak tussen GTS, FLUXYS en GRTgaz, waarbij het vereiste niveau van vaste lange termijn capaciteit voor de achterliggende markten op elkaar afgestemd worden, onafhankelijk van de reserveringen voor de lange termijn van de netgebruikers. De regeling zou als het ware de praktijk kunnen kopiëren die nationaal voor de eigen markten reeds van toepassing is en die steunt op een accurate inschatting van de lokale behoeften aan L-gas.

45. Nieuwe Europese wetgeving stuurt aan op intensere regionale samenwerking. De CREG heeft met de voorliggende analyse in deze studie een poging ondernomen om aan te tonen dat de L-gasmarkt tussen Nederland, België en Frankrijk, vanwege haar monolithische structuur, het meest voor de handliggende geval aanbiedt om deze samenwerking in de praktijk uit te werken. Ontoereikende werkmethodes die een eenzijdig verlaging van beschikbare capaciteit bewerkstelligen zonder rekening te houden met grensoverschrijdende effecten zal juridisch nog moeilijk te verdedigen zijn wanneer daartegenover de marktbehoeftes van de achterliggende markten duidelijk kenbaar gemaakt zijn en geen alternatieven voorhanden zijn, zelfs al behoren deze toe aan een andere lidstaat.

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité