

# Risico-evaluatie - Nederland

Door  
Gas Transport Services

Afdeling  
LA  
Rapport  
Risico-evaluatie

Gereed  
2 december 2011

Document  
Risico-evaluatie

Datum, versie

Ons kenmerk

Status  
Definitief

# Inhoud

Samenvatting.....	3
1 Introductie .....	5
2 Infrastructuurnorm.....	6
2.1 Berekening N-1 formule.....	6
2.2 Parameters N-1 formule .....	6
3 Leveringsnorm.....	10
3.1 Nederland hanteert een 1-50 norm.....	10
3.2 Afzwakken norm geringe besparing, maar risico's nemen 2,5x toe .....	11
4 Waardering van de risico's voor de gasleveringszekerheid .....	13
4.1 Volumes: gas speelt een cruciale rol in de Nederlandse energievoorziening .....	13
4.2 Capaciteit: voorbereid op de toekomst, aanpassingen blijven noodzakelijk .....	16
4.3 Werkelijke stromen.....	18
4.4 De mogelijkheid van fysieke gasstromen in beide richtingen.....	18
4.5 De aanwezigheid van productie en opslag .....	19
5 Scenario's .....	21
5.1 Scenario additionele uitval, naast uitval grootste infrastructuur.....	21
5.2 Scenario uitval Groningenveld.....	21
5.3 Scenario afname binnenlandse productie .....	22
5.4 Scenario gasexport naar buitenland volledig onder uitval grootste infrastructuur.....	22
5.5 Scenario invloed mogelijk komst berging Bergermeer .....	22
5.6 Scenario uitval Nord Stream.....	22
5.7 Scenario uitval infrastructuur Wit Rusland en Oekraïne bij een dag met uitzonderlijke hoge gasvraag.....	22
5.8 Scenario uitval infrastructuur Noorwegen.....	23
5.9 Interactie en correlatie met de in andere lidstaten bestaande risico's.....	24

## Samenvatting

De Nederlandse samenleving is sterk afhankelijk van gas. Voor zijn gaslevering is Nederland momenteel niet of nauwelijks afhankelijk van andere landen. De Nederlandse situatie betreffende de leveringszekerheid van gas is daarom fundamenteel anders dan die van andere EU-landen. Deze situatie wordt bevestigd door de toetsing aan de normen zoals gesteld in de Verordening Leveringszekerheid.

Zowel de Nederlandse infrastructuurnorm als de leveringsnorm voldoet ruim aan de gestelde EU-norm. Nederland zit met een uitkomst van de infrastructuurnorm van 162% ver boven de vereiste 100%. Daarnaast voldoen de Nederlandse wettelijk vastgestelde normen voor leveringszekerheid ruim aan de minimum leveringsnorm zoals vastgelegd in de Verordening, zonder daarmee de werking van de interne gasmarkt te belemmeren.

Op termijn neemt de binnenlandse productie van aardgas af. Door tijdige investeringen in pijpleidingen, bergingen, LNG-installaties in Nederland en daarbuiten wordt de markt voldoende (transport)capaciteit geboden om deze afname van binnenlands aanbod te compenseren met additionele importen en mogelijkheden tot het leveren van flexibiliteit. Daarnaast zal de toename van het aanbod van groen gas en mogelijk de productie van niet-conventioneel gas een belangrijke bijdrage leveren aan de beschikbaarheid van de commodity gas.



# 1 Introductie

Ter versterking van de leveringszekerheid van aardgas in de Europese Unie en haar lidstaten, is Verordening (EU) nr. 994/2010 van het Europees Parlement en de Raad van 20 oktober 2010 van kracht gegaan (hierna te noemen de Verordening) en heeft richtlijn 2004/67/EG van de Raad van 26 april 2004 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de aardgasvoorziening vervangen. De Verordening heeft tot doel het voorkomen dat zogenoemde beschermde afnemers (in Nederland de groep van kleinverbruikers) met de nadelige gevolgen van een verstoring in de gaslevering worden geconfronteerd.

De Verordening introduceert hiertoe maatregelen om ervoor te zorgen dat alle lidstaten en spelers op de gasmarkt van tevoren actie nemen om potentiële verstoringen van de gaslevering te voorkomen en mocht toch een verstoring optreden, de gevolgen daarvan zo goed mogelijk te ondervangen.

Het ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (EL&I) is aangewezen als nationale bevoegde instantie. Bij wet is geregeld dat de Minister de beheerder van het landelijk gastransportnet (Gastransportservices (GTS)) kan verzoeken om de in de Verordening genoemde specifieke taken geheel of gedeeltelijk uit te voeren, waarbij de minister uiteraard de eindverantwoordelijkheid houdt. Dit betreft concreet de risico-evaluatie, het preventieve actieplan en het noodplan. Dit document behelst de risico-evaluatie.

Deze risico-evaluatie bevat, onder gebruikmaking van de eisen aan de infrastructuur en de leveringsnorm, een waardering van de risico's voor de gasleveringszekerheid. De risico-evaluatie wordt, conform het bepaalde in de verordening, in beginsel om de twee jaar geactualiseerd.

## 2 Infrastructuurnorm

Artikel 6 van de Verordening stelt minimum eisen ten aanzien van de infrastructuur. De infrastructuur van elke lidstaat moet in staat zijn om de uitval van zijn grootste afzonderlijke gasinfrastructuur te kunnen opvangen (de zogenaamde N-1 indicator), ook gedurende een dag van uitzonderlijk hoge gasvraag.

### 2.1 Berekening N-1 formule

Om vast te stellen of Nederland aan de norm voldoet dient de volgende formule te worden toegepast:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, N - 1 \geq 100 \%$$

Uit de onderstaande berekening blijkt dat Nederland met 162% ruim boven de 100% zit. Deze uitkomst is in overeenstemming met eerdere berekeningen van de Commissie.<sup>1</sup> Details over de gebruikte waarden van de parameters zijn weergegeven in paragraaf 2.2.

$$N - 1 [\%] = \frac{165 + 635 + 37 - 64}{476} \times 100 = 162\%$$

### 2.2 Parameters N-1 formule

In de Verordening staat omschreven hoe de parameters van de formule berekend dienen te worden (zie grijze gekaderde teksten). In deze paragraaf staat omschreven welke Nederlandse waarde bij welke parameter hoort, met daarbij een korte omschrijving hoe de waarde is vastgesteld. Omdat de Verordening niet duidelijk omschrijft in welke specifieke eenheid (calorische waarde) de waarden dienen te worden weergegeven zijn in dit document de waarden zowel in miljoen (of miljard) m<sup>3</sup> (n; 35,17) per dag (Groningen equivalent) als in energie GWh/d opgenomen.<sup>2</sup> Dit laatste vergemakkelijkt een eventuele vergelijking van risico-evaluaties van verschillende landen.

Als peildatum is januari 2012 gekozen. De waarden van de parameters zijn gelijk aan de in het ENTSOG Ten Year Network Development Plan 2011-2020 (TYNDP) gepubliceerde data voor 2012. In aanvulling hierop wordt de waarde voor de technische capaciteit van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur gegeven. Deze wordt niet apart in het TYNDP gepubliceerd.

In de parameters is geen onderscheid gemaakt tussen Groningen gas en Hoogcalorisch gas omdat dit onderscheid door de bepalingen en voorzieningen t.a.v. kwaliteitsconversie niet meer relevant is.

---

<sup>1</sup> Commission Staff Working Document, Accompanying document to the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Directive 2004/67/EC – Impact Assessment” van 16 juli 2009, SEC(2009) 979 final

<sup>2</sup> 1 GWh ~ 102.360 m<sup>3</sup> (n; 35,17). Waarden zijn afrondingen.

*Definitie met betrekking tot de vraagzijde*

*D max — de totale dagelijkse gasvraag (in miljoen m<sup>3</sup> per dag) in het berekend gebied gedurende een dag met uitzonderlijk hoge gasvraag met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar.*

In Nederland is op basis van het Besluit leveringszekerheid Gaswet bepaald dat de netbeheerder van het landelijk gastransportnet de verantwoordelijkheid heeft om het volume en de capaciteit te reserveren voor de extra gasvraag van kleinverbruikers tijdens extreem koude dagen (zie ook hoofdstuk 3). GTS berekent jaarlijks opnieuw de totale te verwachten dagelijkse gasvraag in Nederland in de komende jaren met in achtneming van bovengenoemde piekomsomstandigheden. Op basis van dit piekscenario plant GTS haar netwerk. Nederland kent gaskwaliteitsconversie, daarom is voor de totale gasmarkt één berekening gemaakt. In Nederland worden demand-side measures niet toegepast en zijn daarom niet meegenomen bij de calculatie van D-max.

**D-max = 476 mcm (n; 35,17)/d**  
**(D-max = 4.648 GWh/d)**

*Definities met betrekking tot de aanbodzijde*

*EP m — de technische capaciteit van andere entrypunten (in miljoen m<sup>3</sup> per dag) dan de onder P m, S m en LNG m vallende productie-, LNG- en opslagfaciliteiten: de som van de technische capaciteit van alle entrypunten op de grens die gas aan het berekend gebied kunnen leveren.*

Het Nederlandse transportnet is direct verbonden met vier landen in Europa. Via de verbindingen met België kan zowel gas geëxporteerd worden als geïmporteerd. Hetzelfde geldt voor de verbindingen met Duitsland.

Via de verbinding met het Verenigd Koninkrijk kan alleen gas geëxporteerd worden en via de verbinding met Noorwegen kan alleen gas geïmporteerd worden.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de maximale grenscapaciteit tussen Nederland en buurlanden. Hiermee is tevens invulling gegeven aan artikel 9:1e van de Verordening.

Nederland maximale grenscapaciteit situatie 2012			
<b>België</b>			
Entry	38 mcm (n; 35,17)/d	(373 GWh/d)	
Exit	114 mcm (n; 35,17)/d	(1109 GWh/d)	
<b>Duitsland</b>			
Entry	43 mcm (n; 35,17)/d	(417 GWh/d)	
Exit	188 mcm (n; 35,17)/d	(1838 GWh/d)	
<b>Noorwegen</b>			
Entry	84 mcm (n; 35,17)/d	(823 GWh/d)	
Exit	0 mcm (n; 35,17)/d	(0 GWh/d)	
<b>Verenigd Koninkrijk</b>			
Entry	0 mcm (n; 35,17)/d	(0 GWh/d)	
Exit	46 mcm (n; 35,17)/d	(449 GWh/d)	

Bron: GTS opgave zoals opgenomen in ENTSOG Ten Year Network Development Plan 2011-2020  
(toepassing lesser rule)

Entry Nederland uit België: 38 mcm (**n; 35,17**)/d  
 Entry Nederland uit Duitsland: 43 mcm (**n; 35,17**)/d  
 Entry Nederland uit Noorwegen: 84 mcm (**n; 35,17**)/d  
 Totaal Entry: 165 mcm (**n; 35,17**)/d

**EPm = 165 mcm (n; 35,17)/d**  
**(EPm = 1.613 GWh/d)**

*P m — maximale technische productiecapaciteit (in miljoen m<sup>3</sup> per dag): de som van de maximale technische dagelijkse productiecapaciteit van alle gasproductiefaciliteiten die op de entrypunten in het berekend gebied kan worden geleverd.*

*S m — maximale technische onttrekkingscapaciteit uit opslag (in miljoen m<sup>3</sup> per dag): de som van de maximale technische dagelijkse onttrekkingscapaciteit uit alle opslagfaciliteiten die op de entrypunten in het berekend gebied kan worden geleverd, rekening houdend met hun respectieve fysieke eigenschappen.*

In Nederland wordt gas geproduceerd uit het Groningen veld en uit een groot aantal kleine velden. De kleine velden zijn deels op het vasteland gelegen en deels op het Nederlandse deel van de Noordzee. Via offshore verzamelleidingen wordt dit gas op een aantal punten ingevoerd op het transportnet, waarvan de belangrijkste zijn gelegen in het noorden van Groningen en in Noord-Holland. Als aanvulling op deze productie zijn de laatste jaren gasopslagfaciliteiten gebouwd waarmee de productiecapaciteit op momenten van hoge marktvaart kan worden aangevuld.

Overeenkomstig de data in het TYNDP is de totale waarde hier weergegeven.

**Pm en Sm = 635 mcm (n; 35,17)/d**  
**(Pm en Sm = 6.207 GWh/d)**

*LNG m — maximale technische capaciteit van de LNG-faciliteiten (in miljoen m<sup>3</sup> per dag): de som van de maximaal mogelijke technische dagelijkse uitzendcapaciteit van alle LNG-faciliteiten in het berekend gebied, rekening houdend met kritische elementen als het ontladen, bijbehorende diensten, tijdelijke opslag en hervergassing van LNG alsook de technische uitzendcapaciteit aan het systeem.*



Nederland beschikt vanaf september 2011 over de mogelijkheid tot inzet van een LNG-terminal, de GATE terminal op de Maasvlakte in Rotterdam.

**LNGm = 37 mcm (n; 35,17)/d**  
**(LNGm = 365 GWh/d)**

*I m — technische capaciteit van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur (in miljoen m<sup>3</sup> per dag) met de grootste capaciteit voor om het berekend gebied te beleveren. Wanneer meerdere gasinfrastructuren met een gemeenschappelijke upstream- of downstream gasinfrastructuur zijn verbonden en niet afzonderlijk kunnen worden geëxploiteerd, worden zij als één gasinfrastructuur beschouwd.*

Op basis van de bij GTS bekende gegevens is vastgesteld dat de bërging Grijskerk de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur met de grootste capaciteit van Nederland is. In hoofdstuk 5 wordt hierop een nadere toelichting gegeven.

**I m = 64 mcm (n; 35,17)/d**  
**(I m = 629 GWh/d)**

## 3 Leveringsnorm

### 3.1 Nederland hanteert een 1-50 norm

Artikel 8 van de Verordening stelt minimum eisen ten aanzien van de leveringsnorm. In Nederland zijn sinds 2004 via de 'Gaswet' en het 'Besluit leveringszekerheid Gaswet'<sup>3</sup> normen voor de infrastructuur en leveringszekerheid vastgelegd. De Nederlandse norm is strikter dan de minimum norm zoals vastgelegd in Verordening 994/2010. Ook andere lidstaten hanteren een strengere norm.

De Nederlandse landelijk transportbeheerder is op basis van het Besluit wettelijk verantwoordelijk voor de zowel de capaciteit als de volumes die nodig zijn om de kleinverbruikersmarkt in Nederland tussen de -9°C en -17°C te kunnen beleveren (de zogenaamde pieklevering). Daarnaast zijn er standardeisen aan leveranciers van kleinverbruikers gesteld, onder meer via het Besluit vergunning levering gas aan kleinverbruikers<sup>4</sup>.

De Europese norm van 1:20 jaar<sup>5</sup> laat zich voor Nederland vertalen naar een temperatuur van -15,5°C (op de koudste dag in een periode van 7 of 30 dagen heerst in Nederland een landelijk gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -15,5°C) De bestaande Nederlandse norm voor infrastructuur en leveringszekerheid onder piekomstandigheden is gerelateerd aan een situatie die zich voordoet bij een gemiddelde etmaaltemperatuur van -17°C, overeenkomend met een waarschijnlijkheid van eens per 50 jaar.

De Europese leveringsnorm beperkt zich wat betreft extreme temperaturen tot een zeven dagen durende piekperiode en tot een 30 dagen durende periode van uitzonderlijke hoge gasvraag. Dit wordt in Nederland ondervangen met de Nederlandse norm die is gebaseerd op een winter die ééns in de 50 jaar voorkomt en de in zo'n winter verwachte temperatuursverdeling over de dagen. Daarmee is de genoemde periode van zeven dagen qua temperatuur en de 30 dagen qua gasafzet begrensd.

Dit is vastgelegd in het Besluit leveringszekerheid Gaswet<sup>6</sup>. In dit besluit zijn tevens meer algemene bepalingen opgenomen voor het geval dat een leverancier niet aan zijn verplichtingen kan voldoen. In dat geval heeft GTS een coördinerende rol en dient zij ervoor te zorgen dat de klanten van de in gebreke blijvende vergunninghouder voorzien blijven van gas terwijl deze worden "verdeeld" over de andere vergunninghouders. Er is immers geen gastekort als een vergunninghouder failliet gaat, de markt lost dit op. Hiermee wordt het voor deze klanten mogelijk gemaakt om binnen een redelijke termijn een andere vergunninghouder te kiezen zonder dat hun gasvoorziening in de knel komt.

---

<sup>3</sup> de Algemene Maatregel van Bestuur van 13 april 2004, houdende regels inzake voorzieningen in verband met de leveringszekerheid (Besluit leveringszekerheid Gaswet)

<sup>4</sup> Staatsblad nr. 234, jaargang 2003, Besluit van 2 juni 2002, Besluit vergunning levering gas aan kleinverbruikers

<sup>5</sup> Verordening 994/2010 artikel 8.1 a) en b)

a) extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;

b) een ten minste dertig dagen durende periode van uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;

<sup>6</sup> Staatsblad nr 170, jaargang 2004, Besluit van 13 april 2004, Besluit leveringszekerheid Gaswet

In het geval van het uitvallen van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden spreekt de Europese minimum leveringsnorm over een dertig dagen durende periode. Hierbij is er geen sprake van 'piekomstandigheden.' In Nederland is een dergelijke situatie ondervangen met de standardeisen die aan leveranciers van kleinverbruikers worden gesteld. Deze eisen richten zich op de verplichting tot het leveren van gas en de organisatorische, financiële en technische kwaliteiten van de leveranciers.<sup>7</sup>

### **3.2 Afzakken norm geringe besparing, maar risico's nemen 2,5x toe**

De Nederlandse norm is gerelateerd aan een temperatuurswaarneming uit 1987. Op 14 januari 1987 was de effectieve etmaaltemperatuur in de Bilt  $-17,7^{\circ}\text{C}$  (de Bilt is de plaats waar deze temperatuur volgens het Besluit Leveringszekerheid Gaswet gemeten moet worden). Naast het gegeven dat een effectieve dagtemperatuur van  $-17^{\circ}\text{C}$  daarmee een reële aanname is, wordt de door Nederland gehanteerde norm noodzakelijk geacht in verband met de cruciale rol die gas speelt in de Nederlandse energievoorziening (zie hoofdstuk 4). In Nederland zijn 96% van de huishoudens aangesloten op gas.

Afzakking van de norm en de daarmee gepaard gaande reductie in kosten hebben met name betrekking op productie- en transportcapaciteit (entry- en exitcapaciteit) en niet op volume, omdat deze beperkt van omvang is.

Het afzakken van de 1:50 norm in Nederland heeft tot gevolg dat de te beleveren piek capaciteitsvraag met circa 0,55 mln. m<sup>3</sup>/h daalt (voor Nederland als geheel geldt een piekvraag van circa 19 mln. m<sup>3</sup>/h). Implementatie van een afgezwakte norm (= hanteren 1:20 norm) heeft tot gevolg dat bij een 1:50 gebeurtenis een bevolkingscentrum met een omvang groter dan Amsterdam niet beleverd kan worden.

De kostenbesparing voor de kleinverbruikers, wanneer een dergelijke hoeveelheid van productie- en transportcapaciteit, niet hoeft te worden gereserveerd bedraagt circa €4 per aansluiting per jaar<sup>8</sup>. Op de jaarlijkse gasrekening van een huishouden is dit circa 0,5%. Met het afzakken van de leveringsnorm wordt een jaarlijkse besparing op de gasrekening van circa 0,5% bereikt maar wordt het risico op een omvangrijke onderbreking van de gasvoorziening 2,5 keer zo groot. Dat terwijl de totale hoeveelheid gas die hiermee is gemoeid zeer beperkt is, een ordegrrootte van 10 mln m<sup>3</sup> (op jaarbasis). Dit is ongeveer 0,01% van de jaarlijkse hoeveelheid getransporteerd gas door het Nederlandse net en vormt daarmee, gezien deze relatief geringe hoeveelheid, geen belemmering voor de interne Europese markt.

Ook de gereserveerde transportcapaciteit die extra ter beschikking van de markt gesteld kan worden indien de norm verlaagd zou worden is zeer beperkt aangezien de voor dit doel aangewende capaciteit specifiek voor dit doel in het leven is geroepen. De bron (d.w.z. tijdelijke productiefaciliteit) is de LNG peakshaver van GTS/Gasunie op de Maasvlakte. Deze speelt zowel een rol in de levering van gas als in de besparing op transportcapaciteit. Dit laatste is gelegen in het feit dat de LNG peakshaver dicht bij de markt staat en daarmee tevens een transportbeperkende rol speelt die noodzakelijk is bij zeer hoge marktvraag. Bij

---

<sup>7</sup> Artikel 43 en volgend van de Gaswet.

<sup>8</sup> De berekening van de € 4 komt als volgt tot stand. Voor de reservering van de transmissiecapaciteit voor een periode van 3 maanden komt deze 0,55 miljoen m<sup>3</sup>/uur overeen met een mindering op het bedrag van € 2,2 per huishouden. Dit is gebaseerd op de transmissietarieven van 2010. Voor het contracteren van capaciteit in bergingen komt dit overeen met een mindering op het bedrag van € 1,3 per huishouden. Dit bedrag is gebaseerd op de concrete aanbiedingen van partijen voor bergingscapaciteit in de winter 2009/2010

de dimensionering van het leidingnet is hiermee destijds rekening gehouden. De LNG peakshaver is i.v.m. de beperkte inhoud van de tanks zeer beperkt inzetbaar. Voldoende om de leveringszekerheid te waarborgen bij zeer lage temperaturen maar onvoldoende om extra transportcapaciteit bij hogere temperaturen ter beschikking te stellen. Met andere woorden: het afzakken van de norm en het niet meer maximaal inzetten van de LNG peakshaver maakt geen capaciteit vrij voor de markt.

## 4 Waardering van de risico's voor de gasleveringszekerheid

Dit hoofdstuk belicht per paragraaf de relevante nationale en regionale omstandigheden, zoals artikel 9:1b van de Verordening voorschrijft. Als input zijn de meest recent beschikbare data uit openbare bronnen gebruikt.

### 4.1 Volumes: gas speelt een cruciale rol in de Nederlandse energievoorziening

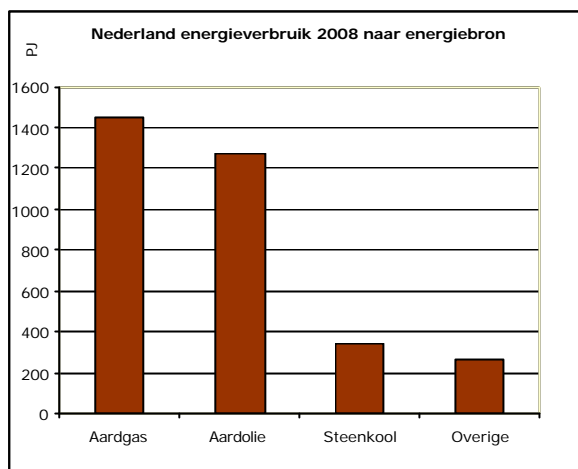
In Nederland is aardgas de belangrijkste energiebron. In Nederland zijn bovendien 96% van de huishoudens aangesloten op gas. Ter vergelijking in het Verenigd Koninkrijk betreft dit percentage 82%, in Duitsland 42% en in België 55%.<sup>9</sup> Onderstaande figuur illustreert het hoge gasverbruik per hoofd van de Nederlandse bevolking.



Bron: rapport Energie in Nederland 2011<sup>10</sup>

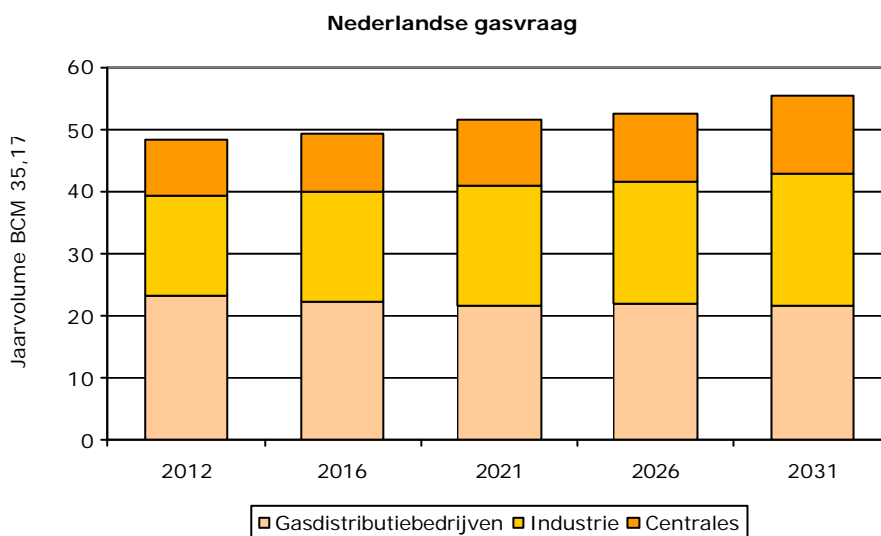
<sup>9</sup> Gebaseerd op gegevens Oxford University, BP Statistical Review, KEMA en Rapport Energie in Nederland 2011

<sup>10</sup> Energie in Nederland is een uitgave van de Energiezaak in samenwerking met de brancheorganisaties Energie-Nederland, de vereniging van energiebedrijven in Nederland en Netbeheer Nederland, Vereniging van Energiënetbeheerders in Nederland. Arnhem, augustus 2011



Bron: CBS 2011

Zeker tot 2030 blijft gas een belangrijke energiebron in Nederland.<sup>11</sup> Zoals weergegeven in onderstaande figuur kent de Nederlandse gasvraag een gestage groei tot zeker 2030. De gasdistributiebedrijven (waaronder de kleinverbruikersmarkt) en grote industrieën blijven de belangrijkste afnemers van gas. De onderstaande geprognosticeerde Nederlandse gasvraag (volumes) gaat uit van een normale winter.



Bron: GTS, Rapportage Voorzieningszekerheid 2011

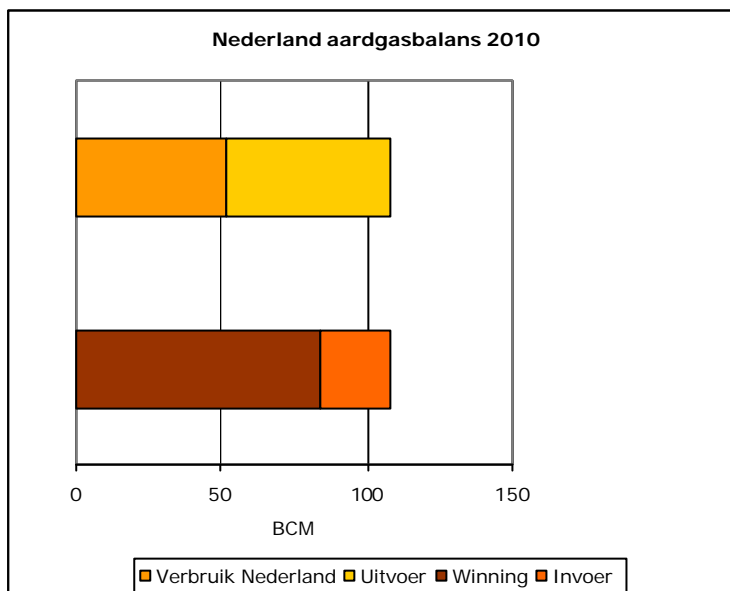
Een belangrijke reden voor de gestage groei in gasvraag is de rol die gas speelt in een duurzame energievoorziening. Aardgas is de schoonste fossiele brandstof en zal in de toekomst steeds meer aangevuld worden met volumes groen gas.

Opwekking van elektriciteit vindt in Nederland grotendeels plaats door gasgestookte centrales, zoals geïllustreerd in onderstaande figuur. Ten opzichte van de andere Europese landen is het aandeel elektriciteitsopwekking door gasgestookte centrales hoog in Nederland. Daarnaast bestaat bijna een kwart van het opgesteld elektrisch productievermogen in

<sup>11</sup> Energierapport 2011, Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie 2011



Nederland is de grootste gasproducent binnen de EU (zie paragraaf 4.5 voor de geprognosticeerde Nederlandse aardgasproductie). Daarnaast importeert en exporteert Nederland ook veel gas. Nederland zelf verbruikt zo'n 40% van de totale hoeveelheid gas die jaarlijks door het land stroomt.



Bron: CBS 2011 o.b.v. GTS data

Uit de de figuren 'de Nederlandse Gasvraag' en 'Gasproductie in Nederland' (zie paragraaf 4.5) volgt een doorkijk naar de periode 2030. Het binnenlands verbruik zal gestaag toenemen en de binnenlandse productie zal afnemen. Er zal meer geïmporteerd moeten gaan worden. Hoeveel, is mede afhankelijk van de transitstromen door Nederland. Ten aanzien van de toekomstige invoer en uitvoer van volumes aardgas kan verwezen worden naar de marktinformatie zoals opgenomen in de rapportage 'Voorzieningszekerheid Gas'. Hieruit blijkt dat de markt nog additionele volumes moet contracteren om ook op termijn te kunnen voldoen aan de Nederlandse gasvraag. Mogelijk vertrouwen marktparticipanten op het ruime aanbod van gas op de Nederlandse spotmarkt TTF al dan niet via de beurs APX-ENDEX.

#### 4.2 Capaciteit: voorbereid op de toekomst, aanpassingen blijven noodzakelijk

Het gastransportnet (capaciteit) wordt doorlopend aangepast om ervoor te zorgen dat het net zodanig ingericht is dat aan de transportbehoefte voldaan kan worden. Over de toestand van het Nederlandse transportnet en de behoefte aan transportcapaciteit wordt regelmatig gerapporteerd in de Kwaliteits- en Capaciteitsdocumenten van de Nederlandse netbeheerders<sup>13</sup>. Door deze wettelijke verplichting worden de risico's en de capaciteits van het Nederlandse transportnet gemonitord en worden de noodzakelijke investeringen gerapporteerd.

De transportbehoefte verandert in de loop van de tijd. Vanzelfsprekend is deze afhankelijk van de positie van gas op de Noordwest Europese markt. Echter, een belangrijke reden voor het aanpassen van het transportnet is het feit dat de binnenlandse gasproductie daalt en dat

13

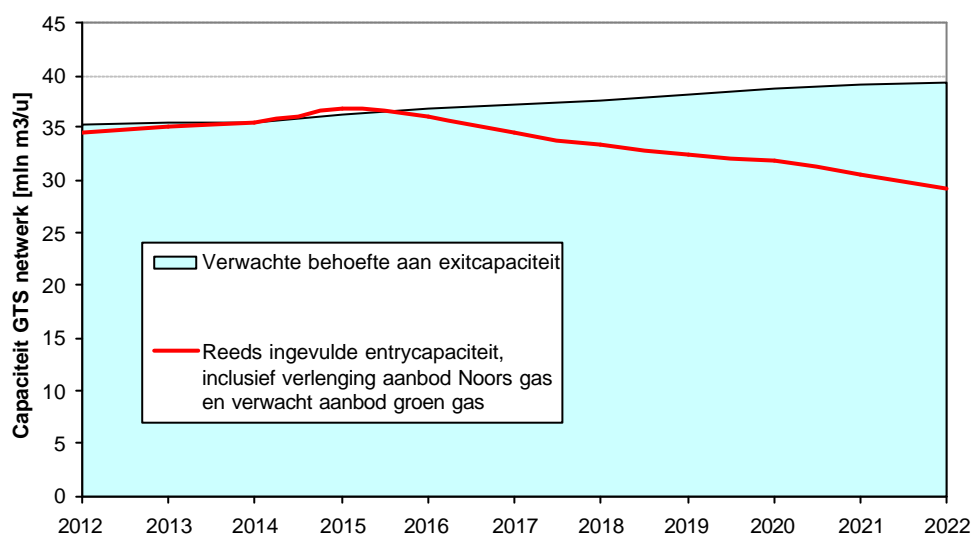
[http://www.nma.nl/regulering/energie/gas/regulering\\_regionale\\_netbeheerders/overzicht\\_netbeheerder\\_s\\_en\\_ontheffingen/default.aspx](http://www.nma.nl/regulering/energie/gas/regulering_regionale_netbeheerders/overzicht_netbeheerder_s_en_ontheffingen/default.aspx), op de website van NMa is een overzicht van de in Nederland actieve Regionale netbeheerders te vinden. De KCDs zijn via de individuele websites te verkrijgen.



vervangende (additionele) volumes geïmporteerd moeten worden en grenspunten derhalve uitgebreid. Dat betekent dat nieuwe entry capaciteit en achterliggende infrastructuur gerealiseerd moet worden. Ook ontstaat daardoor behoefte aan aanvullende bergingscapaciteit.

Na 2020 zullen hernieuwbare energiebronnen (volumes) een grotere rol gaan spelen in het Europese energieaanbod. Vooralsnog heeft deze volume-substitutie een zeer beperkte invloed op de vraag naar gastransportcapaciteit. Immers, het karakter van wind- en zonnenergie brengt met zich mee dat er back-up capaciteit (vooral gas) moet zijn. .

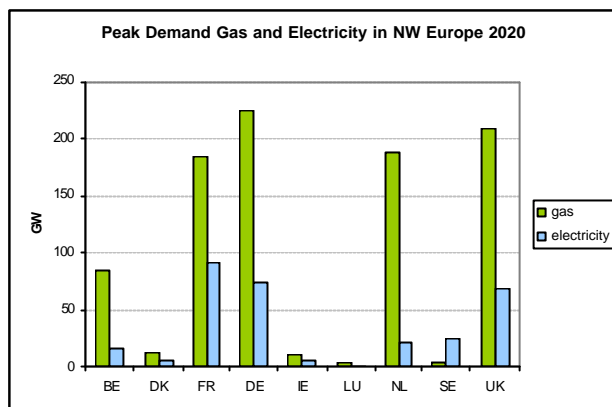
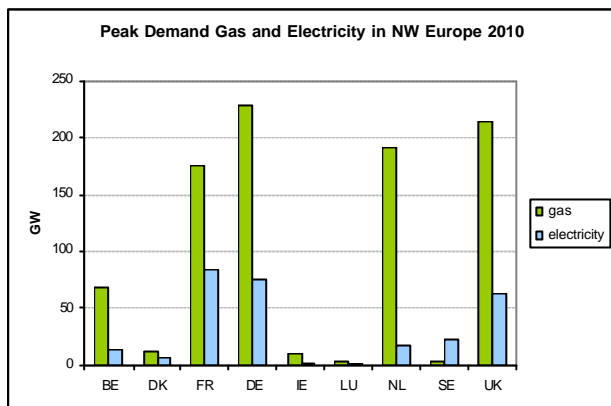
Onderstaande figuur is een weergave van de verwachte ontwikkeling van de vraag naar en het aanbod van transportcapaciteit in het Nederlandse hoge druk netwerk. Uit deze figuur kan worden afgeleid dat verdere aanpassingen in het Nederlandse netwerk verwacht worden.



Bron: GTS, Rapportage Voorzieningszekerheid 2011

De belangrijke rol die gas zal spelen bij het leveren van energie ten tijde van piekvraag en/of het wegvallen van intermitterende energiebronnen (wind en zon) betekent dat ook bij een eventueel stagnerende Nederlandse marktvaart naar gasvolumes, de vraag naar capaciteit kan toenemen. Reeds nu is de piekvraag naar gas 10 maal zo groot als de piekvraag via naar elektriciteit.<sup>14</sup> Uit onderstaande figuur kan worden afgeleid dat het Nederlandse netwerk van pijpleidingen, bergingen en een LNG-terminal 10 maal zo veel energie aan de binnenlandse markt kan leveren als het bestaande elektriciteitsnetwerk in Nederland.

<sup>14</sup> Vergelijking op basis van ENTSOG TYNDP 2011-2020 en Eurelectric rapport Power Statistics, 2010 edition.



Bron: GTS

### 4.3 Werkelijke stromen

Werkelijke stromen tussen Nederland en buurlanden in 2010			
<b>België</b>			
	Naar/via België	15,9 BCM (n; 35,17)	(~155.334 GWh/jr)
	Uit/via België	2,4 BCM (n; 35,17)	(~23.447 GWh/jr)
<b>Duitsland</b>			
	Naar/via Duitsland	31,5 BCM (n; 35,17)	(~307.737 GWh/jr)
	Van/via Duitsland	4,6 BCM (n; 35,17)	(~44.939 GWh/jr)
<b>Noorwegen</b>			
	Naar/via Noorwegen	0 BCM (n; 35,17)	(0 GWh/jr)
	Van/via Noorwegen	12,2 BCM (n; 35,17)	(~119.187 GWh/jr)
<b>Verenigd Koninkrijk</b>			
	Naar/via VK	9 BCM	(~87.925 GWh/jr)
	Van/via VK	0 BCM	(0 GWh/jr)

Bron: o.b.v. GTS data fysieke gasbalans 2010

### 4.4 De mogelijkheid van fysieke gastromen in beide richtingen

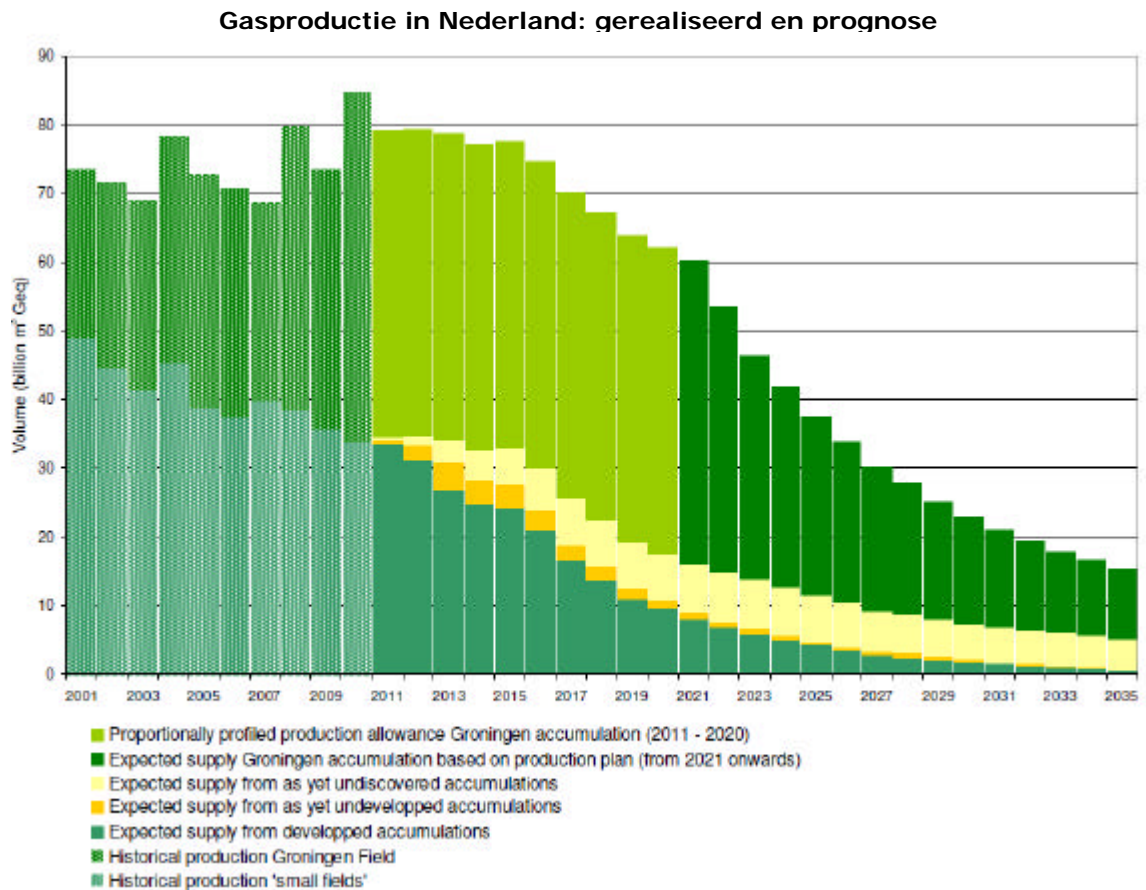
Artikel 7 van de Verordening stelt dat transmissiesysteembeheerders uiterlijk op 3 maart 2012 bij hun lidstaten voor elke grensoverschrijdende interconnectie tussen lidstaten een voorstel voor capaciteit in de tegengestelde richting of een verzoek tot vrijstelling van de bi-directionele capaciteitsverplichting moeten indienen.

L-gas grenspunten zijn aansluitpunten op productiefaciliteiten in Nederland. De achterliggende gebieden van deze exit-punten in het buurland kennen geen tot vrijwel geen aanbod. De grenspunten Emden zijn de punten via waar Nederland Noors gas importeert. Het betreft hier aansluitingen op Noorse productielocaties. Tussen Nederland en Duitsland en Nederland en België is fysieke reverse flow (H-gas) reeds mogelijk. Uit recente marktconsultaties (Open Seasons) kwam naar voren dat er geen additionele capaciteitsbehoefte op deze grenspunten is.

Virtuele reverse flow met het Verenigd Koninkrijk is mogelijk via de BBL. Ten aanzien van dit grenspunt heeft een consultatieronde plaatsgevonden over de vraag of de markt behoefte

heeft aan volledige reverse flow op dit punt. Naar aanleiding van de beperkte response hierop vindt nader overleg plaats. De uitkomst hiervan zal resulteren in ofwel het mogelijk maken van capaciteit in de tegengestelde richting of een verzoek tot vrijstelling van deze bi-directionele capaciteitsverplichting.

#### 4.5 De aanwezigheid van productie en opslag



Bron: TNO Prognose Gasproductie 2001-2035- Annual Review 2010 (publicatie juni 2011)

## Gasopslag in Nederland

	Type	Calorische waarde	Maximale Uitzendcapaciteit	Maximale Injectiecapaciteit	Werkgasvolume
			mln. m <sup>3</sup> / dag t.q.	mln. m <sup>3</sup> / dag t.q.	BCM t.q.
Norg	DGF	G	51	30	3
Grijpskerk	DGF	H	55	12	1,5
Alkmaar	DGF	G	36	3,6	0,5
Zuidwending	Caverne	G	38	19	0,2
Bergermeer (2013)	DGF	H	57	42	4,1

Bron: GTS, Rapportage Voorzieningszekerheid 2011

De inheemse gasproductie speelt tot op heden een belangrijke rol bij het opvangen van schommelingen in de Noordwest Europese marktvrage. Met de afname van die gasproductie neemt de beschikbare natuurlijke flexibiliteit af. Om deze afnemende productieflexibiliteit op te vangen, wordt de rol van bergingen steeds groter. Daarbij moet een belangrijk onderscheid worden gemaakt tussen bergingen die de zomer-winter variatie kunnen leveren en bergingen die relatief korte pieken in de gasvrage kunnen opvangen. Leeg geproduceerde gasvelden (Depleted Gas Fields, DGF) zijn bij uitstek geschikt om de seizoensschommelingen op te vangen. Zoutcavernes worden vaak gebruikt voor kortere pieken, maar kunnen met een zeer groot opslagvolume ook worden gebruikt om seizoensvrage en -aanbod op elkaar af te stemmen.

## 5 Scenario's

Artikel 9:1c van de Verordening stelt dat in de evaluatie van de risico's voor de gasleveringszekerheid verscheidene scenario's doorlopen dienen te worden en de waarschijnlijke gevolgen geëvalueerd. Daarbij kunnen parameters zoals een uitzonderlijk hoge gasvraag of verstoring van de levering, zoals het uitvallen van belangrijke transmissie-infrastructuur, opslagfaciliteiten of LNG-terminals en verstoring van de levering door leveranciers uit derde landen een rol spelen. De uitzonderlijke hoge gasvraag is het standaard uitgangpunt bij de onderstaande scenario's.

Het Nederlandse hoge druk netwerk is zeer robuust. Alle belangrijke subsystemen in dit netwerk zijn uitgerust met een reservesysteem (redundantie, ook wel N+1 subsystemen genoemd). Als er een zeer hoge beschikbaarheid wordt gevraagd (voor kritische functies) dan wordt een geheel systeem redundant (dubbel) uitgevoerd in een onafhankelijke uitvoering of is er een ander systeem elders in het gastransportnet dat de functie kan overnemen (een back-up systeem). Indien er een calamiteit zou zijn bij de Centrale Commando Post in Groningen, dan is 'besturing' van het netwerk ook vanaf een andere (vertrouwelijke) locatie in Nederland mogelijk. In verband met het gebruik van (steeds meer) elektrisch aangedreven compressoren kan grootschalige uitval van elektriciteit gevolgen hebben voor de productie en transport van (en de vraag naar) gas. Deze verwevenheid van elektriciteit en gas is meegenomen in het scenario uitval Groningenveld (5.2).

### 5.1 Scenario additionele uitval, naast uitval grootste infrastructuur

De N-1 formule heeft als uitgangspunt de uitval van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur met de grootste capaciteit. Het scenario kan dus niet verzwaard worden door een andere afzonderlijke infrastructuur (grenspunt, berging, productiepoint of LNG terminal) dan de berging Grijpskerk op te nemen.

Stel de enige LNG terminal in Nederland valt tegelijk met Grijpskerk uit, dan ligt de uitkomst van de N-1 norm op 147%.

Uit berekening blijkt, dat zelfs al valt in Nederland infrastructuur met 2x de capaciteit van Grijpskerk uit, de uitkomst van de N-1 formule nog steeds tegen de 150% ligt.

### 5.2 Scenario uitval Groningenveld

Het Groningen veld is niet één fysiek entry punt, maar bestaat uit verschillende clusters die zijn aangesloten op een ringverbinding.

Deze clusters zijn voor wat betreft de aanvoer van elektriciteit opgedeeld in 11 onafhankelijke groepen.

Uitval van de groep van clusters met de hoogste capaciteit betekent het wegvallen van een hoeveelheid productiecapaciteit van maximaal 45 mln m<sup>3</sup>/d.

Daarmee ligt deze capaciteit lager dan de capaciteit van de berging Grijpskerk.

De uitkomst van de N-1 formule bij uitval van één van de Groningen productiepunten zal dus juist tot een hoger percentage leiden.

### 5.3 Scenario afname binnenlandse productie

Afname van de Nederlandse binnenlandse aardgasproductie op termijn is een feit. Deels kan dit volumeverlies gecompenseerd worden met een toename van het binnenlandse aanbod aan groen gas en mogelijk op termijn door de winning van schaliegas.

De Nederlandse en Europese infrastructuur wordt reeds aangepast aan deze veranderende omstandigheden. Entry op de grenspunten wordt uitgebreid om deze volumestromen toe te kunnen laten nemen en de bergingscapaciteit wordt uitgebreid om voldoende swing te kunnen genereren. Of er ook daadwerkelijk voldoende gasvolume beschikbaar is, net als in het scenario 'uitval Nordstream', afhankelijk van de volumecontracten van shippers/handelaars.

### 5.4 Scenario gasexport naar buitenland volledig onder uitval grootste infrastructuur

In de N-1 formule wordt alleen de binnenlandse vraag (Dmax) meegenomen. De exitcapaciteiten op grenspunten zijn niet opgenomen in de N-1 formule. Het is echter aannemelijk dat bij uitval van de grootste infrastructuur in Nederland (en onder condities zoals gesteld in de N-1 formule) wel in de maximale exportcapaciteit moet worden kunnen voorzien. Indien de export wordt meegenomen in Dmax (cijfers overgenomen uit overzicht maximale grenscapaciteit Nederland, hoofdstuk 2.2 parameter E<sub>Pm</sub>) dan resulteert dit in een N-1 uitkomst onder de 100%.

$$N-1 [\%] = \frac{165 + 635 + 37 - 64}{476 + 114 + 188 + 46} \times 100 = 94\%$$

### 5.5 Scenario invloed mogelijk komst berging Bergermeer

De bergingen Grijpskerk en Norg zijn in de jaren negentig in de buurt van het Groningenveld ontwikkeld om de capaciteit (swing) op peil te kunnen houden. De bergingscapaciteit is in Nederland de laatste jaren sterk uitgebreid en nieuwe projecten staan op stapel. Indien de berging Bergermeer wordt gerealiseerd dan groeit de uitkomst van de N-1 norm naar ruim boven de 170%.

Extra productiecapaciteit ter grootte van Bergermeer zou het percentage genoemd onder 5.4 omhoog brengen tot juist boven de 100%

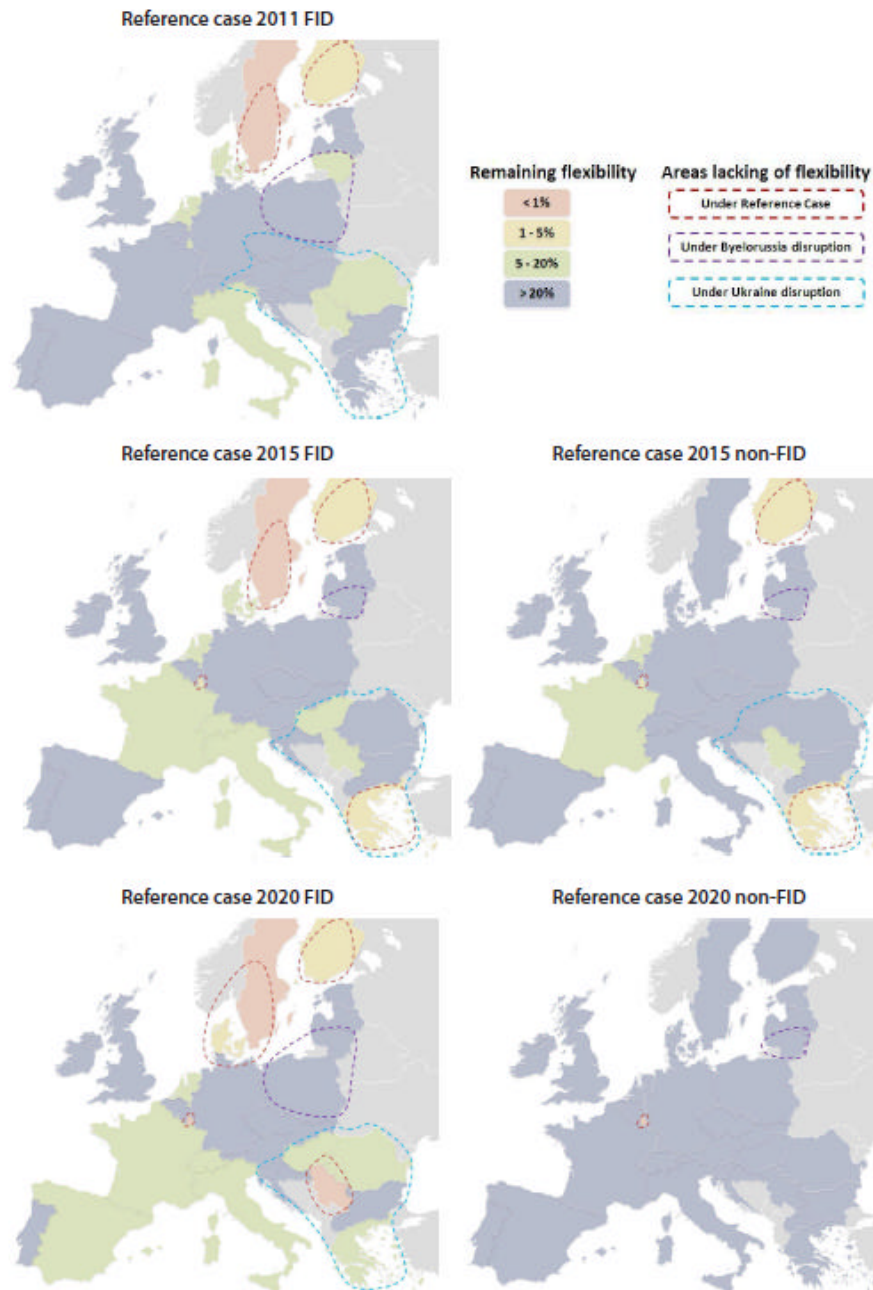
### 5.6 Scenario uitval Nord Stream

Indien de Nordstream pijpleiding uitvalt dan is er in Noordwest Europa voldoende infrastructuur om gas via een andere route naar de afnemers te krijgen. Dit is het resultaat van de sterk toegenomen capaciteit op de Noordwest Europa markt om de markt beter te kunnen faciliteren. Of er ook voldoende volumes getransporteerd gaan worden hangt af van de keuzes die de shippers/handelaars dan maken.

### 5.7 Scenario uitval infrastructuur Wit Rusland en Oekraïne bij een dag met uitzonderlijke hoge gasvraag

In het Ten Year Network Development Plan van ENTSOG is geanalyseerd of onder zeer hoge dagelijkse vraag er voldoende flexibiliteit (fysieke congestie op entrypunten) op de Europese

grenspunten aanwezig is om een uitval van infrastructuur in Wit Rusland of Oekraïne op te kunnen vangen. Onder flexibiliteit wordt verstaan: in hoeverre de fysieke flow nog vergroot kan worden binnen de technische capaciteit. Zoals uit onderstaande overzicht uit het TYNDP blijkt, zijn er onder deze omstandigheden (binnen de aannames van the TYNDP) geen problemen te voorzien ten aanzien van de leveringszekerheid.



Bron: *ENTSO TYNDP 2011-2020*

### 5.8 Scenario uitval infrastructuur Noorwegen

In het Ten Year Network Development Plan van ENTSOG is geanalyseerd of onder zeer hoge dagelijkse vraag er voldoende flexibiliteit op de Europese grenspunten aanwezig is om een totale uitval van Noorse export naar het Verenigd Koninkrijk op te kunnen vangen. Uit deze

analyse blijkt er in dit scenario geen negatieve gevolgen voor de leveringszekerheid in Nederland zijn. Uit de N-1 formule is reeds geconcludeerd dat ook uitval van Noorse import via Emden opgevangen kan worden in Nederland.

#### **5.9 Interactie en correlatie met de in andere lidstaten bestaande risico's**

Artikel 9:1d stelt dat de interactie en correlatie met de in andere lidstaten bestaande risico's geïdentificeerd moeten worden. Omdat dit de eerste risico-evaluatie is die gemaakt moet worden, kent GTS de geïdentificeerde risico's in de andere lidstaten niet. Bij een volgende risico-evaluatie zal GTS eventueel nader in gaan op de interactie met de dan bekende risico's in buurlanden.