

De Nederlandse gasmarkt

Vraag en aanbod, leveringszekerheid en marktwerking



GasTerra

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	2
1. Conclusie	3
2. Analyse vraag-aanbodbalans Nederland voor gasjaar 2025/2026	4
2.1 Volumes koud jaar.....	4
2.2 Capaciteiten koude winterdag, Norg niet beschikbaar (N-1).....	6
2.3 Vergelijking resultaten met GTS.....	7
3 Werking geliberaliseerde gasmarkt en leveringszekerheid	8
3.1 Liberalisering van de gasmarkt.....	8
3.2 Rol van seizoensgasopslagen	8
3.3 Verschil capaciteit en volume in de discussie over leveringszekerheid.....	9
4 Veranderingen in de markt voor en na de Oekraïne oorlog	11
4.1 Afwijkend marktgedrag door Gazprom.....	11
4.2 Russisch gas grotendeels vervangen door LNG.....	12
4.3 Hoge prijzen en nieuw marktevenwicht	13
4.4 EU vulnorm.....	14
5 Huidige vraag- en aanbodsituatie Nederland	15
5.1 Gasvraag.....	15
5.2 Gasaanbod.....	16
5.3 Voldoende import uit België en het VK.....	17
5.4 Overzicht maximale vraag- en aanbodstromen van Nederland	19
5.5 Conclusie: nieuw evenwicht in de markt	20
6 Maatregelen	21
6.1 Geen maatregelen.....	21
6.2 Vulverplichting	21
6.3 Vulagent	22
6.4 Strategische reserve	23
6.5 Financiering van eventuele maatregelen.....	24
7 Bijlagen	25
Bijlage I Verdeling Gasaanbod binnen Europa	25
Bijlage II Verwachte vraag- /aanbodbalans gasjaar 2025/2026.....	26
Bijlage III Capaciteitsbalans	29

1. Conclusie

Sinds de energiecrisis als gevolg van de Russische inval in Oekraïne is er veel discussie over de leveringszekerheid in de gasmarkt. De meningen over benodigde maatregelen om de leveringszekerheid te kunnen garanderen lopen sterk uiteen. GasTerra is van mening dat de discussie over maatregelen alleen gevoerd kan worden op basis van een analyse van de vraag-aanbodbalans, voor zowel jaarvolume als capaciteit¹. Daarom heeft GasTerra een analyse gedaan voor gasjaar 2025/2026, waaruit blijkt dat voor zowel volume als capaciteit geen tekort verwacht wordt, zelfs niet in een koud jaar. Uit de analyse van GasTerra blijkt dat er vanuit België en het VK voldoende fysieke volumeflexibiliteit en capaciteit beschikbaar is om, ook in een koud jaar, de benodigde hogere vraag te beleveren.

De analyse van GasTerra wijkt af van een eerdere analyse van GTS. Dit komt doordat GasTerra de werking van de gasmarkt anders inschat dan GTS. GTS gaat uit van de volumes zoals de afgelopen jaren gestroomd hebben en niet van volumes die kunnen stromen. Dit komt vooral tot uiting in de verwachte importstroom uit België en het VK naar Nederland. Uit de analyse van GasTerra blijkt dat de beschikbare LNG importcapaciteit in België en het VK voldoende is waardoor in geval van een hoge vraag (en hogere prijzen) extra volume naar Nederland zal stromen. Daarom verwacht GasTerra geen tekort. GTS daarentegen verwacht een volumetekort na een koude winter of bij verminderd aanbod².

GasTerra ziet geen aanleiding voor maatregelen om de leveringszekerheid te kunnen garanderen. In deze analyse wordt ingegaan op een aantal maatregelen, die in het publieke domein zijn voorgesteld, op het gebied van leveringszekerheid en wordt toegelicht hoe verplichtingen om gasopslagen te vullen marktversturend kunnen werken.

¹ Jaarvolume is gedefinieerd als de hoeveelheid gas in een gasjaar, dus van 1 oktober tot en met 30 september het volgende jaar. De capaciteit is de maximale hoeveelheid gas die in één dag kan stromen.

² GTS (maart 2024), GTS visie op de leveringszekerheid van aardgas; GTS (september 2024), Overzicht gasleveringszekerheid voor het gasjaar 2025-2026

2. Analyse vraag-aanbodbalans Nederland voor gasjaar 2025/2026

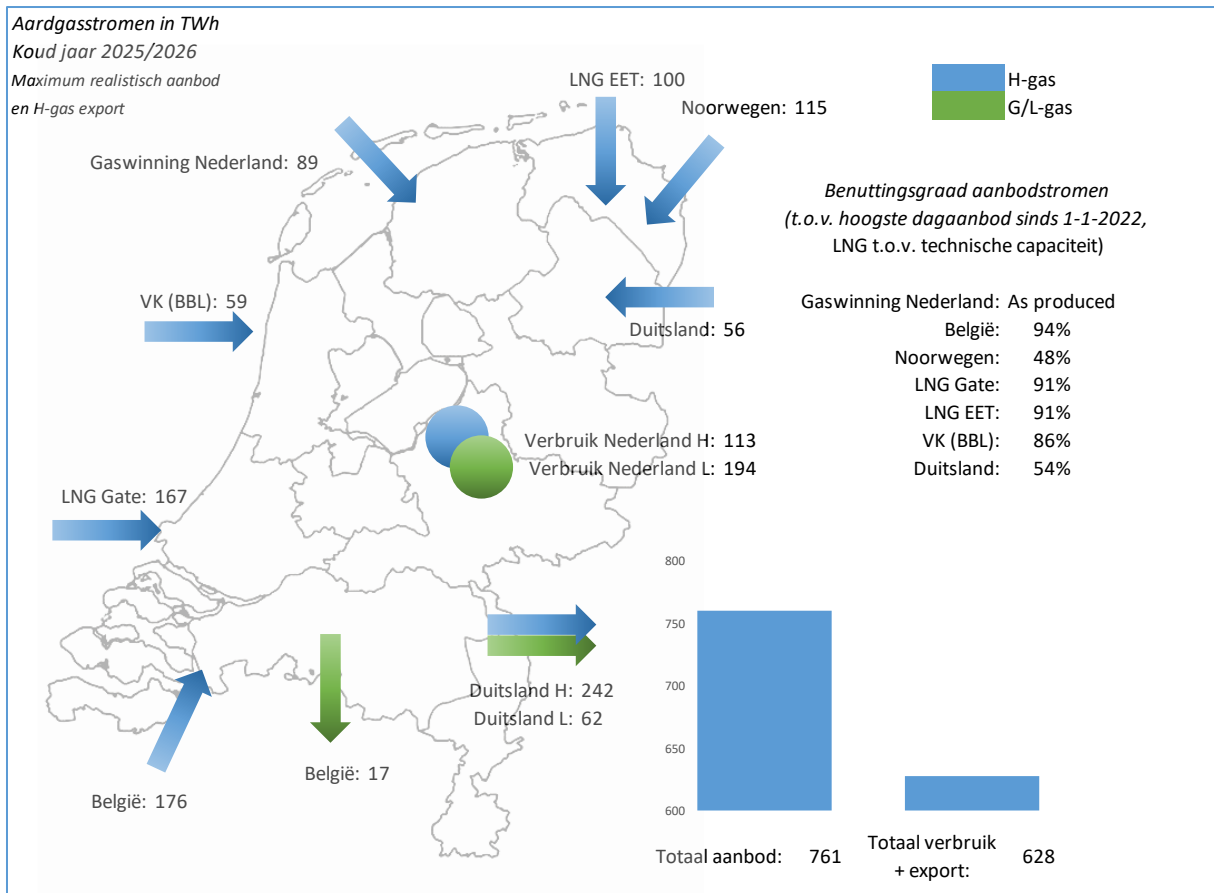
Dit hoofdstuk beschrijft de belangrijkste conclusies van GasTerra's analyse naar de leveringszekerheid in Nederland, voor zowel volume als capaciteit. Hoofdstukken 3, 4 en 5 geven meer achtergrond bij de aannames die ten grondslag liggen aan deze conclusies. In hoofdstuk 6 worden mogelijke maatregelen met betrekking tot het garanderen van leveringszekerheid, zoals door enkele partijen benoemd, besproken.

Om te zien of leveringszekerheid in het geding komt, is van belang de vraag-aanbod balans van Nederland te bepalen. Hiervoor heeft GasTerra voor gasjaar 2025/2026 een analyse gemaakt van de gaswinning in Nederland, het verbruik in Nederland en de verwachte import- en exportstromen. Omdat in een koud jaar de gasvraag hoger is, zal deze balans krappere zijn dan in een normaal jaar³. In onderstaande paragrafen wordt daarom de uitkomsten van analyses voor een koud jaar gegeven. In paragraaf 2.1 wordt de analyse geschetst voor de volumes en in paragraaf 2.2 de analyse van capaciteitsvraag en -aanbod. In paragraaf 2.3 worden de analyses van GasTerra en GTS vergeleken.

2.1 Volumes koud jaar

In een koud jaar is de verwachte volumebalans ruim positief: het totale potentiële aanbod is ruim 130 TWh hoger dan het totale verbruik en export gecombineerd. Om een indicatie van de omvang van dit verschil te geven: het is meer dan het gehele volume dat op jaarbasis uit Noorwegen naar Nederland komt.

³ Meer detailinformatie en de analyse voor een normaal jaar en zijn te vinden in de bijlagen.



Figuur 1 Volumebalans Nederland koud jaar. Bron: ENTSOG, GTS & GasTerra⁴

In een koud jaar (een jaar met een koude winter) is de volumevraag in Nederland hoger dan in een normaal jaar. Deze volumevraag is niet alleen in de winter hoger, maar ook in de daarop volgende zomer omdat de bergingen leger zijn aan het eind van de winter en er dus meer gas nodig is om deze bergingen in de zomer weer te vullen. Daarnaast is de L-gasvraag uit België en Duitsland hoger.

Een belangrijke bron van additioneel volume dat in een koud jaar nodig is, is gas dat via België en de BBL⁵ vanuit het VK naar Nederland kan stromen. Deze importstroom zal hoger zijn in een koud jaar dan wat de afgelopen jaren gerealiseerd is. De afgelopen jaren heeft het gas langs deze route alleen gestroomd als de gasprijs daar aanleiding toe gaf en heeft het nooit op maximale capaciteit hoeven stromen. Uit de analyse blijkt dat vanuit België en het VK voldoende fysieke volumeflexibiliteit en capaciteit beschikbaar is om, ook in een koud jaar, deze hogere importstromen te leveren⁶.

De inschatting van het jaarvolume naar Duitsland is gebaseerd op een dag waarop veel volume is gestroomd naar Duitsland. Dit hoge dagvolume is geëxtrapoleerd naar een jaarvolume⁷. Dit heeft als

⁴ De landen genoemd bij de aardgasstromen geven de grens aan waar het gas Nederland binnenkomt of verlaat, en niet de oorsprong of uiteindelijke bestemming.

⁵ Bacton Balgzand Line, een gaspijpleiding die het VK direct met Nederland verbindt.

⁶ De analyse van importstromen uit België en het VK wordt in meer detail toegelicht in hoofdstuk 5.3.

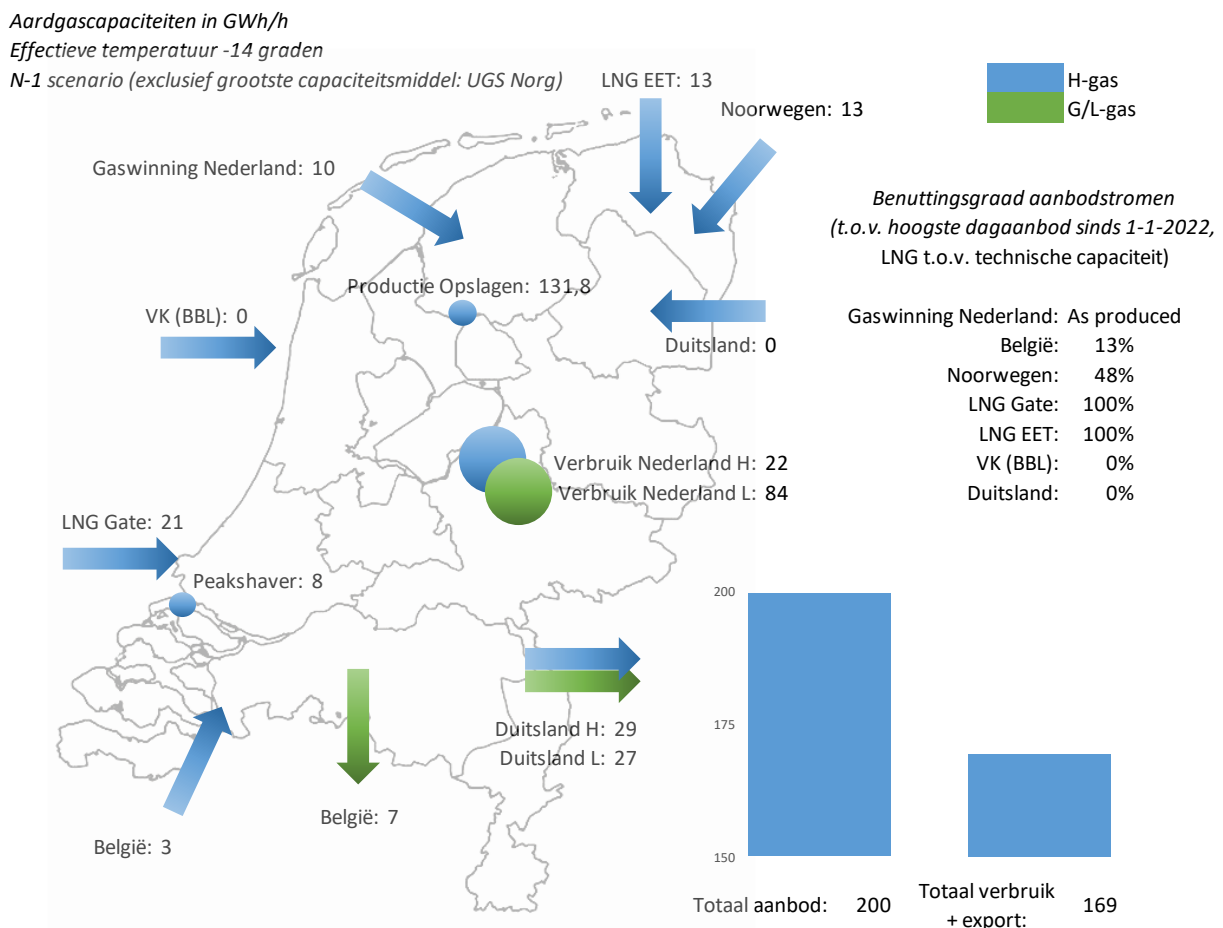
⁷ De berekening van dit jaarvolume wordt in meer detail toegelicht in bijlage II.

gevolg dat de inschatting van de H-gasstroom naar Duitsland zeer hoog is ten opzichte van gerealiseerde stromen.

2.2 Capaciteiten koude winterdag, Norg niet beschikbaar (N-1)

De capaciteitsanalyse kijkt naar de vraag en het aanbod op een koude winterdag met een effectieve temperatuur van -14 °C. De capaciteitsbalans is gemaakt voor een “N-1 scenario”. Hierbij wordt aangenomen dat het grootste capaciteitsmiddel, in dit geval de gasopslag Norg (hierna: Norg), op een koude dag niet beschikbaar is. Dit betekent dat de analyse uitgevoerd wordt zonder de capaciteit van Norg mee te nemen.

Net als bij de volumebalans is er in de vraag-aanbodanalyse op de capaciteitsbalans sprake van een overschot. Het capaciteitsaanbod is 200 GWh/h terwijl de maximale capaciteitsvraag door binnenlands verbruik en export 169 GWh/h is.



Figuur 2 Capaciteitsbalans koude dag – N-1 scenario. Bron: ENTSOG, GTS, DNV & GasTerra

In deze capaciteitsanalyse is de verwachting dat vanuit het VK, via de BBL, geen aanbod zal zijn en slechts een beperkt aanbod via België is. De capaciteitsanalyse wijkt op dit punt dus af van de volume-analyse: op een koude dag verwachten we nauwelijks capaciteit vanuit het VK en België, terwijl de verwachting is dat er op jaarbasis in een koud jaar wel volume uit het VK en België komt, zie paragraaf 2.1. De reden hiervoor is dat de capaciteit in het VK nodig is om de eigen markt te belevaren bij een extreem hoge vraag. De kans is namelijk aanzienlijk dat het op een koude dag in

Nederland in het VK ook koud zal zijn. In België is er voldoende LNG capaciteit om ook op een koude dag nog volume aan Nederland te kunnen leveren.

2.3 Vergelijking resultaten met GTS

In september 2024 heeft GTS het rapport “Overzicht gasleveringszekerheid voor het gasjaar 2025-2026”⁸ gepubliceerd, met haar meest recente, publiek beschikbare inschattingen. In dit rapport ziet GTS geen volumetekort in een koud jaar. In een alternatieve analyse heeft GTS het effect bepaald van een scenario met 75 TWh minder aanbod en concludeert dat dan een volumetekort ontstaat. Omdat GasTerra in een koud jaar een volume overschot van 133 TWh verwacht, zal er bij 75 TWh minder aanbod nog steeds sprake van een overschot.

De grootste verschillen tussen de analyses van GasTerra en GTS zijn de ingeschatte volumes vanuit het VK, via België en via de BBL. GTS gaat uit van de volumes zoals de afgelopen jaren gestroomd hebben. Uit de analyse van GasTerra blijkt dat de LNG importcapaciteit in deze landen groot genoeg is om in geval van een hoge vraag (en hogere prijzen) extra volume naar Nederland te brengen. In het verleden is dit ook gebeurd. Deze analyse is verder uitgewerkt in hoofdstuk 5.3.

Voor België en het VK neemt GTS aan dat op een zeer koude dag geen gas naar Nederland geïmporteerd wordt maar dat er geëxporteerd wordt naar deze landen. Volgens de analyse van GasTerra hebben België en het VK echter voldoende capaciteit om in de eigen vraag te voorzien. Hierdoor wordt de importstroom op koude dagen wel sterk gereduceerd, maar draait deze niet om naar een exportstroom.

Voor de capaciteitsbalans ziet GTS voor gasjaar 2025/2026 voor een koude dag een klein tekort (<1 GWh/h), terwijl GasTerra in haar analyse een overschot ziet van ongeveer 30 GWh/h. De verschillen tussen de analyses van GasTerra en GTS ontstaan opnieuw bij de stromen vanuit het VK, en België. Daarnaast hebben GasTerra en GTS een andere inschatting voor de H-gas stroom naar Duitsland.

De inschatting van de exportcapaciteit van H-gas naar Duitsland is volgens de analyse van GTS hoger dan de inschatting van GasTerra. GasTerra heeft een analyse gedaan van de capaciteiten en import-/exportstromen. De temperatuurafhankelijkheid van deze stromen betekent dat ook op een koude dag de maximale stroom van H-gas naar Duitsland niet hoger dan 29 GWh/h zal zijn. Meer details over deze analyse zijn te vinden in bijlage III.

⁸ GTS (september 2024), “Overzicht gasleveringszekerheid voor het gasjaar 2025-2026”⁸; <https://www.gasunietransportservices.nl/nieuws/overzicht-gasleveringszekerheid-voor-het-gasjaar-2025-2026>

3 Werking geliberaliseerde gasmarkt en leveringszekerheid

3.1 Liberalisering van de gasmarkt

Voorafgaand aan de liberalisering van de gasmarkt vond de internationale handel plaats via bilaterale langetermijncontracten tussen producenten en nationale mono-/oligopolisten. Deze verkochten het gas door aan wederverkopers en eindverbruikers. De prijs van het gas was gebaseerd op de marktwaarde van alternatieve brandstoffen, doorgaans olieproducten.

De Europese Unie legde in 1996 en 2009 de basis voor de liberalisering van de energiemarkten met drie wetgevingspakketten die nationale elektriciteits- en aardgasmarkten openstelden voor concurrentie. De liberalisering had onder meer als doel, door marktwerking, de energievoorziening tegen de laagste maatschappelijke kosten vorm te geven. Hierdoor konden consumenten vanaf toen hun leveranciers van gas en elektriciteit vrij kiezen uit een steeds breder aanbod.

Daarnaast moest marktwerking bijdragen aan leveringszekerheid. Om dat te bevorderen is de afgelopen decennia geïnvesteerd in interconnectiecapaciteit tussen de verschillende landen om de onderlinge toegankelijkheid van handelsmarkten in Europa te verbeteren om een vrije stroom van gas door Europa mogelijk te maken.

Om de handel te stimuleren, werden in Europa diverse gashandelsplaatsen opgericht. De Nederlandse gashandelsplaats heet Title Transfer Facility, TTF. Hier kunnen handelaren gas vrij inkopen en verkopen. Kopers worden hier eigenaar van het gas en kunnen dit eigenaarschap (de 'Title') op elk gewenst moment overdragen aan een tegenpartij. De handel is virtueel, dat wil zeggen onafhankelijk van waar het gas zich op dat moment bevindt, waar het gas het gasnet binnenkomt of afgenomen wordt, van welke producent het afkomstig is of voor welke eindafnemer het uiteindelijk bestemd is. Alleen het eigenaarschap van het gas wisselt, zo veel en zo vaak als nodig is. Op deze manier wordt het gassysteem het efficiëntst benut en kunnen partijen continu hun in- en verkooppunten in balans houden.

Inmiddels is TTF uitgegroeid tot de meest liquide gashandelsplaats van Europa. Een markt wordt liquide genoemd als, onder andere, de prijs van de verhandelde goederen niet beïnvloed wordt door individuele transacties. Hoe hoger de liquiditeit, hoe beter gas verhandelbaar is, hoe sterker de concurrentie, hoe betrouwbaarder de prijzen en hoe kleiner de prijsrisico's. TTF wordt vanwege het grote handelsvolume niet alleen in Nederland, maar ook mondiaal gebruikt als prijsmarker.

3.2 Rol van seizoensgasopslagen

Gasopslagen⁹ dragen in belangrijke mate bij aan het voorzien in de hogere vraag in de winter. Omdat de vraag naar gas in de winter in het algemeen hoger is dan in de zomer, ontstaat in een goed functionerende markt een prijsverschil tussen gas in de zomer en gas in de winter. Dit prijsverschil is de stimulans voor marktpartijen met toegang tot een gasopslag om in de zomer gas te kopen en in winter gas te verkopen. De gasopslagen worden als gevolg hiervan in de zomer gevuld en in de

⁹ Met gasopslagen worden hier geen cavernes bedoeld omdat die niet geschikt zijn om seizoensflexibiliteit te belevaren. Concreet gaat het in dit stuk voor Nederland om Bergermeer, Norg, Grijpskerk en Alkmaar.

winter geleegd. Dit gebruik van een gasopslag met bijbehorende verdiensten is een stimulans voor marktpartijen om te investeren in de aanleg en instandhouding van gasopslagen.

Om de markt optimaal te laten functioneren is een vrij te kiezen inzet van gasopslagen van groot belang. Gas kan worden ingekocht voor periodes dat er ruim voldoende gas is, om dit te verkopen bij periodes met verwachte krapte op de markt. Het is financieel prudent en vanuit oogpunt van risicobeperking logisch dat een partij dit prijsverschil al (ver) voor het vullen vastlegt, oftewel, dat hij gelijktijdig in- en verkoopt. De inkoop met leverdatum in de zomer is om te injecteren in de berging en de verkoop met leverdatum in de winter wordt geleverd via productie uit de berging. Door de gelijktijdigheid van in- en verkoop is er geen 'open positie' en dus geen prijsrisico.

Hoewel het prijsrisico afgedekt kan worden, vergt het wel financiering om gas in de zomer te kunnen kopen en op te slaan en pas in de winter te produceren. Het gas wordt namelijk in de zomer (direct na levering) betaald, terwijl de inkomsten die volgen uit de verkoop pas in de winter plaatsvinden. Tevens worden er operationele kosten en transportkosten gemaakt om de gasopslagen te vullen en te produceren. Om het vullen van gasopslagen commercieel interessant te maken, moet het verschil tussen de zomer- en winterprijs ('de spread') afdoende zijn om minstens deze kosten af te dekken. Als gasopslagen nodig zijn om in de wintervraag te voorzien dan zal dit in een goed functionerende markt het geval zijn.

Wat een gasopslag niet doet, is extra gas leveren. Er kan maximaal net zoveel volume uit een gasopslag als dat er ooit is ingegaan. Dit lijkt evident, maar betekent dat een gasopslag geen maatregel is voor het oplossen van een jaarlijks volumetekort. Daarnaast hoeven gasopslagen bij aanvang van de winter niet altijd volledig gevuld te zijn om te zorgen voor voldoende gas in de winter, dat hangt namelijk af van de verwachte maximale vraag van eindverbruikers en overige flexibel aanbod.

3.3 Verschil capaciteit en volume in de discussie over leveringszekerheid

In discussies over het zorgen voor voldoende gas in de toekomst wordt vaak gesproken over 'leveringszekerheid'. Daarbij is niet altijd duidelijk wat onder dit begrip wordt verstaan. In deze paragraaf zetten we het verschil uiteen tussen capaciteit en volume in de discussie over leveringszekerheid.

Leveringszekerheid (ook wel 'security of supply' genoemd) verwijst naar de garantie dat op elk moment voldoende gas geleverd kan worden aan eindgebruikers. Dit is een vraagstuk op het gebied van capaciteit: zijn het transportsysteem en de bergingen groot genoeg om bij een hoge gasvraag (als het koud is) voldoende gas aan de eindverbruikers af te leveren. Leveringszekerheid gaat daarnaast over het beperken van risico's zoals storingen in de infrastructuur en (onverwachte) pieken in de vraag. Belangrijke aspecten van leveringszekerheid zijn betrouwbaarheid van infrastructuur, opslagcapaciteit en vraagbeheer, zoals vastgelegd in het afschakelplan gas voor niet-beschermd eindverbruikers.

GTS voert jaarlijks een analyse uit of de infrastructuur voldoende robuust is om ook bij een extreme dagvraag (meestal als het extreem koud is) en bij uitval van het grootste middel, de gasvraag te kunnen belevaren. Een capaciteitsanalyse zegt niets over noodzakelijke vulgraden van bergingen. Ook doet het geen uitspraak over de activiteiten van marktpelers over het importeren en leveren van gas of het vullen van een gasopslag. Het zorgen voor de levering van volume is de verantwoordelijkheid van de leverancier die dit heeft vastgelegd in een contract met de eindverbruiker. In tegenstelling tot de infrastructuur is dit deel van de gasmarkt geliberaliseerd. De

prijzen op de markt worden bepaald door vraag en aanbod van gas en zorgen ervoor dat de juiste prikkels gegeven worden aan leveranciers en handelaren om gas beschikbaar te maken wanneer hier vraag naar is.

4 Veranderingen in de markt voor en na de Oekraïne oorlog

In dit hoofdstuk wordt een aantal ontwikkelingen uiteengezet vanaf het moment dat in de zomer van 2021 de gasopslagen in Noordwest Europa niet volledig gevuld werden, doordat Gazprom zijn gasopslagen niet vulde. In de winter daarna kwam er aanzienlijk minder volume uit Rusland naar Noordwest Europa. De volumetekorten die hiervan het gevolg waren, zijn opgevangen met het inkopen van extra LNG op de wereldwijde gasmarkt. Deze gebeurtenissen waren de aanleiding voor Europese maatregelen om de vulgraad van bergingen te garanderen.

In de zomer van 2022 zijn de gasopslagen weer goed gevuld, primair omdat de markt weer prijsverschillen tussen de zomer en de winter liet zien. In Nederland werden in die periode beperkte maatregelen¹⁰ ingevoerd, die weinig geld hebben gekost en minimaal ingrepen in de markt. De dwingende maatregelen in andere Noordwest-Europese landen hebben weliswaar ook geleid tot hoge vulgraden in de gasopslagen, maar hebben door minder terughoudend optreden ook hoge kosten met zich meegebracht. Vergeleken met de aanpak om alleen in te grijpen waar en wanneer nodig, bleken dwingende maatregelen een dure verzekering voor het garanderen van hoge vulgraden.

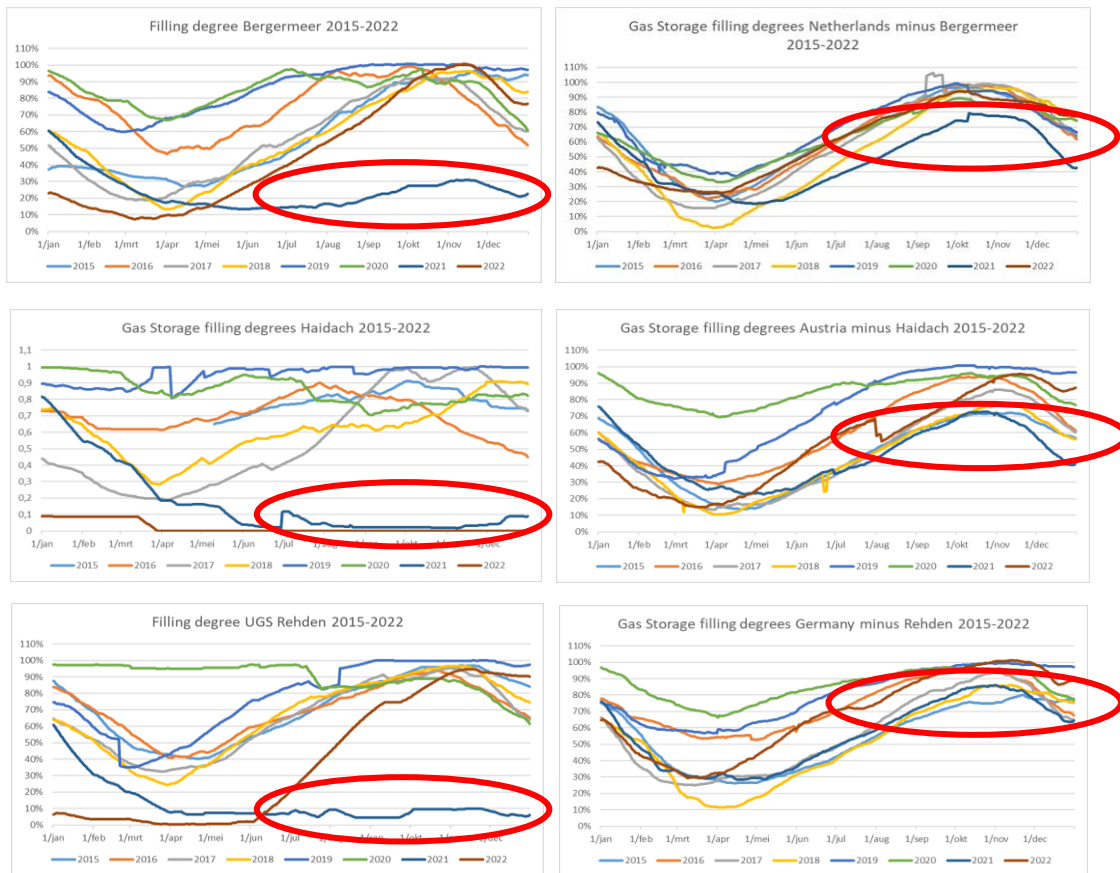
4.1 Afwijkend marktgedrag door Gazprom

Op basis van openbare bronnen heeft GasTerra een analyse gemaakt waarmee aangetoond wordt dat de lage vulgraad van de gasopslagen in de zomer van 2021 niet het gevolg was van het falen van de markt, maar van het doelbewust uit de markt halen van een groot deel van de gasopslagcapaciteit.

In de zomer van 2021 werden in verschillende Noordwest-Europese landen gasopslagen minder gevuld dan gebruikelijk. Door gebrek aan informatie werd dit in het begin van het vulseizoen toegeschreven aan ongunstigere marktomstandigheden waardoor het niet economisch was om gasopslagen te vullen. Terugkijkend op deze periode blijkt er iets anders aan de hand te zijn geweest.

De lage vulgraad van gasopslagen in Nederland, Oostenrijk en Duitsland in de zomer van 2021 kan bijna volledig toegeschreven worden aan de vulgraad van gasopslagen die gecontracteerd waren door Gazprom. Onderstaande grafieken vergelijken de vulgraad van gasopslagen waarvan een groot deel van het werkvolume in handen is van Gazprom enerzijds, met de gemiddelde vulgraad van de andere gasopslagen in het betreffende land anderzijds. Hieruit blijkt dat de 'Gazprom'-gasopslagen in de zomer van gasjaar 2021 nauwelijks gevuld zijn. De vulgraad van de overige gasopslagen in Nederland, Duitsland en Oostenrijk liggen binnen een normale historische bandbreedte.

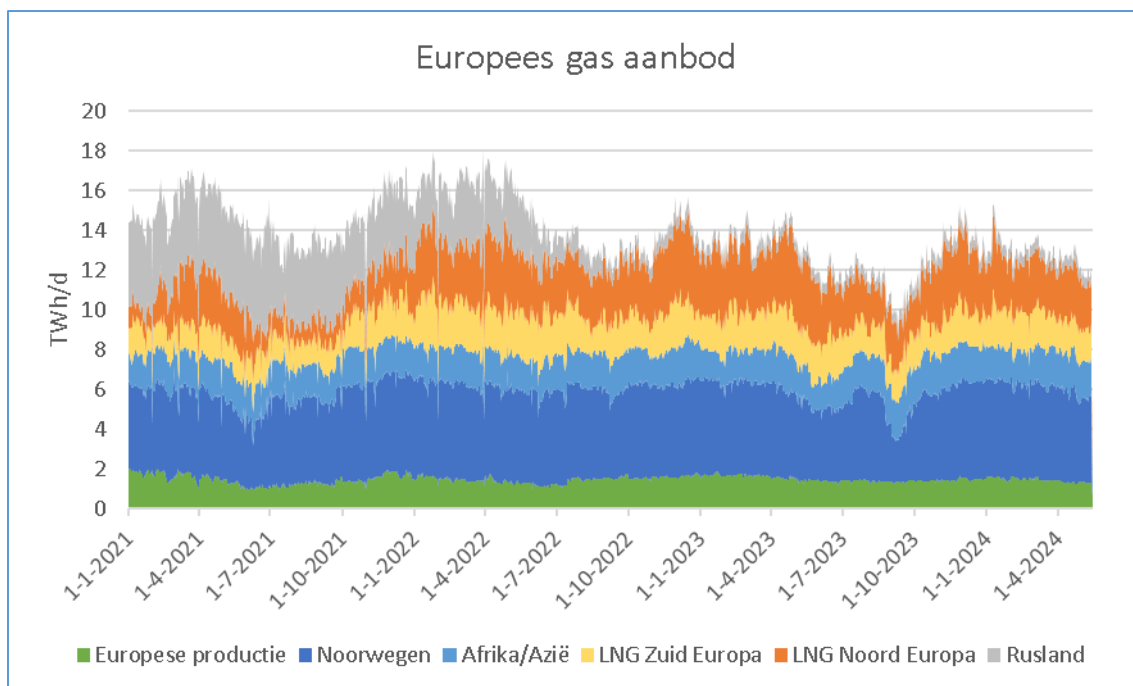
¹⁰ Zie hoofdstuk 6 voor een beschrijving van de maatregelen



Figuur 3 Vulgraden gasopslagen met (links) en zonder (rechts) Gazprom aandeel. Bron: AGSI

4.2 Russisch gas grotendeels vervangen door LNG

Zoals aan het begin van dit hoofdstuk genoemd heeft Gazprom naast het niet vullen van gasopslagen, vanaf eind 2021 en met name in 2022, in zeer snel tempo zijn gasaanbod aan Europa gestaakt. Hierdoor is de herkomst van het aanbod voor Europa en zijn de richtingen van gasstromen veranderd. Voor een groot deel is het weggefallen Russisch aanbod vervangen door de extra import van LNG. Figuur 4 laat de ontwikkeling van de aanbodstromen voor Europa zien in de periode 1 januari 2021 tot heden. De figuur toont het weggefallen van Russisch aanbod (grijze vlak) en de opkomst van extra LNG import in Noord Europa (oranje vlak).



Figuur 4 Europees gas aanbod: Russisch gas grotendeels vervangen door LNG in Noord Europa. Bron: ENTSOG

Als reactie op het wegvallen van het Russische aanbod is Nederland in een uitzonderlijk hoog tempo de LNG invoercapaciteit vergroot door de realisatie van Eems Energy Terminal ('EET') in 2022. De capaciteit van de terminal is eind 2023 nog verder verhoogd, waardoor nu circa 11 miljard kubieke meters ('bcm') per jaar geïmporteerd kan worden. De EET is een tijdelijke installatie en heeft een vergunning tot eind 2027, maar er wordt gekeken naar een eventuele verlenging van de EET na 2027.

Vanaf de tweede helft van 2026 zal de capaciteit van de reeds bestaande GATE LNG-importterminal in Rotterdam met 4 bcm per jaar verhoogd worden tot 20 bcm per jaar.

4.3 Hoge prijzen en nieuw marktevenwicht

Het steeds verder wegvallen van het aanbod uit Rusland zoals dat zich in 2022 materialiseerde, veroorzaakte grote onzekerheid op de energiemarkt. Het zorgde in eerste instantie voor een tekort aan gas waarin door marktwerking een nieuw evenwicht gevonden moest worden. Zowel de ongekende omvang van het weggefallen volume (30-40% van de Europese gasvraag) als de snelheid waarmee dit volume aan de markt onttrokken werd zorgden voor zeer hoge prijzen.

De gevolgen hiervan waren tweeledig. Enerzijds daalde de vraag naar gas zowel bij consumenten als bij veel industrieën significant, in Nederland met 22%¹¹. Anderzijds zorgden de hoge prijzen voor extra aanbod van LNG. LNG bestemd voor andere delen van de wereld, met name Azië, werd in plaats daarvan naar Europa gebracht. De gasleveringen aan eindverbruikers zijn daarbij nooit onderbroken. De markt heeft laten zien dat ook in deze extreme situatie het gassysteem in Europa

¹¹ Onderzoek van IEA laat zien dat op Europees niveau slechts 1/3 van de consumptie daling temperatuur gerelateerd is; <https://www.iea.org/commentaries/europe-s-energy-crisis-what-factors-drove-the-record-fall-in-natural-gas-demand-in-2022>.

stand kan houden. Gas werd weliswaar heel duur, maar bleef beschikbaar: er is geen fysiek tekort opgetreden.

4.4 EU vulnorm

In juni 2022, toen de prijzen voor gas al enorm gestegen waren en het vullen van gasopslagen niet meer vanzelfsprekend leek, is specifiek voor gasopslagen een aanvulling aangebracht in de Europese leveringszekerheidsverordening. Op grond van deze aanvulling zijn vuldoelstellingen geformuleerd, zoals de doelstelling dat op lidstaatniveau de gasopslagen uiterlijk op 1 november van elk jaar 90% gevuld moeten zijn. De lidstaten dienen alle nodige maatregelen te nemen om ervoor te zorgen dat de vuldoelstellingen worden behaald. Om onnodige verstoring van de markt te voorkomen, moeten de maatregelen marktgebaseerd zijn. Het is niet gespecificeerd wat marktgebaseerd is en wat als een verstoring wordt gekenmerkt. De lidstaten zijn in beginsel vrij om te beslissen welk instrument het meest geschikt is voor hun nationale systemen.

In Nederland is gekozen voor twee maatregelen: een subsidieregeling en het aanwijzen van een vulagent. Omdat zoals eerder beschreven de lage vulgraad van Bergermeer een duidelijke oorzaak had, is allereerst een subsidieregeling ingesteld gericht op het vullen van gasopslag Bergermeer door de andere shippers die daar al opslagcapaciteit gecontracteerd hadden. Daarnaast is gekozen voor het aanstellen van EBN als een vulagent. Dit houdt in dat EBN de opdracht heeft gekregen om een deel van gasopslag Bergermeer te vullen voor zover bestaande shippers dit niet doen¹². De belangrijkste conclusie achteraf is dat zelfs in het crisisjaar de Nederlandse bergingen in de zomer van 2022 gevuld zijn zonder noemenswaardig ingrijpen van de overheid en kosten voor de overheid.

In diverse andere landen zijn in de crisisperiode meer ingrijpende maatregelen genomen dan in Nederland of zijn bestaande maatregelen uitgebreid om de gasopslagen gevuld te krijgen. In Duitsland, Italië en Oostenrijk hebben de maatregelen diep ingegrepen en hebben volgens Kyos¹³ in 2022 in totaal ca. 16 mrd. euro gekost.

¹² Het gaat hierbij om een maximaal volume van 20 TWh.

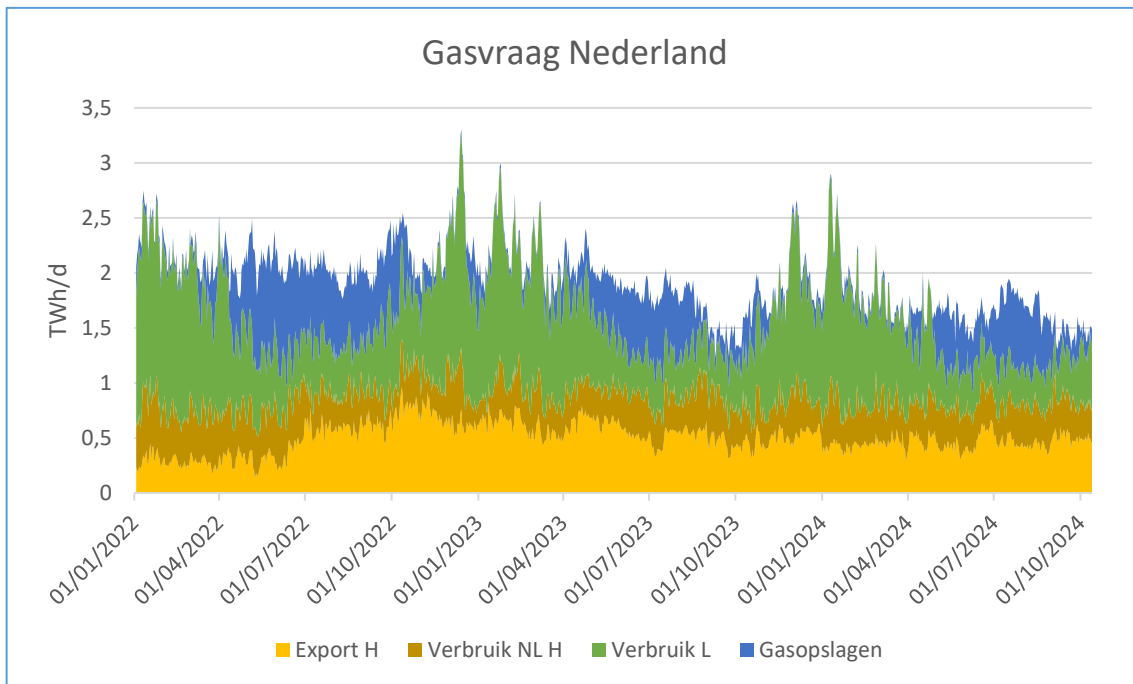
¹³ KYOS Energy Services BV, d.d. 18 februari 2024, Mogelijke maatregelen voor gasopslag ter bevordering van de leveringszekerheid.

5 Huidige vraag- en aanbodsituatie Nederland

In dit hoofdstuk wordt de gerealiseerde vraag-aanbod balans van Nederland geanalyseerd vanaf 2022. Voor het aanbod wordt ook geanalyseerd welke flexibiliteit de gasstromen hebben. Deze analyses vormen de basis voor de analyse van de vraag-aanbod balans voor gasjaar 2025/2026 in hoofdstuk 2.

5.1 Gasvraag

Het wegvallen van het Russische aanbod op de Europese gasmarkt heeft de vraag-aanbod balans van Nederland ingrijpend gewijzigd. De export van hoogcalorisch gas naar Duitsland en de import vanuit België en het Verenigd Koninkrijk zijn toegenomen. Figuur 5 laat de gasvraag van het Nederlandse systeem zien vanaf 1 januari 2022¹⁴. Onder de *gasvraag Nederland* wordt het binnenlandse verbruik en de export van gas naar buurlanden verstaan. Het gele vlak geeft weer dat de export van hoogcalorisch gas (voornamelijk naar Duitsland) is toegenomen vanaf het moment van het wegvallen van het Russische aanbod in juni 2022. De H-gas export heeft gepiekt in oktober 2022 en neemt in de periode daarna langzaam af.



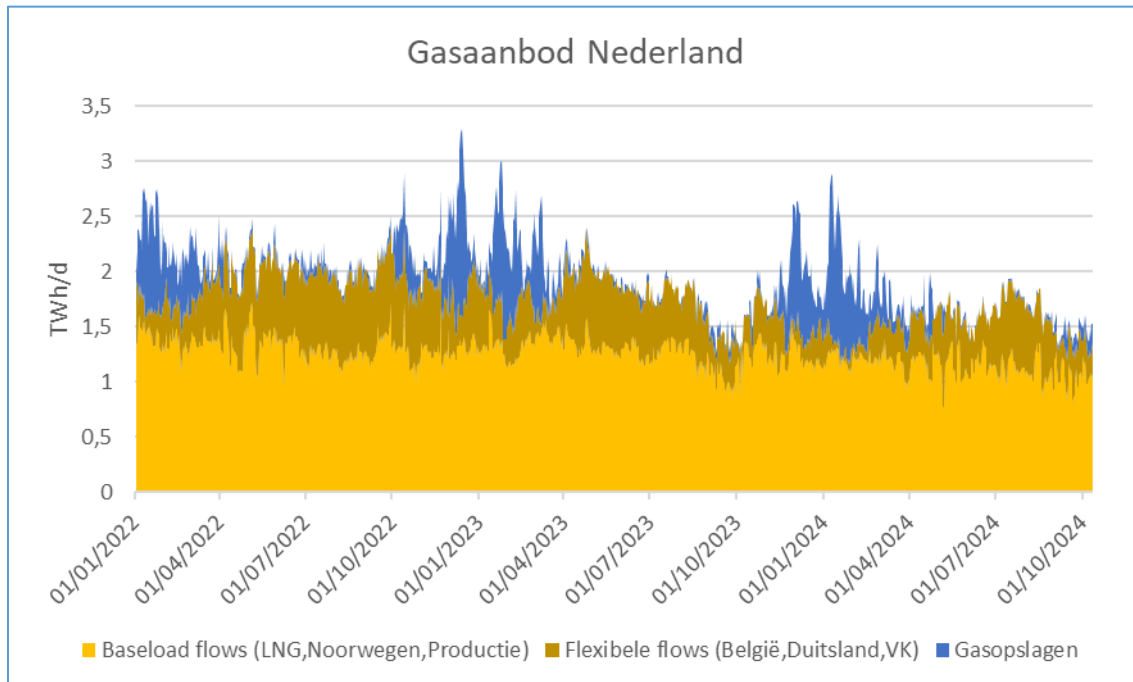
Figuur 5 Gasvraag Nederland. Bron: ENTSOG

De overige vlakken geven het Nederlandse hoogcalorische verbruik (verbruik NL H, donkergeel) en het laagcalorisch verbruik in Nederland en omliggende landen (verbruik L, groen) weer. Ook de injectie in de gasopslagen (blauw) is onderdeel van de Nederlandse gasvraag. Het L-gas verbruik is direct van de temperatuur afhankelijk, waardoor hoge pieken te zien zijn in de winter. Daarnaast is in de zomer van 2022 een relatief groot volume geïnjecteerd in de gasopslagen.

¹⁴ Bron: ENTSOG

5.2 Gasaanbod

Nederland is voor zijn gasaanbod afhankelijk van een aantal verschillende bronnen. Het aanbod dat de basis vormt om de vraag te belevieren komt van LNG dat via de GATE en EET terminals binnenkomt, import uit Noorwegen en productie uit kleine velden. Deze zijn gegroepeerd in het gele vlak in Figuur 6. Dit is aanbod dat de afgelopen periode vrijwel onafgebroken op maximale capaciteit heeft gestroomd. Daarnaast wordt aanbod aangetrokken uit België, Duitsland en het VK. Dit is aanbod dat flexibel gestroomd heeft. De flexibele aanbodstromen zijn gegroepeerd in het donkergele vlak. Tenslotte zijn de Nederlandse bergingen (blauw) onderdeel van het aanbod, die voornamelijk in de winter hebben geproduceerd op momenten van hogere vraag.



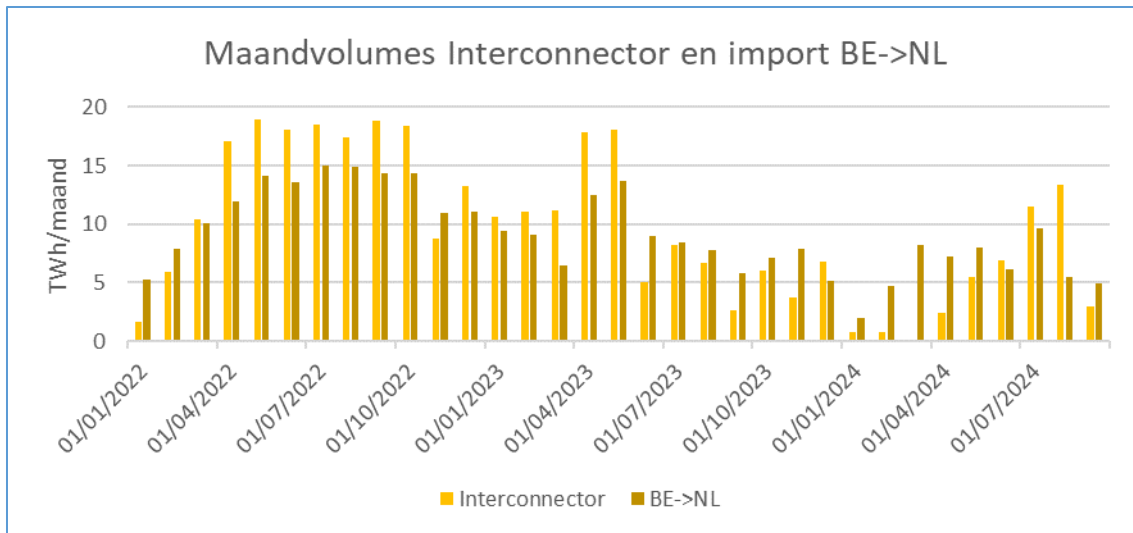
Figuur 6 Gasaanbod Nederland. Bron: ENTSOG

Flexibel aanbod reageert op marktprijzen. Als de vraag in Nederland stijgt, zal de prijs op TTF stijgen en als deze hoger wordt dan de prijzen op nabij gelegen gashandelsmarkten zal extra gas naar Nederland stromen zolang de importcapaciteit dat toelaat. Zodra de prijzen tussen de markten weer in evenwicht zijn, zal deze extra gasstroom stoppen. De mate waarin gas geïmporteerd wordt is voor Nederland een bron van volumeflexibiliteit. Er is het hele jaar, dus ook in een koude winter, voldoende onbenutte LNG capaciteit in België en het VK om, indien nodig, extra gas uit deze landen te importeren¹⁵. Daarnaast is er voldoende transportcapaciteit op de grens om dit extra gas Nederland in te brengen. Samen met aanbod uit de andere bronnen is dit voldoende om aan de Nederlandse vraag in de winter te voldoen en in de zomer de gasopslagen weer gevuld te krijgen, ook na een strenge winter.

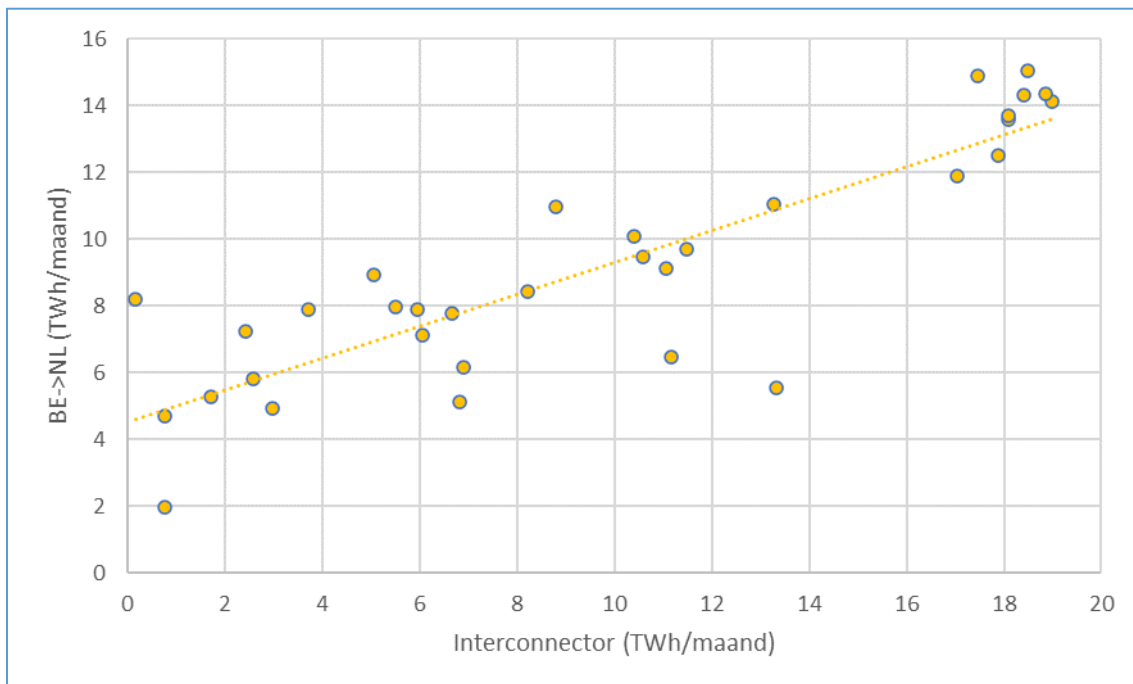
¹⁵ Dit wordt in paragraaf 5.3 in meer detail toegelicht.

5.3 Voldoende import uit België en het VK

De import uit België naar Nederland maakt gebruik van twee bronnen. Ten eerste de LNG capaciteit in België zelf. Ten tweede komt er gas uit het VK via de Interconnector (hierna 'IUK') naar België. De stroom die Nederland vanuit België binnenkomt, heeft een duidelijke correlatie met de stroom die door de IUK stroomt. Figuur 7 en Figuur 8 laten dit zien.

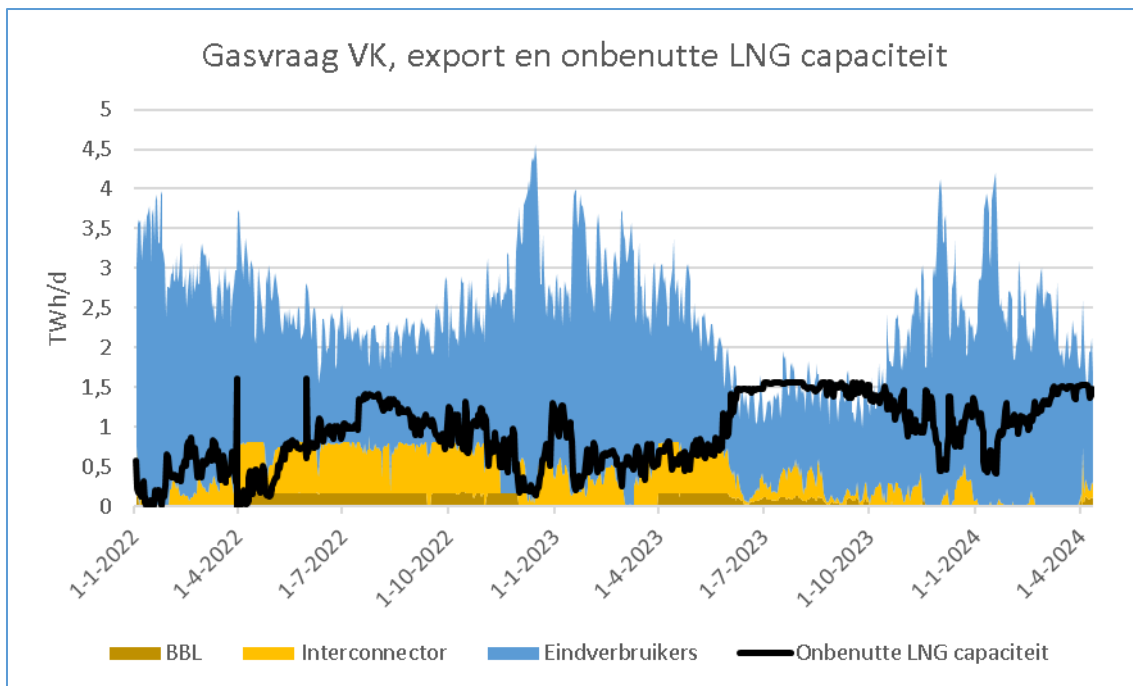


Figuur 7 Volumes IUK en België -> Nederland. Bron: ENTSOG



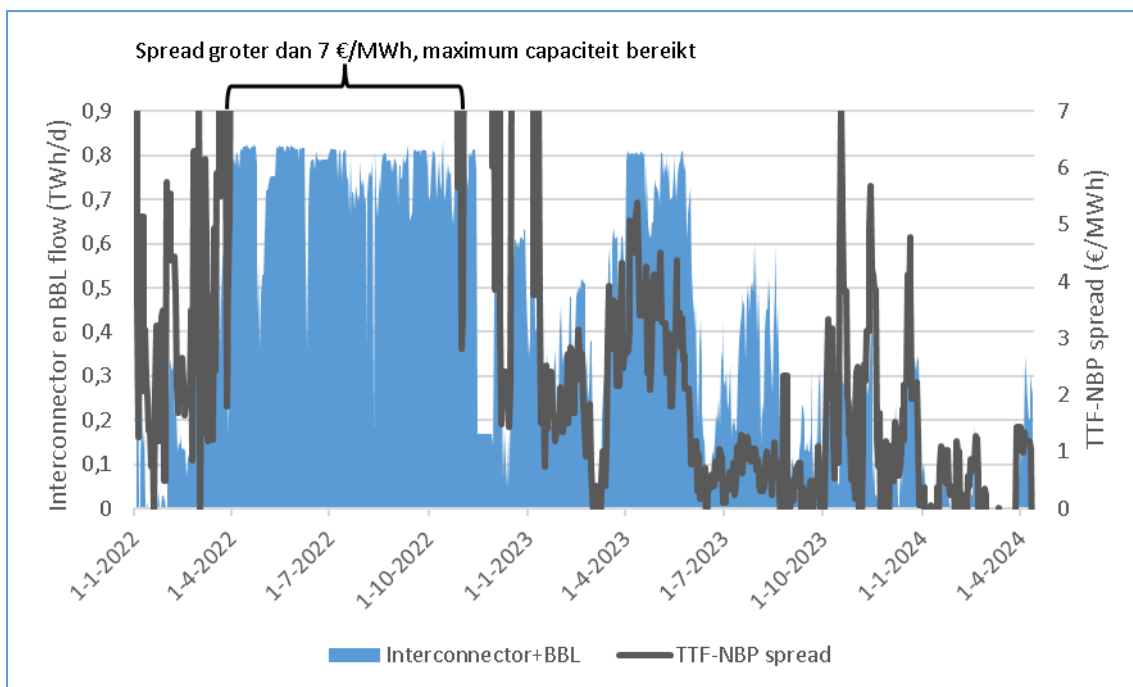
Figuur 8 Correlatie IUK en stroom België -> Nederland. Bron: ENTSOG

Daarnaast kan rechtstreeks gas vanuit het VK geïmporteerd worden via de gasleiding tussen Nederland en het VK, de BBL. De gasstroom door de BBL is te zien in Figuur 9 hieronder (donkergele vlakken), evenals de stroom door de IUK (lichtgele vlakken). De figuur toont verder een vergelijking tussen de eindverbruikersvraag in het VK (blauwe vlak) en de onbenutte LNG capaciteit (zwarte lijn). Hieruit blijkt onder andere dat ook op de koudste dagen van de afgelopen twee jaar, met de hoogste gasvraag, nog steeds LNG capaciteit beschikbaar was.



Figuur 9 Gasvraag VK, export en onbenutte LNG capaciteit. Bron: ENTSOG

Figuur 10 laat een belangrijk verschil zien tussen de periode voor medio 2023 en daarna. In de zomer van 2022 waren de stromen door de IUK en BBL (blauw) nog op maximale capaciteit toen de Russische leveringen aan Europa onderbroken werden en ook de winter daaropvolgend waren deze stromen bij tijd en wijle nog volledig nodig. Echter, vanaf medio 2023 is de volledige capaciteit niet meer nodig geweest om aan de gasvraag op het continent te kunnen voldoen, ook niet op vorstdagen.



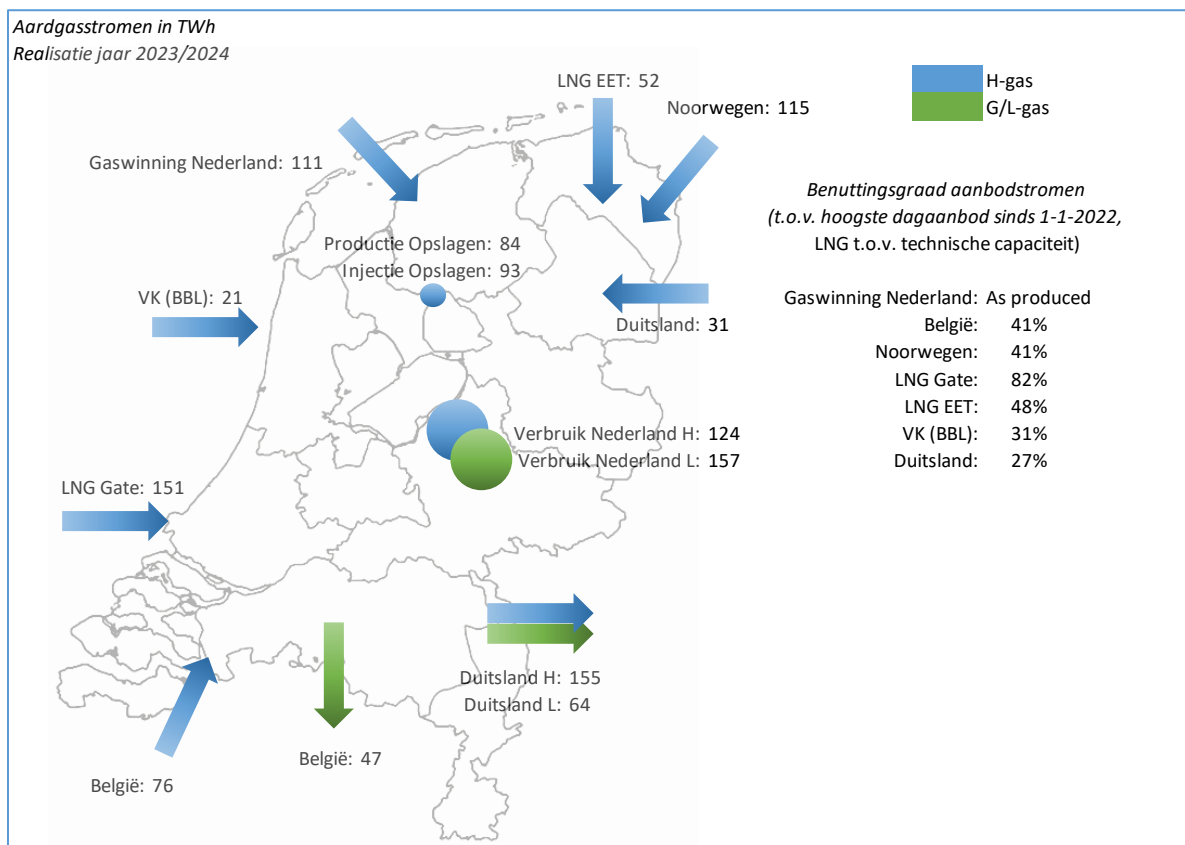
Figuur 10 BBL en IUK flows vs. TTF-NBP prijs-spread. Bron: ENTSOG

Voor de gasvraag in Nederland kan voor het grootste deel van het jaar gebruik gemaakt worden van de LNG capaciteit in België en het VK. België heeft het hele jaar door onbenutte LNG capaciteit en het VK heeft pas bij temperaturen ver onder het vriespunt de volledig beschikbare LNG capaciteit voor de eigen eindverbruikers nodig.

Of Nederland daadwerkelijk gas aantrekt via de BBL en IUK, hangt af van de prijsverspreiding tussen de TTF in Nederland en de NBP¹⁶ in het VK. In Figuur 10 is tevens te zien dat in de periode januari 2022 tot nu gas door deze twee pijpleidingen heeft gestroomd op het moment dat er een premie op TTF betaald werd ten opzichte van NBP, weergegeven door de zwarte lijn (rechter as van de figuur). Het blauwe vlak geeft de stroom door de IUK en BBL op de linker as weer. In de zomer van 2022 werd er op maximale capaciteit door beide leidingen gestroomd en kon de prijsverspreiding verder oplopen dan het bereik van de grafiek. In de periode daarna is te zien dat het gas alleen nog stroomt bij een positieve prijsverspreiding tussen de twee landen. Het gas komt dus naar Nederland als het hier nodig is en partijen in Nederland bereid zijn ervoor te betalen.

5.4 Overzicht maximale vraag- en aanbodstromen van Nederland

Een andere manier om naar de vraag-aanbodbalans van Nederland te kijken is door te analyseren in hoeverre de maximale capaciteit van alle aanbodstromen is benut. Figuur 11 toont de gerealiseerde aardgasstromen in gasjaar 2023/2024.



Figuur 11 Gerealiseerde aardgasvolumes 2023/2024. Bron: ENTSOG

¹⁶ NBP is het *National Balancing Point*, een virtuele hub in VK.

Toelichting bij Figuur 11:

- Nederland heeft in gasjaar 2023/2024 niet maximaal gebruik hoeven maken van de beschikbare importcapaciteit.
- De import vanuit Noorwegen wordt voor Nederland en Duitsland vanuit dezelfde leiding beleverd die vervolgens splitst in twee leidingen. Als er meer naar Duitsland stroomt, kan er minder naar Nederland stromen en vice versa. Hoewel de importcapaciteit voor Nederland in theorie hoger is dan de hoeveelheid gas die er daadwerkelijk stroomt, is de getoonde benuttingsgraad van 41% waarschijnlijk dicht bij het in de praktijk maximaal haalbare voor Nederland.
- LNG via EET is niet volop nodig geweest, de capaciteit is voor gemiddeld 48% gebruikt.
- In het aanbod vanuit andere bronnen is vooral nog flexibiliteit in de import vanuit België en het VK. Deze flexibiliteit komt door het LNG dat vanuit het VK via de BBL en via de IUK door België naar Nederland kan komen.
- In gasjaar 2023/2024 is meer geïnjecteerd dan geproduceerd in gasopslagen die in Nederland gelegen zijn of in Duitsland een aansluiting op het Nederlandse gasnetwerk hebben. De gasopslagen zijn aan het eind van het gasjaar dus voller dan aan het begin van het gasjaar. Dit heeft de gasvraag verhoogd.

5.5 Conclusie: nieuw evenwicht in de markt

Bovenstaande analyse van de benutting van de importcapaciteit zoals LNG terminals en de BBL en de IUK, schetsen een algemeen beeld van ademruimte om Nederland van gas te voorzien en om gas door te voeren richting Duitsland. Deze ruimte is geleidelijk weer ontstaan op de Noordwest Europese gasmarkt na de acute krapte die ontstond door het wegvallen van Russische leveringen aan Europa.

Het volume dat in de zomer nodig is om de gasopslagen te vullen (zie de blauwe vraag uit Figuur 5) is grotendeels afkomstig uit import vanuit België en het VK (zie het donkergele aanbod in Figuur 6). In de huidige markt komen de vraag en het aanbod in Nederland voornamelijk in evenwicht door prijssignalen waar de verschillende aanbodstromen vanuit België, het VK en Duitsland op reageren. Hierdoor komt uit deze bronnen gas naar Nederland als de vraag er in Nederland daadwerkelijk is en men bereid is ervoor te betalen.

6 Maatregelen

In dit hoofdstuk worden mogelijke maatregelen voor het vullen van gasopslagen besproken. In 6.1 wordt de optie van geen maatregelen nemen besproken. Daarna worden de maatregelen behandeld die in de Ministerbrief van 27 maart 2024¹⁷ benoemd worden: de vulverplichting (6.2), vulagent (6.3) en strategische reserve (6.4). Als er maatregelen genomen worden, zal dit kosten met zich meebrengen. De financiering van deze kosten wordt in 6.5 besproken.

6.1 Geen maatregelen

In paragraaf 5.5 wordt geconcludeerd dat een nieuw evenwicht is ontstaan tussen aanbod en vraag via betere benutting van de importcapaciteit, zoals LNG terminals en de BBL/IUK. GasTerra is van mening dat de markt goed functioneert. Het nemen van maatregelen om gasopslagen te vullen is daarom onnodig, is marktversturend en leidt bovendien tot significante kosten.¹⁸

Daarnaast is Kyos van mening dat geen maatregelen nemen voordelen heeft:

“de markt biedt een uiterst efficiënt mechanisme om aanbod aan te laten sluiten op de vraag. Hogere prijzen geven verbruikers een gezonde prikkel om vraag te verminderen en geven aanbieders een prikkel om meer gas (vooral LNG) naar Europa te transporteren. De Europese gasmarkt en de grote rol van TTF dragen dus sterk bij aan de leveringszekerheid.”¹⁹

Wanneer er voldoende vertrouwen is in het systeem dat de EU de afgelopen decennia heeft gerealiseerd waardoor gas over grenzen kan stromen en er voldoende capaciteit is om het gas daadwerkelijk te leveren, hoeft de leveringszekerheid niet verbeterd te worden en zijn vuldoelen niet nodig. Volgens GasTerra is een markt zonder maatregelen voor het vullen van de gasopslagen dan ook de beste optie.

6.2 Vulverplichting

Een vulverplichting voor bergingen kan op verschillende manieren ingevuld worden. In deze paragraaf worden twee varianten besproken: een verplichting voor capaciteitshouders in gasopslagen en een vulverplichting voor leveranciers.

Vulverplichting voor capaciteitshouders in gasopslagen

Een vulverplichting voor capaciteitshouders is een maatregel waarbij marktpartijen die capaciteit (geboekt) hebben in gasopslagen deze verplicht moeten vullen. Deze verplichting kan gecombineerd worden met tussentijdse verplichte vuldoelen gedurende de winter en/of stimulerende maatregelen zoals een subsidieregeling.

GasTerra is geen voorstander van een vulverplichting. Het werkt marktversturend omdat marktpartijen door de vulverplichting niet (volledig) op prijssignalen reageren. Wanneer er een verplichting is om te vullen, neemt hierdoor de vraag en de gasprijs in het vulseizoen toe. Daardoor

¹⁷ https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/brieven_regering/detail?id=2024Z05235&did=2024D12082

¹⁸ Zie beschrijving van de maatregelen in paragraaf 6.2 t/m 6.4

¹⁹ KYOS Energy Services BV, d.d. 18 februari 2024, Mogelijke maatregelen voor gasopslag ter bevordering van de leveringszekerheid.

kunnen de prijsverschillen van gas tussen zomer en winter (de spreads) kleiner worden. Dat maakt de inzet van gasopslagen minder aantrekkelijk of het kan zelfs tot verlies leiden. Als naast een vulverplichting ook vulnormen gedurende de winter worden vastgelegd dan wordt er opslagvolume uit de vrije markt gehaald, wat marktverstoring werkt.

Vulverplichting voor leveranciers

Een vulverplichting voor leveranciers betekent dat leveranciers van Nederlandse eindverbruikers de verantwoordelijkheid krijgen om gas in gasopslagen op te slaan voor hun klanten. Deze maatregel kan gecombineerd worden met tussentijds verplichte vuldoelen gedurende de winter.

GasTerra meent dat het goed is in ogenschouw te houden hoe de gasmarkt en gascontracten werken. Marktpartijen kopen op meerdere manieren hun gas in, waarbij onder meer de prijsopbouw in gascontracten meespeelt. Met een vulverplichting kan een mismatch ontstaan tussen de verplichting die aan leveranciers wordt opgelegd (namelijk lang van te voren het gas inkopen) en de verplichting die de leverancier met zijn afnemer heeft (bijvoorbeeld 'month ahead' beprijzing). Door dit verschil in beprijzing kunnen grote financiële prijsrisico's ontstaan. Kyos heeft in zijn rapport hierover geschreven:

“Door een verplicht opslagvolume op te leggen, wordt een relatief sterke inbreuk gedaan op de handelingsvrijheid van leveranciers om zelf de instrumenten te zoeken die het beste bij hun portfolio passen. Zo'n verplicht opslagvolume kan een bewuste beleidskeuze zijn om de leveringszekerheid in Nederland te versterken, maar vermindert de efficiëntie waarmee energieleveranciers hun portfolio kunnen inrichten en vermindert de vrijheid om flexibele contractvormen aan te bieden aan eindverbruikers.”

GasTerra betwijfelt of de ACM of enige andere toezichhoudende partij voorafgaand aan een winter een goed oordeel kan vellen over de risico's van het inkoopbeleid van een marktpartij. Gezien de hoeveelheid, de complexiteit en diversiteit van de gascontracten van alle marktpartijen lijkt dat haast onmogelijk. GTS heeft aangegeven maatregelen voor te stellen die de markt zo min mogelijk verstoren. De voorgestelde maatregelen lijken echter juist onnodig verstorend te werken, als ze al uitvoerbaar zouden zijn.

Het vastleggen van tussentijdse vulgraden vermindert de mogelijkheid om een gasopslag optimaal en flexibel in te kunnen zetten. Een dergelijke vulnorm kan betekenen dat wanneer het in december en januari zeer koud is er een beperking ontstaat om de gasopslagen in te zetten, terwijl marktpartijen dit wel willen doen om aan de vraag van hun klanten te voldoen (de reden om de gasopslagen te vullen). Het niet in kunnen zetten van de gasopslag als het koud is werkt prijsopdrijvend in de winter.

6.3 Vulagent

Een vulagent is een partij die als taak heeft om bij te springen als de vulgraad achterblijft bij de vuldoelen die door het kabinet worden vastgesteld. Dit komt overeen met de rol zoals EBN deze nu uitvoert in gasopslag Bergermeer.

GasTerra ziet een vulagent als de minst marktverstoringende maatregel. Op dit moment is EBN alleen actief geweest als vulagent in Bergermeer en dat heeft goed gewerkt. Hierbij is het wel van belang dat de vulagent alleen optreedt als er een probleem is. Bijvoorbeeld dat een partij ondanks een positief prijsverschil zijn bergingen niet vult. Dit zorgt er voor dat de markt zo beperkt mogelijk wordt verstoord.

Kyos adviseert om de rol van een vulagent zoals EBN deze nu uitvoert in gasopslag Bergermeer sterker te verankeren en te verbreden naar alle gasopslagen. Daarbij vindt Kyos een terughoudende rol van de vulagent passend:

“De vulagent zal alleen vullen in het geval de capaciteitshouders dat niet of onvoldoende zelf doen om de gestelde vuldoelen te halen en laat capaciteitshouders zoveel mogelijk zelf vullen. Daarbij moet wel bedacht worden dat de vulagent meestal verlies maakt.”

Het kabinet schrijft in zijn brief als voornemen te hebben om de markt te consulteren over een structurele rol voor EBN als vulagent. Tevens is de gedachte de rol van de vulagent ‘minder terughoudend’ te laten zijn, zodat de financiële risico’s voor de Staat zoveel mogelijk beperkt worden. Er kan een jaarlijkse bepaling van de omvang van de vultaak komen, waarbij de vulagent dit volume meer gespreid over het seizoen kan vullen en in de gasopslag kan laten in de winter indien mogelijk. Het kabinet legt daarmee een link tussen een vulagent en het aanhouden van een strategische reserve. In tegenstelling tot een terughoudende vulagent is deze invulling zeer marktversturend. Hier wordt in de volgende paragraaf verder op in gegaan.

6.4 Strategische reserve

Bij het aanhouden van een strategische reserve wordt door een onafhankelijke instantie vastgelegd hoeveel gas nodig is in het geval van een verstoring van de leveringszekerheid. Over deze hoeveelheid gas kunnen marktpartijen niet beschikken. Een voorbeeld hiervan in een andere sector is de strategische oliereserve die aangehouden worden sinds de eerste en tweede oliecrisis. Een strategische reserve wordt meestal beheerd door een onafhankelijk entiteit.

GasTerra ziet allereerst een strategische voorraad niet als een effectieve maatregel, juist omdat de markt ook in het gascrisisjaar 2022/2023 goed functioneerde. De handel is tenslotte nooit stilgevallen. Weliswaar stegen gasprijzen tot grote hoogte, maar dit zou door het aanhouden van strategische reserves niet zijn voorkomen. De prijzen waren namelijk het hoogst in de zomer, tijdens het vulseizoen. Het is ook complex om te bepalen wanneer de strategische voorraad aangelegd dient te worden en in welke situaties deze voorraad vervolgens gebruikt mag worden.

GasTerra ziet als belangrijk nadeel van het aanhouden van een strategische reserve dat daarmee structureel een deel van een gasopslag aan de markt onttrokken wordt. Dat belemmert de markt om vrij en optimaal te reageren op vraag- of aanbodveranderingen en dat werkt prijsopdrijvend. Daarnaast is de hoeveelheid strategische reserve beperkt en zal over het algemeen niet voldoende zijn om bijvoorbeeld achterlopende vulgraad van gasopslagen op te lossen.

De vraag rijst mogelijk wat het juiste aandeel voor de strategische reserves is. Marktpartijen zullen in hun handelen rekening gaan houden met deze reserves en mogelijk zelf door eroderende prijzen gedwongen worden minder gebruik te maken van de gasopslagen. Het is niet ondenkbaar dat dit tot een negatieve spiraal leidt, waarbij het verminderde gebruik door marktpartijen leidt tot een hogere inschatting van de behoefte aan strategische reserves, die weer leidt tot minder gebruik van gasopslagen.

Tenslotte gaat het aanhouden van een strategische gasreserve gepaard met significante kosten. Terwijl, zoals we in de eerdere hoofdstukken hebben laten zien, er meer dan voldoende importcapaciteit is om voorraden jaarlijks weer aan te vullen. Een les uit de afgelopen crisis is dat het aanleggen van een voorraad juist stijgende prijzen tot gevolg kan hebben en geen effectieve maar wel een zeer dure maatregel is gebleken.

6.5 Financiering van eventuele maatregelen

De kosten van maatregelen voor het vullen van de gasopslagen worden idealiter in rekening gebracht bij de gebruiker van de flexibiliteit van de gasopslagen. Als het vullen van de gasopslagen plaatsvindt op basis van prijssignalen, dan gaat dit automatisch goed. Wordt het vullen van de gasopslagen een verplichting, dan moeten de kosten op een andere manier verhaald worden op de gebruikers. Een van de ideeën die daarbij overwogen wordt, is een heffing op de exitcapaciteit (export) in te voeren, om zo de kosten te verhalen op de buitenlandse gebruiker van de Nederlandse gasopslag.

Met een extra heffing wordt gas uit Nederland echter minder aantrekkelijk, waardoor de behoefte aan opslag in Nederland daalt, terwijl de kosten om de bergingen toch gevuld te krijgen zullen stijgen. Daarnaast is een heffing per capaciteitsseenheid niet representatief voor het daadwerkelijke gebruik van de capaciteit en dus van de Nederlandse gasopslag. Illustratief hiervoor is dat een vergelijkbare heffing in Duitsland is opgeheven onder druk van de Europese Commissie na klachten van Oostenrijk.

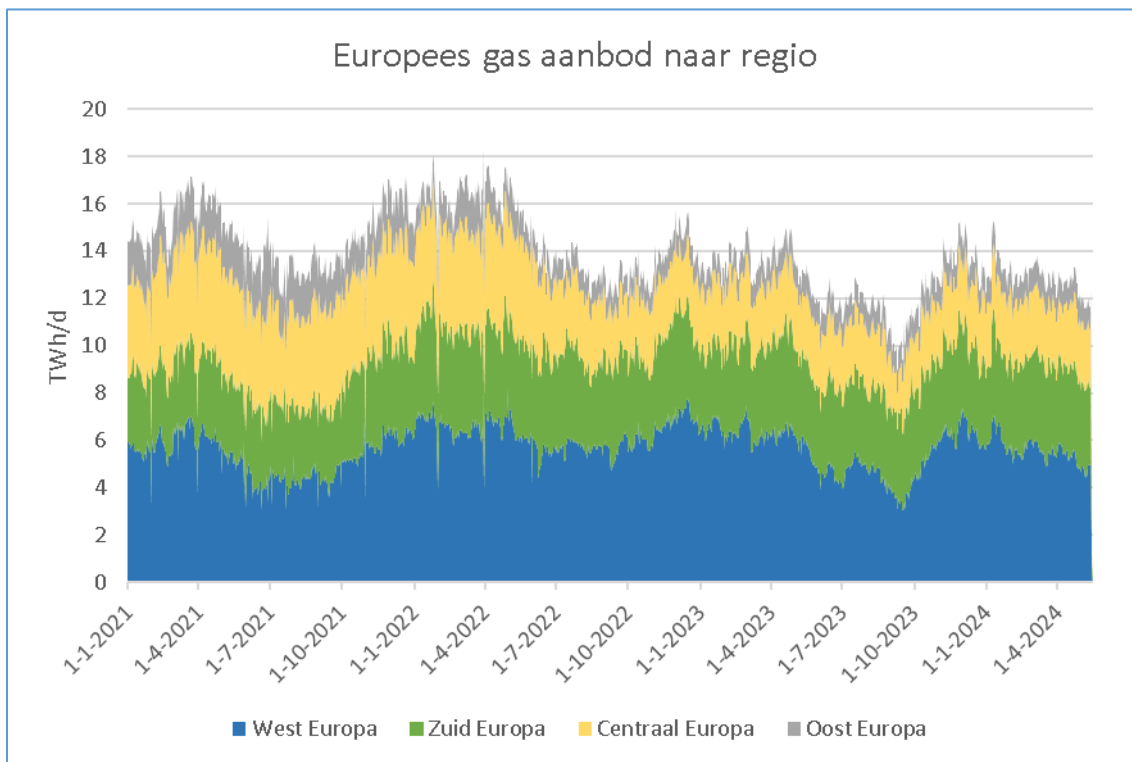
Het is ingewikkeld om de kosten eerlijk te verdelen over de veroorzakers. Een systeem op basis van daadwerkelijk gebruik lijkt het meest rechtvaardig. Ook dan geldt echter dat het allerminst zeker is dat de gebruiker betaalt, dat is namelijk sterk afhankelijk van de geldende commerciële afspraken. Heffingen op exportpunten zullen ook moeten passen binnen de Europese regels voor het vrij verkeer van goederen. Het principiële probleem blijft hoe buitenlandse gebruikers van de capaciteit op een effectieve manier mee gaan betalen voor de door hen veroorzaakte kosten.

7 Bijlagen

Bijlage I Verdeling Gasaanbod binnen Europa

Wanneer er gekeken wordt naar het aanbod voor de verschillende Europese regio's is te zien dat de staking van de leveringen door Gazprom in het voorjaar van 2022 vooral effect heeft gehad voor centraal en Oost-Europa. In Figuur 12 is deze uitsplitsing naar regio zichtbaar gemaakt. In deze uitsplitsing worden de volgende landen, die importcapaciteit van buiten Europa of eigen productie hebben, in de verschillende regio's verdeeld:

- West-Europa: Nederland, België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk
- Centraal-Europa: Duitsland, Polen en Denemarken
- Oost-Europa: Finland, de Baltische staten, Oekraïne, Hongarije en Roemenië
- Zuid-Europa: Spanje, Italië, Griekenland, Kroatië en Bulgarije



Figuur 12 Europees gas aanbod per regio. Bron: ENTSOG

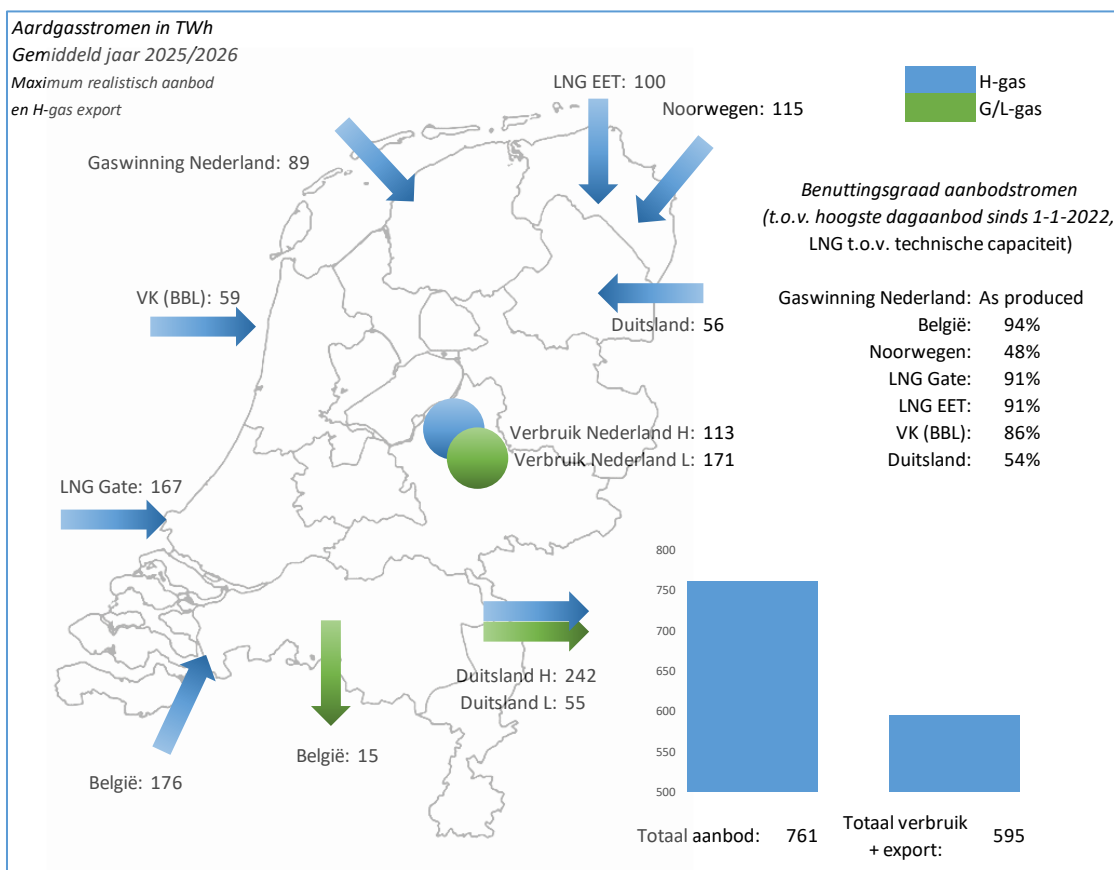
Het aanbod voor West- en Zuid-Europa is in deze periode op peil gebleven, terwijl Centraal- en Oost-Europa vooral het effect hebben gevoeld van de verminderde Russische export.

Bijlage II Verwachte vraag- /aanbodbalans gasjaar 2025/2026

Potentieel beschikbaar aanbodvolume in gasjaar 2025/2026

De verwachte vraag-aanbodbalans van Nederland voor gasjaar 2025/2026 laat volgens GasTerra een beeld zien waarin Nederland meer dan voldoende aanbod kent om aan de gasvraag te voldoen, ook in een koud jaar. Daarnaast voorziet GasTerra geen problemen bij het vullen van de gasopslagen in de zomer na een koude winter. Er tekent zich een beeld af waarin er meer afstand ontstaat tussen het maximaal beschikbare aanbod en de maximale vraag dan in de afgelopen jaren het geval is geweest.

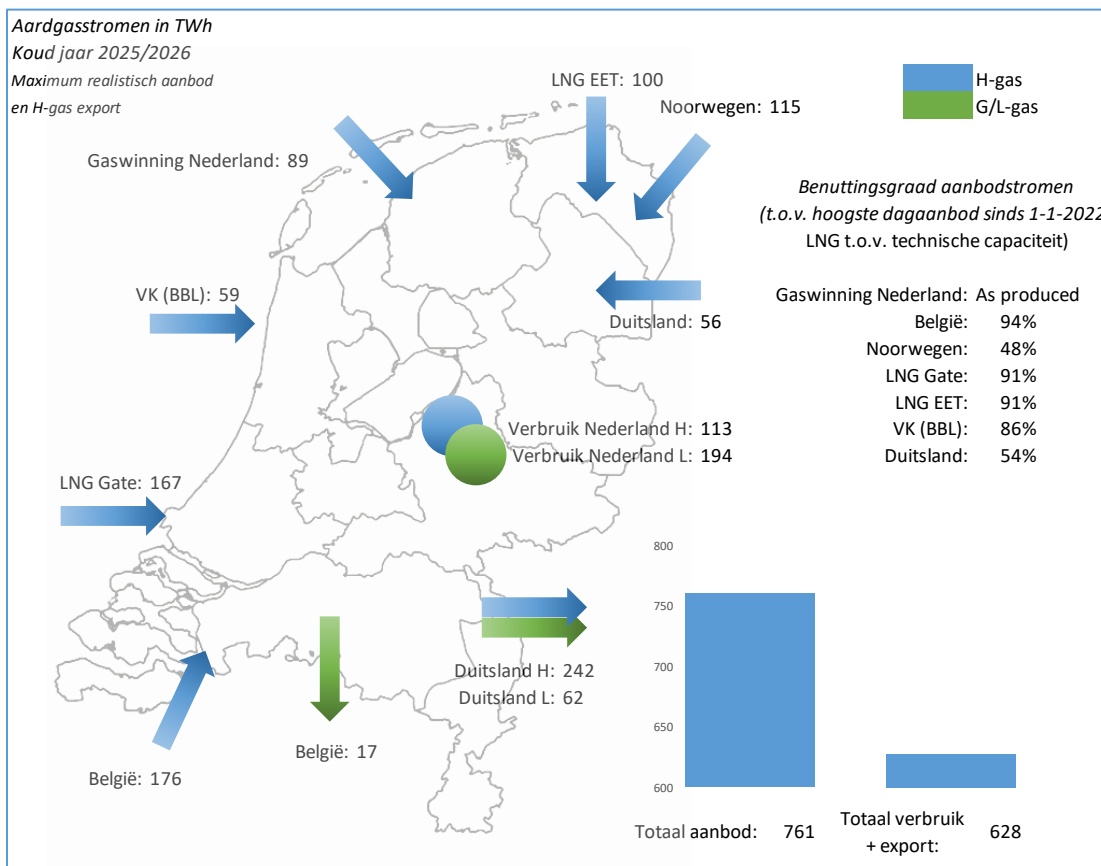
In gasjaar 2025/2026 verwachten we een verdere afname van de gaswinning uit kleine velden, in overeenstemming met de raming van GTS. Daarnaast voorzien we een verdergaande ombouw van laagcalorisch naar hoogcalorisch gas, voornamelijk in de omringende landen. Dit gaat zorgen voor een verdere afname van de export van laagcalorisch gas naar Duitsland en via België naar Frankrijk. Omdat hiervoor dan ook minder hoogcalorisch gas geïmporteerd hoeft te worden om via de stikstof faciliteiten geconverteerd te worden, heeft dit een positief effect op de mogelijke ruimte voor aanbodstromen door Nederland. In Figuur 13 wordt een overzicht gegeven van de verwachte vraag- en aanbodstromen voor gasjaar 2025/2026 in een gemiddeld jaar²⁰.



Figuur 13 Verwachte aardgasstromen NL gemiddeld jaar 2025/2026. Bron: ENTSOG, GTS & GasTerra

²⁰ Temperatuurscenario voor een gemiddeld jaar, in overeenstemming met GTS scenario

De gasopslagen worden in de verwachting volumeneutraal voor het gasjaar ingezet. Voor de verwachte export van hoogcalorisch gas naar Duitsland is ons uitgangspunt dat het 95^e percentiel van de gerealiseerde dagvraag in de afgelopen twee gasjaren elke dag van het gasjaar wordt afgenomen. Dit is een zeer hoge inschatting van deze vraag. Met deze uitgangspunten zijn we voor het potentiële aanbod en de verwachte vraag uitgegaan van de realistisch te verwachten maximum waarden. Voor de verwachte L-gas vraag is gebruik gemaakt van de graaddagen formule gepubliceerd door GTS. Uit deze graaddagen formule is ook af te leiden hoe groot de vraag in gasjaar 2025/2026 wordt in een koud scenario. Dit scenario is weergegeven in Figuur 14.



Figuur 14 Verwachte aardgasstromen NL koud jaar 2025/2026. Bron: ENTSO, GTS & GasTerra

De L-gasvraag neemt in een koud scenario toe met 33 TWh. Nederland heeft in beide scenario's voldoende aanbod om aan de voorzieningszekerheid te voldoen. Zelfs met een aantal conservatievere aannames over het beschikbare aanbod voor Nederland, blijft er voldoende volume beschikbaar om aan de vraag te voldoen. Vanuit het bovenstaande beeld kan in een koud jaar 133 TWh aan aanbod wegvallen voordat er volumematisch een probleem ontstaat. Ter vergelijking, dit is meer dan het gehele Noorse aanbod.

Verschillen in vraag- en aanbodschattingen voor een koud en gemiddeld jaar

Voor zowel een gemiddeld als een koud jaar worden in Tabel 1 de verschillen weergegeven tussen de schattingen voor vraag en aanbod van de analyse van GTS en GasTerra. Bij het aanbod representeren de positieve waarden een gunstigere visie van GasTerra (meer aanbod). Bij de vraag representeren de negatieve waarden een gunstigere visie van GasTerra (minder vraag).

Tabel 1 Verschil vraag en aanbod aardgasstromen gasjaar 2025/2026 GTS en GasTerra in TWh

Volume (TWh)	Verschil GT-GTS gemiddeld jaar	Verschil GT-GTS koud jaar
aanbod		
Gaswinning NL	-1	-1
LNG EET	20	20
LNG Gate	-3	-3
Verenigd Koninkrijk (BBL)	35	35
Belgie	46	46
Noorwegen	-5	-5
totaal	92	92
vraag		
Nederland (L-gas)	0	0
Nederland (H-gas)	2	1
Belgie/Frankrijk (L-gas)	4	5
Duitsland (L-gas)	6	7
Netto Duitsland (H-gas)	36	-14
totaal	48	-1
totaal balans	44	93

Bijlage III Capaciteitsbalans

GasTerra voorziet in Nederland voldoende capaciteitsmiddelen om aan de piekuvraag te voldoen voor gasjaar 2025/2026, ook in het N-1 scenario (d.w.z. exclusief Norg). Belangrijk in de analyse naar het beschikbare aanbod bij een extreem lage temperatuur (-14 °C effectief etmaalgemiddeld) is de inschatting van het aanbod vanuit België en het VK. Bij deze temperaturen is er in die landen veel minder LNG importcapaciteit beschikbaar om te kunnen exporteren naar Nederland en Duitsland. Vooral het VK heeft bij extreem lage temperaturen geen capaciteit meer over om te exporteren. Als gevolg daarvan is in de modellering van de beschikbare grenspuntstroom vanuit deze landen het aanbod sterk verminderd. Desondanks ziet GasTerra een overschot van 30 GWh/h aan capaciteitsmiddelen in het N-1 scenario ten opzichte van een tekort van <1 GWh/h dat GTS ziet. Hieronder lichten wij deze conclusie toe.

Beschikbaarheid bergingen

Bij de inschatting van het capaciteitsbeeld kijkt GasTerra onder andere naar de productiecapaciteit van de gasopslagen. GasTerra gaat er hierbij vanuit dat de in Tabel 2 genoemde gasopslagen binnen Nederland en Duitsland beschikbaar zijn. In totaal is er een capaciteit van 143,2 GWh/h beschikbaar in Nederland, dit is inclusief de additionele capaciteit van de Peakshaver (8,3 GWh/h) die bij lage temperaturen kan worden gebruikt. In een N-1 scenario wordt er vanuit gegaan dat de gasopslag met de grootste capaciteit, Norg, niet beschikbaar is voor productie, er is dan een capaciteit van 109,8 GWh/h beschikbaar in Nederland.

Tabel 2 Capaciteiten gasopslagen NL en Duitsland

Gasopslagen	Capaciteit in GWh/h
Norg	33,4
Grijpskerk	25,8
Alkmaar	15
Bergermeer	27,9
UGS Energystock	18
Epe RWE	5
Epe Eneco	3,9
Epe Nuon	5,9
Nuttermoor	4,9
Jemgum	4,4
Etzel	17,6
EKB	3,4

Verschillen in capaciteitsaannames van de gasopslagen

Voor de capaciteiten van de Nederlandse en Duitse gasopslagen wordt er een vergelijking gemaakt tussen de door GTS gebruikte getallen²¹ en de door GasTerra gebruikte getallen in deze analyse.

²¹ Bron: "GTS visie op de leveringszekerheid van aardgas" d.d. 26 maart 2024

In Tabel 3 zijn de verschillen weergegeven tussen de aannames van GTS en de aannames van GasTerra voor de beschikbare capaciteiten van de gasopslagen in gasjaar 2025/2026 zonder uitval van middelen. De capaciteiten zijn weergegeven in GWh/h en de middelen die zijn vergeleken betreffen zowel Nederlandse als Duitse bergingen.

Tabel 3 Capaciteitsvergelijking gasopslagen GTS – GasTerra in GWh/h

Capaciteit gasopslagen in GWh/h	GTS	GasTerra	Vershil
Norg	33,4	33,4	0
Grijpskerk	25,8	25,8	0
Alkmaar	15	15	0
Bergermeer	23,3	27,9	3
UGS Energystock	18	18	0
Epe RWE	5	5	0
Epe Eneco	3,9	3,9	0
Epe Nuon	5,9	5,9	0
Nuttermoor, Jemgum, Etzel, EKB	30,1	30,3	0,2
Peakshaver	8,3	8,3	0
Totaal	170,3	173,5	3,2

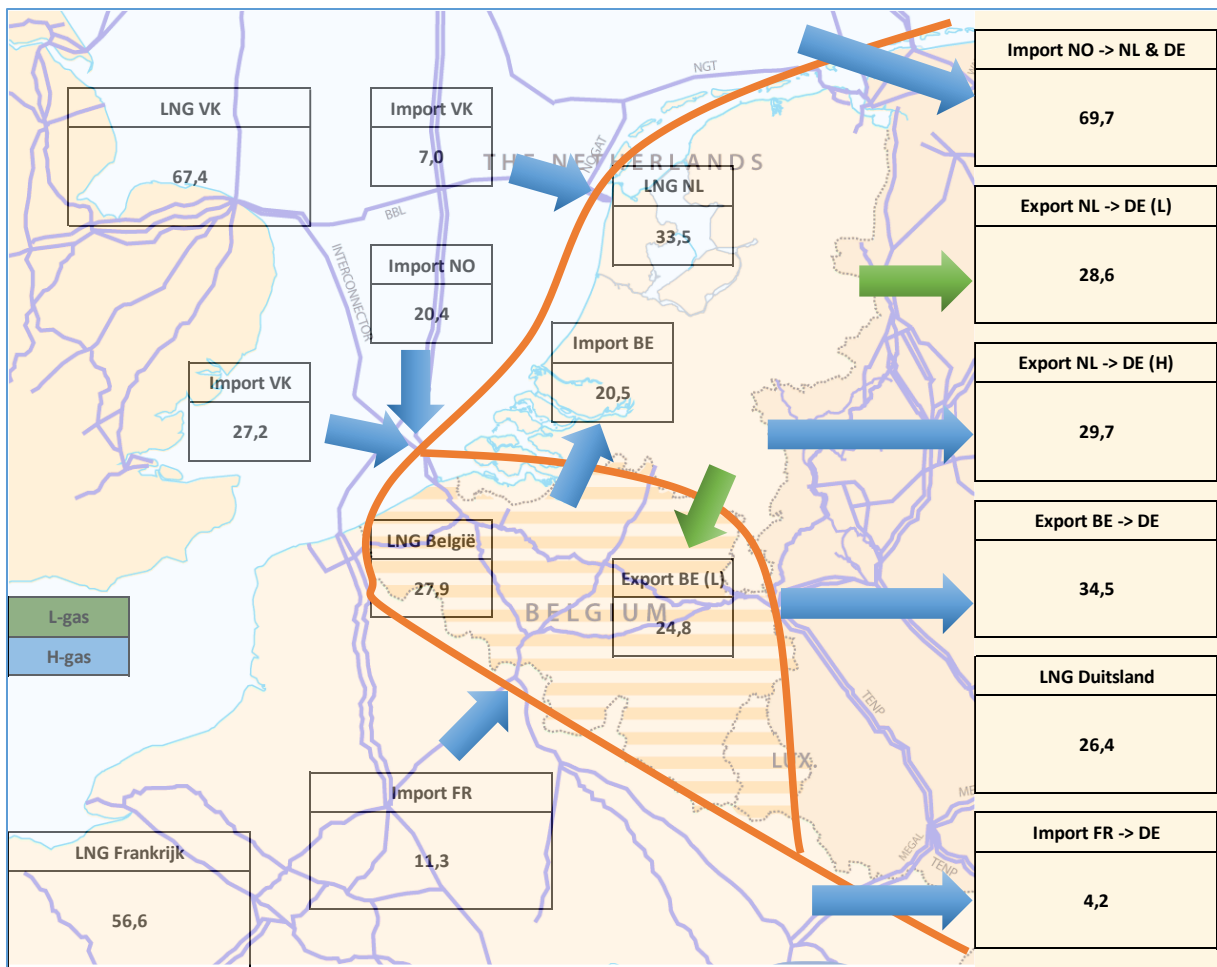
Voor de Duitse en Nederlandse bergingen wordt door GTS een gezamenlijke capaciteit van 170,3 GWh/h gezien. GasTerra ziet een capaciteit van 173,5 GWh/h. Dit verschil wordt grotendeels verklaard door het verschil in beschikbare capaciteit dat voor Bergermeer wordt gezien. GasTerra heeft hierin dezelfde aanname gehanteerd als DNV in zijn validatierapport van GTS²².

Vraag/Aanbodcapaciteit

De import- en exportstromen binnen Nederland zijn afhankelijk van de vraag en het aanbod in de ons omringende landen. Om een goed beeld te krijgen van de import- en exportstromen binnen Nederland is er gekeken naar de gasstromen binnen Noord West Europa. In Figuur 15 worden de LNG-stromen en importstromen die firm en interruptible zijn binnen Noordwest-Europa bij een hoge gasvraag weergegeven in GWh/h. De oranje lijnen geven de grenzen aan waar de capaciteit van het systeem beperkt is. De pijlen en bijbehorende getallen zijn de stromen die binnen deze beperkingen mogelijk zijn. Als input voor onderstaande figuur zijn de bekende firm en interruptible capaciteiten gebruikt²³ en is er gekeken naar de gerealiseerde gasstromen van de afgelopen twee jaren. De blauwe pijlen geven de richting van de H-gas stromen weer en de groene pijlen geven de richting van de L-gas stromen weer.

²² Bron: "Validatie van GTS advies van 31 januari 2024" d.d. 28 maart 2024, DNV

²³ Bron: System Capacity Map 2024 – Capaciteit bestand van ENTSOG



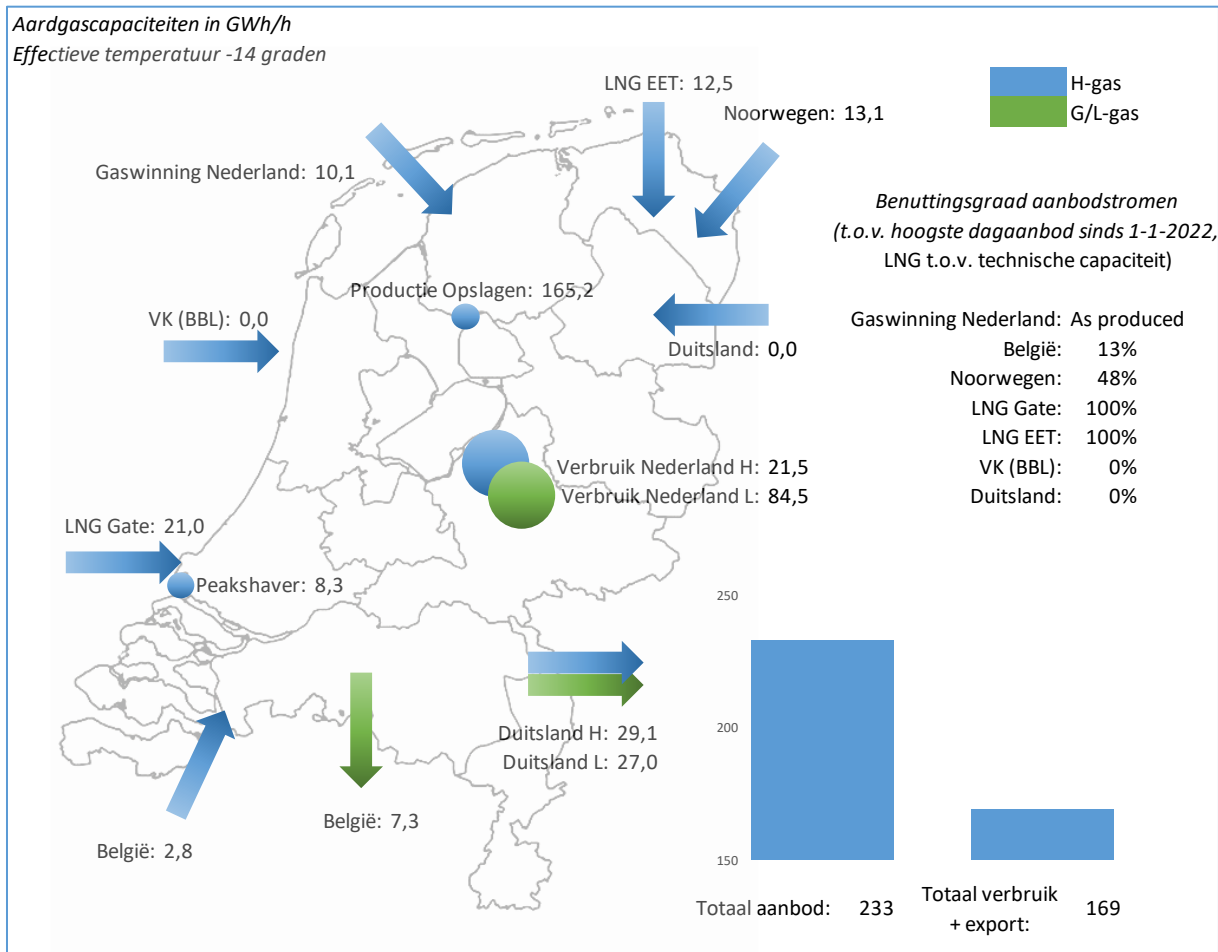
Figuur 15 Aardgasstromen NW Europa. Bron: ENTSOG

De mogelijke H-gas capaciteit voor de Benelux en Duitsland bestaat uit het aanbod aan LNG en import vanuit omringende landen. Wanneer de LNG capaciteiten van de Benelux en Duitsland worden gesommeerd met de import vanuit het Verenigd Koninkrijk, Frankrijk en Noorwegen wordt er een totale mogelijke H-gas capaciteit voor Benelux en Duitsland bereikt van opgeteld 227,6 GWh/h. Hierin is het aandeel import vanuit Noorwegen het grootst. Het mogelijke aanbod H-gas capaciteit voor Nederland bij een hoge gasvraag bedraagt 73,2 GWh/h en bestaat uit LNG Nederland en de import vanuit omringende landen. De mogelijke H-gas exportcapaciteit van Nederland naar Duitsland bij een hoge gasvraag bedraagt 29,7 GWh/h. Dit is hoger dan de firm beschikbare capaciteit van 17,6 GWh en is gebaseerd op het 95^e percentiel van de gerealiseerde gasstroom.

Capaciteitsbalans bij extreme kou

De capaciteitsbalans is voor een extreem koude winterdag (-14 graden Celsius) in kaart gebracht. De capaciteitsbalans is opgesteld met daarin de beschikbare capaciteiten vanuit import LNG, H-gas en de beschikbare capaciteiten van de productielocaties. Figuur 16 toont de capaciteitsbalans waarbij alle

bergingen beschikbaar zijn. Er is hierbij gerekend met een L-gas eindverbruikersvraag van 118,8 GWh/h²⁴. In het groen worden de L-gas stromen weergegeven, in het blauw de H-gas stromen.



Figuur 16 Aardgascapaciteiten NL bij een extreem koude winterdag (-14 graden Celsius). Bron: ENTSOG, GTS & GasTerra

In de capaciteitsbalans is verondersteld dat er bij extreme kou geen aanbod meer vanuit het Verenigd Koninkrijk is. Vanuit België is er bij extreme kou nog beperkte capaciteit beschikbaar. Er is hierbij, op basis van gerealiseerde data, bij lagere temperaturen aangenomen dat de uitstroom van België naar Nederland en Duitsland in gelijke verhouding afneemt.

Bij normale beschikbaarheid van de gasopslagen is er een totale capaciteit van 233 GWh/h beschikbaar. De capaciteit van het L-gas en H-gas verbruik binnen Nederland en de uitstroom van L- en H-gas naar de omliggende landen bedragen samen 169 GWh/h. Het verschil in capaciteit tussen vraag en aanbod in Nederland is hiermee 64 GWh/h. GasTerra ziet op basis van eigen analyse daarom bij een extreem koude winterdag geen problemen op capaciteitsvlak. Ook in een N-1 scenario (d.w.z. exclusief Norg) wordt er voldoende capaciteit gezien om te kunnen voldoen aan de capaciteitsvraag.

²⁴ In de berekeningen wordt aangesloten bij de door GTS aangenomen L-gas eindverbruikersvraag van 118,8 GWh/h. GasTerra is hierbij van mening dat een L-gas eindverbruikersvraag van 118,8 GWh/h bij een etmaalgemiddelde temperatuur van -14 graden een conservatieve aanname is.

Verschillen in capaciteitsaannames van vraag en aanbod bij -14 graden

Voor de vraag en aanbod capaciteiten van het Nederlandse systeem is er een vergelijking gemaakt tussen de analyse van GTS en de analyse van GasTerra.

In Tabel 4 zijn de verschillen weergegeven tussen de gebruikte aannames van GTS en GasTerra voor de vraag- en aanbodcapaciteiten bij een extreem koude winterdag in gasjaar 2025/2026. De capaciteiten zijn weergegeven in GWh/h. De beschikbaarheid van Norg is ook meegenomen. In een N-1 scenario ligt het totale aanbod 33,4 GWh/h lager.

Tabel 4 Verschil vraag en aanbod capaciteiten bij een extreem koude winterdag gasjaar 2025/2026 tussen GTS en GasTerra

Capaciteiten (GWh/h)	Verschil GT-GTS -14°C scenario	GTS	GasTerra
aanbod			
Gaswinning NL	-2,7	12,8	10,1
LNG EET	3,6	8,9	12,5
LNG Gate	0	21,0	21,0
Import	2,8	13,1	15,9
Bergingen NL/DU incl. peakshaver	3,7	169,8	173,5
totaal	7,4	225,6	233,0
vraag			
Binnen- en buitenlandse vraag (L-gas)	0	118,8	118,8
Nederland (H-gas)	6,3	27,8	21,5
België (H-gas)	6,3	6,3	0,0
Duitsland (H-gas)	8,6	37,7	29,1
Verenigd Koninkrijk (H- gas)	1,8	1,8	0,0
totaal	23,0	192,4	169,4
totaal balans	30,4	33,2	63,6