

De Staatssecretaris Mijnbouw
De [REDACTED]
Postbus 20401
2500 EK DEN HAAG

Gasunie Transport Services B.V.
Postbus 181
9700 AD Groningen
Concourslaan 17
T (050) 521 22 55
E info@gastransport.nl
Handelsregister Groningen 02084889
www.gasunietransportservices.com

Datum
31 januari 2023

Doorkiesnummer
+31 50 521 2752

Ons kenmerk
L 23.0046

Uw kenmerk

Onderwerp
Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten
behoefte van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Excellentie,

Wij adviseren u jaarlijks over de inzet van het Groningenveld ten behoeve van de leveringszekerheid van gas. Onderdeel van dit advies is een raming van de benodigde capaciteit en het productievolume van het Groningenveld voor het volgende gasjaar. Met deze brief geven wij invulling aan deze wettelijke taak¹.

Situatie op Europese en Nederlandse energiemarkten fundamenteel veranderd

De afgelopen jaren is door veel partijen hard gewerkt om maatregelen door te voeren die de gaswinning uit het Groningenveld verlagen met het oog op een zo spoedig mogelijke sluiting. Een aantal maatregelen, zoals het vullen van gasopslag Norg met pseudo G-gas, het exporteren van pseudo G-gas via Oude Statenzijl naar Duitsland (in plaats van gas uit het Groningenveld), het verhogen van de pseudo G-gas productie met de inzet van extra base-load stikstof en de additionele inkoop van stikstof, zijn voltooid. Daarnaast is nog een aantal maatregelen in uitvoering², zoals de omschakeling van huishoudens in België, Frankrijk en Duitsland van laagcalorisch gas (L-gas) naar hoogcalorisch gas (H-gas), de omschakeling van de negen grootste industriële grootverbruikers in Nederland van G-gas naar (voornamelijk) H-gas, de realisatie van de stikstofinstallatie Zuidbroek II voor extra pseudo G-gas productie en de omschakeling van gasopslag Grijpskerk naar G-gas zodat deze gasopslag de huidige back-up rol van het Groningenveld zou kunnen overnemen.

Mede dankzij deze maatregelen staat het Groningenveld het huidige gasjaar 'op de waakvlam'. Dit betekent dat alleen het minimale volume wordt geproduceerd om in noodgevallen direct als back-up ten behoeve van de leveringszekerheid te kunnen dienen. Het einde van de gaswinning uit het Groningenveld is hiermee in een volgende fase gekomen. Als de beschikbaarheid van voldoende H-gas geborgd is, kan het Groningenveld gesloten worden.

Echter, de situatie op de Nederlandse en Europese energiemarkt is door de Russische oorlog in Oekraïne fundamenteel veranderd. Rusland was tot voor kort verantwoordelijk voor ongeveer een derde van het H-gas aanbod richting Noordwest-Europa, maar sinds de zomer is de aanvoer volledig weggefallen.

¹ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q

² Voor een uitgebreidere beschrijving van de stand van zaken van deze maatregelen verwijzen wij u door naar bijlage 1.

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Hierdoor ontstond een schaarste aan aanbod, met als gevolg hoge prijzen en een daling van de gasvraag. Een deel van het weggevallen aanbod is vervangen door extra Liquefied Natural Gas (LNG) via bestaande terminals in België, Nederland en Groot-Brittannië. De opmars van dit extra LNG-aanbod resulteert in een omkering van de gasstromen: De doorvoer vanuit Groot-Brittannië en België, via Nederland naar Duitsland, is het afgelopen jaar sterk gestegen. Dit is echter niet genoeg om het volledige aanbod van Russisch gas te vervangen. Dat heeft ingrijpende gevolgen voor de Nederlandse energievoorziening.

Vóór het wegvallen van de H-gas import uit Rusland was er voldoende H-gas aanbod om zowel de volledige H-gas marktvrage als maximale pseudo G/L-gas productie te faciliteren. Daarom kon onze analyse voor de Groningenraming zich beperken tot de vraag/aanbod balans van de G/L-gas markt en konden wij de H-gas markt buiten beschouwing laten. Er is momenteel echter onvoldoende aanbod van H-gas om beide markten volledig te kunnen bedienen. Er is balans in de gasmarkt omdat de schaarste van H-gas heeft geleid tot (zeer) hoge prijzen – met negatieve gevolgen voor burgers en bedrijven – en een daling van de gasvraag. De verwachting is dat dit mechanisme ook in de toekomst zal blijven werken.

Vanwege de veranderende aanbod/vraag-balans, hebben wij de uitgangspunten van onze analyses met betrekking tot de leveringszekerheid herijkt en de sterk gewijzigde situatie in aanbod en vraag als uitgangspunt genomen. In onze modellen kunnen wij de fysieke veranderingen goed verwerken, maar marktgedrag – een belangrijke variabele voor de modeluitkomsten – is moeilijk voorspelbaar. Hierbij kunt u denken aan de wisselwerking tussen schaarste, prijs en gasvraag. Hierbij zijn niet alleen de Nederlandse ontwikkelingen van belang, maar ook die op de Noordwest-Europese markt.

Zoals in de wet staat³, is minimalisering van de productie uit het Groningenveld het uitgangspunt voor onze advisering. Daarom gaan wij in de analyses uit van volledige benutting⁴ van de bestaande aanvoerroutes en gaan wij voor de advisering over het volume uit van een scenario met een daling van de marktvrage. Zolang het aanbod beperkt blijft, zal de prijs op een relatief hoog niveau blijven, waardoor de marktvrage gereduceerd blijft. Dit marktmechanisme maakt dat wij in ons scenario uitgaan van een volumedaling, waardoor er minder Groningenproductie nodig is om de leveringszekerheid te borgen.

Onzekerheid Groningenvolume voor gasjaar 2022/2023

In de zomer van gasjaar 2021/2022 zijn grote inspanningen geleverd om de gasopslagen vol te krijgen voor de huidige winter. Een gedeelte van de vorige zomer was er nog Russisch gas beschikbaar, maar dit wordt niet verwacht voor de zomer van gasjaar 2022/2023. Het tekort aan H-gas zorgt daarom mogelijk voor een uitdaging bij het vullen van de gasopslagen. Hoe groot die uitdaging aankomende zomer gaat worden is afhankelijk van een aantal factoren. Voorbeelden hiervan zijn de temperatuur gedurende de rest van de winter, de benutte LNG-capaciteit, de inzet van de gasopslagen en of de gasvraag op het huidige lage niveau blijft. Deze factoren bepalen mede of er additionele maatregelen nodig zijn om de gasopslagen te vullen om leveringszekerheid voor de volgende winter te borgen.

³ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q, nr. 1

⁴ Volledige benutting op basis van technische capaciteit, dan wel op basis van beschikbaar volume voor Nederland. Zie voor verdere informatie bijlage 2.

Advies Groningencapaciteit- en volume

Op basis van onze analyses concluderen wij dat in het gasjaar 2023/2024 de capaciteit van alle huidige productielocaties van het Groningenveld noodzakelijk is om de leveringszekerheid te kunnen borgen. Vanwege deze conclusie, adviseren wij om in het huidige en komende gasjaar geen onomkeerbare stappen te zetten en daarom alle productielocaties van het Groningenveld open te houden.

Het openhouden van alle productielocaties met een totale capaciteit van 43 GWh/h⁵ (4,4 mln. m³/uur) heeft een beperkte impact op de verwachte Groningenproductie voor het huidige gasjaar: Omdat er meer productielocaties geopend moeten blijven in de komende zomer, stijgt de verwachte Groningenproductie voor gasjaar 2022/2023 met 4 TWh (0,4 miljard m³) naar 31 TWh⁶ (3,2 miljard m³).

Het openhouden van alle productielocaties van het Groningenveld in gasjaar 2023/2024 resulteert in dezelfde minimumflow verwachting voor dat gasjaar, namelijk 31 TWh (3,2 miljard m³). Daarnaast adviseren wij om het Groningenproductievolume van maximaal 15 TWh (1,5 miljard m³, bekend als het "back-up volume") dat onder bepaalde kritieke omstandigheden, zoals een acuut gastekort, ingezet kan worden, te handhaven.

Vanwege de grote onzekerheid op de huidige energiemarkten, hebben wij een groot aantal scenario's doorgerekend. Onze analyse laat zien dat er scenario's denkbaar zijn waarbij de minimumflow toereikend is voor het borgen van leveringszekerheid. Er zitten echter veel onzekerheden in de aannames⁷ aan zowel de vraag- als aanbod kant, met helaas meer kans op tegenvallers dan op meevallers. In dergelijke scenario's met tegenvallers, is de minimumflow uit het Groningenveld niet toereikend voor het borgen van de leveringszekerheid.

Wij houden de ontwikkelingen in de gasmarkt voortdurend in de gaten. Dat is nu zeker van belang, omdat heel Europa te maken heeft met gastekorten en maatregelen neemt om die tekorten zo snel mogelijk op te heffen. Zo zijn in Duitsland recent drijvende LNG-terminals in bedrijf genomen, waardoor Duitsland mogelijk straks minder hoeft te leunen op hoogcalorisch gas dat via Nederland wordt geleverd. Hierdoor is er – als het om aanvullend LNG-aanbod voor Duitsland gaat – mogelijk meer H-gas beschikbaar voor Nederland. Eind 2023 komen er nog meer LNG-terminals bij, waarmee Duitsland waarschijnlijk verder in de eigen gasbehoefte kan voorzien.

Daarnaast zijn verschillende partijen bezig met een onderzoek naar extra LNG importcapaciteit in Nederland. Mochten dergelijke initiatieven definitief doorgaan dan zal dat op zijn vroegst in de loop van het volgende gasjaar tot extra aanbod kunnen leiden. Indien al deze ontwikkelingen leiden tot wijzigingen in de planningsuitgangspunten en invloed hebben op de verwachte Groningenproductie voor gasjaar 2023/2024 dan zullen wij u daarover informeren.

⁵ Alle volumes in deze raming worden weergegeven in TWh. Deze energie-eenheid kan omgerekend worden naar miljard (n)m³[35,17] door het aantal TWh te vermenigvuldigen met 3,6/35,17. De capaciteiten in deze raming worden weergegeven met GWh/h, welke kunnen worden omgerekend naar (n)m³[35,17] door met dezelfde factor te vermenigvuldigen.

⁶ Dit hebben wij al eerder aangegeven in Aanvullend advies leveringszekerheid voor benodigde Groningencapaciteiten en -volumes gasjaar 2022/2023, d.d. 16 september 2022, ons kenmerk L 22.0478

⁷ Zie bijlage 2 voor een toelichting van de planningsuitgangspunten

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Snelst mogelijke sluiting van het Groningenveld blijft het streven

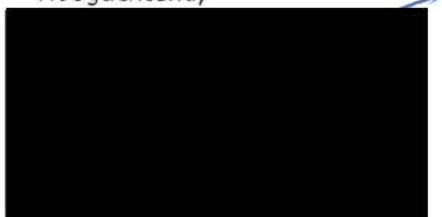
Het weggevalven Russische H-gas aanbod heeft een dusdanig groot effect op de gasbalans dat additionele maatregelen nodig zijn om de leveringszekerheid van gas in Nederland te kunnen waarborgen. Diverse initiatieven in Nederland en Europa zijn reeds in gang gezet. U kunt hierbij denken aan maatregelen aan zowel de aanbod- als vraagzijde:

- i. Extra LNG infrastructuur en aanbod in (Noordwest-)Europa;
- ii. Structurele energiebesparing en vermindering van de gasvraag;
- iii. Diversificatie van aanvoerroutes en bronnen: Verscheidenheid creëren in (LNG) aanbod en aanvullende netwerkoptimalisaties die er vooral op gericht zijn om de huidige omkering van de gasstromen mogelijk te maken;
- iv. Zorgvuldig beleid voor gasopslagen: Voorafgaand aan het winterseizoen de seizoensgasopslagen tenminste vullen tot een niveau nodig om de leveringszekerheid voor het jaar daarna te borgen en indien mogelijk zorgen dat het gas in de opslagen blijft, zodat de uitdaging om te vullen voor een volgende zomer niet te groot wordt. Er kan ook gekeken worden naar de mogelijkheden om de seizoensgasopslagen te vullen zodra de omstandigheden dat toestaan, dus ook vullen in het winterseizoen, zoals nu al in andere landen gebeurt.

Wij zullen ons blijven inzetten om de leveringszekerheid in Nederland veilig te stellen zonder productie uit het Groningenveld. De geopolitieke onzekerheid en ontwikkelingen op de gasmarkt zorgen er tot onze spijt voor dat dit het komende gasjaar 2023/2024 - vanuit het oogpunt van de leveringszekerheid - nog niet mogelijk is.

Wij blijven de ontwikkelingen op de energiemarkten nauwgezet volgen en zullen u bij relevante ontwikkelingen nader informeren.

Hoogachtend,



Algemeen Directeur

Bijlage 1: Stand van zaken maatregelen ter verlaging van de Groningenproductie

Bijlage 2: Raming benodigde Groningencapaciteiten en -volumes

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Bijlagen

Bijlage 1: Stand van zaken maatregelen ter verlaging van de Groningenproductie

Om de Groningenproductie nodig voor leveringszekerheid te minimaliseren kunnen er zowel aan de aanbod- als aan de vraagzijde maatregelen getroffen worden. Een aantal van de maatregelen, zoals het vullen van UGS Norg met pseudo G-gas, het exporteren van pseudo G-gas via Oude Statenzijl naar Duitsland in plaats van gas uit het Groningenveld, het verhogen van inzet van base-load stikstof en de additionele inkoop van stikstof, zijn voltooid. Een aantal maatregelen zijn in uitvoering. In deze bijlage geven wij u een korte stand van zaken betreffende deze maatregelen. Naast de maatregelen die betrekking hebben op de L-gas markt zijn nu ook een aantal maatregelen opgenomen die bijdragen aan de verbetering van de beschikbaarheid van H-gas in Nederland. De verlaging van vraag door verduurzaming is uiteraard ook een belangrijke stap, maar hier gaan wij in deze brief niet nader op in. Verduurzaming (besloten en voorgenomen beleid) wordt via de Klimaat en Energieverkenning via de marktinschatting meegenomen in de analyse.

1. Ombouw buitenland

(Pseudo) L-gas wordt geëxporteerd naar aangrenzende markten in België, Frankrijk en Duitsland. Het betreft voornamelijk huishoudens die alleen door L-gas beleverd kunnen worden, waarvoor men afhankelijk is van Nederlands pseudo G/L-gas en Groningengas. Om de L-gas levering uit Nederland te verminderen hebben de gasinfrastructuurbeheerders van België, Frankrijk en Duitsland afspraken gemaakt met Nederland om uitgebreide conversieprogramma's uit te voeren. Hierbij worden alle L-gas toestellen geschikt gemaakt voor H-gas en aan het H-gas net gekoppeld.

Voor het komend gasjaar wordt een totale export van 134 TWh⁸ verwacht. De ombouw in Duitsland, België en Frankrijk verloopt volgens planning. De verwachting is dat België voor 1 oktober 2024, de start van het volgende gasjaar, het volledige omschakelprogramma afgerond heeft. Tegen het einde van dit decennium zal de totale export van L-gas naar de omliggende landen naar nul zijn gebracht, zie Figuur 1.

⁸ Winter Briefing Task Force Monitoring L-gas conversion, publicatie verwacht in februari 2023



Figuur 1: Cumulatieve verwachte laagcalorische gasvraag uit België, Frankrijk en Duitsland voor een gemiddeld temperatuurprofiel voor gasjaar 2023/2024 tot en met 2029/2030. De blauwe balken geven weer wat België, Frankrijk en Duitsland hebben afgegeven als verwachte L-gas vraag uit Nederland, de oranje lijn geeft de verwachting van GTS weer voor diezelfde gasjaren op basis van de huidige (prijsgedreven) lage marktvaart.

2. Ingebruikname stikstofinstallatie Zuidbroek II

De bouw en ingebruikname van de stikstofinstallatie Zuidbroek II draagt bij aan het minimaliseren van de benodigde Groningenproductie: het reduceert de rol van het Groningenveld tot productie in uitzonderlijke situaties en versnelt de sluiting van het veld⁹. De Covid-19 pandemie en de daaruitvolgende lockdowns en een dispuut tussen de Engineering, Procurement and Construction (EPC) aannemer en onderaannemer hebben voor vertraging van de oplevering gezorgd. Deze raming beslaat gasjaar 2023/2024, en wij gaan ervanuit dat de nieuwe stikstofinstallatie beschikbaar is bij de start van het gasjaar. De winter van gasjaar 2023/2024 zal de eerste volledige winter zijn waar de stikstofinstallatie opereert en dus volledig ingezet zou kunnen worden. DNV-GL heeft eerder haar zorgen geuit over de beschikbaarheid van de nieuwe installatie en stelde dat nieuwe installaties een significant hogere storingsfrequentie hebben vanwege 'kinderziektes'¹⁰. Daarnaast zijn er periodes denkbaar dat er vanwege het beperkte H-gas aanbod onvoldoende H-gas beschikbaar is om alle stikstof in te kunnen zetten. Op dat soort momenten is de pseudo G-gas productie niet maximaal.

⁹ <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2021/03/08/wetsvoorstel-wat-na-nul-in-internetconsultatie>

¹⁰ Validatie van het GTS advies van 31 januari 2020, d.d. 10 februari 2020, rapport nr.: OGNL.192233.1

3. Inzet van Grijpskerk voor opslag G-gas

Vorig jaar is er begonnen aan de omschakeling van gasopslag Grijpskerk om deze in te kunnen zetten voor de opslag van G-gas in plaats van H-gas. Op 1 april 2022 heeft u ingestemd met het gewijzigde opslagplan dat nodig was voor deze omschakeling. Gedurende het zomer/injectieseizoen van gasjaar 2021/2022 is de gasopslag met G-gas gevuld, 21 TWh in totaal¹¹. De verwachting is dat in het huidige gasjaar het leaningproces van de gasopslag wordt voltooid. Dit houdt in dat het volledige beschikbare werkvolume aan G-gas wordt geproduceerd (dit is gedaan gedurende oktober 2022) om daarna over te gaan op de productie van een mengeling van L- en H-gas. Deze verdere productie maakt ruimte in de gasopslag vrij voor de injectie van G-gas in het aankomende injectieseizoen. Dit alles met het doel het G-gas werkvolume van de gasopslag dusdanig te vergroten zodat de gasopslag voldoet aan de specificaties in capaciteit en werkvolume om de back-up rol van het Groningenveld over te nemen. De Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) heeft aangegeven dat zij verwacht dat er per 1 oktober 2023 een laagcalorisch werkvolume beschikbaar is van 12 TWh¹².

4. Ombouw industriële grootverbruikers

Op 20 juni 2020 is het "Wetsvoorstel houdende wijziging Gaswet betreffende verbod op laagcalorisch gas voor de grootste afnemers" in werking getreden¹³. In deze wetswijziging wordt een verbod ingesteld op het gebruik van G-gas na oktober 2022 voor bedrijven met een jaarverbruik boven de 1 TWh per jaar voor in ieder geval twee van de gasjaren 2016/2017, 2017/2018 en 2018/2019. Negen bedrijven voldeden aan deze criteria. Indien deze bedrijven een aanvraag indienden bij GTS, was het de opdracht aan GTS om deze voor 1 oktober 2022 van het G-gas af te schakelen en eventueel aan sluiten op een andere bron, bijvoorbeeld H-gas. Vijf grootverbruikers nemen geen G-gas meer af sinds de wettelijk vastgelegde deadline. De ombouw van de overige vier grootverbruikers is complexer, deze staan gepland voor de aankomende gasjaren^{14, 15, 16}. Zij hebben een tijdelijke ontheffing gekregen voor het verbod voor het onttrekken van laagcalorisch gas tot de geplande omschakeldatum.

5. Verhoging LNG-aanbod

Het afgelopen jaar is er geïnvesteerd in het uitbreiden van het Nederlandse LNG-aanbod. Aanpassingen zijn gedaan aan de GATE terminal op de Maasvlakte waardoor er meer LNG import mogelijk gemaakt wordt. Daarnaast is er geïnvesteerd in een nieuwe drijvende LNG-terminal in de Eemshaven, de Eemshaven Energy Terminal. Deze is in een half jaar operationeel gemaakt en sinds september 2022 in bedrijf genomen. Hiermee wordt zowel additionele capaciteit als volume gecreëerd. Met deze twee projecten kan Nederland op jaarbasis zo'n 117 TWh aanvullend LNG invoeren. Het gas is bestemd voor de Europese gasmarkt.

Hiermee is nog niet het volledige aanbod van Russisch gas vervangen.

¹¹ Stand van zaken conversie Grijpskerk, d.d. 23 november 2022, bijlage bij het document met uw kenmerk PDGGO-DSGG / 22567440

¹² Stand van zaken conversie Grijpskerk, d.d. 23 november 2022, bijlage bij het document met uw kenmerk PDGGO-DSGG / 22567440

¹³ Wetsvoorstel houdende wijziging Gaswet betreffende verbod op laagcalorisch gas voor de grootste afnemers, d.d. 3 december 2018, Kenmerk DGETM-E2020/18285567

¹⁴ Voortgang en planning ombouw van industriële grootverbruikers, d.d. 8 december 2020, ons kenmerk L 20.0616

¹⁵ Verdere versnelling sluiting Groningenveld mogelijk, d.d. 16 juni 2021, ons kenmerk L 21.0252

¹⁶ Aangepaste planning voor de ombouw grootverbruiker, d.d. 23 november 2021, ons kenmerk L 21.0535

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

In Nederland lopen er meerdere aanvragen om aanvullend LNG-aanbod via drijvende terminals op de markt te brengen, maar deze initiatieven hebben nog niet geleid tot een finaal investeringsbesluit (FID). Ook in andere landen in Noordwest-Europa wordt er extra LNG importcapaciteit gerealiseerd. De verwachting is dat in Duitsland in het huidige gasjaar drie drijvende LNG-terminals in bedrijf worden genomen, met nog een drietal die mogelijk daarna volgen. Een deel van het H-gas aanbod nodig in Duitsland hoeft daardoor mogelijk niet langer vanuit Nederland aangevoerd te worden, waardoor ook in Nederland meer H-gas beschikbaar komt.

6. Drukverhoging BBL

BBL Company (BBLC) is de operator van de 230 km pijpleiding tussen Balgzand in Nederland en Bacton in Groot-Brittannië. De capaciteit van de leiding is 20,6 GWh/h van Nederland naar Groot-Brittannië en 7 GWh/h van Groot-Brittannië naar Nederland. BBLC is met National Grid (de operator van het Britse gas systeem) een zogenoemde "pressure service" overeengekomen met als doel de capaciteit van Groot-Brittannië naar Nederland te verhogen van 7 GWh/h naar 10 GWh/h. Deze dienst wordt op best efforts basis door National Grid verleend.

Ofgem, de Britse toezichthouder, dient de dienst nog goed te keuren alvorens deze in werking kan treden. De verwachting is dat BBLC vanaf voorjaar 2023 van de dienst gebruik kan maken, waardoor er extra volume via de BBL naar Nederland kan worden getransporteerd.

Bijlage 2: Raming benodigde Groningencapaciteiten en -volumes

Het is onze wettelijke taak om u te adviseren over de benodigde Groningencapaciteiten en het productievolume voor gasjaar 2023/2024 vanuit het oogpunt van leveringszekerheid. In deze bijlage gaan wij in op het proces en de uitkomsten hiervan leidend tot dit advies.

Model

Het model dat gebruikt wordt voor de berekeningen van de Groningencapaciteiten en -volumes, bestaat uit een vraag- en aanbodzijde. Elk uur dienen deze in balans te zijn: de vraag wordt ingevuld met het aanbod. Vorig jaar, tijdens het proces van de raming voor het huidige gasjaar, namen wij alleen de G/L-gas vraag/aanbod-balans mee in ons model. Wij namen aan, net als in de voorgaande jaren, dat er voldoende aanbod van H-gas was om zowel de H-gas marktvrage als een optimale inzet van de conversiemiddelen te faciliteren. Met andere woorden, er was altijd voldoende H-gas om de base-load conversiemiddelen voor 100% in te zetten, waardoor de pseudo G-gas productie maximaal kon zijn. Door het wegvallen van het Russisch H-gas aanbod kunnen wij hier niet langer vanuit gaan. Daarom zullen wij dit jaar voor de raming niet alleen kijken naar de G/L-gas vraag/aanbod-balans maar ook naar de H-gas vraag/aanbod-balans. Dit doen wij voor zowel de bepaling van de capaciteit die nodig is in een situatie met een hoge gasvraag (piekdag) als bij het bepalen van eventueel additioneel volume nodig uit het Groningenveld.

Hierbij wordt de best mogelijke inschatting van het verwachte vraag en aanbod gemaakt, maar er zijn echter veel onzekerheden. Historische data zijn niet overal bruikbaar als inschatting voor toekomstig gedrag omdat het wegvallen van het Russische H-gas heeft geleid tot grootschalig gewijzigde gasstromen (bv. meer import uit België en juist minder import uit Noorwegen en Duitsland). Bovendien is het effect van additionele maatregelen op landelijke schaal, zoals het prijsplafond op de vraag, onduidelijk en de haalbaarheid van LNG-projecten en beschikbaarheid van LNG voor Europa onzeker. Wij houden de ontwikkelingen aan zowel de vraag- als aanbodkant nauwlettend in de gaten. Indien nieuwe inzichten leiden tot een wijziging van de planningsuitgangspunten gebruikt voor deze raming en effect hebben op de verwachte Groningenproductie, dan zullen wij conform onze wettelijke taak¹⁷ u hiervan op de hoogte brengen.

Advies Groningencapaciteit voor leveringszekerheid gasjaar 2023/2024¹⁸

In voorgaande adviezen werd bij de bepaling van de benodigde Groningencapaciteit gebruik gemaakt van de infrastructuurnorm¹⁹. Deze norm schrijft voor dat de zogenaamde N – 1-formule berekend wordt. Deze geeft de technische capaciteit van de gasinfrastructuur die nodig is om te voorzien in de totale gasvraag in een berekend gebied in het geval van een verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur gedurende een dag met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar. Hierbij wordt onder andere rekening gehouden met de benuttingsgraad van de bestaande infrastructuur²⁰.

¹⁷ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 11

¹⁸ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q, nr. 1

¹⁹ Conform Verordening (EU) 2017/1938, artikel 5

²⁰ Conform Verordening (EU) 2017/1938, artikel 5, lid 1

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

In deze raming gebruiken wij wederom deze infrastructuurnorm. Bij de inschatting van de H-gas importstromen nemen wij voor een aantal de verwachte benuttingsgraad als meest reëel planningsuitgangspunt mee. Dit geldt voor de aanvoer van H-gas vanuit de Kleine Velden²¹, Groot-Brittannië²², België²³, Duitsland²⁴ en Noorwegen²⁵. Wat betreft de andere middelen, zowel L- als H-gas, gaan wij in lijn met de infrastructuurnorm uit van volledige technische beschikbaarheid op het moment van een extreme hoge vraag. Dit geldt dus voor de seizoensgasopslagen, maar ook voor de capaciteit op de Liquefied Natural Gas (LNG) - terminals. Hierbij worden capaciteiten zoveel mogelijk op openbare bronnen gebaseerd²⁶,^{27,28}. Aan de vraagkant is de uitzonderlijke hoge gasvraag die eens in de twintig jaar voorkomt, vertaald naar een daggemiddelde effectieve temperatuur van -15,5 °C. Bij deze temperatuur hebben wij gekeken naar de vraag van zowel laag- als hoogcalorisch gas vanuit België, Frankrijk, Duitsland, Groot-Brittannië en Nederland. Ten opzichte van vorig jaar is Groot-Brittannië toegevoegd omdat wij nu ook de hoogcalorische balans meenemen. De inschatting van de verwachte vraag bij een uitzonderlijk lage temperatuur is voornamelijk gebaseerd op gedocumenteerde bronnen^{29,30,31,32,33}. Voor de binnenlandse vraag baseren wij ons zoals gebruikelijk op de recent gepubliceerde Klimaat en Energieverkenning (hierna KEV 2022), de bron voor de buitenlandse L-gas vraag zijn is de Task Force Monitoring L-gas Conversion (hierna Task Force), waar de deelnemende landen zelf een inschatting geven van de gasvraag.

In Figuur 2 is een overzicht gegeven van de verschillende capaciteiten aan vraag- en aanbodzijde, op schaal weergegeven. Links staat de som van de H- en L-gas vraag, de tweede kolom geeft zowel alle beschikbare L- als H-gas middelen weer. Deze figuur laat zien dat, in het geval dat alle andere middelen beschikbaar zijn, sluiting van het Groningenveld een tekort aan capaciteit oplevert ten tijde van een extreem hoge vraag. Dit tekort aan capaciteit kan ingevuld worden met de capaciteit van een gedeelte van de nu operationele productielocaties op het Groningenveld. Er kan ook gedacht worden aan andere maatregelen, zoals aan het verminderen van de vraag.

²¹ Opgave van de producenten zelf voor de productie uit de Kleine Velden, gecorrigeerd met een historische factor als verschil tussen opgave en realisaties.

²² Wij gaan ervanuit dat ten tijde van een piekvraag in Nederland Groot-Brittannië haar volledige toevoer van H-gas via LNG nodig heeft voor het afdekken van de vraag. Zie ook Gas Winter Outlook 2022/23, d.d. oktober 2022, zoals gepubliceerd door National Grid. Dit betekent dat wij verwachten dat er geen H-gas beschikbaar is in Groot-Brittannië voor Nederland ten tijde van de piekvraag.

²³ Op het moment van extreme hoge vraag zal België maximaal gebruik maken van zijn LNG-aanvoer. De verwachting is dat het aanbod nodig is voor de piekvraag in België, en dat er geen H-gas beschikbaar is voor import naar Nederland.

²⁴ Er wordt geen import verwacht vanuit Duitsland. De verwachting is dat Duitsland ten tijde van een piekvraag maximaal H-gas zal afnemen voor zowel eigen H-gas vraag als voor doorvoer naar andere landen. Vastgesteld in overleg met Duitse Transmission System Operators (TSO's).

²⁵ Inschatting op basis van de huidige realisaties. Op dit moment is de Noorse productie maximaal, en wordt verdeeld tussen verschillende Europese landen, waarbij het grootste gedeelte naar Duitsland gaat. De rest gaat naar Nederland. De verwachting is dat zolang Duitsland onvoldoende andere bronnen van H-gas (lees: LNG) heeft, de verdeelsleutel ook zo zal zijn op het moment van hoge vraag.

²⁶ <https://agsi.gie.eu/>

²⁷ <https://alsi.gie.eu/>

²⁸ Inzet van de Duitse H-gas gasopslagen achter Oude Statenzijl tijdens piekvraag is ingeschat in overleg met Duitse TSO's.

²⁹ Klimaat en Energieverkenning 2022, d.d. 1 november 2022, zoals gepubliceerd door Planbureau voor de Leefomgeving

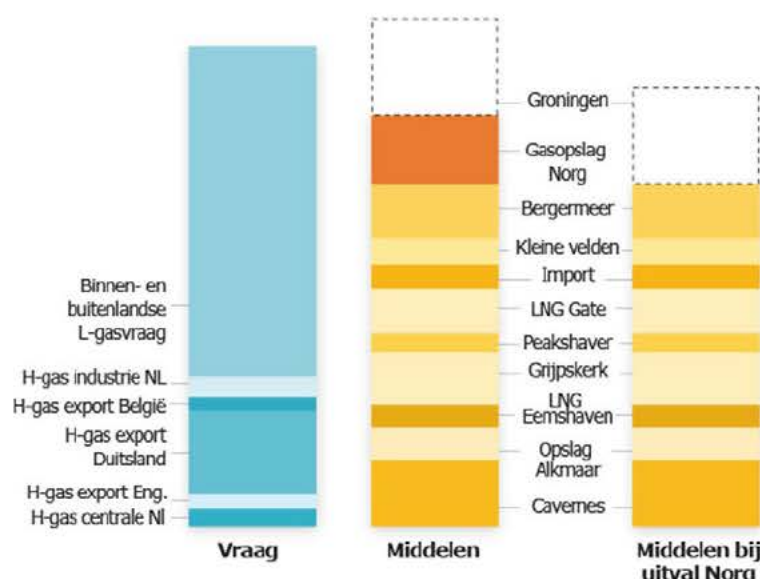
³⁰ Winter Briefing Task Force Monitoring L-gas conversion, publicatie verwacht in februari 2023

³¹ EntsoG Winter Supply Outlook 2022/2023, d.d. oktober 2022, documentnummer SO0038-22

³² Gas Winter Outlook 2022/23, d.d. oktober 2022, zoals gepubliceerd door National Grid.

³³ De verwachting is dat Duitsland ten tijde van een piekvraag maximaal H-gas zal afnemen voor zowel eigen H-gas vraag als voor doorvoer naar andere landen. Vastgesteld in overleg met Duitse TSO's.

Als, in lijn met de infrastructuurnorm, daarbovenop nog rekening gehouden wordt met uitval van de grootste bron, wat gasopslag Norg is, zijn alle Groningenproductielocaties die op dit moment operationeel zijn, nodig om het tekort op te vangen. Dit is weergegeven in de derde kolom van Figuur 2.



Figuur 2: De verwachte balans van hoog- en laagcalorische middelen bij een daggemiddelde effectieve temperatuur van $-15,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, opgedeeld in segmenten. Aan de linkerkant staan de vraagsegmenten waarbij voor de L-gas vraag uitgegaan is van de KEV 2022 en de cijfers afkomstig van de Task Force, aan de rechterkant de aanbodsegmenten. De tweede kolom geeft alle beschikbare middelen weer, bij de derde kolom mist gasopslag Norg (in lijn met de infrastructuurnorm).

Ons advies is om in gasjaar 2023/2024 de maximale capaciteit van 43 GWh/h beschikbaar te houden op het Groningenveld om de vraag naar gas af te kunnen dekken op een moment van piekvraag.

Gebaseerd op de planningsuitgangspunten en met het beschikbaar stellen van de volledige capaciteit van de Groningenproductielocaties, verwachten wij nog een steeds een capaciteitstekort op een piekmoment. Dit capaciteitstekort kan op verschillende manieren opgelost worden: door meer capaciteitsaanbod te creëren of door de piekvraag te reduceren, of een combinatie van die twee.

Op dit moment lopen er een aantal projecten die additioneel capaciteitsaanbod creëren, maar deze lijken niet gerealiseerd te kunnen worden vóór gasjaar 2023/2024. Voor het aankomend gasjaar kan een capaciteitstekort worden opgelost door het reduceren van de (industriële) vraag bij lage temperatuur.

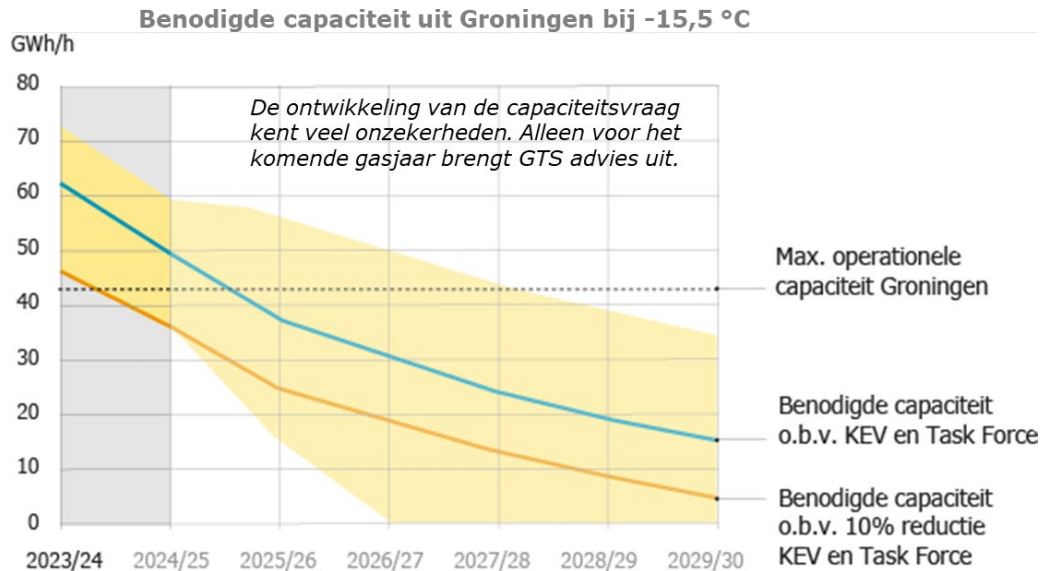
Advies Groningencapaciteit voor leveringszekerheid voor de komende gasjaren

De planningsuitgangspunten kunnen geprojecteerd worden naar de komende jaren. Hierbij gaan wij uit van ongewijzigde omstandigheden in vraag en aanbod van het H-gas ten op zichte van de hierboven genoemde planningsuitgangspunten. De verwachting is echter wel dat de H-gas vraag/aanbod-balans zich de komende jaren zal ontwikkelen. Op dit moment bevinden wij ons immers in een situatie met een tekort aan aanbod met hoge prijzen tot gevolg en impact op de gasvraag. Deze ontwikkelingen zullen gemonitord worden en meegenomen in onze toekomstige adviezen. Omdat de impact van de maatregelen in de toekomst erg onzeker is, hebben wij deze in het huidige advies niet meegenomen. Desondanks hebben wij wel verschillende scenario's voor latere gasjaren doorgerekend, maar gezien de grote onzekerheid zijn deze resultaten indicatief.

Voor de latere L-gasvraag worden de cijfers uit de KEV 2022 en de Task Force meegenomen. Ook gaan wij ervanuit dat de gasopslagen en LNG-terminals beschikbaar blijven zoals wij hierboven hebben meegenomen. Dit resulteert in een capaciteitsverwachting voor de aankomende jaren zoals weergegeven met de doorgetrokken blauwe lijn in Figuur 3. De capaciteitsverwachting wanneer gerekend wordt met een reductie van 10% ten opzichte van de vraag uit de KEV 2022 en de L-gas vraag van de Task Force, levert de oranje doorgetrokken lijn op. Deze reductie van 10% is gebaseerd op de huidige marktrealisaties: onze analyses laten zien dat door het lage verbruik ook de capaciteit van de piekvraag is afgenomen. Figuur 2 laat zien dat ook met een additionele capaciteitsreductie van 10% bovenop de capaciteitsreductie meegenomen in de KEV 2022 en de Task Force cijfers, additionele maatregelen genomen moeten worden om het Groningenveld zo snel mogelijk te kunnen sluiten.

Zoals al eerder genoemd is het resultaat van de raming sterk afhankelijk van de planningsuitgangspunten. Dit jaar zit er meer onzekerheid in de planningsuitgangspunten dan anders, omdat historische data niet altijd als bron kunnen dienen om gedrag te voorspellen voor de toekomst. Wij hebben daarom een aantal scenario's doorgerekend waarbij variatie is aangebracht binnen de planningsuitgangspunten ten opzichte van het scenario waarbij wij uitgegaan zijn van de KEV en Task Force cijfers, zoals hierboven weergegeven. De grenzen van de onzekerheidsmarge, weergegeven voor de gele wolk in de grafiek, zijn gedefinieerd door de minimale en maximale capaciteit in een gasjaar, niet per se één bepaald scenario.

De bovenkant van de gele wolk wordt gevormd door scenario's met minder aanbod of meer vraag. Denk hierbij aan de bestaande LNG-terminals die niet maximaal benut worden of een H-gas importstroom met een capaciteit vergelijkbaar met de Eemshaven Energy Terminal die wordt stopgezet. De onderkant van de onzekerheidsmarge wordt bepaald door minder vraag of meer aanbod. De sluiting van het Groningenveld wordt bespoedigd door het creëren van extra capaciteitsaanbod, bijvoorbeeld door LNG-terminals of een verminderde afhankelijkheid van gasstromen uit Nederland voor omliggende landen. Op dit gebied lopen verschillende projecten, maar de haalbaarheid van deze projecten is nog onduidelijk. Met alle onzekerheid en ontwikkelingen op de gasmarkt kunnen wij u op dit moment dan ook geen advies geven over een nieuwe sluitingsdatum van het Groningenveld.



Figuur 3: De verwachte benodigde capaciteit op het Groningenveld ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024 tot en met gasjaar 2029/2030. Hierbij wordt er gerekend volgens de infrastructuurnorm, dus met een uitval van gasopslag Norg. Hierin zijn twee scenario's volledig weergegeven met een doorgetrokken lijn en de variaties in de overige onderzochte scenario's weergegeven middels de gele onzekerheidsmarge. Voor meer informatie, zie tekst.

Methode en planningsuitgangspunten bepaling benodigd Groningenvolume

Additioneel Groningenvolume nodig voor leveringszekerheid in gasjaar 2023/2024 volgt eveneens uit een vraag- en aanbod balans. Deze is niet opgesteld voor een bepaald moment, zoals bij de piekvraag, maar voor een gasjaar. Omdat (een gedeelte van) de vraag temperatuurgerelateerd is, worden de temperatuurprofielen van de afgelopen dertig jaar doorgerekend. Hierbij worden de temperaturen van gasjaar 1995/1996 gebruikt voor een koud temperatuurprofiel, 2004/2005 voor een gemiddeld temperatuurprofiel en 2006/2007 voor een warm temperatuurprofiel³⁴.

Deze temperatuurgerelateerde vraagprofielen worden vervolgens ingevuld met de verschillende middelen, zowel L- als H-gas middelen. Hierbij is de insteek dat de totale vraag, dus de som van de L- en H-gasvraag, altijd afgedekt wordt. Dat houdt in dat het H-gas aanbod eerst ingezet wordt voor het voldoen van de H-gas marktvraag. Dit is in lijn met de definitie van leveringszekerheid zoals vastgelegd in de memorie van toelichting bij de wet Minimalisering gaswinning Groningenveld³⁵. Hierin staat immers dat leveringszekerheid inhoudt dat "eindafnemers van gas op het juiste moment en in de juiste kwaliteit (laag- of hoogcalorisch) en met de benodigde hoeveelheid worden beleverd, ook wanneer de vraag hoog is" ³⁶. Daarna wordt het overgebleven H-gas aanbod beschikbaar gesteld aan de conversiemiddelen om er pseudo G-gas van te maken. Het Groningenveld is in de modellering zoals altijd de sluitpost van de balans, om zo de minimale Groningenproductie voor leveringszekerheid te garanderen.

³⁴ Conform de beschrijving in de Uitvoeringsregeling horend bij de Gaswet artikel 3a, lid 4

³⁵ Wet van 17 oktober 2018 tot wijziging van de Gaswet en van de Mijnbouwwet betreffende het minimaliseren van de gaswinning uit het Groningenveld

³⁶ Memorie van toelichting bij het wetsvoorstel Wijziging van de Gaswet en van de Mijnbouwwet betreffende het minimaliseren van de gaswinning uit het Groningenveld, paragraaf 2.1

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Bij de bepaling van het benodigde Groningenvolume zijn wij uitgegaan van een, waar mogelijk, maximale inzet van het mengen van gas met een hogere energie-inhoud bij gas met een lagere energie-inhoud (verrijking)³⁷, en een maximale jaargemiddelde stikstofinzet van 100%³⁸. Dit laatste is in lijn met de vaststellingsbesluiten van de afgelopen vier jaren^{39,40,41,42}. Op dit moment zien wij geen mogelijkheden om de stikstofinstallaties op jaarbasis structureel hoger in te zetten dan 100%.

De capaciteitsanalyse laat zien dat de maximale capaciteit van 43 GWh/h op het Groningenveld noodzakelijk blijft om de leveringszekerheid te borgen bij significante uitval van andere middelen. Om te garanderen dat de benodigde Groningencapaciteit aanwezig is op momenten dat deze nodig is, worden de productielocaties via een minimumflow strategie in staat van paraatheid gehouden. De minister heeft de uitgangspunten voor deze strategie vastgesteld, en de NAM heeft deze vertaald naar rekenregels voor ons model⁴³. De rekenregels bepalen dat de helft van de clusters die nodig zijn om de door ons aangegeven capaciteit te leveren, gedurende de maanden november tot en met maart altijd minimaal minimumflow zullen produceren. Tijdens deze maanden wordt de andere helft van de clusters ook op minimumflow gezet als de daggemiddelde effectieve temperatuur beneden het vriespunt zakt. Deze vorstcorrectie is ook meegenomen in de berekening⁴⁴. In de zomer zijn er roulerend productielocaties actief. Het aantal is afhankelijk van de benodigde capaciteit voor leveringszekerheid in de winter van het gasjaar daarop. Deze minimumflow is de minimale productie nodig uit het Groningenveld.

Op basis van de evaluatie over gasjaar 2021/2022⁴⁵ concludeerden wij dat het model goed functioneert. Op basis van de Nederlandse Gaswet en de bijbehorende uitvoeringsregeling consulteren wij de planningsuitgangspunten die wij van plan zijn in de raming te gebruiken met marktpartijen en representatieve organisaties⁴⁶. De consultatie van de planningsuitgangspunten voor de raming van gasjaar 2023/2024 vond plaats eind november 2022⁴⁷. Hierbij zijn ook de partijen geïnformeerd over het voornemen om de H-gas vraag/aanbod-balans mee te nemen in de raming. Partijen werden tijdens deze sessie uitgenodigd om aan de hand van de gepresenteerde planningsuitgangspunten, een zienswijze in te dienen. Vijf partijen hebben hiervan gebruik gemaakt. De zienswijze en de reactie van GTS op deze zienswijzen worden tegelijkertijd met dit advies gepubliceerd⁴⁸. Aan de hand van de zienswijzen van partijen zijn nog planningsuitgangspunten gewijzigd en scenario's toegevoegd aan de analyse.

³⁷ Conform Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 9, sub b. nr. 2

³⁸ Conform Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 9, sub b. nr. 1

³⁹ Definitief vaststellingsbesluit Groningen gasveld 2019-2020, kenmerk DGKE-PGG / 19190924, d.d. 10 september 2019, bijlage bij Kamerstuk 33529, nummer 803

⁴⁰ Vaststellingsbesluit Groningen gasveld 2020-2021, d.d. 21 september 2020, uw kenmerk DGKE-PGG / 20086572

⁴¹ Vaststellingsbesluit Groningen gasveld 2021-2022, d.d. 24 september 2021, uw kenmerk DGKE-PDG / 2120765

⁴² Vaststellingsbesluit Groningen gasveld 2022-2023, d.d. 26 september 2022, uw kenmerk PDGGO-DSGG / 22368536

⁴³ Vaststellingsbesluit Groningen gasveld 2020-2021, d.d. 21 september 2020, uw kenmerk DGKE-PGG/20086572

⁴⁴ Operationele strategie voor gasjaar 2022-2023, d.d. 6 april 2022, referentie EP202203203317

⁴⁵ Rapportage inzet middelen en methoden in gasjaar 2021/2022, d.d. 31 oktober 2022, ons kenmerk L 22.0743

⁴⁶ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q

⁴⁷ Voor slides van de marktconsultatie verwijzen wij u naar <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/advies-winning-groningen-veld>

⁴⁸ Voor meer details verwijzen wij u naar de verschillende reacties en consultatiematrix, te vinden op <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/marktontwikkelingen/advies-winning-groningen-veld>

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Dit resulteert in onderstaande lijst met planningsuitgangspunten die in onze optiek het meest realistische scenario schetst:

- De bestaande base-load installaties Ommen en Wieringermeer worden structureel ingezet om pseudo G-gas te produceren. De nog in aanbouw zijnde installatie Zuidbroek II is verondersteld volledig beschikbaar te zijn als base-load installatie vanaf de start van het gasjaar 2023/2024. De installaties Pernis, Heiligerlee en Zuidbroek I fungeren als back-up. Dit resulteert in een maximale stikstofcapaciteit van 6,7 GWh/h die kan worden ingezet in de maanden november t/m maart. In de overige maanden is er planmatig 0,6 GWh/h minder stikstofcapaciteit beschikbaar vanwege onderhoud.
- De gasopslag Norg wordt in de modellen meegenomen met een maximaal werkvolume van 58,6 TWh, Grijskerk met een volume van 11,7 TWh, Alkmaar met 4,9 TWh en Bergermeer met 45,6 TWh. Bij Norg en Grijskerk loopt de productieperiode van oktober tot en met april en de injectieperiode van mei tot en met september. Alkmaar produceert in de maanden november tot en met maart en injecteert mei tot en met september. Bij Bergermeer loopt het injectie- en productieseizoen in grote lijnen parallel aan Norg. Bergermeer kan daarnaast injecteren in het winterseizoen en produceren in het zomerseizoen.
- De seizoensopslagen worden volume-neutraal ingezet gedurende het gasjaar, wat betekent dat het productievolume dat nodig was in de winter gedurende de zomermaanden weer geïnjecteerd wordt. De inzet van de hoogcalorische gasopslag Bergermeer is gemodelleerd vergelijkbaar met de modelmatige inzet van de L-gas gasopslagen: Voor het afdekken van de vraag worden eerst andere middelen ingezet, eventuele vraag die nog ingevuld moet worden wordt uit de gasopslag gehaald.
- Voor de ramingen van dit gasjaar gaan wij uit van een beschikbaarheid van vier cavernes⁴⁹: Zuidwending en drie G-gas caverne in Epe. Deze worden ingezet volgens de huidige technische specificaties. Wij gaan er in alle berekeningen vanuit dat deze gasopslagen volumeneutraal over het gasjaar worden ingezet en worden gevuld met pseudo G-gas.
- De LNG-Peakshaver wordt ingezet volgens de huidige technische specificaties waarbij wordt uitgegaan van een capaciteit van 12,7 GWh/h.
- Voor deze studie zijn de temperatuurprofielen van weerstation de Bilt vanaf gasjaar 1992/1993 tot en met gasjaar 2021/2022 gebruikt.
- Voor een inschatting van de binnenlandse vraag, zowel hoog- als laagcalorisch, wordt de KEV 2022 gebruikt⁵⁰. Deze wordt gepubliceerd door het Planbureau voor de Leefomgeving en het Centraal Bureau voor de Statistiek. Het KEV schetst de effecten van het huidige en voorgenomen overheidsbeleid op het energiegebruik en de emissies in Nederland. Op 1 november 2022 is er een nieuwe verkenning gepubliceerd, met daarin zowel een terugblik op het jaar 2022 als de verwachte ontwikkeling van het energieverbruik tot aan 2030.

⁴⁹ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 9, sub b, nr. 3

⁵⁰ Klimaat- en Energieverkenning 2022, d.d. 1 november 2022, zoals gepubliceerd door Planbureau voor de Leefomgeving

De KEV merkt op dat de hoge gasprijzen een significante impact hebben op de inschatting voor de verwachte gasvraag voor de aankomende jaren. Door de hoge gasprijzen verbruiken chemische bedrijven en raffinages fors minder gas en veel bedrijven met een hoog elektriciteits- of aardgasverbruik hebben de productie (deels) stilgelegd. De KEV verwacht echter dat de productie van deze bedrijvensector de komende jaren weer op het niveau van het afgelopen jaar terugkomt. Ook in de glastuinbouw hebben de hoge prijzen hun weerslag: door hoge gas- en elektriciteitsprijzen zal naar verwachting een verschuiving plaatsvinden naar minder energie-intensieve teelten. In de gebouwde omgeving (huishoudens en kleine industrie) wordt er in de KEV een daling in warmtevraag voorzien door zuiniger stoken. Door de stijgende CO₂-prijzen is de verwachting dat de inzet van gascentrales zal dalen, maar de mate waarin dat zal gebeuren zal ook afhangen van veranderingen in import en export. Opgeteld voorziet KEV 2022 een versnelde daling van de binnenlandse gasvraag ten opzichte van de voorgaande editie KEV 2021⁵¹. In onze berekeningen is ervan uitgegaan dat alle bestaande en voorgenomen maatregelen voor de binnenlandse markt worden geëffectueerd zoals die staan beschreven in de KEV 2022. Verduurzamingseffecten worden daardoor (impliciet) meegenomen in de gereduceerde marktvraag⁵². Maatregelen voorgesteld door het kabinet vlak voor en na publicatie zijn niet meegenomen: met de mogelijke impact op de vraag naar gas en elektriciteit door het instellen van het tijdelijke prijsplafond is dus geen rekening gehouden. Ten opzichte van de KEV-cijfers zien wij in de realisaties nog een verdere reductie van ~10%, welke wij als scenario mee hebben genomen bij de inschatting van de volumes.

- Voor de inschatting van de L-gas exportvolumes naar Duitsland, België en Frankrijk gebruiken wij het rapport dat door de Task Force twee keer per jaar wordt opgesteld. In deze Task Force zijn de energieverantwoordelijke ministeries van Nederland, Duitsland, België en Frankrijk, de toezichthouders, de Europese Commissie, ENTSOG en de desbetreffende netbeheerders vertegenwoordigd. Het doel van de Task Force is om de markttombouw en de bijbehorende daling in de L-gasvraag in het buitenland beter inzichtelijk te maken. Voor de raming van gasjaar 2023/2024 gebruiken wij de informatie uit de Task Force rapportage die gepubliceerd zal worden in februari 2023⁵³. In zowel België, Frankrijk als Duitsland ligt de ombouw op schema. Het gasjaar 2023/2024 is het laatste jaar dat België verwacht L-gas uit Nederland te moeten importeren, daar zal de ombouw volledig klaar zijn op 1 oktober 2024.
- Zoals aangegeven in bijlage 1 wordt voor de ombouw van negen industriële grootverbruikers de meest recente planning meegenomen voor de vier nog niet omgebouwde grootverbruikers.
- De verwachting van de aanvoer van H-gas uit Noorwegen is in lijn met de huidige flows. Op dit moment is de Noorse productie maximaal, en wordt verdeeld over verschillende Europese landen waarbij een groot gedeelte naar Duitsland gaat en het restant naar Nederland.

⁵¹ Klimaat- en Energieverkenning 2021, d.d. 28 oktober 2021, zoals gepubliceerd door Planbureau voor de Leefomgeving

⁵² Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 9, sub b, nr. 4

⁵³ Winter Briefing Task Force Monitoring L-gas conversion, publicatie verwacht in februari 2023

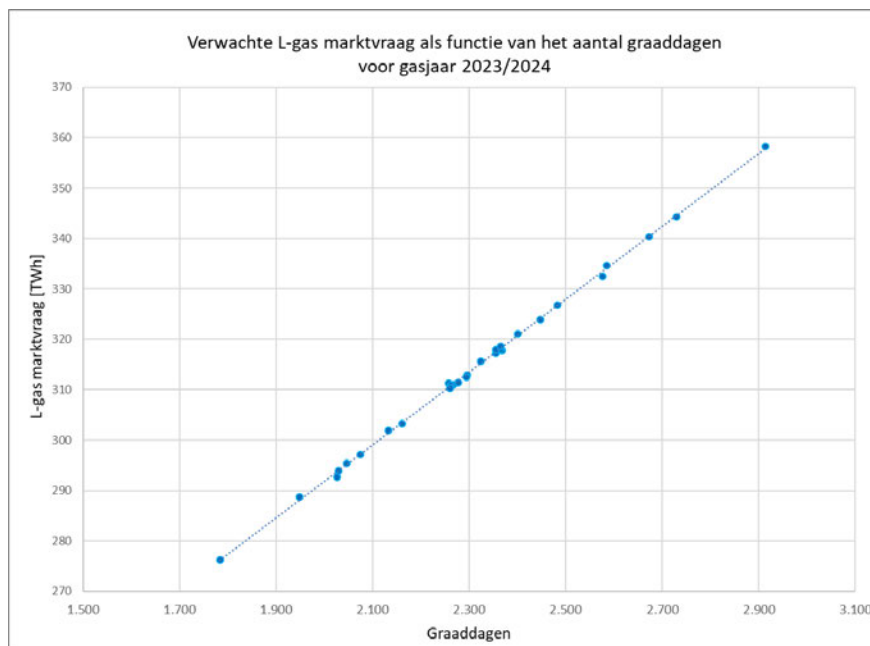
De verwachte aanvoer voor Nederland is dus een kwart van de beschikbare transportcapaciteit, met daarin nauwelijks een seizoenspatroon. De verwachting is dat zolang Duitsland geen andere bronnen van H-gas (lees: LNG) heeft, de verdeelsleutel zo zal blijven.

- Er is het afgelopen jaar geïnvesteerd in de uitbreiding van LNG-mogelijkheden. Allereerst is daar de nieuwe drijvende LNG-terminal in de Eemshaven, welke sinds september 2022 operationeel is. Daarnaast is ook de bestaande capaciteit van GATE terminal vergroot. Het totale LNG-volume dat geïmporteerd kan worden voor de Europese gasmarkt is door beide uitbreidingen verdubbeld tot bijna 230 TWh. In onze analyse gaan wij uit van een maximale inzet van de beide LNG-terminals.
- De binnenlandse gasproductie bestaat voornamelijk uit de productie van de Kleine Velden. Het gas uit deze velden wordt, zoals voorgaande jaren, zo snel mogelijk en met maximale middelen geproduceerd. Producenten geven een inschatting van hun productie, welke meegenomen wordt in de raming. Deze is gecorrigeerd met een factor bepaald op basis van opgave en realisaties uit het verleden.
- De aanvoer van H-gas vanuit Groot-Brittannië via de BBL wordt in de zomer verwacht, beperkt door de transportcapaciteit van de BBL. Groot-Brittannië is afhankelijk van de aanvoer van LNG en met een lage gasvraag in de zomer en weinig gasopslagen wordt het gas in de zomer getransporteerd naar landen die het wel kunnen opslaan. De verwachting is dat in de wintermaanden deze stroom zal stoppen omdat Groot-Brittannië dan voldoende vraag heeft voor de aanvoer van gas.
- Voor de aanvoer van hoogcalorisch gas uit België geldt een vergelijkbaar patroon. Het overschot aan gas in Groot-Brittannië wordt via de Interconnector getransporteerd naar België. Daarnaast komt er ook veel gas binnen via de LNG-terminals in België en Noord-Frankrijk. Omdat België een groot deel van dit aanbod niet nodig heeft voor eigen consumptie en geen bergingen heeft om het in op te slaan, wordt het rechtsreeks naar Duitsland doorgevoerd. Het restant komt bij Zelzate ons netwerk binnen en wordt daar zowel gebruikt voor eigen consumptie als voor doorvoer naar Duitsland. De benutting van de aanvoer van hoogcalorisch gas vanuit België is dus maximaal in de zomer. Ook in een milde winter is er sprake van aanvoer van gas vanuit België naar Nederland.
- Onze verwachting van de export van H-gas naar België en Groot-Brittannië is nihil. Beide landen kunnen in hun vraag voorzien door de aanvoer van LNG.
- De verwachte H-gas export richting Duitsland is nagenoeg maximaal gedurende het hele gasjaar⁵⁴. Dit is nodig voor zowel de Duitse H-gas vraag als voor doorvoer naar andere landen.
- Op Duits grensgebied liggen een aantal Duitse H-gas gasopslagen en cavernes waarvan de verwachting is dat deze een gedeelte van de tijd invulling kunnen geven aan de Nederlandse gasvraag. De verwachting is gebaseerd op historische data, waarbij er netto naar de Duitse gasopslagen wordt geëxporteerd.

⁵⁴ In overleg met Duitse TSO's.

Advies Groningenvolume vaststellingsbesluit gasjaar 2023/2024

De totale L-gas marktvaart die vanuit Nederland beleverd moet worden is de som van de binnenlandse markt en export. Zoals aangegeven in de opsomming van de planningsuitgangspunten baseren wij onze inschatting van de binnenlandse markt op de KEV 2022 en de inschatting van de buitenlandse markt op de gegevens aangeleverd door de hiervoor genoemde Task Force. Ten opzichte van deze cijfers zien wij in de realisaties nog een verdere reductie van ~10%, welke wij mee hebben genomen bij de inschatting van de volumes. Met behulp van onze modellen is de totale verwachte L-gas marktvaart die vanuit Nederland in gasjaar 2023/2024 moet worden beleverd, berekend voor de temperatuurprofielen van de afgelopen dertig gasjaren⁵⁵. Hiervoor hebben we gebruik gemaakt van een zogenaamde graaddagenvergelijking: de verwachte L-gas marktvaart als functie van het aantal graaddagen in het temperatuurprofiel.



Figuur 4: Benodigde L-gasvraag in gasjaar 2023/2024 die vanuit Nederland moet worden beleverd op basis van de temperatuurprofielen van de laatste dertig gasjaar. De cijfers zijn gebaseerd op de verwachting van de KEV 2022 en Task Force cijfers minus een 10% reductie.

De graaddagenvergelijking van de totale L-gas marktvaart voor gasjaar 2023/2024 die door Nederland wordt beleverd, wordt als volgt beschreven:

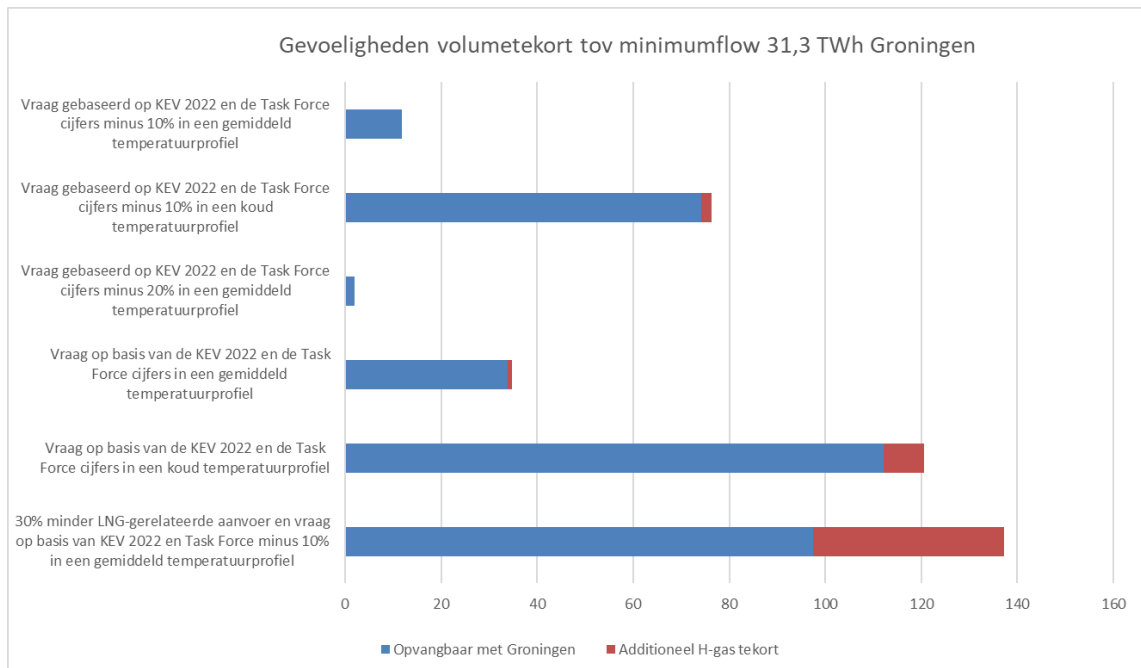
$$\text{Marktvaart [TWh]} = 147,5 + 0,072 * \text{gd}$$

waarbij gd het aantal graaddagen representeert⁵⁶. Deze L-gas marktvaart moet ingevuld worden met zoveel mogelijk pseudo G/L-gas en mogelijk nog gas uit het Groningenveld.

⁵⁵ Conform de beschrijving in de Uitvoeringsregeling horend bij de Gaswet artikel 3a, lid 2

⁵⁶ Conform de beschrijving in de Uitvoeringsregeling horend bij de Gaswet artikel 3a, lid 2, sub a

Onze analyse laat zien dat er scenario's kunnen optreden waar de minimumflow uit het Groningenveld voldoende is om de leveringszekerheid te borgen in het gasjaar 2023/2024. In een jaar met een warm temperatuurprofiel en een blijvend lage gasvraag is dit het geval. Er zijn echter ook scenario's mogelijk waar additionele productie, bovenop minimumflow, uit het Groningenveld nodig is voor leveringszekerheid. Dit hangt niet alleen af van de temperatuur, maar ook van het H-gas aanbod en andere planningsuitgangspunten. Dit is terug te zien in Figuur 5.



Figuur 5: Het geprognosticeerde volume tekort in gasjaar 2023/2024 bij verschillende scenario's indien Groningen op minimumflow blijft opereren. De blauwe balken geven weer welk volume opgevangen zou kunnen worden met productie uit het Groningenveld, de rode balken zijn additionele H-gas tekorten die niet met de inzet van het Groningenveld opgelost zouden kunnen worden.

Hoewel wij bij het vaststellen van de planningsuitgangspunten de markt en andere betrokken partijen hebben geconsulteerd, en daar waar wij het representatief achten gebruik hebben gemaakt van historische data, zijn er veel onzekerheden. De verwachte vulgraad van de gasopslagen aan het begin van het jaar, het effect van het prijsplafond of de haalbaarheid van verschillende LNG-projecten zijn daarvan voorbeelden. Daarnaast moet deze winter blijken of er daadwerkelijk voldoende LNG op de wereldmarkt is om naar Noordwest-Europa te komen.

Daarom adviseren wij geen temperatuurgerelateerde hoeveelheid Groningenproductievolume vast te stellen, maar een vast productievolume voor alle dertig temperatuurprofielen. Deze werkwijze is in lijn met de verwachting uitgesproken in het wetsvoorstel "Wat na nul" over het eind van de gaswinning uit het Groningenveld⁵⁷.

⁵⁷ <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2021/03/08/wetsvoorstel-wat-na-nul-in-internetconsultatie>

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Hierbij "wordt voorgesteld niet langer op jaarbasis een volume te winnen afhankelijk van de temperatuur, maar alleen het volume dat nodig is om een aantal productielocaties operationeel te houden. Alleen in specifieke uitzonderlijke gevallen kan de gaswinning worden aangepast en boven het niveau van minimumflow uitkomen als dat nodig is voor leveringszekerheid". Daarnaast sluit dit advies aan bij de memorie van toelichting van de Wet minimalisering gaswinning Groningenveld⁵⁸. Met het wetsvoorstel kiest het kabinet voor een andere aansturing van de winning uit het Groningenveld, namelijk "niet meer dan nodig".

Ons advies is om in gasjaar 2023/2024 een productievolume toe te staan ter grootte van de benodigde minimumflow om alle productielocaties beschikbaar te houden voor de leveringszekerheid, een volume van 31 TWh.

Mochten de realisaties van deze winter leiden tot een wijziging van de planningsuitgangspunten gebruikt voor deze raming en effect hebben op de verwachte Groningenproductie, dan zullen wij conform onze wettelijke taak⁵⁹ u hiervan op de hoogte brengen.

Advies benodigde Groningenvolume voor leveringszekerheid voor komende gasjaren

Op basis van de huidige aannames voorzien wij nog steeds de mogelijkheid van schaarste in de hoogcalorische gasvoorziening op de middellange termijn, maar ook een toename in de LNG-importcapaciteit. Op dit moment is het onduidelijk wat de impact hiervan zal zijn op de productie uit het Groningenveld voor de gasjaren na gasjaar 2023/2024. Aangezien de situatie op de gasmarkt geheel nieuw is en veel ontwikkelingen nog onzeker zijn, zullen alle trends en projecten op de voet worden gevolgd en zal het advies minimaal jaarlijks worden geactualiseerd om rekening te houden met de nieuwste inzichten. Met alle onzekerheid en nieuwe ontwikkelingen op de gasmarkt kunnen wij u echter op dit moment geen advies geven over een nieuwe sluitingsdatum van het Groningenveld.

Wat wij wel zien is dat de totale laagcalorische markt afneemt. Dit is te zien in Figuur 6, waar de ontwikkeling van de totale laagcalorische markt vanaf gasjaar 2023/2024 tot en met 2029/20230 wordt gepresenteerd⁶⁰. Deze cijfers zijn gebaseerd op de KEV 2022 en de Task Force, maar gereduceerd met 10% naar huidige inzichten van de marktvraag.

⁵⁸ Memorie van toelichting bij het wetsvoorstel Wijziging van de Gaswet en van de Mijnbouwwet betreffende het minimalisieren van de gaswinning uit het Groningenveld, paragraaf 3.4.1

⁵⁹ Conform de Nederlandse Gaswet artikel 10a, lid 11

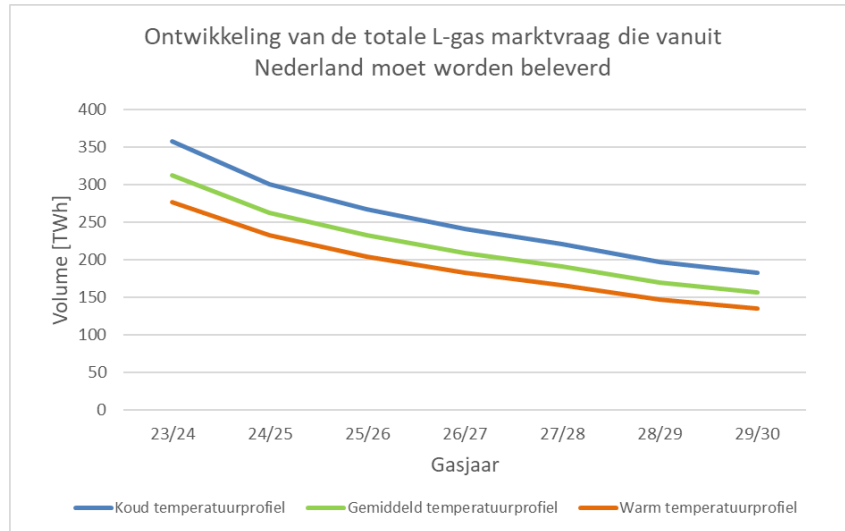
⁶⁰ Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q, nr. 2

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024



Figuur 6: Ontwikkeling van de totale L-gasvraag die door Nederland beleverd moet worden bij een koud temperatuurprofiel, een gemiddeld temperatuurprofiel en een warm temperatuurprofiel. De cijfers zijn gebaseerd op de verwachting van de KEV 2022 en Task Force cijfers minus een 10% reductie.

De totale L-gas marktvaart daalt gedurende de jaren, wat bijdraagt aan de sluiting van het Groningenveld. De totale L-gas vraag kan verdeeld worden in verschillende categorieën: de binnenlandse eindverbruikers met een aansluiting kleiner dan 391 kWh/h, de binnenlandse eindverbruikers met een aansluiting groter dan 391 kWh/h en de vraag vanuit het buitenland (export). In Figuur 7 is deze uitsplitsing gemaakt voor een gemiddeld temperatuurprofiel voor dezelfde periode⁶¹.

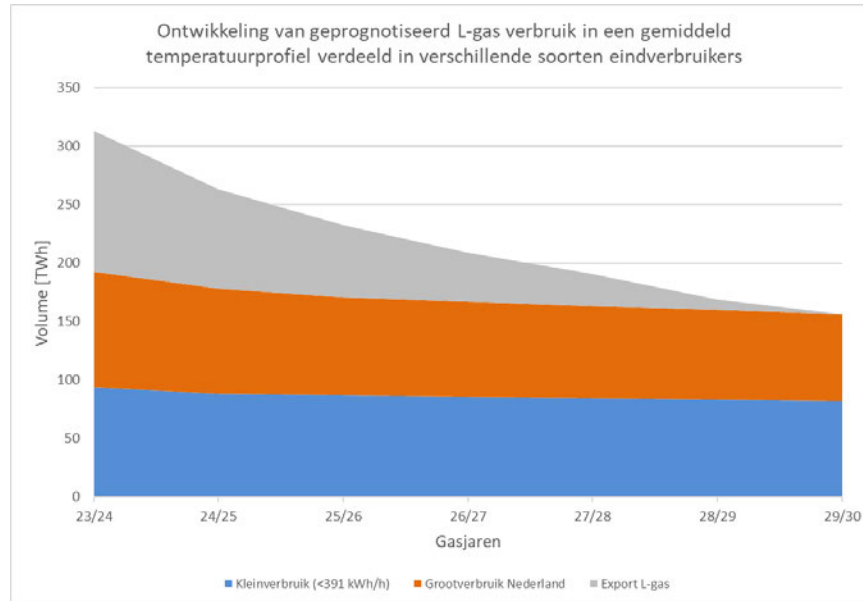
⁶¹ Conform Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 9, sub c

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024



Figuur 7: De ontwikkeling van de gasvraag voor een gemiddeld temperatuurprofiel, opgedeeld naar verschillende soorten eindverbruikers (kleinverbruikers, grootverbruikers en export). De cijfers zijn gebaseerd op de verwachting van de KEV 2022 en Task Force cijfers minus een 10% reductie.

De verwachte gasvraag in gasjaar 2023/2024 van binnenlandse gebruikers met een afname van minder dan 391 kWh/h is 94 TWh, vergelijkbaar met de verwachting gebruikt in de vorige raming. De gasvraag in een gemiddeld jaar voor de binnenlandse gebruikers met een afname groter dan 391 kWh/h (grootverbruikers) is 99 TWh en voor de export bedraagt de gasvraag 135 TWh.

Benodigd Groningenvolume vanuit het oogpunt van back-up in gasjaar 2023/2024

Net als het huidige gasjaar, dient het Groningenveld in gasjaar 2023/2024 ook als back-up voor extreme situaties die zich in de praktijk kunnen voordoen. Het volume dat geproduceerd mag worden onder deze acute omstandigheden, wordt het "back-up volume" genoemd. Deze extreme situaties waren tot halverwege gasjaar 2021/2022 beschreven als onbeschikbaarheid van de kwaliteitsconversie-installaties, transportbeperkingen en onvoorziene ontwikkeling in de samenstelling van het H-gas. Op basis van een gemodelleerde onbeschikbaarheid van de stikstof- en menginstallaties maakten wij een inschatting van de grootte van het volume. Daarvoor worden zogenaamde Monte Carlo simulaties gebruikt, waarmee de beschikbaarheid van stikstofinstallaties op basis van de faalcurves als functie van de stikstofvraag wordt gemodelleerd. Vervolgens worden de stikstofprofielen voor de dertig temperatuurprofielen uit de raming voor het betreffende gasjaar genomen. Voor elk stikstofprofiel wordt vervolgens duizend keer de inzet van de verschillende stikstofinstallaties en mengstations berekend om te kijken of er minder stikstof aanwezig is door falen dan gevraagd. Als dat het geval is, dan draagt het volume bij aan het back-up volume.

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 31 januari 2023

Ons kenmerk: L 23.0046

Onderwerp: Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024

Eerdere Monte Carlo analyses resulteerden in een volume dat nodig is voor het afdekken van deze situaties in gasjaar 2023/2024 tussen de 5 en 10 TWh⁶². De verwachting is dat dit benodigde back-up volume in de aankomende jaren af zal nemen vanwege de teruglopende L-gasvraag in het buitenland. Indien de bestaande G/L-gasopslagen bij uitval van de stikstofinstallaties worden ingezet, zal het benodigde back-up volume naar de onderkant van de genoemde bandbreedte bewegen. Een herhaling van deze analyse in een situatie waar voldoende H-gas aanbod zou zijn, zou vergelijkbare volumes opleveren. In dat geval, wanneer gasopslag Grijpskerk het door NAM ingeschatte werkvolume van 12 TWh in laagcalorisch gas heeft op 1 oktober 2023⁶³ en de capaciteit van gasopslag Grijpskerk toereikend was geweest, was het sluiten van het Groningenveld mogelijk.

In het vaststellingsbesluit voor gasjaar 2022/2023⁶⁴ zijn er additionele voorwaarden aan productie van het back-up volume toegekend: de feitelijke onbeschikbaarheid van gasopslagen Norg, Alkmaar en Grijpskerk en een noodsituatie als bedoeld in artikel 4.1.4. van de Transportcode LNB, ten gevolge waarvan GTS een instructie geeft betreffende entrypuncten of exitpunten van het landelijke gastransportnet, voor zover het nodig is om een daardoor ontstane onbalans gedurende zeer korte tijd op te vangen. Met deze aanvullingen op de mogelijke situaties die leiden tot de inzet van het back-up volume, adviseren wij om het volume van 15 TWh, net als in de voorgaande jaren, te handhaven. In geval van een acuut aanbod tekort, kan dit back-up volume ingezet worden. Gelijktijdig kan dan besluitvorming plaatsvinden over de te nemen maatregelen.

Ons advies is om in gasjaar 2023/2024 een back-up volume van 15 TWh uit het Groningenveld toe te staan, alleen te produceren onder vastgelegde omstandigheden conform het huidige vaststellingsbesluit.

⁶² Rapportage over de omschakeling van gasberging Grijpskerk en de impact op de Groningenproductie, d.d. 8 juni 2021, ons kenmerk L 21.0251

⁶³ Stand van zaken conversie Grijpskerk, d.d. 23 november 2022, bijlage bij het document met uw kenmerk PDGGO-DSGG / 22567440

⁶⁴ Vaststellingsbesluit Groningenveld 2022-2023, d.d. 26 september, uw kenmerk PDGGO-DSGG / 22368536