

# VALIDATIE VAN GTS ADVIES VAN 31 JANUARI 2023

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Document nr.: 23-0707

Datum: 28-04-2023



Projectnaam: Validatiestudie DNV Netherlands B.V.  
Rapport titel: Validatie "Advies benodigde Groningencapaciteiten en - Energy Systems  
volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor Zernikelaan 14  
gasjaar 2023/2024" met kenmerk L 23.0046, d.d. 31 9747 AA Groningen  
januari 2023  
Klant: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Handelsregister Arnhem 09006404  
Prinses Beatrixlaan 2, 2595 AL Den Haag  
Contactpersoon klant: [REDACTED]  
Datum uitgave: 28-04-2023  
Project nr.: 10425789  
Organisatie unit: Energy Markets and Strategy (EMS)  
Contactpersoon: [REDACTED]  
Document nr.: 23-0707

Geschreven door: [REDACTED] Beoordeeld door: [REDACTED] Goedgekeurd door: [REDACTED]

Copyright © DNV 2023. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV Distributie:

- Open  
 Intern  
 Commercieel vertrouwelijk  
 Vertrouwelijk  
 Geheim

Trefwoorden:

GTS, Groningen, aardgas, validatie, gasproductie, stikstof

\*Specificatie distributie: --

Rev.	Datum	Reden van uitgave	Auteur	Beoordeeld	Goedgekeurd
0	2023-03-15	Conceptrapport	DNV-projectteam		
1	2023-03-24	Update conceptrapport	DNV-projectteam		
2	2023-03-29	Finaal conceptrapport	DNV-projectteam		
3	2023-04-28	Eindrapport	DNV-projectteam		

## Inhoudsopgave

SAMENVATTING.....	2
1 INLEIDING .....	4
2 AANPAK/WERKWIJZE .....	6
2.1 Doelstelling	6
2.2 Gevolgde stappen	7
3 VALIDATIE.....	8
3.1 Base case: rekenmethodiek en modelparameters	8
3.1.1 Inzet stikstofinstallaties	8
3.1.2 Werkvolume en inzet bergingen	10
3.1.3 Inzet LNG-Peakshaver	13
3.1.4 Gebruik van temperatuurprofielen en 1-op-20 winter	14
3.1.5 Inschatting binnenlandse gasvraag	15
3.1.6 Inschatting export volumes	17
3.1.7 Planning ombouw L-gas grootverbruikers	18
3.1.8 Inschatting import Noors gas	18
3.1.9 Inschatting LNG-import	19
3.1.10 Inschatting productie kleine velden	20
3.1.11 Import Verenigd Koninkrijk	21
3.1.12 Import België	22
3.1.13 Import en export richting Duitsland	23
3.1.14 Inzet Duitse gasopslagen met een aansluiting op het GTS netwerk	24
3.2 Gevoeligheidsanalyse volume	26
3.3 Planningsuitgangspunten capaciteitsbalans	28
3.3.1 Productiecapaciteit gasopslagen	28
3.3.2 Productiecapaciteit peakshaver	28
3.3.3 Binnenlandse en buitenlandse L-gas capaciteitsvraag	29
3.3.4 Productiecapaciteit kleine gasvelden (exclusief Groningen)	29
3.3.5 Capaciteitsvraag industrie	30
3.3.6 Capaciteitsvraag gascentrales	30
3.3.7 LNG productiecapaciteit	32
3.3.8 In- en exportcapaciteiten	32
3.3.9 L-gas capaciteitsbalans	33
3.3.10 Grootste afzonderlijke gasinfrastructuur	35
3.4 Gevoeligheidsanalyse capaciteitstekorten	37
3.4.1 Onzekerheden marktvrage kleingebruikers	37
3.4.2 Onzekerheden piekgedrag kleingebruikers	37
3.4.3 Onzekerheden piekgedrag gascentrales	38
3.4.4 Verstoringen import en export	38
3.4.5 Uitputting bergingen	39
3.5 Additionele mitigerende maatregelen	39
3.5.1 Systeembuffer	39
3.5.2 Inzet Duitse bergingen net over de grens	40
3.6 Impact benodigde Groningencapaciteit	40
4 REFERENTIES .....	42
ANNEX 1 VRAGENLIJST .....	45

## SAMENVATTING

Conform de Nederlandse Gaswet, artikel 10a, lid 1, sub q adviseert GTS de Staatsecretaris Mijnbouw jaarlijks over de inzet van het Groningenveld ten behoeve van de leveringszekerheid van gas waaronder een raming van de benodigde capaciteit en het productievolume van het Groningenveld voor het volgende gasjaar. Sinds een aantal jaren voert DNV op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat validatiestudies uit op dit jaarlijkse advies van GTS. Dit rapport is het resultaat van de validatie van het GTS-advies voor het gasjaar 2023/2024 (Document: "Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024") met kenmerk L 23.0046, d.d. 31 januari 2023 (Gasunie Transport Services B.V., 2023).

### **Aanpak validatie:**

De validatie van DNV richt zich op het verifiëren van het door GTS opgestelde plan en het achterhalen van fundamentele inconsistenties of problemen in de planningsuitgangspunten van GTS die tot een significant andere uitkomst van het GTS-advies zouden kunnen leiden. De 'uitkomst' refereert hier steeds aan de minimale Groningenvolumes die nodig zijn om leveringszekerheid te garanderen onder de verzamelde set uitgangspunten, voorwaarden en aannames. In de uitvoering van de validatie heeft DNV gebruik gemaakt van het finaal advies van GTS. DNV heeft vervolgens een vragenlijst opgesteld en aansluitend een interview gehouden met GTS. Op basis hiervan heeft DNV het advies van GTS gevalideerd en aanbevelingen geformuleerd.

### **De sluiting van het Groningenveld onder druk door het wegvallen van Russisch aardgas:**

De verwachting van GTS is dat vanaf gasjaar 2023/2024 de maatregelen die de afgelopen jaren zijn genomen om de Groningenveldproductie nodig voor leveringszekerheid te minimaliseren voldoende zijn om het Groningenveld definitief te kunnen sluiten. Er is zowel voor het L-gas jaarvolume als de productiecapaciteit geen noodzaak meer om een beroep op het Groningenveld te doen mits er voldoende H-gas beschikbaar is om met stikstofinstallaties naar L-gas te converteren. Zonder de L-gas productie uit het Groningenveld is de L-gas markt immers afhankelijk van voldoende beschikbaar H-gas.

In voorgaande adviezen heeft GTS de aanname gedaan dat het H-gas altijd voldoende beschikbaar zou zijn. De beschikbaarheid van stikstof werd als de beperkende randvoorwaarde gezien. Naar aanleiding van de significante reductie in Russische H-gas gasleveringen aan Europa en in lijn met eerdere adviezen van DNV heeft GTS de juistheid van deze aanname nader onderzocht. GTS komt hierbij tot de conclusie dat er in een groot aantal scenario's zowel een volumetekort als een capaciteitstekort is om aan de leveringszekerheid norm te voldoen. Één van de mogelijke oplossingen hierbij is om het Groningenveld voor dit volume en capaciteit achter de hand te houden.

Gezien de uitkomst van het advies van GTS op de mogelijke sluitingsdatum van het Groningenveld heeft DNV bij deze validatie aandacht besteed aan zowel het signaleerde volume- als capaciteitstekort.

### **Bevindingen en aanbevelingen DNV:**

Een aantal planningsuitgangspunten voor de bepaling van de volumebalans zoals gedaan door GTS kunnen niet door DNV worden gevalideerd. Echter deze punten leiden volgens DNV niet tot een significant andere uitkomst van door GTS gepresenteerde uitkomsten. De belangrijkste planningsuitgangspunten waarbij DNV de aannames van GTS niet kan valideren zijn:

- De gasvraag van kleinverbruikers lijkt op dit moment in lijn te liggen met de KEV2022 aanname. De door GTS verwachte daling lijkt door invoering van een prijsplafond in 2023 onwaarschijnlijk. Aangezien de huidige prijzen voor gasjaar 2023/2024 aanzienlijk lager liggen dan in de zomer van 2022, kan DNV de door GTS aangenomen extra reductie niet valideren. Het zou verstandig zijn te onderzoeken welke reductie in de gasvraag een permanent karakter heeft en welke mogelijk een tijdelijk prijs-gedreven effect hebben.
- De Eems Energy Terminal heeft voor de verdamping van de LNG (om van vloeibare naar gasvormige fase te gaan) een technische omschakeling gemaakt van warmte uit het zeewater naar warmte uit de RWE kolencentrale.

Echter, tot op heden is voor DNV de periode te kort om te kunnen valideren of de Eems Energy Terminal voor langere tijd maximaal kan produceren. Aanbevolen wordt deze beschikbaarheid over een langere periode te monitoren en op basis daarvan te bepalen in hoeverre de maximale productiecapaciteit van de Eems Energy Terminal over het hele jaar verondersteld kan worden.

Ten aanzien van de gevoeligheidsanalyse en de additionele volumes uit het Groningenveld kan DNV de analyse van GTS deels valideren. Dit leidt tot een andere uitkomst van de gevoeligheidsanalyse. De belangrijkste bevinding van DNV betreft het volgende punt:

- GTS ziet in alle zes onderzochte scenario's volumetekorten die variëren van 0,1 tot 14 mrd. m<sup>3</sup>. DNV ziet echter dat Europa vanaf 2024 het wegvallen van het merendeel van de Russische gasimporten technisch volledig kan opvangen met additionele LNG importen. Alleen is de toename van de LNG importcapaciteit aanzienlijk hoger dan de toename van de wereldwijde LNG exportcapaciteit. Voor gasjaar 2023/2024 wordt voor slechts 19% van de additionele importcapaciteit ook daadwerkelijk meer LNG geproduceerd. Dit betekent dat het aantrekken van voldoende LNG afhankelijk is van het opkopen van LNG volumes die reeds een andere bestemming hebben. De huidige goed werkende groothandelsmarkt maakt dit mogelijk. Additionele Groningenproductie is daarom vanuit technisch oogpunt niet noodzakelijk. Wel is het een reële mogelijkheid dat de prijs die nodig is om bestaande LNG kopers te overbieden, leidt tot een forse vraagreductie in Europa. Ter vergelijking, in de zomer van 2022 heeft dit tot stillegging van industrieën en bij de start van het stookseizoen tot energiearmoede onder grote delen van de bevolking geleid.

Ook een aantal planningsuitgangspunten voor de capaciteitsbalans kunnen niet door DNV worden gevalideerd. Dit leidt echter niet tot een fundamenteel andere uitkomst van de analyse. Wel ziet DNV een kleiner capaciteitstekort dan GTS. De belangrijkste planningsuitgangspunten waarbij DNV de aannames van GTS niet kan valideren zijn:

- GTS gaat uit van de volledige Grijpskerk productiecapaciteit voor de gehele winter 2023/2024, terwijl de productiecapaciteit van deze gasopslag niet gegarandeerd is tot het eind van de winter. Gelet op het beperkte L-gas werkvolume van Grijpskerk in relatie tot de hoge productiecapaciteit zou het verstandig zijn te borgen dat de maximale productiecapaciteit de hele winter beschikbaar blijft. Dit kan worden gerealiseerd door een minimale productiecapaciteit of minimaal werkvolume voor de hele winter vast te leggen.
- Net als in het advies voor gasjaar 2022/2023 neemt GTS de L-gas capaciteitsvraag over van de Task Force Monitoring L-gas Market Conversion (Task Force). In de onderliggende berekening van de Task Force wordt niet de volledige technische productiecapaciteit van de Duitse L-gas bergingen meegenomen. Deze capaciteit wordt, onder andere, gereduceerd vanwege de aangenomen beschikbare grenscapaciteit van Nederland naar Duitsland. Indien de N-1 norm voor het gehele L-gas gebied (regionaal niveau) wordt berekend, is deze grenscapaciteit binnen de regio niet relevant en zou daarmee geen rol in de berekening mogen spelen. Het aanhouden van deze grenscapaciteit (binnen het L-gas leveringsgebied) leidt tot een suboptimale capaciteitsbehoefte voor Groningengas. DNV adviseert om de berekening transparant te maken en nader onderzoek te doen ten aanzien van de beschikbare technische bergingscapaciteiten in Duitsland bij de piekvraag van de L-gas markt.
- GTS gaat uit van een netto export van H-gas naar omliggende landen tijdens een winterdag die zich eens in de twintig jaar voordoet. Een analyse door DNV van de H-gas capaciteitsbalans voor de relevante landen in NW-Europa laat een verwachte export behoefte zien die lager ligt dan de GTS berekening. De bepaling van de verwachte in- of export stromen wordt door GTS bepaald op basis van opgaves door de diverse TSO's. Deze werkwijze leidt niet tot een optimale inzet van de middelen. DNV beveelt daarom aan om een integrale capaciteitsanalyse voor alle landen uit te voeren.

## 1 INLEIDING

DNV is door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat gevraagd een validatiestudie uit te voeren op het advies van GTS over de benodigde volumes uit en capaciteiten van het Groningenveld voor het gasjaar 2023/2024.

In het advies voor het gasjaar 2023/2024 komt GTS tot het benodigde volume en capaciteit zoals weergegeven in Tabel 1. GTS geeft aan dat in de afgelopen jaren een aantal maatregelen zijn uitgevoerd om uiteindelijk de gaswinning uit Groningenveld te kunnen beëindigen. Deze maatregelen waren er enerzijds op gericht om de buitenlandse L-gas markt rechtstreeks aan te sluiten op het H-gas systeem en anderzijds om de overgebleven L-gas afnemers met geconverteerd H-gas te kunnen beleveren. Het resultaat van al deze maatregelen is dat het Groningenveld het huidige gasjaar nog slechts de minimale hoeveelheid gas produceert die nodig is om in het geval van problemen met de leveringszekerheid snel te kunnen bijspringen. De zogenaamde 'waakvlam'.

Gasjaar	Volume [mrd. m3]			Capaciteit [mln. m3/uur]
	Warm jaar	Gemiddeld jaar	Koud jaar	
Gasjaar 2023/2024	3,2	4,2	10,9	4,4 (range 4,4 tot 7,3)

**Tabel 1 Benodigde volumes en capaciteiten voor het Groningenveld**

De maatregelen die nu nog in uitvoering zijn, hebben tot doel om ook aan de Europese leveringszekerheidsnorm voor de L-gas afnemers te voldoen zonder dat een beroep op het Groningenveld noodzakelijk is. Belangrijk hiervoor zijn de voltooiing van de stikstofinstallatie Zuidbroek II, de conversie van gasopslag Grijskerk van H-gas naar L-gas en de continuering van de ombouw van buitenlandse L-gas verbruikers. Uitvoering van deze maatregelen voltooit de laatste fase van maatregelen waarna het Groningenveld definitief kan worden gesloten.

GTS geeft aan dat bij voldoende H-gas aanbod het Groningenveld gesloten zou kunnen worden. Echter het grotendeels stopzetten van de Russische gasleveringen heeft de Europese gasmarkt fundamenteel veranderd en de aanname onder druk gezet dat er altijd voldoende H-gas is. Er is een schaarste aan gas ontstaan die hoge gasprijzen en een sterke reductie van de gasvraag tot gevolg heeft gehad. Het ontbrekende aanbod dat na de vraaguitval is overgebleven, is opgevangen door additionele LNG importen in met name West-Europa. Hierdoor zijn de gasstromen die traditioneel van 'oost' naar 'west' liepen omgekeerd naar van 'west' naar 'oost'.

Verder geeft GTS aan dat de markt goed heeft gefunctioneerd. Vraag en aanbod zijn met elkaar in balans gebracht zonder dat er fysieke tekorten zijn ontstaan. Het gedrag van marktpartijen heeft hier een grote rol in gespeeld. Deze veranderende vraag- en aanbodbalans kunnen goed in de modellen van GTS worden meegenomen, maar het marktgedrag laat zich lastiger voorspellen.

GTS identificeert in haar advies een aantal onzekerheden die de sluiting van het Groningenveld zouden kunnen beïnvloeden. Een aantal van deze onzekerheden zijn gekwantificeerd door middel van een gevoeligheidsanalyse ten opzichte van de minimale gasproductie uit het Groningenveld. Hiermee worden de belangrijkste risico's en het effect daarvan op de Groningenproductie in kaart gebracht. De belangrijkste onzekerheden zijn:

- De vulgraad van de bergingen na afloop van de huidige winterperiode. Deze vulgraad is erg bepalend voor de hoeveelheid LNG die deze zomer geïmporteerd moet worden om de bergingen weer voldoende gevuld te krijgen voor gasjaar 2023/2024.
- Het temperatuurverloop voor volgend gasjaar. Een koude winter leidt tot 30% meer gasvraag dan een warme winter en heeft daarmee een grote impact op de hoeveelheid LNG die additioneel moet worden geïmporteerd om de productie uit de Europese gasbergingen aan te vullen.

- De mate van vraagreductie. De hoge gasprijzen hebben in het huidige gasjaar voor een significante reductie van de gasvraag gezorgd. Onzeker is in hoeverre deze reductie permanent is en weer verondersteld mag worden in verschillende scenario's.

## 2 AANPAK/WERKWIJZE

### 2.1 Doelstelling

Deze validatiestudie volgt op een reeks eerdere validatiestudies van DNV op de adviezen van GTS (zie: Tabel 2). In deze validatiestudies heeft DNV aanbevelingen gedaan ten aanzien van het verbeteren van de rekenmethodiek, de modelparameters en het te voeren proces. DNV constateert dat het uitvoeren van de base case berekening door GTS een meer routinematige exercitie is geworden. Dit betekent dat de validatie van de base case zich kan beperken tot de validatie van de gewijzigde modelparameters. Echter nieuw in het advies van GTS is de bepaling van het H-gas aanbod. Vandaar dat DNV hier in de gevoeligheidsanalyse extra aandacht aan besteed.

Daarnaast ziet DNV dat de capaciteitsberekeningen bepalender worden voor de volumes die uit het Groningenveld geproduceerd worden. Deze berekeningen hebben in het verleden minder aandacht gehad, omdat deze uitkomsten voorheen nooit bepalend zijn geweest voor de volumes die uit het Groningenveld geproduceerd worden. Vandaar dat DNV in deze validatie wederom extra aandacht aan deze capaciteitsberekening heeft besteed.

**Tabel 2 Voorgaande validatiestudies uitgevoerd door DNV**

GTS advies	Onderwerp	DNV validatie
December 2015	Onderzoek andere benadering van gaswinning door Min EZK, ACM, NAM, GasTerra en GTS <i>De mogelijkheden en effecten van een maximale inzet van kwaliteitsconversie om de gaswinning uit het Groningenveld te beperken onder waarborging van de leveringszekerheid</i>	November 2015
17 mei 2017	Brief van GTS aan Min EZK <i>Groningen volume en leveringszekerheid (periode 2018-2021)</i>	Mei 2017
20 juli 2017	Brief van GTS aan Min EZK <i>L-gas capaciteit en kwaliteitsconversie (tevens volume tot 2030)</i>	November 2017
31 januari 2019	Brief 1 van GTS aan Min EZK <i>Raming benodigd Groningenvolume en capaciteit gasjaar 2019/2020 en verder</i>	Augustus 2019
11 juni 2019	Brief 2 van GTS aan Min EZK <i>Voorlopig advies over de maatregelen om de Groningenproductie te reduceren</i>	Augustus 2019
25 juli 2019	Brief 3 van GTS aan EZK <i>Finaal advies over de maatregelen om de Groningenproductie te reduceren</i>	Augustus 2019
31 januari 2020	Brief van GTS aan Min EZK <i>Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningenvolumes en -capaciteiten</i>	10 februari 2020
29 januari 2021	Brief van GTS aan Min EZK <i>Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningenvolumes en -capaciteiten</i>	11 februari 2021
31 januari 2022	Brief van GTS aan Min EZK <i>Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningenvolumes en -capaciteiten</i>	30 maart 2022

N.B. deze tabel toont enkel de adviezen van GTS waarop door DNV een validatie is uitgevoerd.

GTS heeft bevestigd dat er geen wijzigingen in de rekenmethodiek zijn aangebracht en dat er alleen een aantal modelparameters geactualiseerd zijn ten opzichte van het vorige advies. Deze aangepaste modelparameters zijn door DNV gevalideerd. Daarnaast is er door DNV specifiek aandacht besteed aan een aantal aannames die door GTS zijn gedaan ten behoeve van de capaciteitsanalyse. De volgende thema's worden besproken in deze studie:

- de validatie van de modelparameters ten aanzien van de volume- en capaciteitsberekeningen
- de validatie van de gevoeligheidsanalyse



## 2.2 Gevolgde stappen

Om bovenstaande thema's te onderzoeken, zijn door DNV de volgende stappen doorlopen:

- Op 31 januari heeft DNV van GTS het definitieve advies van GTS ontvangen.
- DNV heeft een vragenlijst opgesteld en ter voorbereiding van het interview met GTS deze op 6 februari aan GTS gestuurd. Deze vragenlijst is toegevoegd als ANNEX 1 VRAGENLIJST bij dit rapport.
- Op 7 februari heeft DNV een interview gehouden met experts van GTS. In dit interview is de vragenlijst als leidraad gebruikt.
- Op 8 februari heeft DNV aanvullende informatie per email van GTS ontvangen ten aanzien van de capaciteitsgetallen bij figuur 2 in het advies
- Op 15 maart 2023, 24 maart 2023 en 29 maart 2023 heeft DNV het conceptrapport opgestuurd naar beleidsmedewerkers van EZK en vervolgens besproken.
- DNV heeft het conceptrapport opgestuurd naar GTS voor een controle op feitelijke onjuistheden. Op 21 april 2023 is een e-mail van GTS ontvangen met commentaar op het conceptrapport.

### 3 VALIDATIE

#### 3.1 Base case: rekenmethodiek en modelparameters

Hieronder worden kort de aangepaste modelparameters besproken waarbij DNV heeft getoetst of deze parameters juist zijn.

##### 3.1.1 Inzet stikstofinstallaties

De maximale inzet van de beschikbare stikstofinstallaties is essentieel voor het minimaliseren van de Groningenproductie. GTS beschikt momenteel over een tweetal installaties voor de productie van vaste basislast stikstof. Dit zijn Ommen en Wieringermeer. De installatie in Ommen heeft een capaciteit van 146.000 m<sup>3</sup>/uur en de installatie in Wieringermeer heeft een capaciteit van 295.000 m<sup>3</sup>/uur. In totaal heeft GTS 441.000 m<sup>3</sup>/uur aan vaste basislast stikstof productiecapaciteit beschikbaar. In de winterperiode (november tot en met april) zijn deze installaties planmatig volledig beschikbaar en in de zomermaanden (mei tot en met oktober) wordt deze capaciteit planmatig verminderd met 65.000 m<sup>3</sup>/uur om rekening te houden met het geplande onderhoud aan deze installaties<sup>1</sup>. Deze vaste installaties worden ondersteund door de back-up basislast faciliteiten in Pernis en Zuidbroek I. Deze installaties kunnen gezamenlijk een capaciteit leveren van 76.000 m<sup>3</sup>/uur. Daarnaast beschikt GTS over een stikstofopslag in Heiligerlee die een uitzendcapaciteit heeft van 190.000 m<sup>3</sup>/uur (maar een beperkt werkvolume). De back-up faciliteiten zijn bedoeld om uitval (gepland en ongepland) van de vaste installaties te kunnen opvangen. Echter, in de praktijk staan deze installaties aan de markt beschikbaar. Daarmee zal de daadwerkelijke beschikbaarheid van de installaties soms groter en kleiner kunnen zijn dan de planmatige aannames. De belangrijkste wijziging voor het komende gasjaar is de geplande beschikbaarheid van de nieuwe stikstofinstallatie Zuidbroek II per 1 oktober 2023. Deze installatie heeft een capaciteit van 180.000 m<sup>3</sup>/uur. Tabel 3 geeft een overzicht van de beschikbare productiecapaciteit voor stikstof op:

m <sup>3</sup> /uur	Vaste basislast			Back-up vaste basislast		Back-up vaste basislast met beperkt volume
	Ommen	Wieringermeer	Zuidbroek II	Zuidbroek I	Pernis	Heiligerlee
2023/2024	146.000	295.000	180.000	16.000	60.000	190.000
<b>Total</b>	<b>621.000</b>			<b>76.000</b>		<b>190.000</b>

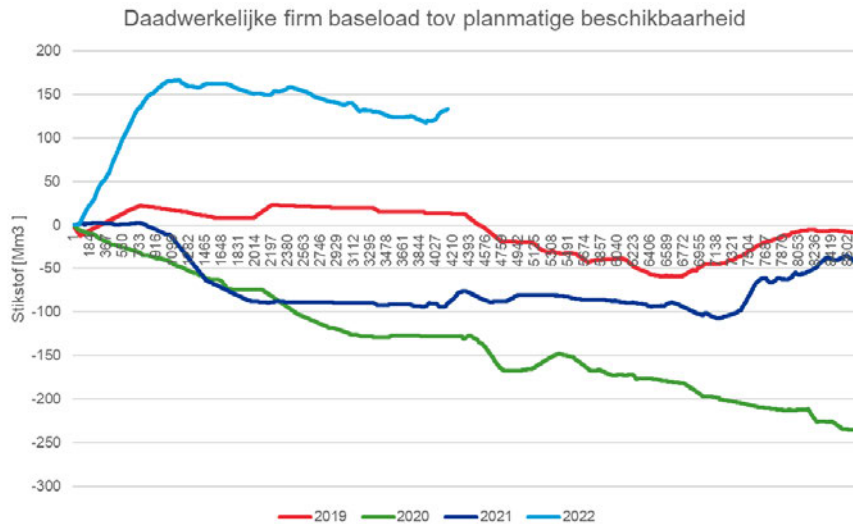
**Tabel 3 Overzicht beschikbare productiecapaciteit stikstof**

In haar advies gaat GTS uit van een totale L-gas marktvraag in een extreem koud jaar van 360 TWh. Op basis van de aangenomen planmatige beschikbaarheid van de stikstofinstallaties zou het mogelijk moeten zijn om in een jaar ongeveer 365 TWh aan L-gas te produceren. Kortom, met het beschikbaar komen van Zuidbroek II is het mogelijk het jaarvolume van de gehele L-gasmarkt met pseudo L-gas te beleveren mits er voldoende H-gas beschikbaar is. Het Groningenveld is daarmee niet meer nodig voor het leveren van volumes.

In Figuur 1 wordt de cumulatieve delta getoond tussen de daadwerkelijke beschikbare vaste basislast stikstofcapaciteit en de planmatige beschikbare vaste basislast stikstofcapaciteit van 2019 t/m 2022. Deze maatstaf wordt door DNV gebruikt om de aannames van GTS te toetsen op redelijkheid. Indien de delta positief is, betekent dit dat er meer stikstof beschikbaar was dan planmatig aangenomen. Over ieder van de afgelopen drie gasjaren komt de cumulatieve delta negatief uit. Dit betekent dat GTS structureel voor de inzet van stikstof gebruik heeft moeten maken van de back-up faciliteiten. Het huidige gasjaar laat een andere trend zien waarbij het opvalt dat tot medio november de planmatige beschikbare stikstof ver onder de daadwerkelijke beschikbare stikstof lag. Het lijkt erop dat het warme weer in combinatie

<sup>1</sup> Indien Zuidbroek II operationeel wordt zal de winterperiode voor gasjaar 2023/2024 lopen van november t/m maart en de onderhoudsperiode de overige maanden

van een teruggang in de vraag vaker dan in voorgaande jaren zorgde voor een situatie waarbij de L-gas markt niet meer groot genoeg was om alle stikstof te gebruiken.

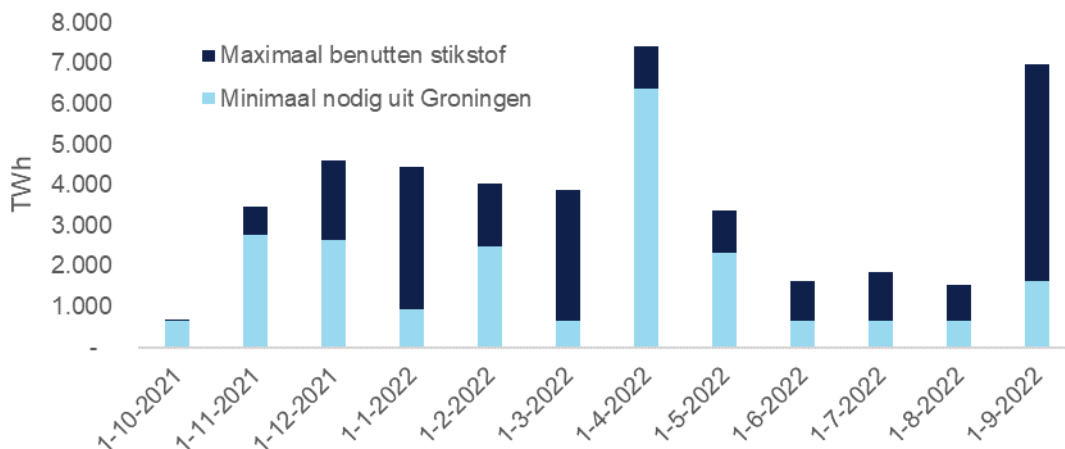


**Figuur 1 Daadwerkelijk beschikbare stikstof versus de planmatige beschikbaarheid**

Op basis van bovenstaande grafiek blijkt dat met uitzondering van de start van het huidige gasjaar de beschikbaarheid van de stikstofinstallaties voor vaste basislast stikstof in de praktijk minder is dan wordt aangenomen voor planningsdoeleinden. De aanname om de vaste basislast stikstofcapaciteit planmatig 100% in te zetten is daarmee ambitieus, maar in de praktijk te realiseren door de inzet van back-up installaties. Daarnaast gaat de aanname van GTS uit van het volledig beschikbaar zijn van Zuidbroek II. In de validatie voor gasjaar 2021/2022 heeft DNV aangegeven dat deze aanname wellicht optimistischer is dan verwacht mag worden bij nieuwe installaties.

GTS toont daarnaast in figuur 5 van haar advies aan dat in alle aanvullende scenario's ten opzichte van de base case er L-gas volumetekorten optreden vanwege een tekort aan H-gas. Er is voldoende stikstof beschikbaar, maar geen H-gas om te converteren. Toch adviseert GTS om de Groningenproductie op de minimum flow vast te stellen en geen graaddagenformule te gebruiken. In Figuur 2 toont de som van de donkerblauwe staven aan dat het maximaal inzetten van de beschikbare stikstof over gasjaar 2021/2022 tot 2,1 mrd m<sup>3</sup> lagere Groningen productie had kunnen leiden. Hiermee was het mogelijk geweest de productie binnen de oorspronkelijk gestelde 3,9 mrd m<sup>3</sup> te houden. Dit laat zien dat er in de praktijk soms meer stikstof in kan worden gezet dan planmatig was aangenomen. De gekozen methodiek in het vaststellingbesluit leidt in deze gevallen niet tot de laagst mogelijke productie, maar een vaststaand einddoel.

## Effect maximale benutting stikstof



**Figuur 2 Effect op de productie uit het Groningenveld indien de beschikbare stikstof maximaal zou worden benut**

Ondanks dat er in de praktijk vaak meer stikstof beschikbaar is, kan DNV op basis van bovenstaande de uitgangspunten (100% beschikbaarheid over de maanden november – maart en 91% beschikbaarheid in de overige maanden) van GTS ten aanzien van de inzet van stikstofinstallaties valideren. De realisaties over de afgelopen jaren laten zien dat deze uitgangspunten in de praktijk realistisch zijn. Daarnaast zorgt een krimpende L-gas markt in combinatie met de ingebruikname van Zuidbroek II ervoor dat er geen reden is het percentage (van 100%) te verhogen ten behoeve van de minimalisering van de Groningenproductie. Eventuele tegenvallers kunnen gecompenseerd worden uit de back-up capaciteit op het Groningenveld. Ook de aanbeveling om het productieniveau op de minimum flow vast te stellen kan worden onderschreven door DNV. Deze aanbeveling voorkomt een puntlanding op een hoger niveau wanneer dat in de praktijk niet noodzakelijk blijkt.

Ten aanzien van de inzet van stikstof heeft DNV de volgende aanbeveling:

- Gelet op deze onzekerheid met betrekking tot de beschikbaarheid van H-gas en in lijn met onze aanbeveling voor de validatie over gasjaar 2022/2023 zou een prikkel ingebouwd moeten worden om al het daadwerkelijke overschot aan stikstofproductie maximaal in te zetten om de L-gas markt te beleveren. GTS heeft deze mogelijkheid in de brief "Aanvullende analyse: inzet stikstof boven het planmatige niveau en effectiviteit industrie-ombouw" met kenmerk L 19.0029 (Gasunie Transport Services, 2019) reeds geïdentificeerd. Dit leidt ertoe dat Groningen zoveel mogelijk op de minimum flow wordt geopereerd en er niet meer gas wordt gewonnen uit Groningen dan strikt noodzakelijk. Dit zou in de operationele strategie verwerkt kunnen worden.

### 3.1.2 Werkvolume en inzet bergingen

De inzet van gasopslagen en het bijbehorende werkvolume wordt door GTS ingeschat voor alle bergingen die aan het GTS netwerk zijn gekoppeld. Bijzonder hierbij is de ombouw van gasopslag Grijpskerk van H-gas naar L-gas.

#### 3.1.2.1 Werkvolume en inzet Nederlandse bergingen

GTS gaat in zijn advies uit van de beschikbaarheid van werk volumes in bergingen die zijn aangesloten op het netwerk van GTS. Het werkvolume en de inzet van gasbergingen is met name van belang ten aanzien van de hoeveelheid stikstof en H-gas die in de zomermaanden benut kunnen worden om in de wintermaanden de extra gasvraag voor ruimteverwarming te kunnen voorzien.

Hieronder volgt een overzicht van de aanwezige bergingen waarbij het werkvolume dat is opgegeven door GTS wordt afgezet tegen de werkvolumes zoals door Gas Infrastructure Europe Aggregated Gas Storage Inventory (GIE Transparency Platform, sd) zijn gepubliceerd:

	Kwaliteit (H-gas of L-gas)	Werkvolume volgens GTS (TWh)	Werkvolume volgens GIE AGSI (TWh)
Bergermeer	H	45,6	45,6515
Norg	L	58,6	59,3385
Grijpskerk	L	11,7	23,85
Alkmaar	L	4,9	5
Zuidwending	L	Niet door GTS vermeld	3,6

**Tabel 4 Vergelijking van het werkvolume van de Nederlandse H- en L-gasbergingen volgens GTS en AGSI**

In vergelijking met de door GIE AGSI gerapporteerde werkvolumes laten de door GTS gehanteerde waarden verschillen zien. De verschillen voor Norg en Alkmaar worden waarschijnlijk verklaard door een kleine afwijking in de calorische waarde om de maximale opslagvolumes (m<sup>3</sup>) uit de vergunningen om te rekenen naar een energie-eenheid (TWh). Voor Grijpskerk is het maximale werkvolume gebaseerd op het maximale opslagvolume uit de vergunning. Echter uit de brief van de NAM aan de Staatsecretaris (NAM, 2022) valt op te maken dat de verwachting van de NAM is dat van dit totale werkvolume slechts 1,2 mrd. m<sup>3</sup> voldoet aan de L-gas specificaties van het GTS netwerk. Voor Zuidwending is het onbekend welke opslagvolumes GTS heeft aangenomen.

Ten aanzien van de L-gas cavernes in Duitsland die rechtstreeks verbonden zijn met het netwerk van GTS gaat GTS uit van de volgende cavernes:

	Kwaliteit (H-gas of L-gas)	Werkvolume volgens GTS (TWh)	Werkvolume volgens GIE AGSI (TWh)
EPE-NL RWE WEST	L	onbekend	2,7584
UGS Enschede – EPE (NUON)	L	onbekend	2,7953
UGS Enschede – EPE (ENECO)	L	onbekend	1,4352

**Tabel 5 Overzicht Duitse L-gasbergingen met een rechtstreekse aansluiting op het GTS netwerk**

Ten aanzien van de benutting van het werkvolume gaat GTS ervan uit dat alle gasopslagen tot het maximale werkvolume benut worden. DNV ziet dat de verordening Commission Implementing Regulation (EU) 2022/2301 (European Commission, 2022) voor het gasjaar 2022/2023 een verplichte vulgraad van 90% per land verplicht stelt. Daarnaast geeft het prijsverschil tussen de aankomende zomerprijs en de winterprijs de gebruikers van gasopslagen een economische prikkel om de gasopslagen maximaal te vullen.

De afwijkingen tussen de door GTS aangenomen werkvolumes en de door AGSI gepubliceerde werkvolumes zijn klein en zullen niet tot significant andere uitkomsten leiden. Alleen voor de Duitse cavernes is niet duidelijk welk werkvolume GTS precies heeft meegenomen. Echter, aangezien deze werkvolumes relatief beperkt zijn ten opzichte van de overige gasopslagen zullen kleine afwijkingen ook hier geen significante uitkomst op de berekeningen hebben. Op basis hiervan kan DNV de aannames van GTS valideren en doet de volgende aanbevelingen:

- Maak transparant welke werkvolumes voor de L-gas cavernes zijn aangenomen.

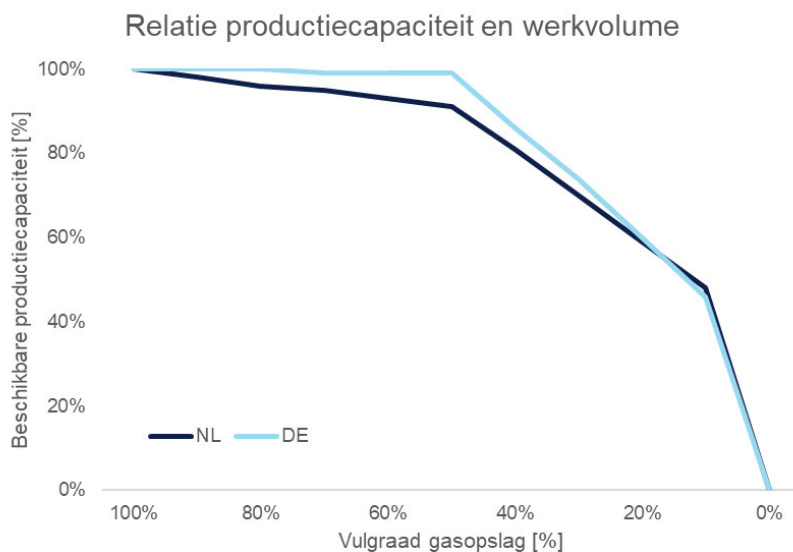
### 3.1.2.2 Ombouw Grijpskerk naar L-gas

Op 1 april 2022 is besloten gasopslag Grijpskerk over te zetten van het H-gas systeem naar het L-gas systeem. Het doel van deze omzetting is om Grijpskerk als volwaardige back-up van het Groningenveld in te zetten. GTS gaat ervan uit dat er per 1 oktober 2023 een laagcalorisch werkvolume beschikbaar zal zijn van 12 TWh (1,2 mrd. m<sup>3</sup>). Een dergelijke omzetting is een ingrijpend proces waarin het H-gas in het reservoir verdrongen moet worden door L-gas. Hiervoor zijn één of meerdere spoelcycli ("leaning cycli") nodig en moet het geproduceerde "off-spec" aardgas mengsel speciaal afgevoerd en weggemengd worden. De gasopslag Grijpskerk moet hiertoe tussen drie verschillende deelnetwerken worden geschakeld (G, H, "off spec" L gas). Dankzij de oorspronkelijke faciliterende rol van gasopslag Grijpskerk in het kleineveldenbeleid in combinatie met Mengstation Ommen, die "off-spec" gas kan converteren, maakte dat dit op dergelijk korte termijn gerealiseerd kon worden. De gasopslag Grijpskerk kon hierdoor als een "off-spec" klein gasveld worden behandeld.

Gedurende de zomer van 2022 is gasopslag Grijpskerk voor het eerst gevuld met 2,2 mrd. m<sup>3</sup> L-gas. In oktober 2022 is voor het eerst L-gas (937 mln. m<sup>3</sup>) en daarna het resterende "off-spec" gas uit de gasopslag geproduceerd. De maximale gerealiseerde capaciteit was 1.9 mln. m<sup>3</sup>/uur, deels gelimiteerd door de afvoercapaciteit van het GTS netwerk. Deze beperking wordt verholpen door gebruik te maken van onbenutte capaciteit in het productienetwerk van het Groningenveld. Hiermee wordt een maximale productiecapaciteit van 2.5 mln. m<sup>3</sup>/uur bereikt. De NAM geeft aan dat deze eerste spoelcyclus boven verwachting is verlopen en minder vermenging optrad dan verwacht (NAM, 2022). In 2023 zal de berging opnieuw gevuld worden met L-gas en naar verwachting zal de gasopslag vanaf oktober 2023 beschikbaar zijn met 2.5 mln. m<sup>3</sup>/uur aan productiecapaciteit en ongeveer 1.2 mrd. m<sup>3</sup> aan werkvolume.

De combinatie van 60 mln. m<sup>3</sup>/dag aan productiecapaciteit met 1.2 mrd. m<sup>3</sup> werkvolume zijn vergelijkbaar aan de specificaties van de gasopslag Alkmaar. Vanwege het beperkte werkvolume, maar een hoge productiecapaciteit kunnen beide als "piekgasinstallaties" worden beschouwd. Daarentegen bevatten Norg en Bergermeer een significant groter werkvolume waardoor deze langer gedurende de winter ingezet kunnen worden. De gasopslag Grijpskerk zal dan ook op vergelijkbare manier als Alkmaar als strategisch middel ingezet moeten worden. De uitdaging hierbij is de inzet te verdelen gedurende een langdurige winter. De beschikbare productiecapaciteit zal namelijk bij langdurige inzet steeds verder afnemen. Dit wordt in Figuur 3 voor de Nederlandse en Duitse gasbergingen geïllustreerd (ENTSOG, 2022). Het ligt dan ook voor de hand de gasopslag Grijpskerk op dezelfde wijze in de prioritering van de middelen mee te nemen als gasopslag Alkmaar. Zodoende wordt zorggedragen dat de benodigde productiecapaciteit beschikbaar blijft gedurende de latere fases van de winterperiode.

GTS geeft aan dat voor de inzet van NAM-leidingen voor de optimale afvoer van de productie uit gasopslag Grijpskerk nog een aantal praktische en juridische belemmeringen opgelost moeten worden. Het tijdig oplossen van deze belemmeringen is een randvoorwaarde voor het volledig kunnen (blijven) benutten van de technische productiecapaciteit. Echter betrokken partijen verwachten hier geen issues.



**Figuur 3 Productiecapaciteit bergingen in relatie tot de vulgraad**

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS ten aanzien van gasopslag Grijskerk valideren, maar doet de volgende aanbevelingen:

- Zeker de beschikbaarheid van de volledige productiecapaciteit tot aan het einde van de winter door middel van een verankering in de operationele strategie en signaleer eventuele commerciële knelpunten tijdig. Indien dit niet wordt verankerd dan is het capaciteitsaanbod te optimistisch. Inclusief gasopslag Norg en inclusief een Groningen capaciteit van 4.4 mln. m<sup>3</sup>/uur zou er zelfs al een (gering) tekort zijn van 0.8 mln. m<sup>3</sup>/uur bij een vullingsgraad van de bergingen van 40%. Bij uitval van gasopslag Norg zou het tekort fors toenemen tot 3.4 mln. m<sup>3</sup>/uur.

### 3.1.3 Inzet LNG-Peakshaver

De LNG Peakshaver heeft lange tijd als kerntaak gehad om een specifieke technische uitdaging te adresseren: de leveringszekerheid van regio Rotterdam en Den Haag. In dit gebied bevinden zich een groot aantal kleingebruikers, veel grote industriële afnemers (Botlek, Maasvlakte) en tuinbouwgebied Westland. De levering van gas in dit gebied vond van oudsher plaats via een lange aanvoerroute (Groningen, Friesland, IJsselmeerkruising, Noord-Holland, Zuid-Holland) die gemakkelijk overbelast kan worden door een uitzonderlijke hoge piekvraag. Gedurende normale wintersituaties volstaat de combinatie van compressorstations Wieringermeer, Beverwijk, ondersteund met mengstation Wieringermeer en PGI Alkmaar om dit gebied van gas te voorzien. Echter in het geval van uitzonderlijk hoge vraag of in geval van problemen met compressorstation Beverwijk of Wieringermeer dient de LNG Peakshaver op de Maasvlakte als back-up. De LNG-peakshaver kan dan 1.3 mln. m<sup>3</sup>/uur L-gas produceren door LNG en stikstof te verdampen en te vermengen gedurende een periode van 60 uur. Na de ombouw kan nog 0.85 mln. m<sup>3</sup>/uur L-gas worden geproduceerd door LNG en stikstof te verdampen. De maximale productiecapaciteit van 1.3 mln. m<sup>3</sup>/uur kan alleen nog worden bereikt door aanvullend H-gas uit het netwerk in te nemen. Normaal gesproken zal de LNG Peakshaver echter kortstondig bijspringen om 1) de uitzonderlijk hoge ochtendpiek af te vangen of 2) bijspringen totdat de storing in de aanvoerketen verholpen is.

In voorgaande jaren is door DNV reeds gecontroleerd of het voor GTS technisch correct is de cumulatieve capaciteiten van LNG Peakshaver, PGI-Alkmaar, mengstation Wieringermeer én UGS Norg tegelijk in te voeden. GTS heeft aangegeven dat dit inderdaad mogelijk is zonder dat congestie optreedt. Kortom de capaciteiten van al deze middelen mogen dus opgeteld worden zoals in het model wordt gedaan.

GTS heeft vorig jaar aangegeven voornemens te zijn de LNG peakshaver om te bouwen tot regulier mengstation zodat H-gas direct vanuit het GTS-netwerk om kan worden gezet naar L-gas. Deze ombouw heeft reeds plaatsgevonden, maar vanwege het huidige tekort aan H-gas lijkt deze ombouw ter ondersteuning van de reductie van de Groningenproductie minder relevant.

Indien de productiecapaciteit van de GATE LNG terminal gelimiteerd is door transportbeperkingen in het H-gas systeem zou de peakshaver mogelijk extra LNG import kunnen faciliteren. De nabijgelegen LNG Peakshaver + mengstation combinatie zou GATE extra "ad hoc" productiecapaciteit kunnen geven door deze direct af te voeren via het L-gas netwerk.

Op basis van bovenstaande kan DNV valideren dat GTS de LNG peakshaver opvoert als een back-up voor de vaste basislast stikstofinstallaties. Ook al heeft de LNG peakshaver nu vooral nog een specifieke technische taak te vervullen binnen het GTS systeem. DNV doet de volgende aanbeveling:

- Onderzoek voor de peakshaver de eventuele mogelijkheden om de installatie in plaats van noodinstallatie meer in te zetten als een structureel transportmiddel. Zeker als dit tot gevolg kan hebben dat er extra "ad hoc" productiecapaciteit voor GATE LNG kan worden gecreëerd die de L-gas markt en de afbouw van de Groningenproductie ten goede zou kunnen komen.

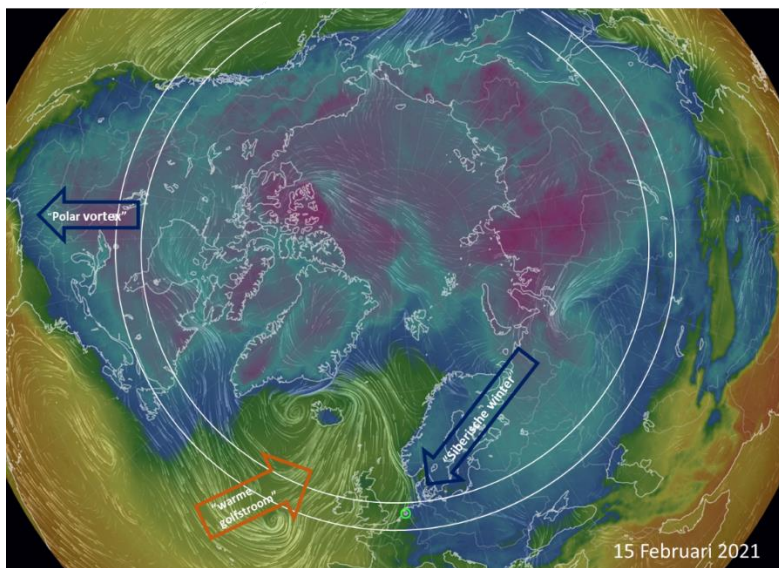
### 3.1.4 Gebruik van temperatuurprofielen en 1-op-20 winter

Één van de belangrijkste factoren in de modelberekening voor de benodigde capaciteit uit Groningen is de uitzonderlijk hoge gasvraag die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt (1-op-20 jaar piekvraag). Dit betreft een door GTS voorspelde uurgemiddelde piekvraag die hoger is als normale wintervraagpieken. De hoogte van deze piekvraag is terug te leiden naar de bijzondere geografische positie van Nederland. Het Nederlandse klimaat kent een zeer grote invloed van de Atlantische oceaan (KNMI, 2013) en daardoor relatief warme winters gezien met wat normaal is voor de 50° breedtegraad (zie Figuur 4). De huidige trend is tevens dat de gemiddelde winters nog warmer zullen worden. De capaciteit berekening voor een "1-op-20 winter" betreft echter een volledig afwijkend weerspatroon. Tijdelijk vindt er in Nederland een overgang plaats van een zeeklimaat naar een landklimaat (meer zoals in Polen) of zelfs arctisch/polair klimaat (meer zoals in Noorwegen en Zweden). Dit kan ontstaan als de poollucht op het noordelijk halfrond tijdelijk buiten haar normale, door de jet stream gedichteerde, patronen breekt. Dit fenomeen vindt recentelijk relatief vaak plaats op het Amerikaanse halfrond en staat daar inmiddels bekend als het "polar vortex" fenomeen. In februari 2021 werd Texas door dit uitzonderlijke weerspatroon getroffen met temperaturen tot  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  in combinatie met windkracht 6, waardoor het energiesysteem faalde, met grote materiele (\$200 Miljard) en 200-700 dodelijke slachtoffers tot gevolg (Joshua W. Busby a, 2021) (McEvoy, 2021).

De door GTS gehanteerde "-15,5 °C condities" vragen dus een uitzonderlijk weerspatroon die normaal een of twee weken kan duren voor heel Noordwest Europa. De daadwerkelijke piekvraag zal naar verwachting vallen op de dag dat er ook sprake is van "windkracht 6 uit het oosten", alhoewel dit geen vast gegeven hoeft te zijn. Het betreft naar verwachting wel een kortstondige uitzonderlijke situatie, waarschijnlijk hooguit één of twee dagen, waarna óf de wind of de koude temperatuur af zal zwakken en er weer sprake zal zijn van "normale strenge wintercondities". De kans op deze combinatie van weersfactoren (zeer koud weerpatroon én storm) is statistisch gezien erg klein, één-op-de-twintig jaar, volgens de statistische analyse. Echter de impact op het energiesysteem in Nederland en Noordwest Europa als totaal zal uitzonderlijk groot zijn. Dit maakt leveringszekerheid dan ook meer een strategisch vraagstuk en niet zozeer een regulier economisch vraagstuk.

Onduidelijk is nu of onder de invloed van klimaatverandering dergelijke uitzonderlijke weersfenomenen in Europa juist vaker of minder vaak kunnen gaan optreden. GTS geeft in ieder geval aan de "1-op-20 winter" volume- en piekvraag berekent te hebben op basis van statische analyse van het marktgedrag van de afgelopen 30 winters in combinatie met de volume verwachting vanuit de KEV voor het komende gasjaar. Er is dus geen extra rekening gehouden met eventuele recente klimaattrends.



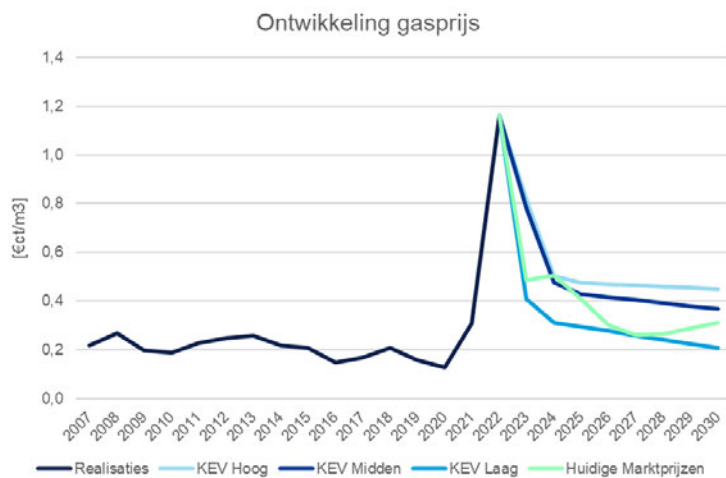


**Figuur 4 Karakteristieke wintersituatie op het Noordelijk halfrond en een illustratie uitzonderlijke impact die de Atlantische oceaan heeft op het weer in Noordwest-Europa.**

Ten aanzien van de “1-op-20 winter” berekening kan DNV de door GTS gevolgde methode valideren. Dus ondanks dat de afgelopen winters opvallend mild waren, en op dit moment de kans op een zeer strenge winter wellicht nu als kleiner dan “1-op-20 jaar” worden ervaren. Echter de recente ervaringen vanuit het Amerikaanse halfrond geven aan dat winterextremen nog steeds veelvuldig voorkomen op het noordelijk halfrond, waarbij zeker ook de impact van extreme wintercondities op het energiesysteem en de maatschappij niet mogen worden onderschat. Op dit moment volstaat een statistische analyse gebaseerd op de data van de afgelopen 30 jaar.

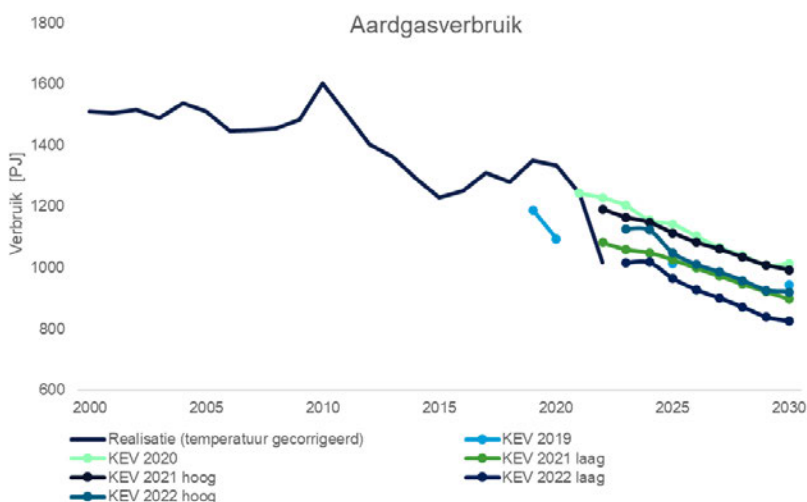
### 3.1.5 Inschatting binnenlandse gasvraag

GTS neemt de KEV2022 als basis voor de inschatting van de binnenlandse gasvraag. Echter in aanvulling op de KEV2022 ziet GTS nog een additionele daling van het gasverbruik van 10%. GTS neemt de extra daling mee in de voorspelling van de binnenlandse markt. Op het moment dat de KEV2022 gepubliceerd werd, was het totale gasverbruik over 2022 nog niet bekend. In de KEV2022 wordt de impact van de hoge gasprijzen in 2022 beschreven op de gasvraag. Veel energie-intensieve bedrijven in de chemie en raffinage hebben hun productie teruggeschroefd of helemaal gestopt. Kleinverbruikers hebben hun verwarming lager gezet en zijn op grote schaal gaan investeren in energiebesparende maatregelen. In Figuur 5 is te zien dat de gasprijs in 2022 gemiddeld meer dan vijf keer hoger lag dan in voorgaande jaren. Deze stijging werd reeds in 2021 ingezet vanwege de combinatie van een aantrekkende vraag na Covid-19 in combinatie met uitgesteld onderhoud en lagere investeringen in productiecapaciteit. Alleen heeft de grote daling van Russische gasstromen naar Europa deze trend extreem versterkt (Friderike Kuik, 2022).



**Figuur 5 De extreme prijsspiek van de groothandelsprijs aardgas in 2022**

Een belangrijke vraag is in hoeverre de vraag naar aardgas structureel verlaagd is of welk deel tijdelijk is verlaagd vanwege de hoge aardgasprijzen. De grootste reductie van de gasvraag kan worden waargenomen bij de industriële grootverbruikers gevolgd door de kleinverbruikers en de gascentrales. De KEV2022 gaat ervan uit dat een groot deel van de industriële vraag geleidelijk weer zal terugkeren naar het niveau voor 2022. Ten aanzien van de gascentrales wordt de gedaalde inzet van het aardgasverbruik deels veroorzaakt door de sterke stijging van de duurzame stroomproductie in Nederland. Echter de relatief hoge inzet van kolen zorgt ervoor dat de inzet van gascentrales meer beperkt blijft dan anders het geval zou zijn. Vanwege extra isolerende maatregelen en elektrificatie bij de huishoudens zal een deel van de vraagreductie een permanent karakter hebben. Het deel dat veroorzaakt wordt door het verlagen van de thermostaat zal mogelijk een tijdelijk karakter hebben en bij daling van de gasprijzen weer verdwijnen. In Figuur 6 kan worden gezien dat de KEV2022 en eerdere versies een structurele daling van de gasvraag voorzien. De vraag in de KEV2022 ligt nog weer lager dan de voorgaande edities van de KEV.

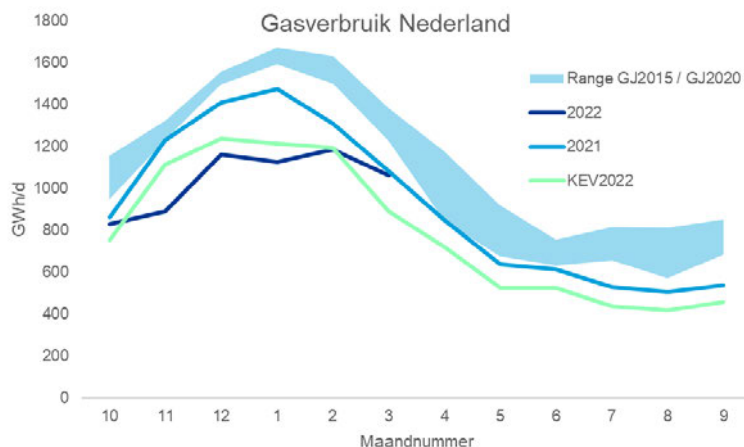


**Figuur 6 Verwachte vraagontwikkeling aardgas zoals gepresenteerd in KEV2022<sup>2</sup>**

De huidige gasprijzen liggen redelijk in lijn met de prijsaannames die door de KEV2022 zijn gedaan. Ook ziet DNV dat voor 2023 een prijsplafond voor gas- en elektriciteit is ingevoerd. Op basis van de laatste verbruiksdata voor groot- en kleinverbruikers blijkt uit figuur 6 dat het gasverbruik op dit moment in lijn ligt met vorig jaar en iets boven de KEV2022 verwachting. Dit betekent dat het gasverbruik van grootverbruikers nog steeds 20%-25% lager ligt dan in gasjaar 2021/2022. Voor het huishoudelijke verbruik is dat 26% lager lag dan een jaar eerder. Het valt hierbij op dat het

<sup>2</sup> PBL KEV 2022 data aangevuld met realisatie en temperatuurcorrectie voor 2022 gebaseerd op cijfers CBS

verbruik in februari en maart weer in lijn is komen te liggen met vorig jaar. Dit zou kunnen wijzen op de impact van het prijsplafond op het gedrag van kleinverbruikers en een daling van de gasprijzen.



**Figuur 7 Gasverbruik groot- en kleinverbruikers in Nederland**

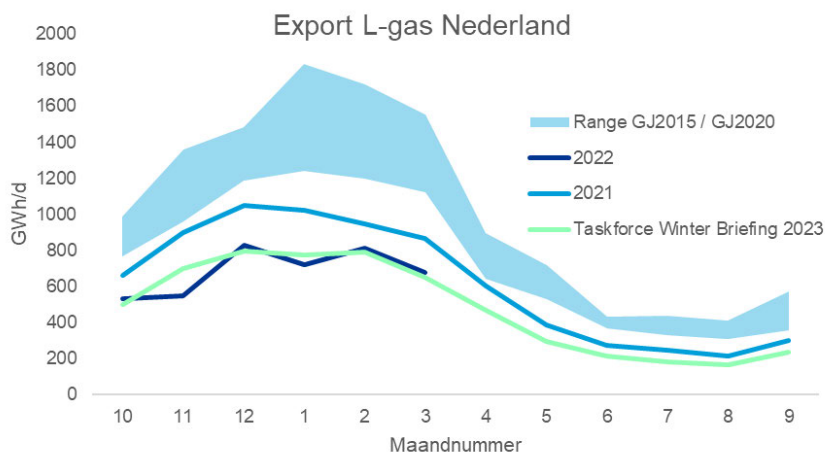
Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. Voor het industriële segment is in de eerste drie maanden van dit jaar inderdaad een daling van het gasverbruik van 10% zichtbaar ten opzichte van 2022. Na een aanzienlijke daling in gasjaar 2022/2023 voor het kleinverbruik ziet DNV een mogelijke trendbreuk optreden in de eerste weken van maart. Mogelijk onder invloed van het prijsplafond. Hetzelfde zou mogelijk ook voorzichtig zichtbaar worden in het industriële segment. DNV zou daarom de volgende aanbeveling doen:

- Breng nader in kaart welke effecten van de prijsverhoging over het afgelopen jaar tot permanente vraagreductie hebben geleid en welke effecten tijdelijk zijn. Het energieverbruik na de Coronapandemie heeft namelijk laten zien dat energieverbruik ook weer snel op het oude niveau kan terugkomen.

### 3.1.6 Inschatting export volumes

GTS geeft aan dat voor de schatting van de L-gas exportvolumes gebruik gemaakt wordt van de Winter Briefing 2023 die is opgesteld door de Task Force Monitoring L-gas Market Conversion (Task Force Monitoring L-gas Market Conversion, 2023). Deze Task Force geeft een inschatting van de verwachte L-gas vraag in Duitsland, België en Frankrijk. In deze vraagverwachting zit tevens de laatste stand van zaken met betrekking tot de ombouw van eindverbruikers inbegrepen. Het gasjaar 2023/2024 is tevens het laatste jaar dat er in België nog L-gas wordt verbruikt. Vanaf gasjaar 2024/2025 is de ombouw in België voltooid.

De inschatting van de buitenlandse L-gas vraag kent twee belangrijke onzekerheden. Ten eerste speelt er net als in Nederland de vraag in hoeverre de vraagreductie van de afgelopen periode structureel is en welk deel van de reductie weer verdwijnt wanneer prijzen omlaag komen. Ten tweede speelt er bij de export van L-gas het tempo van de ombouw naar H-gas een belangrijke rol. Echter de combinatie van beide maakt het lastig de cijfers te duiden. Uit Figuur 8 blijkt dat de huidige gasvraag in gasjaar 2022 (donker blauwe lijn) in lijn ligt met de laatste vraagvoorspelling van de Task Force.



**Figuur 8 L-gas vraag export**

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS om voor de L-gas export de getallen van de Task Force te gebruiken valideren.

### 3.1.7 Planning ombouw L-gas grootverbruikers

De Gaswet schrijft voor dat na 1 oktober 2022 er niet meer dan 100 miljoen kuub per jaar aan laagcalorisch aardgas mag worden onttrokken aan het gasnet door afnemers en dat afnemers die in de gasjaren 2016/2017, 2017/2018 en 2018/2019 in ten minste twee van die gasjaren meer dan 100 miljoen kuub per jaar hebben onttrokken uit het laagcalorische gasnet geen gas meer mogen onttrekken via die verbinding. GTS heeft van 9 (industriële) grootverbruikers een meldingsformulier ontvangen die per 1 oktober 2022 geen laagcalorisch gas meer mogen gebruiken. Deze grootverbruikers moeten daarom worden overgezet naar hoogcalorisch gas.

GTS geeft in haar advies aan dat het in de base case ervan uitgaat dat vijf (5) van de negen (9) grootverbruikers voor de start van het gasjaar 2023/2024 zijn omgebouwd van het L-gas naar het H-gas systeem. Vier (4) grootverbruikers zijn niet voor de start van het gasjaar 2023/2024 omgebouwd.

In tegenstelling tot vorig gasjaar hebben de grootverbruikers die nog niet zijn omgezet naar H-gas vanaf het gasjaar 2023/2024 in de base case geen invloed meer op de sluitingsdatum van het Groningenveld. Uit de analyse van DNV naar de capaciteitsbalans voor de L-gas markt blijkt dat de overgebleven L-gas gebruikers niet voor een tekort zorgen. Daarnaast zal met de ingebruikname van Zuidbroek II ook voldoende conversiecapaciteit voor H-gas aanwezig zijn om op jaarbasis voldoende L-gas volumes voor de klanten te leveren. Daarmee heeft de gaskwaliteit van deze grootverbruikers geen impact meer op de uitkomsten van het advies van GTS.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS valideren. Wel merkt DNV op dat dit kan veranderen als er in de overige maatregelen tegenvallers zijn (zoals langdurige vertraging van Zuidbroek II) in combinatie met voldoende H-gas aanbod. DNV ziet echter momenteel geen mogelijkheden om deze ombouw voor het gasjaar 2023/2024 nog te versnellen. DNV adviseert het volgende:

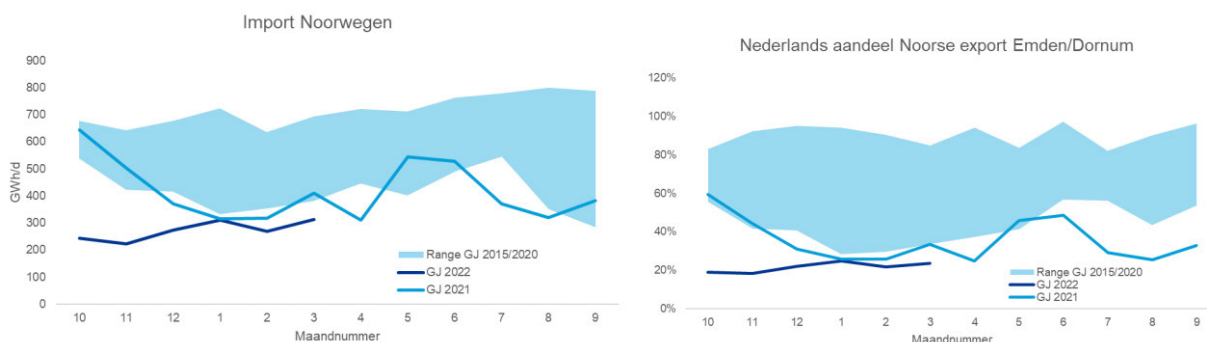
- Zet de ombouw van de overgebleven L-gas grootverbruikers met prioriteit door om zodoende een grotere buffer voor tegenvallers op te bouwen.

### 3.1.8 Inschatting import Noors gas

GTS gaat ervan uit dat 25% van de Noorse export richting Duitsland naar Nederland komen. Dit in lijn met de huidige exportstromen. Deze aanname geldt zolang Duitsland geen aanvullende LNG importvolumes kan aantrekken.

De totale Noorse gasproductie is redelijk stabiel over de laatste jaren en de verwachting is dat deze niet meer zal groeien. Noors pijpleidinggas wordt momenteel naar het Verenigd Koninkrijk, België, Frankrijk, Duitsland en Nederland geëxporteerd. De pijpleidingcapaciteit vanuit Noorwegen kent een zekere mate van overcapaciteit waardoor producenten binnen deze limieten vrijheid van afzetmarkt hebben. In Nederland vindt de import van Noors gas plaats via de Duitse entrypunten in Dornum en Emden waarbij de infrastructuur wordt gedeeld met Duitsland. Hierbij geldt dat de totale afvoercapaciteit naar de verschillende gasnetwerken in Nederland en Duitsland groter is dan de totale aanvoercapaciteit vanuit Noorwegen. Dit betekent dat Noorse producenten tot op zekere hoogte kunnen kiezen of het Noorse gas in Nederland of in Duitsland wordt verkocht. De prijsverschillen tussen beide landen zal de belangrijkste drijfveer voor deze keuze zijn.

Op dit moment zijn de Noorse gasstromen naar Nederland fors lager dan het langjarige gemiddelde. Tegelijkertijd gaat een aanzienlijk groter deel (dan het langjarige gemiddelde) van de Noorse exporten op Emden naar Duitsland. Dit is zeer waarschijnlijk het gevolg van het grote Duitse en Oost-Europese gastekort naar aanleiding van het stopzetten van Russische gasleveringen. In Figuur 9 Nederlandse importen van Noors gas is te zien dat vanaf december 2021 de Noorse importen naar Nederland zijn gedaald en sindsdien onder het langjarige gemiddelde liggen. Vanaf oktober 2022 zijn deze verschillen nog groter geworden. Deze teruggang correspondeert met een stijging van het aandeel Noors gas naar Duitsland (Figuur 10).



**Figuur 9 Nederlandse importen van Noors gas**

**Figuur 10 Aandeel Nederlandse importen op de totale Noorse gastroom op Emden**

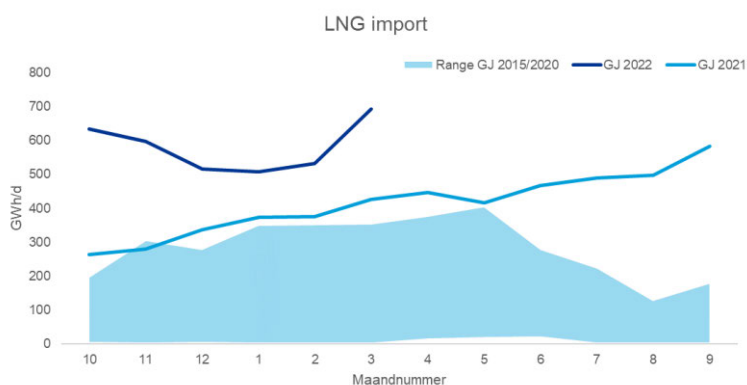
Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS valideren dat ongeveer 25% van het Noorse gas over Emden naar Nederland komt. Hierbij dient de aantekening gemaakt te worden dat dit aandeel weer kan stijgen als additionele importen Duitsland of het oosten van Europa bereiken.

### 3.1.9 Inschatting LNG-import

GTS gaat uit van een maximale inzet over het jaar van zowel de GATE LNG terminal als de Eems Energy Terminal van 230 TWh (630 GWh/d). Sinds 2011 beschikt Nederland over een LNG import terminal op de Maasvlakte; de GATE LNG Terminal. Als reactie op de onderbreking van de Russische aanvoer van gas naar Europa is daar in 2022 de Eems Energy Terminal bijgekomen.

Er is wereldwijd meer importcapaciteit voor LNG (993 MTPA in 2021) dan productiecapaciteit (462 MTPA) (GIIGNL, 2022). Dit betekent dat een producent van LNG fysiek met zijn LNG boot de keuzevrijheid heeft waar zijn LNG naartoe wordt getransporteerd. In tegenstelling tot pijpleidingen waarbij de producent fysiek aan een bepaald gassysteem is gekoppeld. De mate waarin een LNG importterminal wordt benut is daarbij sterk afhankelijk van de prijsverhoudingen over de verschillende continenten. Zolang er overcapaciteit aan importterminals is, zullen de terminals op het continent die de hoogste prijs bieden de het meeste LNG aantrekken. Dit maakt de inschatting van de benuttingsgraad van de LNG terminals onzeker.

Sinds 2019 is de import van LNG in Nederland fors gestegen (van 1 mrd. m3 naar 8/9 mrd. m3) waarbij 2022 met 18 mrd. m3 een absoluut recordjaar is geweest. In Figuur 11 is te zien dat in de loop van gasjaar 2021 de LNG importen gestaag zijn gestegen en vanaf september 2022 op een constant hoog niveau zijn gebleven. De importen laten echter in december tot en met februari een lager niveau zien dan in oktober. De belangrijkste oorzaak hiervan is dat de Eems Energy Terminal in deze periode de technische omschakeling van warmte uit het zeewater naar warmte uit de RWE kolencentrale heeft moeten maken. Dit gasjaar zit de import van LNG gemiddeld op 580 GWh/d. Het blijkt dat de GATE LNG terminal al langere tijd in de buurt van de maximale transportcapaciteit produceert, maar de Eems Energy Terminal minder produceert dan de beschikbare transportcapaciteit. Dit heeft dus deels een technische oorzaak en zou volgens de laatste berichten van Eems Energy Terminal vanaf 13 maart 2022 verholpen moeten zijn.



**Figuur 11 LNG importen in Nederland**

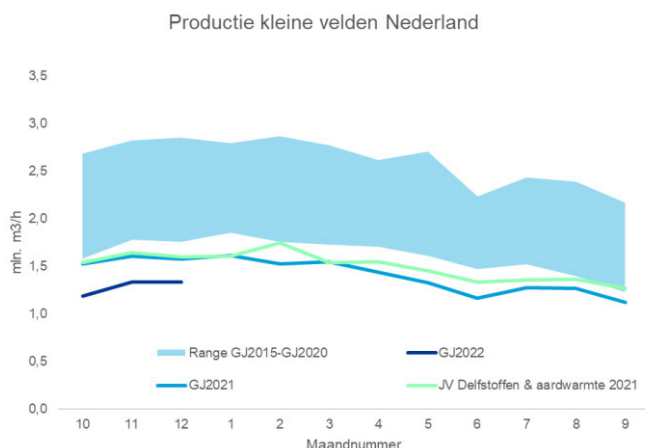
Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS voor de import van 230 TWh niet volledig valideren. De jaargemiddelde inzet ligt tot dusver 8% lager. Op basis van realisaties is er nog onvoldoende bewijs dat een dergelijk hoog importniveau voor een heel jaar vastgehouden kan worden. DNV zou de volgende aanbeveling willen doen:

- Verifieer op basis van de aankomende zomermaanden wat voor de Eems Energy Terminal een realistisch productieniveau is over een langere periode.

### 3.1.10 Inschatting productie kleine velden

GTS gaat voor de inschatting van het aanbod uit Nederlandse kleine velden uit van de opgave die het van de producenten krijgt. Daarbij wordt deze opgave gecorrigeerd op basis van historische verschillen tussen de opgave en de gerealiseerde productievolumes. Nu de productie uit het Groningenveld terugloopt naar het niveau van de minimum flow komt bijna alle Nederlandse gasproductie uit de kleine velden. De productie uit deze velden is in een structurele neergang en in 2022 was deze 12 mrd. m3 (Geq; Groningen equivalenten).

Het jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2021 geeft een inschatting van de toekomstige productie van aardgas uit kleine velden (TNO – Adviesgroep Economische Zaken, 2022). Richting 2030 wordt een daling voorzien van ongeveer 35% ten opzichte van 2022. Er wordt door DNV aangenomen dat de kleine velden altijd maximaal produceren en dat daardoor de productiecapaciteit kan worden afgeleid uit de productievolumes. In Figuur 12 kan worden gezien dat de verwachte productiecapaciteit voor 2023 boven de actuele productiecapaciteit in de laatste drie maanden van 2022 ligt.

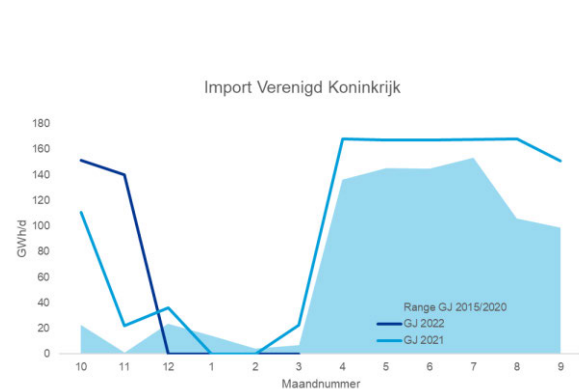


**Figuur 12 Productie kleine velden**

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS valideren. De aanname van GTS ligt op het niveau van de huidige productiecapaciteit. Daarmee is de aanname van GTS enigszins optimistisch vergeleken met de historische trend waar de productiecapaciteit daalt gedurende het jaar. Echter gelet op de hoge gasprijzen is het aannemelijk dat dit tot een maximale inspanning leidt gasvoorraden te produceren en daarmee de daling in capaciteit wat vertraagd kan worden.

### 3.1.11 Import Verenigd Koninkrijk

GTS gaat uit van een import van aardgas uit het Verenigd Koninkrijk gedurende de zomermaanden. Er wordt aangenomen dat er dan een overschot aan LNG importcapaciteit is in het Verenigd Koninkrijk die zich dan onder andere via de Balgzand-Bacton-Leiding (BBL) naar Nederland zal verplaatsen. Gedurende de wintermaanden worden er geen exporten naar het continent verwacht, omdat het Verenigd Koninkrijk dan zelf het gas nodig zal hebben.



**Figuur 13 Export naar het Verenigd Koninkrijk**  
**Figuur 14 Import vanuit het Verenigd Koninkrijk**

De BBL pijpleiding is oorspronkelijk in 2006 in gebruik genomen om H-gas overschotten vanuit Nederland naar het Verenigd Koninkrijk te exporteren. Sinds 2019 is de pijpleiding ook geschikt om fysiek gas vanuit het Verenigd Koninkrijk naar Nederland te transporteren. Vanaf het moment dat deze importmogelijkheid in gebruik is genomen, is ook een kentering in het gebruik van de BBL te zien. De export, die in eerste instantie nog over de wintermaanden plaatsvindt, komt in 2022 nagenoeg tot stilstand. Gelijktijdig is de export van gas vanuit het Verenigd Koninkrijk van alleen een zomeractiviteit nu verlengd tot en met november. Vanaf 2020 is Nederland veranderd van een netto exporteur naar een netto importeur van gas uit het Verenigd Koninkrijk. In 2022 is een recordhoeveelheid van 4 mrd. m<sup>3</sup> uit het Verenigd Koninkrijk geïmporteerd.

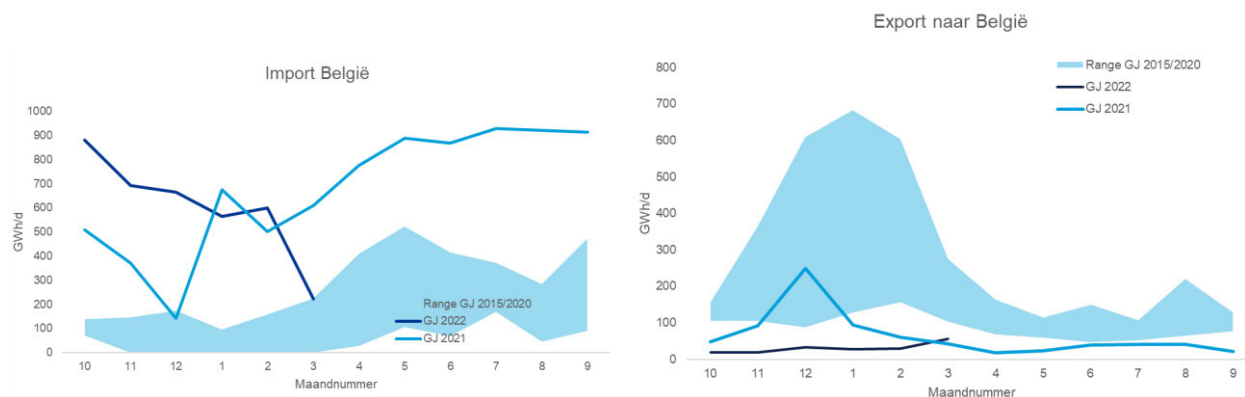
Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS deels valideren. Over de zomermaanden is het aannemelijk dat er maximaal vanuit het Verenigd Koninkrijk wordt geïmporteerd. Echter op basis van afgelopen twee gasjaren ziet DNV dat ook in de maanden oktober en november aanzienlijke hoeveelheden gas worden geïmporteerd. Dit sluit aan bij het beeld dat gastromen in Europa grote delen van het jaar van west naar oost zullen lopen. DNV doet de volgende aanbeveling:

- Analyseer in hoeverre oktober en november meegenomen kunnen worden als maanden waarbij import vanuit het Verenigd Koninkrijk mag worden verwacht.

### 3.1.12 Import België

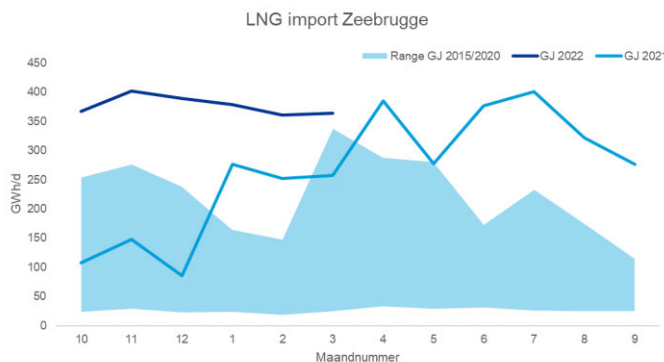
GTS neemt aan dat in de zomermaanden maximaal gas vanuit België wordt geïmporteerd. Ook in een milde winter worden importen verwacht vanuit België. Deze importen worden gedreven door de aardgasvraag in Duitsland en achterliggende bergingen te voorzien.

Het aardgas uit België komt met name via import/export station Zelzate het GTS netwerk binnen. Uit Figuur 15 blijkt dat de import van gas uit België vanaf gasjaar 2021 geleidelijk is toegenomen naar recordhoogte. De import ligt hierbij ongeveer twee tot drie keer zo hoog als het 5-jarig gemiddelde. Gelijktijdig kan in Figuur 16 worden waargenomen dat de exporten richting België nagenoeg tot nul worden gereduceerd en daarbij ver onder het vijfjarige gemiddelde liggen. De importen vanuit België gaan door over de winterperiode en lijken in maart sterk af te nemen.



**Figuur 15 Import van aardgas uit België**  
**Figuur 16 Export van aardgas naar België**

De toename van de import van gas uit België valt samen met een toename van de LNG importen in Zeebrugge. Uit Figuur 17 blijkt dat de LNG importen op Zeebrugge sterk zijn toegenomen over gasjaar 2021 en momenteel ver boven het vijfjarige gemiddelde liggen. Dit is in lijn met het beeld van de toegenomen LNG importen in Nederland.



**Figuur 17 LNG importen in Zeebrugge**

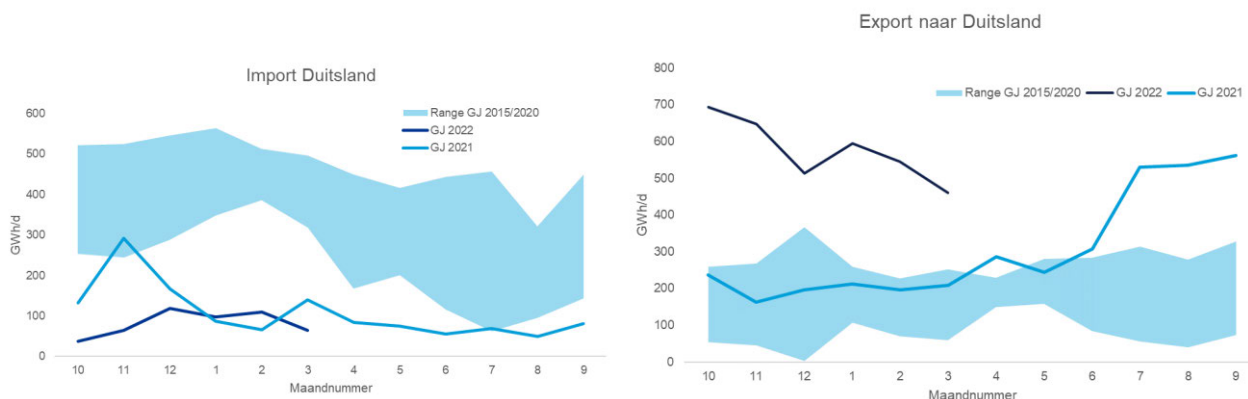


Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS valideren. Importen over de zomermaanden zijn te verwachten in lijn met de toegenomen aanvoer van LNG in België. Ook blijkt uit data over afgelopen winter dat de importen inderdaad doorgaan gedurende een milde winter.

### 3.1.13 Import en export richting Duitsland

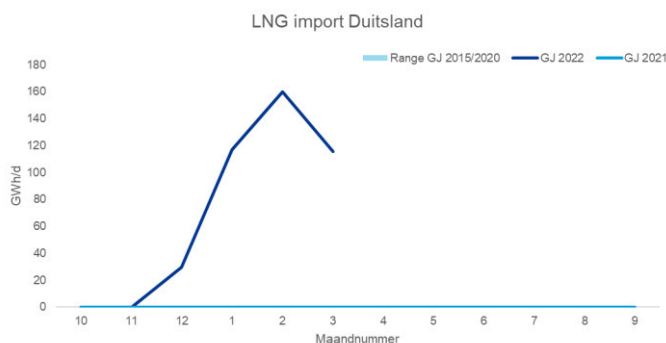
GTS neemt aan dat de export van H-gas richting Duitsland het hele jaar maximaal staat. Deze aanname is gebaseerd op informatie die door de relevante Duitse TSO's aan GTS is verstrekt. Ook neemt GTS aan dat er netto geëxporteerd wordt naar een aantal H-gas bergingen die in Duitsland liggen en zowel een aansluiting op het Duitse gasnetwerk als het GTS netwerk hebben. Na het stoppen van de Russische gasleveringen aan Europa worden geen netto importen vanuit Duitsland verwacht. Wel wordt door GTS op basis van historische data gasleveringen vanuit Duitse bergingen verwacht die bijdragen aan het vervullen van de Nederlandse H-gas vraag.

De import van gas uit Duitsland piekte in 2018 met 16 mrd. m3. Figuur 18 laat echter zien dat deze importen sterk terug begonnen te lopen naar 9 mrd. m3 in 2021 en 3 mrd. m3 in 2022. Tegelijkertijd is er in Figuur 19 vanaf juli een sterke toename in de exporten richting Duitsland te zien. Vanaf eind 2021 is Nederland een netto H-gas exporteur richting Duitsland geworden. Deze verandering in gasstroom is een duidelijke reactie op de verminderde Russische gasleveringen en passen in het beeld dat de gasstromen zijn omgedraaid van oost/west naar west/oost. De maximale export richting Duitsland bedroeg in oktober 2022 693 GWh/d en was gemiddeld over gasjaar 2022 575 GWh/d.



**Figuur 18 Import van aardgas uit Duitsland**  
**Figuur 19 Export van aardgas naar Duitsland**

Naast de toegenomen export van gas uit Nederland richting Duitsland zijn eind december 2022 ook de eerste LNG import terminals in Duitsland in gebruik genomen. In Figuur 20 is te zien dat de LNG import in relatief korte tijd fors is toegenomen in Duitsland naar 150 GWh/d in februari 2023. Dit komt overeen met ongeveer 22% van de Nederlandse exportcapaciteit.



**Figuur 20 LNG import Duitsland**

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. DNV ziet een forse toename in de exporten richting Duitsland. Echter deze zijn vanaf november gezakt vanaf de recordniveaus in voorgaande maanden. De aanname dat de export het hele jaar door maximaal zal zijn blijkt niet uit de beschikbare data voor dit gasjaar. DNV doet de volgende aanbeveling:

- Onderzoek onder welke scenario's de H-gas export naar Duitsland maximaal staat en wanneer deze lager ingeschat kunnen worden.

### 3.1.14 Inzet Duitse gasopslagen met een aansluiting op het GTS netwerk

Een belangrijke modelparameter is de verwachte H-gas beschikbaarheid voor de stikstofinstallaties van GTS tijdens koude dagen. GTS maakt hierbij een inschatting door de volumes van de belangrijkste importbronnen (Noors gas en LNG) te verdelen over de Europese landen, zoals besproken in de vorige paragrafen. Echter voor de berekening van het benodigde Groningenvolume is de H-gas import/export balans tussen Nederland en Duitsland op koude dagen van belang. Tijdens koude dagen moet de gasvraag door bergingen worden geleverd waarbij vooral zoutcavernes een belangrijke rol spelen. De mogelijke rol die zoutcavernes kunnen spelen tijdens koude dagen is echter onderbelicht in de GTS import/ export capaciteitsbalans.

Zoutcavernes hebben de eigenschap dat ze ten opzichte van opslagen in lege gasvelden relatief klein in volume zijn, maar met een relatief hoge capaciteit kunnen produceren en injecteren. In Duitsland bevinden zich net over de Nederlandse grens ongeveer 150 zoutcavernes waarvan het merendeel is omgebouwd tot aardgasberging. Ter vergelijking, Nederland heeft op eigen bodem zes zoutcavernes in Zuidwending. Daarmee heeft Duitsland naar verhouding veel productiecapaciteit uit zoutcavernes ten opzichte van het opgeslagen volume. Vanwege transportbeperkingen in het Duitse gasnetwerk alsmede handelsdoeleinden hebben veel Duitse gasopslagen ook een aansluiting op het GTS netwerk (naast de aansluiting op het Duitse gasnetwerk). Dit betreft niet alleen de Epe L-gas bergingen, maar ook de H-gas bergingen in Noord-Duitsland via het import/export station Oude Statenzijl.

De vraag is dan ook met welk deel van de productiecapaciteit van deze Duitse gasopslagen rekening gehouden mag worden tijdens koude dagen. Op basis van de export aannames richting Duitsland, zoals besproken in paragraaf 3.1.13, lijkt de situatie nu te zijn dat GTS de H-gas productiecapaciteit niet mee neemt in haar berekeningen en ervan uitgaat dat deze bergingen exclusief de Duitse markt beleveren. Hiermee ontstaat een situatie waarbij Nederland op bepaalde momenten garant staat voor de Duitse L-gas markt, terwijl er niet voldoende H-gas beschikbaar is voor conversie tot L-gas. Dit H-gas zou op piekmomenten wellicht gedeeltelijk geleverd kunnen worden door de Duitse bergingen aangesloten op het GTS netwerk. De huidige aanname is echter dat deze alleen voor de leveringszekerheid van de Duitse H-gas markt zullen worden ingezet, waardoor GTS ze niet expliciet mee kan nemen als capaciteitsmiddel in de H-gas import-export balans.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. Zolang er geen duidelijkheid is over de prioriteiten van de productiecapaciteit van Duitse H-gas cavernes kan GTS deze inderdaad niet expliciet meenemen in haar model. Echter de benodigde H-gas piekcapaciteit zou gedeeltelijk aanwezig kunnen zijn in de Duitse zoutcavernes. Met name de cavernes die ook direct aangesloten zijn op het GTS netwerk. Deze Nederland-Duitse onderlinge relatie behoeft in de toekomst wellicht meer aandacht. Nederland staat garant voor de beleving van de Duitse L-gas markt, eventueel door het extra lang open houden van Groningen-veld, terwijl er onvoldoende H-gas beschikbaar zal zijn voor conversie op koude dagen. DNV doet de volgende aanbeveling:

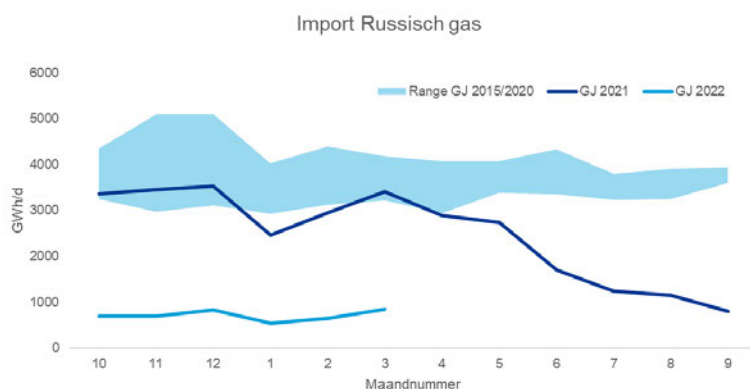
- Onderzoek hoeveel productiecapaciteit van Duitse H-gas cavernes beschikbaar zou kunnen zijn voor conversie tot L-gas op koude dagen.

### 3.2 Gevoeligheidsanalyse volume

GTS onderzoekt de impact van een aantal gevoeligheden op de uitkomst van de modelberekeningen in een zestal scenario's. Deze gevoeligheden betreffen temperatuurverloop, omvang van de marktvraag en het aanbod van LNG. De uitkomst van alle scenario's ten opzichte van de base case is een volumetekort. In vier van de zes scenario's geeft GTS aan dat de tekorten niet volledig met de beschikbare productiecapaciteit van het Groningenveld opgelost kunnen worden. Ook is er onvoldoende H-gas beschikbaar om naar L-gas om te zetten. Dit laatste tekort wordt niet zozeer veroorzaakt door een tekort aan L-gas capaciteit, maar door een tekort aan H-gas volumes. Hierdoor is er op tijden niet voldoende H-gas beschikbaar om via de stikstofinstallaties om te zetten in L-gas.

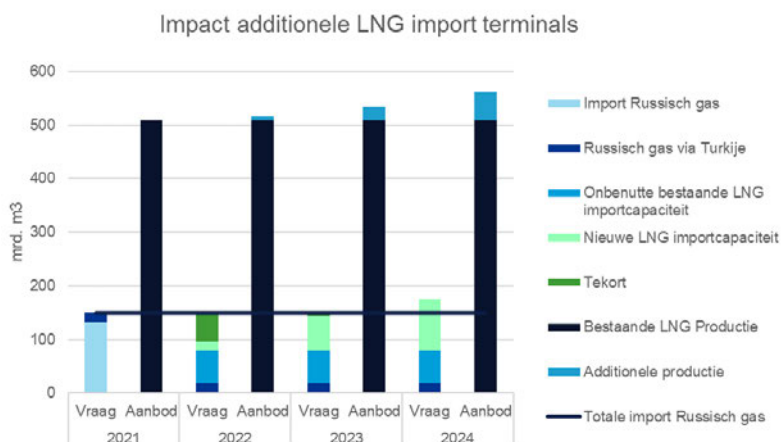
Deze H-gas volumetekorten worden veroorzaakt door het wegvallen van Russische gasimporten en het niet volledig kunnen vervangen met ander aardgas. Uit Figuur 21 kan worden afgeleid dat sinds mei 2022 de Russische gasleveringen aan Europa sterk zijn verminderd. Vanaf oktober 2022 wordt alleen nog Russisch gas aan Turkije geleverd. Deze vermindering van Russische gasleveringen heeft tot een gat van 132 mrd. m3 aardgas in de Europese balans geresulteerd. Als antwoord op het herstellen van deze balans heeft de Europese commissie in mei 2022 het REPowerEU plan opgesteld om in 2027 niet meer afhankelijk te zijn van Russisch gas. De pilaren van dit plan zijn het versnellen van duurzame energieproductie, het besparen van energie en het diversifiëren van de gebruikte energiebronnen.

In Nederland heeft het stopzetten van de Russische gasstromen naar Europa geresulteerd in een toename van de gasprijzen. Hierdoor was het gasverbruik in 2022 het laagste in vijftig jaar en 25% (18% temperatuur gecorrigeerd) lager dan in 2021 (CBS, 2023). Naast een forse teruggang bij industriële grootverbruikers (25%) is er een vergelijkbare teruggang bij kleinverbruikers geweest (15%). Kortom, er is het afgelopen jaar geen sprake is geweest van volumetekorten. Echter bedrijven en particulieren hebben zichzelf afgeschakeld, omdat energie (voor delen van hen) onbetaalbaar werd. Een goed werkende groothandelsmarkt heeft in Nederland het juiste prijssignaal van schaarste afgegeven waardoor er zich geen fysieke volumetekorten hebben voorgedaan.



**Figuur 21 Russische gasstromen naar Europa**

Het optreden van een eventueel fysiek volumetekorten voor gasjaar 2023/2024 is van een tweetal zaken afhankelijk. De mate waarin de verminderde gasvraag permanent is en de snelheid waarmee Europa vervangend aardgas aantrekken. Ten aanzien van het vervangen van Russisch gas wordt er in een groot aantal landen additionele LNG importcapaciteit gecreëerd. Figuur 22 laat zien dat indien alle aangekondigde projecten conform planning worden opgeleverd er in gasjaar 2023/2024 voldoende additionele LNG importcapaciteit beschikbaar om de Russische gaslevering op te vangen. In gasjaar 2024/2025 ontstaat zelfs een overschot aan importcapaciteit. Echter als naar de productie van LNG wordt gekeken dan neemt deze in een veel trager tempo toe dan de Europese importcapaciteiten (Demoury, 2022). Dit betekent dat Europa bestaande LNG leveringen voor andere bestemmingen (voornamelijk Azië) zal moeten opkopen en herleiden naar Europa. Een goed werkende markt zal dit kunnen faciliteren.



**Figuur 22 LNG import capaciteit Europa en mondiale LNG productie**

Ten aanzien van de vraagbesparingen in Nederland heeft GTS de KEV2022 gebruikt als bron. In de KEV2022 wordt het vastgestelde en voorgenomen beleid verwerkt in de vraagprognose. Het is daarom niet te verwachten dat hier nog structureel aanvullende reducties te verwachten zijn. Te meer beperkingen in beschikbaarheid van materiaal en installateurs hier de beperkende factor zijn (Change Inc., 2022). Additionele reducties ten opzichte van de KEV2022 zullen daarom vraagdestructie zijn als reactie op hoge gasprijzen. Als de realisaties over 2022 worden vergeleken met de KEV2021 dan kan nog een reductie van ongeveer 10% worden verwacht bovenop de KEV2022 cijfers.

Op basis van bovenstaande kan DNV de gevoeligheidsanalyse van GTS deels valideren. De additionele LNG importcapaciteit in Europa in aanvulling op de door GTS opgestelde scenario's kunnen de markt in balans brengen. Fysieke tekorten worden daarom niet verwacht. Additionele productie uit het Groningenveld zal dan niet nodig zijn. Wel blijkt uit de gevoeligheidsanalyse van GTS dat de gasmarkt volgend jaar krap blijft. Het aantrekken van voldoende additioneel LNG zou tot een forse prijsstijging kunnen leiden waardoor de vraag naar aardgas sterk gereduceerd kan worden (om de markt weer in balans te brengen).

### 3.3 Planningsuitgangspunten capaciteitsbalans

GTS heeft aannames gedaan ten aanzien van de verwachte technische capaciteit van het aanbod (inclusief benuttingsgraad) en de capaciteitsvraag in de L-gas markt. Het belangrijkste verschil met het vorige advies is de berekening van de benuttingsgraad van de stikstofinstallaties. DNV heeft, net als voor de validatie van gasjaar 2022/2023, een eigen berekening van de capaciteitsbalans uitgevoerd. Aangezien voldoende beschikbaarheid van H-gas voor de stikstofinstallaties belangrijk is, is ook de H-gas capaciteitsbalans onderzocht. Hieronder volgt een validatie van de belangrijkste uitgangspunten.

#### 3.3.1 Productiecapaciteit gasopslagen

GTS gaat uit van het beschikbaar zijn van de L-gas opslagen Alkmaar en Grijpskerk in Nederland. De L-gas opslag Norg is vanwege de N-1 formule aangewezen als grootste infrastructuur en daarom niet meegenomen in de berekening. Verder neemt GTS L-gas caverne Zuidwending mee in haar berekeningen. Naast de Nederlandse gasopslagen heeft GTS ook de drie Duitse L-gas cavernes in Epe die rechtstreeks op het GTS netwerk zijn aangesloten opgenomen in de analyse. De totale capaciteit van alle bergingen is volgens opgave van GTS 7,1 mln. m<sup>3</sup>/uur. In aanvulling op de L-gas opslagen neemt GTS voor de bepaling van de H-gas balans de gasopslag Bergermeer mee. Deze gasopslag heeft een productiecapaciteit van 2,5 mln. m<sup>3</sup>/uur.

DNV constateert inderdaad dat GTS alle L-gas en H-gas bergingen heeft meegenomen. Op basis van openbare bronnen heeft DNV een vergelijking gemaakt van alle productiecapaciteiten. Tabel 6 geeft een overzicht:

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit in advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Zuidwending + EPE cavernes op het GTS net	3,1	3,2	+0,1
Grijpskerk	2,5	2,5	0
Alkmaar	1,5	1,5	0
Bergermeer	2,5	2,5	0

**Tabel 6 Overzicht productiecapaciteiten bergingen**

De weergegeven productiecapaciteiten gelden echter niet voor het volledige werkvolume van deze bergingen. In algemeen zal gelden dat beneden een bepaald werkvolume de productiecapaciteit zal afnemen. Deze afname van productiecapaciteit wordt veroorzaakt door een daling van de druk in het gasveld of caverne. Veelal wordt dit de productiecurve van de gasopslag genoemd. De vorm van deze curve kan per gasopslag verschillen. In het kader van de capaciteitsanalyse is het belangrijk deze onzekerheid mee te nemen in de beschouwing van de capaciteitsbalans.

Op basis van bovenstaande kan DNV de gehanteerde uitgangspunten voor de productiecapaciteit van de gasbergingen door GTS valideren. De gevonden afwijkingen zijn marginaal en hebben geen impact op de uitkomst van de berekening.

#### 3.3.2 Productiecapaciteit peakshaver

GTS heeft aangenomen dat de peakshaver op de Maasvlakte beschikbaar is in het geval van kortstondige piekvraag. Op basis van het investeringsplan van Gasunie kan worden opgemaakt dat er plannen zijn om de peakshaver om te bouwen naar een regulier stikstof mengstation. In dat geval zou de peakshaver afhankelijk worden van de aanvoer van H-gas. Uit de opgave van GTS maken wij op dat voor de gasjaar 2023/2024 analyse hier nog niet van wordt uitgegaan. GTS lijkt aan te nemen dat de peakshaver in de zomermaanden wordt gevuld met H-gas en in de wintermaanden eventueel kan bijspringen op momenten met uitzonderlijk hoge vraag. GTS heeft aangegeven de peakshaver voor 0,85 mln. m<sup>3</sup>/uur mee te nemen in de analyses.

Echter op de website van Gasunie ziet DNV dat de peakshaver inderdaad beschikbaar is en een productiecapaciteit heeft van 1,3 mln. m<sup>3</sup>/uur. Er zijn geen REMIT meldingen geplaatst dat deze capaciteit verminderd beschikbaar zou zijn. Tabel 7 geeft een overzicht van de productiecapaciteit van de peakshaver:

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Peakshaver	0,85	1,3	+0,45

**Tabel 7 Productiecapaciteit peakshaver**

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt niet valideren. Er is DNV geen informatie bekend dat de peakshaver beperkt inzetbaar zou zijn.

### 3.3.3 Binnenlandse en buitenlandse L-gas capaciteitsvraag

GTS gebruikt de KEV 2022 als basis voor de binnenlandse L-gas capaciteitsvraag. De jaarprognose van de KEV wordt door GTS op basis van historische waarnemingen genormaliseerd naar een capaciteitsvraag bij een 1 op 20 winterdag. Naast de binnenlandse capaciteitsvraag gebruikt GTS de opgave uit de laatste Winter briefing 2023 van de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion als bron voor de exportvraag naar L-gas. In totaal schat GTS deze capaciteit op 15,4 mln. m<sup>3</sup>/uur.

In de validatie van gasjaar 2022/2023 heeft DNV reeds stilgestaan bij het gebruik van deze methode door GTS. DNV ziet voor deze aanpak een nadeel dat betrekking heeft op de inschatting van de uit Nederland benodigde capaciteit voor de buitenlandse markt. De Task Force geeft GTS voor Duitsland een gesaldeerde capaciteitsvraag. Hierbij ziet DNV dat de Duitse TSO's de capaciteitsafspraken op de grens als input voor de berekening meenemen. Echter als de technische productiecapaciteit van de Duitse gasopslagen wordt gebruikt voor deze analyse dan blijkt dat de grenscapaciteit lager kan uitvallen indien de gasopslagen met voorrang worden ingezet. In het kader van de minimalisering van de Groningenproductie vindt DNV de gebruikte getallen niet geschikt aangezien deze niet tot de laagst mogelijke Groningenproductie leiden. Tabel 8 geeft een overzicht van de gecombineerde binnenlandse L-gas en buitenlandse capaciteitsvraag:

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Binnenlandse en buitenlandse L-gas vraag	15,4	13,9	-1,5

**Tabel 8 Inschatting L-gas capaciteitsvraag en export**

Op basis van bovenstaande kan DNV de door GTS gebruikte getallen niet valideren. Indien de Duitse L-gas opslagen maximaal worden benut dan kan de capaciteitsvraag 1,5 mln. m<sup>3</sup>/uur lager uitvallen. DNV doet daarom de volgende aanbeveling:

- Gebruik voor de analyse de openbaar beschikbare onderliggende data. Daarmee wordt de analyse consistent met de Nederlandse analyse en tevens transparanter.

### 3.3.4 Productiecapaciteit kleine gasvelden (exclusief Groningen)

GTS gaat voor de productiecapaciteit van de kleine velden uit van de opgave door de kleine velden producenten. Deze opgave wordt door GTS gecorrigeerd op basis van afwijkingen tussen de realisaties in het verleden en de destijds afgegeven prognoses. Deze correctiefactor wordt vervolgens toegepast op de laatste prognose. Op basis van deze analyse schat GTS de productiecapaciteit van de kleine velden op 1,3 mln. m<sup>3</sup>/uur.

DNV heeft op basis van de laatste gepubliceerde maandvolumes een inschatting gemaakt van de productiecapaciteit en vergeleken met historische realisatie en de laatste prognoses gepubliceerd in het laatste jaarverslag delfstoffen en aardwarmte. Hierbij valt op dat de laatste realisaties onder de prognose liggen die in het jaarverslag worden vermeld.

De laatste realisaties liggen op 1,3 mln. m<sup>3</sup>/uur. Vanwege de structurele achteruitgang van de Nederlandse gasproductie loopt deze capaciteit normaal gesproken licht terug over een jaar. Wellicht dat de hoge gasprijzen tot additionele investeringen in kleine velden leiden en deze teruggang op de korte termijn wat kan afvlakken. In Tabel 9 wordt een overzicht gegeven van de productiecapaciteit voor de kleine velden.

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Productiecapaciteit kleine velden	1,3	1,3	0

**Tabel 9 Productiecapaciteit kleine velden**

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS valideren. Verwacht wordt dat de hoge gasprijzen de huidige productiecapaciteit langer in stand houden.

### 3.3.5 Capaciteitsvraag industrie

GTS gaat uit van een H-gasvraag voor de industrie van 1,0 mln. m<sup>3</sup>/uur. Als er wordt uitgegaan van een constante vraag over een jaar en een on-beschikbaarheid van 3% vanwege gepland en ongepland onderhoud dan resulteert dit in een bedrijfstijd van 8.500 uur. Het bijbehorende jaarvolume van 8,5 mrd. m<sup>3</sup> is vergelijkbaar met de gerealiseerde industriële gasvraag van 8,7 mrd. m<sup>3</sup> voor 2021 (CBS, 2023).

DNV ziet dat het gasverbruik van grote industriële verbruikers over 2022 op 6,3 mrd. m<sup>3</sup> uitgekomen. Dit is 28% lager lag dan 2021. Indien dezelfde benadering wordt toegepast op het verbruik in 2022 dan resulteert een capaciteitsvraag van 0,74 mln. m<sup>3</sup>/uur. Echter DNV acht het aannemelijk dat een groot deel van deze reductie in gasvraag een mogelijk tijdelijk karakter heeft. In belangrijke mate is het afschalen of stopzetten van de ammoniakproductie in Nederland gedreven door de hoge gasprijzen en wordt mogelijk bij daling van deze prijzen weer voortgezet. In Tabel 10 wordt een overzicht gegeven van de capaciteitsvraag voor de industrie.

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Capaciteitsvraag industrie	1,0	1,0	0

**Tabel 10 Capaciteitsvraag industrie**

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS valideren. De reductie in capaciteitsvraag over 2022 geeft echter wel een waardevolle indicatie welke vraagreductie op basis van marktprijzen aangenomen mag worden.

### 3.3.6 Capaciteitsvraag gascentrales

GTS neemt op basis van historische benutting en de informatie uit de KEV 2022 een capaciteitsvraag van 0.8 mln. m<sup>3</sup>/uur aan voor de Nederlandse gascentrales. Dit komt overeen met een elektriciteitsproductie van ongeveer 4 GW op basis van een gemiddeld parkrendement van 50%. Ten opzichte van het totale centraal opgestelde gasgestookte vermogen van 12GW betekent dit een benutting van 33%.

Naast de beleving van de ochtendpiek van de kleingebruikersmarkt onder extreme wintercondities is de beleving van de gascentrales voor het in stand houden van de aardgasleveringen aan de kleinverbruikersmarkt nog essentiëler. Immers in het geval er een storing optreedt in het elektriciteitsnet dan zal een CV-ketel ook niet meer werken. Ook al is er voldoende aardgas beschikbaar.

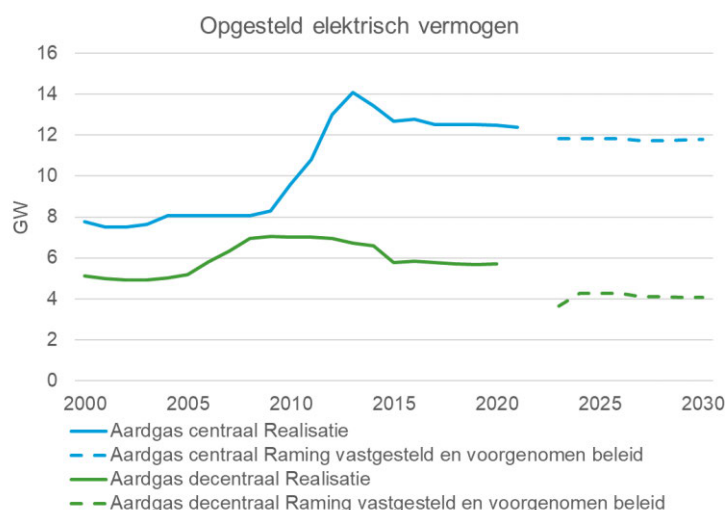
De inzet van gascentrales tijdens de piekvraag in het stroomnet zal de komende jaren mogelijk sterk toenemen. Dit komt met name door:



- De transitie in de verwarmingsmarkt van CV-ketels naar warmtepompen met veelal buitenlucht als warmtebron. Het rendement van deze systemen zal sterk dalen bij de extreme wintercondities waardoor de capaciteitsvraag op het stroomnet toeneemt.
- De toenemende elektriciteitsvraag door de elektrificatie van het wegtransport.
- De sterk toenemende elektriciteitsvraag in heel Europa bij extreme wintercondities zal de mogelijkheid voor de import van kernenergiestroom uit Frankrijk en bruinkolenstroom uit Duitsland meer onder druk komen te staan.
- Mogelijke verstoring van de windproductie op land en zee door extreme wintercondities zoals gebeurd is op 1 februari 2021 in Texas (IEA, 2021).
- Het gefaseerd stopzetten van de kolencentrales waardoor het stroomnet meer afhankelijk wordt van gascentrales tijdens de piekvraag.

Deze ontwikkelingen spelen niet alleen in Nederland, maar ook in omliggende landen. Op momenten waarop zon- en wind minder stroom produceren en de vraag hoog is, zal het elektriciteitssysteem een groter beroep moeten doen op gascentrales. Deze zijn primair aangesloten op het H-gas netwerk.

Uit Figuur 23 kan opgemaakt worden dat in 2020 18.2 GW aan gasgestookt elektrisch vermogen opgesteld stond in Nederland. Dit is een combinatie van centrale en decentrale elektriciteitsopwekking.



**Figuur 23 Een overzicht van het centrale en decentrale gasgestookte elektrische vermogen**

In grote lijnen zal centrale elektriciteitsopwekking plaatsvinden met H-gas, terwijl decentrale elektriciteitsopwekking grotendeels L-gas zal zijn. Alhoewel een deel van het decentrale vermogen onder de 4 grootverbruikers zal vallen die nog omgebouwd moeten gaan worden naar H-gas. Het centraal opgesteld vermogen bedraagt momenteel 12.4 GW. Het PBL verwacht in 2023 nog een vermogen van 11.8 GW aan centrale elektriciteitsopwekking met aardgas nodig te hebben. Indien deze capaciteit volledig ingezet zou worden met een rendement van 50% komt dit op neer op een piekvraag aan aardgas van circa 2.4 mln. m<sup>3</sup>/uur. Dit is 1.6 mln. m<sup>3</sup>/uur meer dan nu door GTS wordt aangenomen. DNV verwacht dat een significant deel van dit vermogen ook aangesproken zal worden tijdens uitzonderlijke wintercondities. Het investeringsplan 2022-2032 van GTS laat zelfs een inschatting zien van de piekvraag voor zowel centraal als decentraal van ongeveer 3,6 mln<sup>3</sup>/uur. Dit komt overeen met de inzet van het volledig opgestelde gasgestookte elektrisch vermogen. In Tabel 11 wordt een overzicht gegeven van de capaciteitsvraag voor gascentrales.

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Capaciteitsvraag gascentrales	0,8	2,4	+1,6

**Tabel 11 Capaciteitsvraag H-gascentrales**

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS niet valideren. DNV is van mening dat op een extreem koude dag het aannemelijk is dat een groot deel van het gasgestookte vermogen aangesproken zal moeten worden. DNV doet de volgende aanbeveling:

- Maak voor de inschatting van de gascentrales tijdens een piekvraag gebruik van de inschattingen die TenneT doet in het kader van de leveringszekerheid. Hierdoor ontstaat een consistente planning van de middelen.

### 3.3.7 LNG productiecapaciteit

GTS neemt voor de productiecapaciteit van Nederlandse LNG terminals aan dat deze uit de bestaande installaties van GATE en Eems Energy Terminal zal komen. Hierbij wordt opgemerkt dat er naast deze installaties nog andere plannen bekend zijn bij GTS ten aanzien van initiatieven voor nieuwe LNG installaties of uitbreiding van bestaande. Echter GTS heeft aangegeven dat deze initiatieven geen impact meer hebben voor het aankomende gasjaar vanwege transportbeperkingen in het Nederlandse aardgasnet. Er zijn geen locaties in Nederland meer beschikbaar waar additionele LNG productiecapaciteit toegevoegd kan worden zonder dat er uitbreidingen in het transportnet moeten worden gedaan. GTS neemt voor GATE een productiecapaciteit aan van 2,1 mln. m<sup>3</sup>/uur en voor Eems Energy Terminal 1,0 mln. m<sup>3</sup>/uur.

DNV heeft in de media inderdaad diverse aankondigingen vernomen van partijen die nieuwe LNG installaties in Nederland willen realiseren. De GATE terminal is hiervoor onlangs een 'open season' gestart en andere partijen (zoals VTTI) hebben aankondigingen in de media gedaan voor de realisatie van een drijvende LNG installatie. Echter op basis van de informatie van GTS met betrekking tot de transportcapaciteit van het GTS netwerk verwacht DNV niet dat er initiatieven gerealiseerd gaan worden die voor aankomend gasjaar leiden tot een toename van de productiecapaciteit. Op basis van openbare bronnen heeft DNV de productiecapaciteiten van de LNG installaties gecontroleerd. In Tabel 12 wordt een overzicht gegeven van de productiecapaciteiten voor LNG installaties in Nederland.

[mln. m <sup>3</sup> /uur]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
LNG GATE	2,1	2,1	0
LNG Eems Energy Terminal	1,0	1,0	0

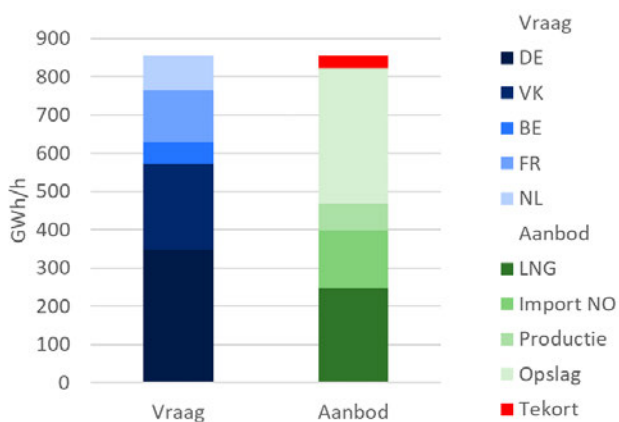
**Tabel 12 Productiecapaciteiten LNG terminals**

Op basis van bovenstaande kan DNV de planningsuitgangspunten van GTS valideren.

### 3.3.8 In- en exportcapaciteiten

GTS neemt aan dat Nederland op het moment van een piekvraag netto 4,1 mln. m<sup>3</sup>/uur exporteert naar omliggende landen. Het grootste deel van deze capaciteit wordt richting Duitsland vervoerd. De basis voor deze getallen zijn opgaves door de (door GTS geconsulteerde) TSO's uit deze landen. GTS heeft zelf geen berekeningen uitgevoerd voor de verwachte import- exportbalans. Hiermee is ook niet duidelijk welke aannames ten grondslag liggen aan deze getallen.

In de berekening die DNV heeft uitgevoerd, is als uitgangspunt gekozen voor een balans waarbij de H-gas capaciteit die in Nederland beschikbaar is voor de conversie naar L-gas wordt bepaald door de ruimte in de H-gas balans in Noordwest Europa (Nederland, Duitsland, het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk). Indien deze balans een tekort laat zien dan is aangenomen dat er in Nederland onvoldoende H-gas aangetrokken kan worden voor de stikstofinstallaties. De verwachting is dat handelspartijen de benodigde hoeveelheid gas voor tekorten in het buitenland op de TTF zullen inkopen, daarvoor transportcapaciteit boeken en daarna nomineren om dat gas ook daadwerkelijk naar hun afnemers te brengen. In Figuur 24 wordt de resulterende balans weergegeven. Deze balans laat een tekort zien van 2,9 mln. m<sup>3</sup>/uur (ongeveer de helft van het benodigde H-gas voor de stikstofinstallaties).



**Figuur 24 H-gas capaciteitsbalans NW-Europa**

In een situatie waarbij de H-gas markt in balans moet zijn exporteert Nederland 1,0 mln. m<sup>3</sup>/uur. Indien Nederland wel de H-gas capaciteit wil inzetten voor de N-1 norm voor de L-gas balans dan zal er netto 2,4 mln. m<sup>3</sup>/uur H-gas geïmporteerd moeten worden. Deze importcapaciteiten zijn aanwezig, maar het aantrekken van voldoende volume zal afhangen van prijsconcurrentie met andere landen. In deze landen zullen afnemers bereid moeten zijn hun afname te verminderen zodat het vrijgekomen gas in Nederland kan worden ingezet. In Tabel 13 wordt de netto in- en exportcapaciteit weergegeven.

	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil
Netto export	4,1	1,0	-3,1

**Tabel 13 Overzicht in- en exportcapaciteiten**

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt niet valideren. Een analyse van de NW Europese capaciteitsbalans laat een significant lagere capaciteitsvraag uit Nederland zien dan door GTS wordt aangenomen. DNV heeft de indruk dat andere landen in de opgave richting GTS de exportcapaciteit uit Nederland uitdrukken op basis van een N-1 analyse. Als dit het geval is dan zouden alle N-1 installaties in de afzonderlijke markten bij elkaar worden opgeteld. Aangezien de kans dat alle grootste installaties in de omliggende landen tegelijk uitvallen te verwaarlozen is. DNV beveelt daarom het volgende aan:

- Voer de analyse naar de H-gas balans uit in Europees verband en niet op afzonderlijk lidstaat niveau. Dit leidt tot uniform beeld van de gasvoorziening in Europa. Ook voorkomt dit dubbeltelling van capaciteiten.

### 3.3.9 L-gas capaciteitsbalans

Ten aanzien van het L-gas marktgebied moeten de planningsuitgangspunten voldoen aan de een N-1 norm. Deze norm is vastgesteld in de verordening (EU) 2017/1938 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid. Het doel van de verordening is: "lidstaten ertoe verplichten hun infrastructuur op een minimumniveau te houden om bij een verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur in het systeem een zekere redundantie te verzekeren." Deze verstoring moet worden beschouwd in het geval van een 1 op 20 koude dag. De norm wordt berekend op basis van de volgende formule (HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD VAN DE EUROPESE UNIE, 2017):

*Berekeningsmethode voor de N - 1-formule*

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

De voor de berekening gebruikte parameters worden duidelijk omschreven en gerechtvaardigd.

Voor de berekening van de  $EP_m$  wordt een gedetailleerde lijst van de entrypuncten en hun individuele capaciteit verstrekt.

Het vaststellen van de systeemgrens en de bepaling van de technische capaciteit zijn noodzakelijk om een juiste berekening te kunnen uitvoeren. Hierbij is artikel 5 in de verordening van bijzonder belang. In artikel 5 wordt gesteld dat naast de technische capaciteit ook rekening moet worden gehouden met de benuttingsgraad van de bestaande infrastructuur.

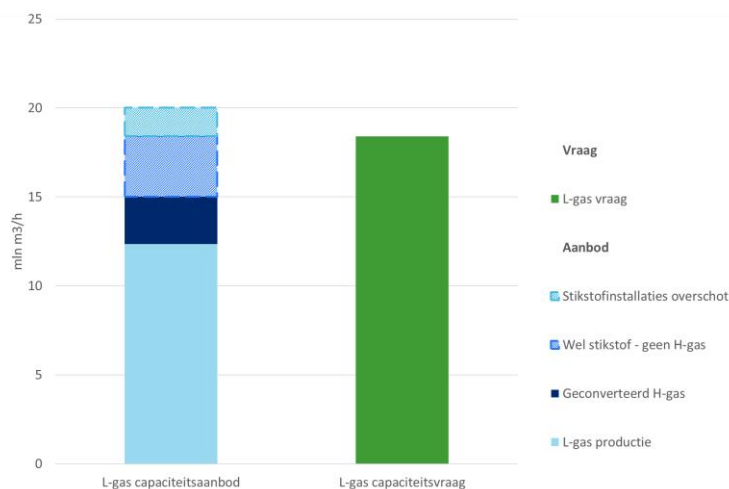
Indien de uitkomst van bovenstaande formule lager is dan 100% wordt niet voldaan aan de norm in de verordening en zijn aanvullende maatregelen nodig. In dat geval zijn op hoofdlijnen een tweetal maatregelen mogelijk. Enerzijds kan de productiecapaciteit van het systeem worden verhoogd door aanvullende maatregelen. Anderzijds kan de vraag worden verlaagd door afspraken in het preventieve actieplan.

GTS heeft in de berekening van deze norm in lijn met voorgaande jaren het systeem gedefinieerd als het gehele L-gas systeem in Nederland, Duitsland, België en Frankrijk. Daarmee wordt deze norm op regionaal niveau berekend. Aanvullend ten opzichte van eerdere berekeningen is het toepassen van een benuttingsgraad voor de stikstofinstallaties. In voorgaande adviezen heeft GTS aangenomen dat deze installaties een benuttingsgraad hebben van 100%. Op basis van de aanbeveling door DNV in de validatie van gasjaar 2022/2023 heeft GTS deze aannamen nader onderzocht.

De uitkomst van de door GTS uitgevoerde berekening is 71% beschikbaarheid (4,4 mln. m<sup>3</sup>/uur tekort op een piekvraag van 15,4 mln. m<sup>3</sup>/uur) en wordt weergegeven in figuur 2 van het GTS advies. Niet alleen voor aankomend gasjaar voldoet Nederland niet aan de N-1 norm, maar ook voor de totale tijdshorizon (tot 2030 is dit het geval). GTS adviseert om dit tekort met productiecapaciteit uit het Groningenveld af te dekken. Het gevolg daarvan is dat het Groningenveld niet gesloten zou kunnen worden.

Op basis van de bovenstaande planningsuitgangspunten signaleert GTS een capaciteitstekort in Nederland van 4,4 mln. m<sup>3</sup>/uur. Dit tekort wordt veroorzaakt door een gebrek aan H-gas voor conversie naar L-gas in een 1 op 20 piekdag.

DNV heeft een analyse van de L-gas capaciteitsbalans gemaakt. Figuur 25 toont de uitkomst van deze analyse. Deze berekening laat zowel de uitkomst zien indien er altijd voldoende H-gas zou zijn, maar ook op basis van de daadwerkelijk beschikbaarheid. De mogelijkheid om de stikstofinstallaties tijdens een 1 op 20 koude dag in te kunnen zetten, hangt namelijk af van de voldoende beschikbaarheid van H-gas om te converteren naar L-gas. Immers indien de stikstofinstallatie wel beschikbaar is, maar niet kan worden voorzien van H-gas dan kan er nog steeds geen L-gas worden geproduceerd.



**Figuur 25** Indicatiewaarden voor de piekvraag- en aanbod van de L-gas markt, inclusief N-1 norm

Indien er voldoende H-gas beschikbaar was geweest dan zou de uitkomst van de formule 109% zijn en zou aan de N-1 norm voor het L-gas gebied zijn voldaan. Echter als de daadwerkelijk H-gas capaciteit wordt meegenomen is er een H-gas tekort in Nederland van 3,4 mln. m3/uur. De uitkomst van de N-1 formule is daarmee 82% en ligt daarmee ruim onder de vereiste 100%. De belangrijkste oorzaak voor het onvoldoende beschikbaar zijn van H-gas ligt in de stopzetting van de aanvoer van Russisch gas naar Europa. Dit zorgt voor een krappe H-gas balans ondanks alle extra investeringen in LNG importcapaciteiten.

Echter, bovenstaande analyse gaat uit van de meest optimistische situatie. Namelijk dat alle gasopslagen maximaal kunnen produceren. Zoals in 3.1.2.1 reeds aangegeven verminderd de productiecapaciteit van gasbergingen naar mate de vulgraad verminderd. Indien nog 30% van het werkvolume resteert dan is nog ongeveer 65% van de productiecapaciteit beschikbaar. Als wordt uitgegaan van een strenge winter in combinatie met een 1 op 20 koude dag dan ziet de H-gas capaciteitsbalans er een stuk slechter uit. In dat geval is er in NW-Europa een tekort van 13,8 mln. m3/uur en is er helemaal geen H-gas in Nederland beschikbaar voor de stikstofinstallaties.

Op basis van bovenstaande kan DNV de uitkomsten van GTS deels valideren. Ook DNV ziet op basis van 100% beschikbaarheid van alle gasopslagen een tekort aan H-gas capaciteit in NW-Europa. Alleen is dit tekort kleiner dan het tekort waar GTS vanuit gaat. Daarnaast ziet DNV dat de situatie in het geval van een koude winter in combinatie met een 1 op 20 koude dag voor nog grotere tekorten zorgt. Deze worst case situatie lijkt niet te zijn beschouwd door GTS.

### 3.3.10 Grootste afzonderlijke gasinfrastructuur

De strikte interpretatie van de infrastructuurnorm geeft mogelijk aanleiding tot een eigenaardige relatie tussen het Groningenveld en de gasopslag Norg: het Groningenveld wordt niet als één afzonderlijke infrastructuur beschouwd, maar als een serie van productielocaties die samen een ringnetwerk voeden die op meerdere locaties weer aan het GTS netwerk zijn gekoppeld. Echter in de praktijk wordt het Groningenveld als één object gezien en wordt gesloten vanwege “algeheel technisch falen”. De gasopslag Norg is een gasveld dat is omgebouwd tot berging en daarna ingezet als ondersteuning en back-up voor de Groningen productiecapaciteit. Norg heeft hiertoe een hoge productiecapaciteit een lange staat van dienst en is uitgevoerd om ook onder uitzonderlijke klimaatomstandigheden niet te falen (Nederlandse Vereniging voor Risicoanalyse en Bedrijfszekerheid, 2021). Norg beschikt tevens over twee onafhankelijke aansluitingen op het GTS-systeem, waardoor deze mogelijke storingskans ook is verlaagd.

Als we Groningen net als Norg als één afzonderlijke infrastructuur zouden beschouwen, zou het Groningenveld vanwege haar omvang nu de “N-1” zijn die opgevangen wordt door Norg. Als we vervolgens de productiecapaciteit van het Groningenveld terug zouden brengen tot onder die van Norg, heeft de N-1 norm direct tot gevolg dat Norg de grootste infrastructuur wordt en daarmee vervalt als back-up faciliteit voor Groningen. De modelberekening resulteert

hierdoor weer in een grotere behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld, waardoor deze weer iets groter zou worden dan de Norg, en Norg direct weer dienst kan doen in haar oude rol. Kortom, de N-1 norm kan in de bepaling van het benodigde productiecapaciteit op het Groningenveld resulteren in een soort cirkelredenering en leidt daarmee tot een onduidelijke uitkomst. Het oorspronkelijke doel van de N-1 norm, het zorgdragen van de leveringszekerheid, kan hierbij uit het oog wordt verloren.

Een meer praktische interpretatie van de “grootste afzonderlijke infrastructuur” en de N-1 norm is dat het L-gas systeem voldoende redundantie moet bezitten om een verstoring ter grootte van Norg (34 GWh/uur) op te kunnen vangen. Een dergelijke ruimere interpretatie kan mede zinvol zijn aangezien de twee LNG import terminals, GATE en Eems Energy Terminal, nu gezamenlijk ook reeds een capaciteit van 31,8 GWh/uur vertegenwoordigen. Na GATE expansie in 2025 zal LNG import de grootste bron van aardgas zijn. Dit met name omdat GATE en EET niet volledig onafhankelijke infrastructuren zullen zijn, gegeven de volgende mogelijke gemeenschappelijke storingsorzaken:

- In een 1-op-20 winter situaties zal de Europese LNG vraag maximaal zijn. Indien tegelijk ook de aardgasvraag in de Verenigde Staten en de LNG vraag in Azië zeer hoog is, zal de globale LNG markt tot het uiterste getest worden. De LNG aanvoer zal zeer gevoelig worden voor iedere vorm van technische, economische en politieke verstoring.
- De LNG keten kent vele schakels die technisch verstoort kunnen worden. De aanvoer vanuit de Verenigde Staten (Freeport, Sabine Pass) hangt mede af van de balans op de Amerikaanse markt en eventuele grote storingen zoals een explosie in de Freeport faciliteit in juni 2022 (Reuters, 2022).
- LNG schepen zijn gevoelig voor zee- en havencondities (storm, ijsvorming).
- De LNG verdamper van GATE en EET zijn beide afhankelijk van de warmte van kolencentrales, die op termijn gesloten moeten worden.

Ten aanzien van de N-1 structuurnorm kan DNV valideren dat het in principe juist is de productiecapaciteit van Norg aan te wijzen als maat voor de benodigde back-up capaciteit. Echter een te strikte interpretatie van de N-1 norm kan aanleiding geven tot een cirkelredenering tussen het Groningenveld en de gasopslag Norg, en discussies hoe “afzonderlijk” beide installaties nu werkelijk zijn. De aanbeveling is om voor de modelbepaling van de productiecapaciteit op het Groningenveld de productiecapaciteit van Norg vooral ook te zien als kwantitatieve maat voor de benodigde redundantie van het L-gas systeem, en tevens de leveringszekerheid van het H-gas systeem, en met name mogelijke onderbrekingen van de LNG import tijdens extreme wintercondities niet uit het oog te verliezen.

### 3.4 Gevoeligheidsanalyse capaciteitstekorten

De modelberekening voor het H-gas capaciteitstekort gaat uit van een set van planningsuitgangspunten die diverse onzekerheden kent. GTS heeft zelf een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op deze planningsuitgangspunten en voorziet een modelonzekerheid voor het H-gas capaciteitstekort van ongeveer 1 mln. m<sup>3</sup>/uur (10 GWh/h) in 2024/25 oplopend tot 2.5 mln. m<sup>3</sup>/uur (25 GWh/h) in 2026/27. Om deze onzekerheden te kunnen valideren heeft DNV een eigen analyse uitgevoerd op de planningsuitgangspunten. Daarnaast wordt een aantal aanvullende maatregelen besproken die het capaciteitstekort mogelijk kunnen verlagen.

#### 3.4.1 Onzekerheden markt vraag kleingebruikers

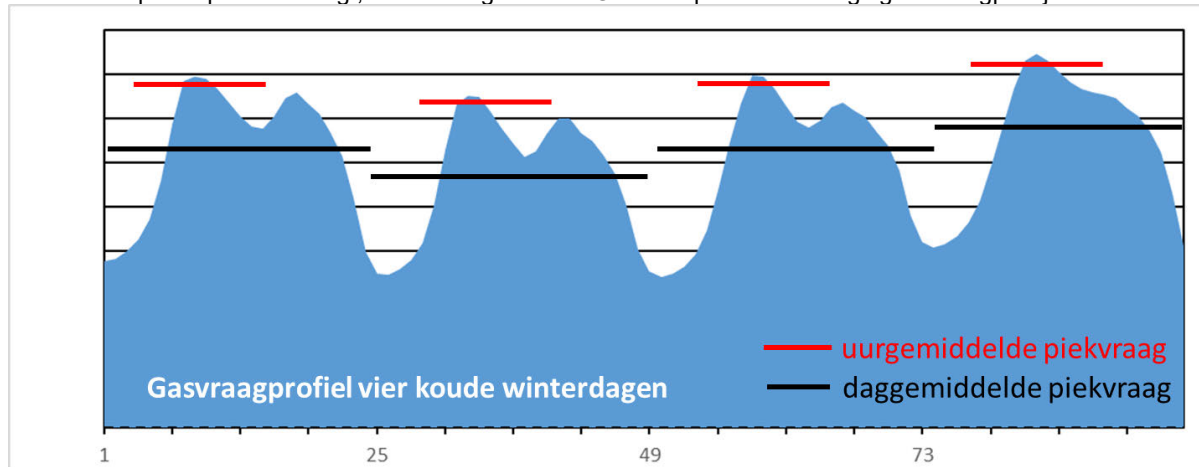
De recente marktontwikkelingen maken de bepaling van de piekcapaciteit van de kleingebruikersmarkt een lastig onderdeel van de modelberekening. De piekvraag voor een 1-op-20 weersituatie wordt voorspeld vanuit het historische gedrag van de markt over de laatste 30 jaar, gecombineerd met de markttrends uit de KEV 2022. Echter met de recente grote stijging van de aardgasprijs is het gedrag van de L-gas markt sterk veranderd. Het CBS geeft aan dat de vraag eind 2022 maar liefst met ~18% (temperatuur gecorrigeerd) is gedaald ten opzichte van 2021 (CBS, 2023). Hiermee ligt de realisatie van 2022 10% onder de KEV2021 inschatting voor 2022. Onduidelijk is met welke markt nu rekening moet worden gehouden in het geval van een uitzonderlijke koude winter: de markt van de afgelopen 30 jaar of met de nieuwe marktrealiteit van het afgelopen halfjaar? Ook de invloed van de aardgasprijzen op de piekvraag is lastig te voorspellen. Indien prijzen structureel terugkeren op een lager niveau keert de piekvraag dan weer terug naar het langjarig gemiddelde of is een deel van de vraagreductie permanent?

GTS geeft aan de trends nauwlettend in de gaten te houden en met een 10% vraagreductie rekening te houden bovenop de KEV2022 inschatting (in lijn met de markt vraag eind 2022). Echter in het kader van dalende gasprijzen moet 2023 worden gebruikt als leerjaar om te bevestigen of de 18% reductie de nieuwe realiteit is of dat de markt toch weer (deels) terugveert naar oude patronen. Op basis van de delta tussen de KEV2021 inschatting en de realisatie over 2022 is 10% reductie een realistische aanname en de intrinsieke onzekerheid van de markt vraag kan voor nu worden ingeschat op ~10%.

#### 3.4.2 Onzekerheden piekgedrag kleingebruikers

De planningsmethode van GTS wijkt enigszins af van de gangbare internationale methode. Internationaal wordt meestal gekeken naar de vraag- en aanbodpieken op dagbasis, terwijl in Nederland op uurbasis wordt gekeken. Dit verschil is met name relevant omdat de uurgemiddelde capaciteit meer volatiliteit kan vertonen dan een daggemiddelde capaciteit. Hierdoor is het internationaal gangbaar is om de capaciteiten op dagbasis te evalueren. Met name omdat de meeste aardgassystemen met een constante hoeveelheid worden gevoed en de resterende uurlijkse fluctuaties worden beleverd vanuit de intrinsieke buffercapaciteit van het aardgasnetwerk. Het Nederlandse gassysteem wijkt echter af van deze internationale conventie. Het Groningenveld kon in het verleden vrijwel onbeperkt capaciteit leveren waardoor de Nederlandse markt eenvoudig via parallele leidingen in combinatie met compressoren kon worden beleverd. De Nederlandse systeemkeuze is dus om de gehele dynamiek van eindgebruikersmarkt op te vangen met behulp van transport, compressie, aardgasbergingen, LNG Peakshaver met uiteindelijk een beperkte rol voor de intrinsieke buffercapaciteit van het netwerk. Het gevolg van deze systeemkeuze is dus dat het Nederlandse gastransportsysteem

relatief veel piekcapaciteit vraagt, met vervolgens voor GTS de specifieke uitdaging de vraagpiek juist in te schatten.



**Figuur 26 Karakteriek vraagprofiel van de Nederlandse kleingebruikersmarkt gedurende vier koude winterdagen.**

Alhoewel een uitzonderlijk hoge markt vraag primair door de extreme wintercondities wordt veroorzaakt, zijn de weerscondities niet de oorzaak van het karakteristieke profiel zoals weergegeven in Figuur 26. Het “kamelenrugprofiel” wordt primair veroorzaakt door de toepassing van nachtverlaging in woningen en kantoren, waardoor iedere ochtend de ketels de afgekoelde binnenruimte weer moet opwarmen. De uiteindelijke hoogte van de vraagpiek wordt daarmee bepaald door de mate van afkoeling gedurende de nachtperiode en het thermostaatgedrag van de eindverbruikers in de ochtend.

De extra onzekerheid in de hoogte van de piekvraag ontstaat wanneer tijdens extreme wintercondities de markt zich met betrekking tot nachtverlaging anders gedraagt als de afgelopen decennia. Het is namelijk mogelijk dat de markt door de toegenomen energiebesparing meer nachtverlaging toe gaat passen, waardoor de ochtendpiek in de toekomst extra hoog uit zou kunnen vallen. Dit effect is lastig te kwantificeren en is ingeschat op een maximum 5% extra verhoging van de piekvraag.

### 3.4.3 Onzekerheden piekgedrag gascentrales

In de Nederlandse stroommix neemt het aandeel duurzame energie snel toe. De KEV2022 voorziet in 2023 een stijging van 26% van de capaciteit voor de opwekking van duurzame energie ten opzichte van 2021 (van 22,1GW naar 27,9GW). Het opgestelde centraal gestookt vermogen blijft ongeveer gelijk, terwijl de stroomproductie van het opgestelde centraal gasgestookte vermogen sterk afneemt.

De inschatting van het piekverbruik is daarmee erg onzeker. Indien een 1 op 20 koude dag samenvalt met weinig wind en zon dan zal de inzet van de gascentrales een stuk hoger zijn dan wanneer dit op een dag valt waarbij er veel wind is. Daarnaast wordt het Nederlandse stroomnetwerk steeds beter geïntegreerd met omliggende landen. Hierdoor wordt de inzet van de gascentrales ook nog eens meer afhankelijk van de capaciteitsbalans in deze landen. De verwachting is dat een lage productie van duurzame stroom in Nederland niet altijd samenvalt met omliggende landen en andersom.

Deze onzekerheden leiden tot een maximale inzet van ongeveer 2,4 mln. m<sup>3</sup>/uur ten opzichte van een door GTS ingeschatte inzet van 0,8 mln. m<sup>3</sup>/uur.

### 3.4.4 Verstoringen import en export

In de uitgangspunten van de GTS modelberekening wordt uitgegaan van een hoge H-gas export naar onze buurlanden in combinatie met een hoge LNG import. Verwacht wordt dat een groot deel van de LNG import ingezet zal worden voor



de H-gas leveringszekerheid van Europa en niet ter beschikking komt voor conversie naar L-gas. Het Groningenveld en de gasopslag Norg moeten vervolgens samen voor de leveringszekerheid van het L-gas systeem zorgdragen.

Als de LNG import van GATE en Eems Energy Terminal stil valt dan zou er geen impact op het L-gas systeem te verwachten moeten zijn mits deze import primair bedoeld was voor export. In het geval van een onderbreking van de LNG import via GATE en/of de Eems Energy Terminal zou de export / doorvoer dan naar Duitsland lager uit moeten vallen. Duitsland zal terug moeten vallen op haar eigen H-gas bergingen of overgaan naar afschakeling van industrie, conform hun N-1 planning. We gaan er niet van uit dat Bergermeer en de kleine velden productie moeten bijspringen om buurlanden te belevaren.

De huidige aanname is daarmee dat de H-gas balans niet veel ongunstiger uit kan vallen, omdat het merendeel van de import bedoeld is voor doorvoer naar het buitenland. Een onderbreking van de H-gas invoer zou automatisch moeten leiden tot een onderbreking van de export waardoor de impact op de H-gas balans in Nederland beperkt zal blijven.

### 3.4.5 Uitputting bergingen

De N-1 norm geeft tevens aan dat ook rekening moet worden gehouden met de situatie waarin de bergingen voor nog maar 30% gevuld zijn. In Figuur 3 werd aangegeven dat een 70% uitputting van de Nederlandse bergingen zou resulteren in een 30% daling van de beschikbare uitzendcapaciteit.

In het geval van Nederland zou dit betekenen dat de productiecapaciteit van de bergingen zou afnemen met 4,1 mln. m<sup>3</sup>/uur (ENTSOG, 2022).

## 3.5 Additionele mitigerende maatregelen

DNV heeft een aantal additionele maatregelen geïdentificeerd die bij zouden kunnen dragen om een eventueel kortstondig capaciteitsstekort op te kunnen vangen.

### 3.5.1 Systeembuffer

Alhoewel het Nederlandse aardgassysteem erg compact is, bevat het systeem veel parallele leidingen om de ochtendpiek te kunnen belevaren op een uitzonderlijk koude dag. Het gevolg is dat al deze leidingen gezamenlijk toch een significant gasvolume vertegenwoordigen. Deze systeembuffer is een soort "virtuele caverne" die onder normale omstandigheden kortstondige onbalansen tussen vraag en aanbod kan opvangen.

Deze systeembuffer wordt normaal door GTS aan de shippers aangeboden voor balanceerdoeleinden middels een "systeembalanssignaal" (Gasunie Transport Services). Buiten de winterperiode om bevat de systeembuffer ongeveer +/- 2.5 mln. m<sup>3</sup>/uur capaciteit. De beschikbaarheid van de systeembuffer neemt echter af naar mate het systeem zwaarder wordt belast en de buffermarge is in principe nul als het systeem op haar maximale ontwerpcapaciteit wordt bedreven.

Het transportsysteem is oorspronkelijk ontworpen voor 1-op-50 winters en met de afbouw van de L-gas export en de binnenlandse vraag zou er sprake moeten zijn van een overcapaciteit aan leidingen en compressievermogen. Echter het is gebruikelijk, en tevens door regulering ingegeven, om overbodig geworden transportcapaciteit een ander doel te geven, bijvoorbeeld waterstof, of anders, indien mogelijk, te ontmantelen. Hierdoor is het op dit moment onduidelijk in welke mate de systeembuffer nog ingezet kan worden voor de pieklevering.

Gezien bovenstaande kan DNV valideren dat het juist is dat GTS de conventionele systeembuffer niet meeneemt als een betrouwbaar additioneel capaciteitsmiddel in de uitgangspunten van de modelanalyse. Echter meer aandacht zou mogen worden geschonken aan de situatie waarin de shippers en GTS optimaal samenwerken bij de timing van de inzet van de resterende systeembuffer. De mogelijke positieve bijdrage van additionele systeembuffering zou vervolgens meegenomen moeten worden in de onzekerheidsanalyse.

### 3.5.2 Inzet Duitse bergingen net over de grens

Zoals aangegeven in paragraaf 3.2 bevindt er zich een hoge concentratie van cavernes langs de Nederlandse grens, waarvan een aantal ook direct aangesloten zijn op het GTS netwerk via Oude Statenzijl :

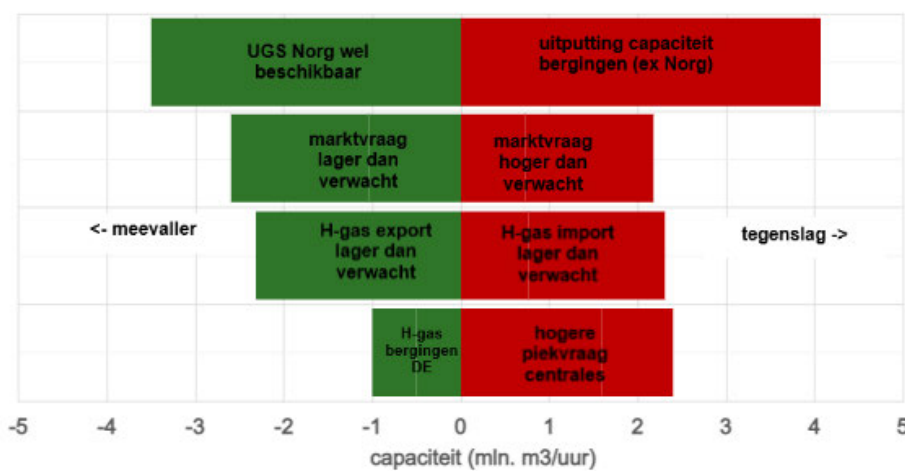
Berging	Capaciteit (GWh/dag)	mln. m <sup>3</sup> /uur
Etzel (Crystal)	77	0,33
Etzel (EKBI)	115	0,49
Etzel (OMV)	95	0,36
Nüttermoor (EWE)	55	0,23
Nüttermoor (Renato)	49	0,21
<b>totaal</b>	<b>381</b>	<b>1,6</b>

Tabel 14 Duitse H-gas bergingen aangesloten op het GTS netwerk in Oude Statenzijl en hun uitzendcapaciteit

De bergingen zijn op het GTS netwerk aangesloten voor handelsdoeleinden en voor een betere interconnectie tussen Duitse deelnetwerken. Echter wellicht zijn ze kortstondig inzetbaar bij een uitval van een faciliteit als gasopslag Norg. De mogelijke additionele capaciteit die deze cavernes zouden kunnen leveren ligt in de orde van 0.8 mln. m<sup>3</sup>/uur.

### 3.6 Impact benodigde Groningencapaciteit

In Figuur 27 staat een overzicht van de belangrijkste onzekerheden die DNV heeft geïdentificeerd, de mogelijke additionele mitigerende maatregelen en eventuele vrijheden in de interpretatie van de N-1 norm.



Figuur 27 overzicht van de belangrijkste issues met een mogelijke positieve of negatieve impact op de benodigde Groningencapaciteit. Rood: De belangrijkste items binnen de gevoeligheidsanalyse. Groen: mogelijke additionele mitigerende maatregelen.

De reeds beschreven mogelijke tegenvallers hebben met name betrekking op de technische risico's onder extreme wintercondities, te weten:

- Mogelijk hogere piekvraag van de L-gas kleingebruikersmarkt.
- Zeer hoge inzet van de gasgestookte elektriciteitscentrales

- Verlaagde technische uitzendcapaciteit van aardgasbergingen
- Verstoringen van de LNG import met gelijkblijvend export
- Uitval van de grootste afzonderlijke infrastructuur (UGS Norg)

De additionele meevallers zijn met name gerelateerd aan gedrag van de markt:

- Duitse H-gas bergingen tijdelijk inzetbaar voor beleving mengstations
- De markt past haar vraaggedrag extra aan, wellicht tijdelijke sluiting van scholen, kantoren, etc. gegeven de uitzonderlijke wintersituatie
- De internationale H-gas gasstromen vallen voor Nederland gunstiger uit, bijvoorbeeld door versnelde uitbreiding LNG import capaciteit Duitsland en omliggende landen
- Groningenveld nog beschikbaar in een back-up rol.

Het uitgangspunt voor de berekening van de benodigde Groningen capaciteit houdt rekening met één grote tegenvaller met de omvang van de Norg productiecapaciteit conform de N-1 richtlijn. Figuur 27 geeft aan dat de benodigde reservecapaciteit van het Groningenveld, in plaats van uitval Norg, eventueel ook een van de andere tegenslagen op zou kunnen vangen, zoals een uitputting van de bergingen tot 30% vulgraad, een onverwacht hogere marktvraag, een hoge H-gas vraag van gascentrales of onderbrekingen in de LNG import. De tegenslagen komen overeen door GTS geschetste bandbreedte van 1 tot maximaal 2.5 mln. m<sup>3</sup>/uur voor het komende gasjaar.

De aannname van GTS is dat het Groningenveld de uitval Norg of de uitputting van de bergingen tot 30% van hun vulgraad op moet vangen, maar niet beide. Voor de berekening van de N-1 norm op regionaal niveau is dit nog steeds in lijn met de N-1 richtlijn. Wel is de aanbeveling ook de oplossing te gaan zoeken in de alternatieve mitigerende maatregelen, zoals mogelijke kortstondige inzet Duitse bergingen of beperken H-gas export bij een eventuele tegenslag in de LNG import, om zo meer robuustheid in te bouwen.

De beknopte gevoeligheidsanalyse door DNV kan de range van de door GTS geschetste onzekerheid valideren. Wel is er de kanttekening dat de base case reeds een uitzonderlijke situatie afdekt: “1-op-20 winterpiek” én uitval ter grote van de grootste afzonderlijke bron (op dit moment gasopslag Norg). Tevens wordt een tekort aan H-gas verwacht door de export garantie naar Duitsland en wordt niet verwacht dat Duitse H-gas bergingen GTS kunnen assisteren. Het ligt dan niet meer voor de hand om ten opzichte van deze uitgangssituatie met nog meer tegenslagen rekening te gaan houden.

## 4 REFERENTIES

- CBS. (2023, 2 13). *Gasverbruik Nederland in 2022 laagste in 50 jaar*. Opgehaald van <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2023/07/gasverbruik-nederland-in-2022-laagste-in-50-jaar>
- Change Inc. (2022, 3 29). *Warmtepomp is populair, maar tekort aan installateurs dreigt*. Opgehaald van <https://www.change.inc/energie/warmtepomp-is-populair-maar-tekort-aan-installateurs-dreigt-37976>
- Demoury, V. (2022). *LE GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ au service de la sécurité d’approvisionnement et de la transition énergétique*. GIIGNL. Opgehaald van [https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/11/GIIGNL\\_AFG\\_241122.pdf](https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/11/GIIGNL_AFG_241122.pdf)
- ENTSOG. (2022). *WINTER SUPPLY OUTLOOK 2022/2023 Including Union-wide simulation of prolonged Russian gas supply disruption scenarios*. Opgehaald van [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-10/SO0038-22\\_Winter%20Supply%20Outlook\\_2022-23\\_2.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-10/SO0038-22_Winter%20Supply%20Outlook_2022-23_2.pdf)
- ENTSOG Transparency Platform. (sd). Opgehaald van <https://transparency.entsog.eu/#/map>
- European Commission. (2022). *COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) 2022/2301 of 23 November 2022 setting the filling trajectory with intermediary targets for 2023 for each Member State with underground gas storage facilities on its territory and directly interconnected to its market*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32022R2301&qid=1669911511115>
- FNB Gas – Association of German Transmission System Operators. (2022, 12 21). *Consultation - Gas Network Development Plan 2022–2032*. Berlin. Opgehaald van [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022\\_12\\_16\\_FNB\\_GAS\\_Consultation-Gas-NDP-2022.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/12/2022_12_16_FNB_GAS_Consultation-Gas-NDP-2022.pdf)
- FNB Gas – Association of German Transmission System Operators. (2023, 01 24). *Network Development Plan Gas 2022-2032 - Supply Security Variants LNGplus*. Opgehaald van [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/10/2023\\_01\\_24\\_Consultation-Workshop-NDP-2022\\_LNGplus\\_EN.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/10/2023_01_24_Consultation-Workshop-NDP-2022_LNGplus_EN.pdf)
- FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie. (2022, 12 1). *Kwalitatieve risicoanalyse van de bevoorradingszekerheid van elektriciteit en aardgas op Belgisch grondgebied tegen 2030*. Opgehaald van <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Risicoanalyse-bevoorradingszekerheid-elektriciteit-aardgas-Belgie-2030.pdf>
- Friderike Kuik, J. F. (2022). *Energy price developments in and out of the COVID-19 pandemic – from commodity prices to consumer prices*. *ECB Economic Bulletin, Issue 4/2022*. Opgehaald van [https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/articles/2022/html/ecb.ebart202204\\_01~7b32d31b29.en.html](https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/articles/2022/html/ecb.ebart202204_01~7b32d31b29.en.html)
- Gasunie Transport Services. (2019). *Aanvullende analyse: inzet stikstof boven het planmatige niveau en effectiviteit industrie-ombouw*. Opgehaald van [https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/09/EZK%20-%20Aanvullende\\_analyse\\_-\\_inzet\\_stikstof\\_boven\\_het\\_planmatige\\_niveau\\_en\\_effectiviteit\\_industrie-ombouw\\_anm.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2019/09/EZK%20-%20Aanvullende_analyse_-_inzet_stikstof_boven_het_planmatige_niveau_en_effectiviteit_industrie-ombouw_anm.pdf)
- Gasunie Transport Services B.V. (2023). *Advies benodigde Groningencapaciteiten en -volumes ten behoeve van leveringszekerheid voor gasjaar 2023/2024*. Opgehaald van <https://www.gasunietransportservices.nl/uploads/fckconnector/2de83de2-afcf-5ff3-a767-5938995da47d/3228221643/L%2023.0046%20Advies%20benodigde%20Groningencapaciteiten%20en%20-%20volumes%20t.b.v.%20leveringszekerheid%20voor%20gasjaar%202023-2024.pdf?lang=nl>
- Gasunie Transport Services. (sd). *SBS en POS*. Opgehaald van <https://www.gasunietransportservices.nl/shippers/balanceringsregime/sbs-en-pos>
- GIE Transparency Platform. (sd). Opgehaald van <https://agsi.gie.eu/>
- GIIGNL. (2022). *Annual Report 2022*. Neuilly-sur-Seine: International Group of Liquefied Natural Gas Importers. Opgehaald van [https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022\\_Annual\\_Report\\_May24.pdf](https://giignl.org/wp-content/uploads/2022/05/GIIGNL2022_Annual_Report_May24.pdf)
- GRT GAZ & Terega. (2022, 9 14). *Gas supply forecast for winter 2022-23*. Opgehaald van <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-09/perspectives-systeme-gazier-hiver-2022-EN.pdf>
- HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD VAN DE EUROPESE UNIE. (2017, 10 28). *VERORDENING (EU) 2017/1938 VAN HET EUROPEES PARLEMENT EN DE RAAD van 25 oktober 2017 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid en houdende intrekking van Verordening (EU) nr. 994/2010*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938&from=SK>
- IEA. (2021, 2 18). *Severe power cuts in Texas highlight energy security risks related to extreme weather events*. Opgehaald van <https://www.iea.org/commentaries/severe-power-cuts-in-texas-highlight-energy-security-risks-related-to-extreme-weather-events>
- Joshua W. Busby a, K. B. (2021). *Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas*. *Energy Research & Social Science*, 10.
- KNMI. (2013, 7 15). *Zout water houdt Golfstroom stabiel*. Opgehaald van <https://www.knmi.nl/over-het-knmi/nieuws/zout-water-houdt-golfstroom-stabiel>
- McEvoy, J. (2021, 5 27). *Forbes*. Opgehaald van <https://www.forbes.com/sites/jemimamcevoy/2021/05/27/report-finds-hundreds-more-died-in-texas-winter-storm-than-state-says/>
- NAM. (2022). *Stand van zaken conversie Grijpskerk*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-a716600e185cb472b743c1d6d8383091581f8b6e/pdf>
- National Grid. (2022, 10). *Gas Winter Outlook 2022/23*. Opgehaald van <https://www.nationalgas.com/document/140921/download>
- Nederlandse Vereniging voor Risicoanalyse en Bedrijfszekerheid. (2021, 6 7). *Gasopslag in Norg en Grijpskerk*. Opgehaald van <https://www.nvrb.nl/nieuws/nvrb-nieuws/gasopslag>

- PBL. (2022). *Klimaat- en Energieverkenning 2022*. Den Haag: PBL Planbureau voor de Leefomgeving. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2022>
- Reuters. (2022, 11 16). *U.S. regulator releases report blaming Freeport LNG blast on inadequate processes*. Opgehaald van <https://www.reuters.com/business/energy/freeport-lng-provides-no-timeline-texas-export-plant-restart-2022-11-15/>
- Task Force Monitoring L-gas Market Conversion. (2023). *L-Gas Market Conversion Review - Winter briefing 2023*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-464612803aae5e15f645f8739c2a05172a06fbc4/pdf>
- TNO – Adviesgroep Economische Zaken. (2022). *Jaarverslag 2021: Delstoffen en aardwarmte in Nederland*. Opgehaald van [https://www.nlog.nl/sites/default/files/2022-07/jaarverslag\\_2021\\_delfstoffen\\_en\\_aardwarmte\\_in\\_nederland.pdf](https://www.nlog.nl/sites/default/files/2022-07/jaarverslag_2021_delfstoffen_en_aardwarmte_in_nederland.pdf)



## About DNV

DNV is the independent expert in risk management and assurance, operating in more than 100 countries. Through its broad experience and deep expertise DNV advances safety and sustainable performance, sets industry benchmarks, and inspires and invents solutions.

Whether assessing a new ship design, optimizing the performance of a wind farm, analysing sensor data from a gas pipeline or certifying a food company's supply chain, DNV enables its customers and their stakeholders to make critical decisions with confidence.

Driven by its purpose, to safeguard life, property, and the environment, DNV helps tackle the challenges and global transformations facing its customers and the world today and is a trusted voice for many of the world's most successful and forward-thinking companies.

## ANNEX 1 VRAGENLIJST

### 1. Maatregelen

- P8. “De Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) heeft aangegeven dat zij verwacht dat er per 1 oktober 2023 een laagcalorisch werkvolume beschikbaar is van 12 TWh”. Levert UGS Grijskerk on-spec L-gas per 1 oktober 2023?
- P8. “GATE en EET samen aanvullend 117 TWh importeren.” Is er transportcapaciteit voldoende? Op pagina 18 staat in totaal 230 TWh, dus het was 113 TWh. Klopt dat?
- P9. “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).” Welke zijn dat en hoeveel kan worden geïmporteerd en zijn er transportbeperkingen? Is er ook gekeken wat er nog aan aanvullende LNG capaciteit nodig is om zowel de capaciteits- als volumebalans te dichten?
- P9. “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.” De gasstromen veranderen hierdoor. Levert dat transportknooppunten op?
- Algemeen: is transportcapaciteit (en dus ook importcapaciteit vanuit LNG terminal) gedurende het gehele jaar voldoende om het nominale jaarvolume import te realiseren?

### 2. N-1 norm voor capaciteitsbepaling Groningen

- P11. “Bij de inschatting van de Hgas 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 Velden, Groot-Brittannië, België, Duitsland en Noorwegen.” Hoe verhoudt deze aanname zich tot de aanname in het Preventieve Actie Plan en aannames in andere Europese landen ten aanzien van H-gas? In deze plannen lijkt uitgegaan te worden van de technische capaciteit.
- P11. “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. Hoe is de productie van groen gas meegenomen in deze aannames?”
- P11. “De inschatting van de verwachte vraag bij een uitzonderlijk lage temperatuur is voornamelijk gebaseerd op gedocumenteerde bronnen.” Welke vraag is gebaseerd op eigen analyses en niet op gedocumenteerde bronnen?
- P11. “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.” Idem voor Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Waarom worden impliciete prijsaannames gemengd in de analyse van de technische capaciteit? Toont de onderbreking van de gastoevoer uit Rusland niet aan dat gastromen in uitzonderlijke marktsituaties kunnen omkeren?
- P11. “Voor de binnenlandse vraag baseren wij ons zoals gebruikelijk op de recent gepubliceerde Klimaat en Energieverkenning (hierna KEV 2022)”. Is er in de analyse een marge meegenomen boven de gemiddelde vraag voor onzekerheid. Wellicht dat door toenemende elektrificatie van verwarming en

vervoer de NW Europese E-vraag bij -15 zeer hoog zal zijn. Deze zal met gascentrales en wkk's worden ingevuld (mede door sluiting kolencentrales).

- P12. "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." In hoeverre is overwogen om de stikstofinstallaties als grootste middel aan te wijzen? Bijvoorbeeld vanwege de grotere risico's met betrekking tot LNG capaciteitsproblemen op extreem koude winterdagen (bijvoorbeeld problemen voor lossen schepen, uitval Sabine Pass, warmte nodig voor verdampen LNG)?
- P12. "Figuur 2: De verwachte balans van hoog- en laagcalorische middelen bij een daggemiddelde effectieve temperatuur van -15,5 oC, opgedeeld in segmenten." Zijn de achterliggende getallen van de grafiek ook beschikbaar?
- P12. "Figuur 2: De verwachte balans van hoog- en laagcalorische middelen bij een daggemiddelde effectieve temperatuur van -15,5 oC, opgedeeld in segmenten." Is overwogen om de beschikbaarheid van H-gas te berekenen op basis van een meer regionale H-gas markt om juist aannames op gezamenlijke IPs en import- export te vermijden?

### 3. Planningsuitgangspunten bepaling Groningen volume

- P14. "Dat houdt in dat het Hgas 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 Groningenveld." Waarom worden beschermde eindverbruikers niet eerst beleverd?
- P15. "De zienswijze en de reactie van GTS op deze zienswijzen worden tegelijkertijd met dit advies gepubliceerd." Worden deze nog gepubliceerd?
- P16. "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." Hoe realistisch is dit en wat zijn de gevolgen van verdere vertraging of ongeplande uitval?
- P16. "Bij Norg en Grijpskerk loopt de productieperiode van oktober tot en met april en de injectieperiode van mei tot en met september." Waarom zijn hier modelmatig beperkingen in injectie en productieperiode meegenomen? Wat zijn de gevolgen als de tijdsrestrictie wordt losgelaten en de bergingen optimaal zonder beperkingen worden ingezet ten aanzien van injectie- en productieperiode.
- P17. "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." Heeft GTS zicht op de structurele verlaging van de gasvraag (bijvoorbeeld aantal afsluitingen of verlaagde capaciteitsboekingen) en de vraag die tijdelijk is verlaagd, maar weer terug kan komen?
- P17/18. "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.” Wat is de verwachte impact van de geplande LNG terminals in Duitsland op deze aanname?

- P18. “De binnenlandse gasproductie bestaat voornamelijk uit de productie van de Kleine Velden.” Zit hier ook de productie van groen gas in verwerkt?
- P18. “De verwachte H-gas export richting Duitsland is nagenoeg maximaal gedurende het hele gasjaar”. Wat is de verwachte impact van de geplande LNG terminals in Duitsland op deze aanname?
- P18. “In onze analyse gaan wij uit van een maximale inzet van de beide LNG-terminals.” Hoe realistisch is deze aanname? Is dit getoetst op basis van historische inzet of vergelijkbare terminals?
- P18. “De verwachting is gebaseerd op historische data, waarbij er netto naar de Duitse gasopslagen wordt geëxporteerd.” Hoe consistent is deze aanname in relatie tot de aanname ten aanzien van H-gas export naar Duitsland (waarschijnlijk gedreven door prijsverschillen)? Zou je dan ook niet moeten verwachten dat alle productie uit de bergingen naar Duitsland en andere meer Oosterse markten zou moeten gaan?

#### 4. Gevoeligheidsanalyse

- P20. “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.” Zijn de tekorten in de grafiek inclusief de minimumflow volumes uit Groningen en alleen L-gas of ook voor H-gas? In welke scenario’s uit de figuur levert dit een tekort op?
- P6. “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 Lgas markt zijn nu ook een aantal maatregelen opgenomen die bijdragen aan de verbetering van de beschikbaarheid van H-gas in Nederland.” Is er ook een gevoeligheidsanalyse gedaan op deze aannames en de impact op het advies?

#### 5. Back-up capaciteit

- P24. “In dat geval, wanneer gasopslag Grijpskerk het door NAM ingeschatte werkvolume van 12 TWh in laagcalorisch gas heeft op 1 oktober 2023 en de capaciteit van gasopslag Grijpskerk toereikend was geweest, was het sluiten van het Groningenveld mogelijk.” Is de benodigde capaciteit op Grijpskerk gelijk aan de geadviseerde capaciteit op Groningen?
- P24. “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.” Is voor de buitenlandse L-gas bergingen ook een veranderde inzet meegenomen?