



VALIDATIE VAN GTS ADVIES VAN 31 JANUARI 2024

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Document nr.: 00338830-EMS 24-0556

Datum: 2024-03-28



Projectnaam: Validatiestudie
Rapport titel: Validatie "Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25", met kenmerk EA 24.0052, d.d. 31 januari 2024
Klant:¹ Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Prinses Beatrixlaan 2, 2595 AL Den Haag
Contactpersoon klant: [Redacted]
Datum uitgave: 2024-03-28
Project nr.: 10493154
Organisatie unit: [Redacted]
Contactpersoon: [Redacted]
Document nr.: 00338830-EMS 24-0556

DNV Netherlands B.V.
Energy Systems
Zernikelaan 14, 9747 AA Groningen
Tel: +31 26 356 9111
Handelsregister Arnhem 09006404

Geschreven door:

[Redacted signature]

Beoordeeld door:

[Redacted signature]

Goedgekeurd door:

[Redacted signature]

Copyright © DNV 2024. 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

*Specificatie distributie: --

Trefwoorden:

[GTS, Groningen, aardgas, validatie, gasproductie, stikstof, leveringszekerheid]

Rev.	Datum	Reden van uitgave	Auteur	Beoordeeld	Goedgekeurd
0	2024-03-08	Conceptrapport	DNV-projectteam		
1	2024-03-15	Update conceptrapport	DNV-projectteam		
3	2024-03-28	Eindrapport	DNV-projectteam		

SAMENVATTING.....	1
1 INLEIDING	5
2 AANPAK/WERKWIJZE	6
2.1 Doelstelling	6
2.2 Gevolgde stappen	7
3 VALIDATIE.....	8
3.1 Inschatting gasvraag	8
3.1.1 Inschatting binnenlandse gasvraag	8
3.1.2 Inschatting L-gas export volumes	10
3.1.3 Inschatting H-gas export richting Duitsland	11
3.1.4 Inschatting H-gas export richting België	12
3.1.5 Inschatting Export H-gas richting Verenigd Koninkrijk	14
3.2 Inschatting gasaanbod	16
3.2.1 Inschatting productie kleine velden	16
3.2.2 Inschatting LNG-import	17
3.2.3 Inschatting import Noors gas	18
3.2.4 Inschatting import Verenigd Koninkrijk	19
3.2.5 Inschatting import België	21
3.2.6 Inschatting import H-gas uit Duitsland	22
3.2.7 Gasbalans Nederland	23
3.3 Inschatting werkvolume en inzet gasopslagen	24
3.4 Inschatting overige parameters	27
3.5 Gevoeligheidsanalyse volumebalans	28
3.6 Inschatting capaciteitsvraag	29
3.6.1 Inschatting binnenlandse en buitenlandse L-gas capaciteitsvraag	29
3.6.2 Inschatting H-gas capaciteitsvraag industrie	34
3.6.3 Inschatting capaciteitsvraag gascentrales	35
3.6.4 Inschatting capaciteitsvraag en -aanbod van in- en export	36
3.7 Inschatting capaciteitsaanbod	39
3.7.1 Inschatting productiecapaciteit gasopslagen	39
3.7.2 Inschatting productiecapaciteit LNG peakshaver	41
3.7.3 Inschatting productiecapaciteit kleine gasvelden (exclusief Groningen)	42
3.7.4 Inschatting LNG productiecapaciteit	42
3.8 Gevoeligheidsanalyse capaciteitsbalans	44
3.8.1 Reductie productiecapaciteit LNG terminals	44
3.8.2 Toename productiecapaciteit LNG terminals in Duitsland	45
3.8.3 Onzekerheden piekgedrag gasgestookte elektriciteitscentrales	46
3.8.4 Onzekerheden productiecapaciteit gasopslagen	46
3.9 Additionele mitigerende maatregelen	48
3.9.1 Inzet systeembuffer en virtuele cavernes	48
3.9.2 Alternatieve verkoop exit-capaciteiten	48
4 REFERENTIES	50
ANNEX 1 VRAGENLIJST GEBRUIKT BIJ INTERVIEW GTS.....	52

SAMENVATTING

Gasunie Transport Services (GTS) heeft conform de Nederlandse Gaswet de wettelijke taak de Staatsecretaris Mijnbouw jaarlijks te adviseren over de inzet van het Groningenveld ten behoeve van de leveringszekerheid van aardgas in Nederland. Aangezien de gasproductie uit het Groningenveld reeds is gestopt en er een wijzigingsvoorstel van artikel 10a van de Gaswet wordt behandeld, heeft GTS op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) haar huidige advies verbreed naar de leveringszekerheid van de gehele Nederlandse aardgasmarkt. Sinds een aantal jaren voert DNV op verzoek van EZK een validatiestudie uit op dit jaarlijkse advies van GTS. Het onderhavige rapport is het resultaat van de validatie van het GTS-advies voor het gasjaar 2024/2025 (Document: " Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25") met kenmerk EA 24.0052, d.d. 31 januari 2024 (Gasunie Transport Services B.V., 2024).

Aanpak validatie:

De validatie van DNV richt zich op het verifiëren van de door GTS opgestelde volume- en capaciteitsprognose voor gasjaar 2024/2025. Hierbij heeft DNV tot doel 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 jaarvolumes en dag-capaciteiten die nodig zijn om de leveringszekerheid voor de gasvoorziening in Nederland 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.

Leveringszekerheid onder druk na sluiting van het Groningenveld en wegvallen van levering Russisch aardgas:

In lijn met (de verwachting uit) eerdere adviezen van GTS kan, na het gereedkomen van de stikstofinstallatie Zuidbroek II, de gasproductie uit het Groningenveld vanaf gasjaar 2023/2024 worden gestopt. Deze sluiting markeert het einde van 60-jaar gaswinning uit het Groningenveld en is mogelijk gemaakt door een reeks aan maatregelen die in de loop der jaren uit de adviezen van GTS zijn opgevolgd. Echter, GTS als DNV hebben vorig jaar gesignaleerd dat met de stopzetting van zowel de gasproductie uit het Groningenveld als de levering van Russisch aardgas de leveringszekerheid voor Nederland onder druk is komen te staan. Vandaar dat het Groningenveld in gasjaar 2023/2024 nog niet definitief is gesloten, maar als back-up beschikbaar blijft.

In haar advies spreekt GTS zowel zorg uit over de beschikbaarheid van voldoende gasvolumes als voldoende productiecapaciteiten. In eerste instantie heeft de stopzetting van Russische aardgasgasleveringen gezorgd voor een scherpe stijging van de gasprijzen vanaf eind 2021 tot eind 2022 waardoor vele afnemers (financieel) in de knel zijn gekomen. Dit heeft geresulteerd in een sterke daling van de gasvraag. DNV constateert in het advies van GTS dat zowel een hogere benuttingsgraad van de bestaande LNG importterminals als een snelle uitbreiding van de LNG importcapaciteit in Nederland (en Europa) erin heeft geresulteerd dat er inmiddels voldoende importcapaciteit is om aan de (gereduceerde) vraag te voldoen in een gemiddeld jaar. Alleen in het geval van een strenge winter in gasjaar 2024/2025 en 2025/2026 signaleert GTS nog volumetekorten in de daaropvolgende zomers om de gasopslagen weer voldoende gevuld te krijgen.

Naast de verbeterde volumebalans, ten opzichte van het GTS-advies voor gasjaar 2023/2024, signaleert GTS een capaciteitstekort in Nederland wanneer het een extreem koude dag is in combinatie met de uitval van een bron ter grootte van gasopslag Norg. Hiermee zou Nederland niet meer voldoen aan de Europese verordening inzake leveringszekerheid. Deze constatering werd door GTS ook in haar advies over gasjaar 2022/2023 en 2023/2024 gedaan. De belangrijkste oorzaak is dat met het wegvallen van de Groningenproductie en het Russische aardgas er meer productiecapaciteit is verdwenen dan gecompenseerd is door nieuwe importcapaciteit via LNG terminals en reductie van de piekvraag. GTS ziet in het geval van een extreem koude dag geen andere mogelijkheden om dit capaciteitstekort op te lossen dan de

gasvraag te verlagen via de reguliere marktwerking, nadere afspraken met buurlanden te maken of als laatste redmiddel de inzet van het Bescherm- en Herstelplan Gas (BHG) door EZK.

Gezien de signalering van zowel volume- als capaciteitstekorten in het advies van GTS en de mogelijk ontwrichtende gevolgen hiervan heeft DNV bij deze validatie aandacht besteed aan zowel het gesignaleerde volume- als capaciteitstekort.

Bevindingen en aanbevelingen DNV:

Planningsuitgangspunten voor de volumebalans

Een aantal planningsuitgangspunten voor de bepaling van de volumebalans kunnen door DNV niet worden gevalideerd. Deze punten leiden volgens DNV onder een normaal temperatuurprofiel niet tot een significant andere uitkomst van de door GTS gepresenteerde uitkomsten, maar wel onder een koud temperatuurprofiel. Ook bij een strenge winter signaleert DNV, in tegenstelling tot GTS, geen volumetekorten. De belangrijkste planningsuitgangspunten voor de volumebalans waarbij DNV de aannames van GTS niet kan valideren zijn:

- De inschatting van de H-gas export naar Duitsland. GTS gaat uit van een relatief hoog exportvolume van H-gas richting Duitsland. Alhoewel dit in het gasjaar 2022/2023, na het wegvallen van de Russische gasleveringen, inderdaad waarneembaar was, is in het vorige gasjaar hier reeds een reductie in waar te nemen. Deze reductie valt samen met de opstart van de eerste drie LNG-terminals in Duitsland. Daarnaast is de verwachting dat de Duitse LNG-importcapaciteit voor aankomend gasjaar met 171 TWh zal toenemen. In lijn met de huidige realisaties verwacht DNV dat dit zal leiden tot lagere H-gas exporten naar Duitsland. DNV neemt aan dat de helft van de additionele Duitse LNG importvolumes naar andere landen in Oost-Europa zullen worden getransporteerd, maar dat de rest resulteert in een lagere H-gas exportvraag vanuit Nederland. Deze lagere H-gas exportvraag zal resulteren in een gelijke verlaging van de Nederlandse H-gas importvraag.
- De inschatting van de H-gas import via de EemsEnergyTerminal (EET) in een koud jaar. Hoewel GTS in haar advies aangeeft dat de temperatuurafhankelijkheid van de warmtelevering van de EET is verdwenen, is het door GTS gepresenteerde volume nog steeds gebaseerd op de temperatuurbeperkte productiecapaciteit. Zeker in een koude winter zullen de volumes die via EET geïmporteerd kunnen worden fors hoger liggen. DNV constateert dat de beschikbare importcapaciteit van ~110 TWh fors hoger ligt dan de door GTS gerapporteerde 78 TWh.
- De inschatting van de L-gas exportvolumes naar Frankrijk. Hoewel GTS in de begeleidende tekst aangeeft de inschatting uit het rapport van de Task Force Monitoring L-gas Market Conversion te volgen, constateert DNV dat de inschatting van GTS op 37 TWh fors hoger ligt dan de inschatting uit het Task Force rapport op 17 TWh. DNV kan deze verschillen niet verklaren.¹
- De inschatting van de import van Deens gas. In de inschatting voor de gasproductie uit kleine velden lijkt GTS de import van Deens gas niet mee te hebben genomen. DNV gaat ervan uit dat na de herstart van het Tyra veld deze zomer in ieder geval de helft van het geproduceerde gas via Den Helder in het Nederlandse gasnet zal worden geïnjecteerd.
- De inschatting van de import van Noors gas. Op basis van de huidige realisaties van de Noorse importen in combinatie met de door GTS ingeschatte exportvolumes richting Duitsland schat DNV de import van Noorse volumes lager in. Echter het effect van additioneel Deens gas heft de te hoge inschatting van het Noorse gas op.

¹ GTS heeft aangegeven dat de getallen bij figuur 16 in het advies van GTS per abuis verkeerd zijn overgenomen en dat er in de berekeningen de juiste getallen zijn gebruikt.

Gevoeligheidsanalyse

Ten aanzien van de gevoeligheidsanalyse kan DNV een aantal planningsuitgangspunten van GTS niet valideren. De door DNV veronderstelde planningsuitgangspunten resulteren in een positievere uitkomst van de gevoeligheidsanalyse. De belangrijkste bevindingen van DNV zijn:

- DNV ziet het optimistische scenario van GTS reeds in het aankomende gasjaar materialiseren waarbij DNV dit als een realistisch planningsuitgangspunt ziet. De LNG importcapaciteiten nemen immers vanaf het volgende gasjaar, met name in Duitsland, fors toe. Daarmee verwacht DNV dat het volumetekort al in het gasjaar 2024/2025 wordt gedicht en niet pas, zoals GTS aanneemt, in gasjaar 2026/2027.
- DNV ziet in een scenario met 70% benuttingsgraad van LNG terminals nog steeds een substantiële toename van de LNG importen ten opzichte van alle voorgaande jaren als gevolg van de uitbreiding van de totale LNG importcapaciteit in Europa met 27% ten opzichte van 2021. Zelfs al zou de aanwezige LNG capaciteit “slechts” voor 70% benut worden dan nog nemen de absolute LNG importvolumes in Europa fors toe.

Planningsuitgangspunten voor de capaciteitsbalans

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 iets groter capaciteitstekort (11,7 GW ten opzichte van 9,6 GW zoals door GTS gerapporteerd) dan GTS. De belangrijkste planningsuitgangspunten voor de capaciteitsbalans waarbij DNV de aannames van GTS niet kan valideren zijn:

- De inschatting van de capaciteitsvraag voor gascentrales. DNV constateert dat GTS de capaciteitsvraag voor gascentrales (18,1GW door GTS gerapporteerd) 5,9 GW lager inschat dan de door het PBL gerapporteerde 23,7 GW. Hierbij verwacht DNV dat vanwege zowel de toename van variabel aanbod als temperatuur gedreven vraag naar stroom de inzet van gascentrales op extreem koude dagen mogelijk maximaal zal zijn. Zeker als een koude dag samenvalt met een windstille dag. DNV adviseert daarom om de waarden van het PBL over te nemen.
- De inschatting van de productiecapaciteit van EET. Naar aanleiding van de veranderingen in de warmteleveringen voor EET signaleert DNV dat ook in de winter de technische productiecapaciteit van 14,2 GW haalbaar is, terwijl GTS in haar advies nog uitgaat van een capaciteit van 8,9 GW. Gezien de veranderingen in de warmteleveringen vindt DNV de inschatting van GTS 5,3 GW te laag.
- De inschatting van de netto H-gas exportvraag. GTS schat een netto H-gas exportvraag in van 2,5 GW op een extreem koude dag. Op basis van een eigen analyse ziet DNV een netto H-gas exportvraag die 5,3 GW hoger ligt op 7,8 GW. Deze hogere verwachting van de exportvraag wordt veroorzaakt door een H-gas capaciteitstekort (met name in Duitsland).
- De inschatting van de productiecapaciteit van gasopslag Bergermeer. In het advies van GTS worden twee verschillende productiecapaciteiten voor gasopslag Bergermeer genoemd: 24,9 GW en 21,7 GW. DNV constateert dat beide capaciteiten onder de door TAQA zelf gerapporteerde capaciteit van 27,9 GW liggen. Deze laatste capaciteit is ook in lijn met de afgegeven mijnbouwvergunning. Aangezien DNV geen oorzaken kan vinden waarom deze capaciteit niet benut kan worden bij extreem koude dagen acht DNV de door GTS ingeschatte capaciteit 3 GW te laag.

GTS heeft voor de capaciteitsbalans de impact van een gereduceerde productiecapaciteit van de LNG-importterminals onderzocht alsmede het gereedkomen van additionele LNG productiecapaciteit in Duitsland. Hierbij ziet GTS ongeveer 10 GW onzekerheid rondom het realistische scenario. DNV ziet met name dat de inschatting van het gereedkomen van extra LNG productiecapaciteit een grote invloed op de uitkomst van de capaciteitsanalyse kan hebben en voorziet ook dat deze toename reeds vanaf gasjaar 2024/2025 zal plaatsvinden. Vanuit dat oogpunt kan DNV de gevoeligheidsanalyse van GTS niet valideren. Daarbij signaleert DNV dat, aanvullend op de door GTS onderzochte gevoeligheden, ook de vulgraad van de gasopslagen en de inzet van gascentrales een grote impact op de uitkomst van het realistische scenario



kan hebben. Een scenario met een lage vulgraad van de bergingen en hoge inzet van gascentrales in relatie tot de capaciteitsbalans zou in de ogen van DNV toegevoegde waarde hebben.

Op basis van de validatie zijn de belangrijkste aanbevelingen van DNV:

- Analyseer de verwachte toename in LNG importcapaciteit in Duitsland voor aankomend gasjaar. DNV ziet dat de inschatting van deze parameter tot andere inzichten ten aanzien van de volumebalans kan leiden.
- Analyseer de capaciteitsbalansen in de omliggende landen om beter inzicht te krijgen in H-gas beschikbaarheid voor doorvoer richting Duitsland onder extreem koude dagen.

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 capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25.

In het advies voor het gasjaar 2024/2025 komt GTS tot de volume- en capaciteitsbalansen zoals weergegeven in Tabel 1. GTS heeft in de afgelopen jaren diverse maatregelen geadviseerd om de leveringszekerheid in Nederland te verbeteren na de stopzetting van de aardgasproductie uit het Groningenveld. Deze maatregelen waren enerzijds 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. Daarnaast zijn een aantal maatregelen uitgevoerd om het beschikbare H-gas aanbod in Nederland (voor de stikstofinstallaties) te verhogen na het wegvallen van het Russische gas. Het resultaat van al deze maatregelen is dat het Groningenveld gesloten kon worden, maar dat er zorgen blijven bestaan over de aanvoer van voldoende H-gas onder koude omstandigheden.

Gasjaar	Volume [TWh]				Capaciteit [GW]	
	Gemiddeld jaar		Koud jaar		Vraag	aanbod
	Vraag	Aanbod	Vraag	aanbod		
Gasjaar 2024/2025	631	656	714	656	200,2	190,6

Tabel 1 Volume- en capaciteitsbalans uit het GTS advies (Gasunie Transport Services B.V., 2024)

GTS geeft in haar advies aan dat de komende jaren additioneel H-gas aanbod gecreëerd zal moeten worden om zowel de volume- als de capaciteitsbalans te verbeteren. Dit verhoogde H-gas aanbod zal volgens GTS voortkomen uit de uitbreiding van de LNG importcapaciteit in Nederland via een vierde LNG opslagtank bij de GATE terminal. Dit zal de productiecapaciteit verhogen met 5,5 GW. Daarnaast lopen er twee initiatieven om een derde LNG importterminal te realiseren in Vlissingen of in Rotterdam (eventueel offshore). Dit zou de LNG importcapaciteit in stand houden als de EET eventueel zou stoppen. Aan de vraagkant ziet GTS op korte termijn geen significante reductie in de capaciteitsvraag bij extreem koud weer. GTS verwacht dat met de uitvoer van de uitbreiding van GATE om additioneel H-gas aanbod te creëren vanaf gasjaar 2026/2027 weer aan de gestelde leveringszekerheidsnorm wordt voldaan.

Bij de bepaling van het meest realistische vraag- en aanbodscenario dat ten grondslag ligt aan deze verwachtingen ziet GTS meerdere onzekerheden waarvan de twee belangrijkste zijn:

- De beschikbaarheid van het mondiale LNG aanbod. De komende jaren verwacht GTS dat de wereldwijde productie van LNG achterblijft bij de importcapaciteit van LNG. Benutting van de additionele LNG importcapaciteit vereist dat LNG-ladingen moeten worden omgeleid van hun oorspronkelijke bestemming. Dit kan alleen gebeuren als de prijs voor gas in Europa in voldoende mate uitstijgt boven de prijs van de oorspronkelijke bestemming. GTS heeft in haar pessimistische scenario aangenomen dat de LNG terminals slechts op 70% van de productiecapaciteit opereren.
- De H-gas vraag uit Duitsland. GTS signaleert een groot H-gas tekort in Duitsland en andere landen in Oost-Europa. Deze landen hadden een relatief grote afhankelijkheid van te leveren Russisch aardgas en zijn nu afhankelijk van de mate waarin alternatieve gasleveringen kunnen worden aangetrokken. In de prognose van GTS resulteert dit in een verminderd aanbod van Noors gas voor Nederland en een verhoogde exportvraag vanuit Duitsland. Echter GTS ziet ook dat Duitsland en andere landen bezig zijn de LNG importcapaciteiten uit te breiden, maar dat de impact hiervan op de Nederlandse gasmarkt nog lastig in te schatten is. In een optimistisch scenario neemt GTS aan dat dit de H-gas exportbehoefte vanuit Duitsland substantieel zal reduceren.

In de rest van dit rapport wordt door DNV de door GTS opgestelde volume- en capaciteitsprognose voor gasjaar 2024/2025 gevalideerd.

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 gebruikte modelparameters en het uit te voeren rekenproces. DNV constateert dat het uitvoeren van de base case berekening door GTS een meer routinematige exercitie is geworden. Ook voor deze validatie heeft GTS aan DNV 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. Dit betekent dat de validatie van de base case door DNV zich kan beperken tot de validatie van de gewijzigde modelparameters. Deze aangepaste modelparameters zijn door DNV gevalideerd.

Sinds het advies van GTS over gasjaar 2023/2024 wordt door GTS ook H-gas volume- en capaciteitsbalans bepaald. Aangezien de aanname van GTS in eerste instantie was dat er altijd voldoende H-gas aanwezig zou zijn, maken deze berekeningen pas vanaf het GTS advies over gasjaar 2023/2024 onderdeel uit van het GTS adviezen. Aangezien er voldoende stikstofconversiecapaciteit beschikbaar is, constateert DNV dat deze H-gas capaciteitsberekeningen bepalender zijn geworden voor de inschatting van de leveringszekerheid. Vandaar dat DNV in deze validatie, net als in het validatierapport 2023/2024 (DNV, 2023), extra aandacht heeft besteed aan de planningsuitgangspunten die door GTS zijn gedaan ten behoeve van de capaciteitsanalyse.

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
31 januari 2023	Brief van GTS aan Min EZK <i>Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningenvolumes en - capaciteiten</i>	28 april 2023

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

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 2024 heeft DNV van GTS het definitieve advies van GTS ontvangen.
- DNV heeft aan de hand van een vragenlijst een interview met experts van GTS gehouden op 7 februari. Deze vragenlijst is toegevoegd als ANNEX 1 VRAGENLIJST bij dit rapport.
- DNV heeft eigen analyses en berekeningen uitgevoerd
- Op verschillende momenten heeft DNV schriftelijk vervolgvragen aan GTS gesteld en antwoorden ontvangen.
- Op 7 februari 2024, 14 februari 2024, 21 februari 2024 en 7 maart 2024 heeft DNV de voortgang van de validatie besproken met projectmedewerkers van EZK.
- Het conceptrapport is op 8 maart 2024 opgestuurd naar beleidsmedewerkers van EZK en vervolgens besproken.
- DNV heeft het conceptrapport opgestuurd naar GTS voor een controle op feitelijke onjuistheden. Op 24 maart 2024 is een e-mail van GTS ontvangen met commentaar op het conceptrapport.

3 VALIDATIE

In dit hoofdstuk worden zowel de volume-, de capaciteitsbalans en de gevoeligheidsanalyse die in het advies van GTS zijn opgenomen gevalideerd. Daarnaast worden een aantal mogelijke mitigerende maatregelen besproken die kunnen bijdragen om de gesignaleerde knelpunten op te lossen. Hieronder worden de aangepaste modelparameters besproken waarbij DNV heeft getoetst of deze parameters juist zijn.

3.1 Inschatting gasvraag

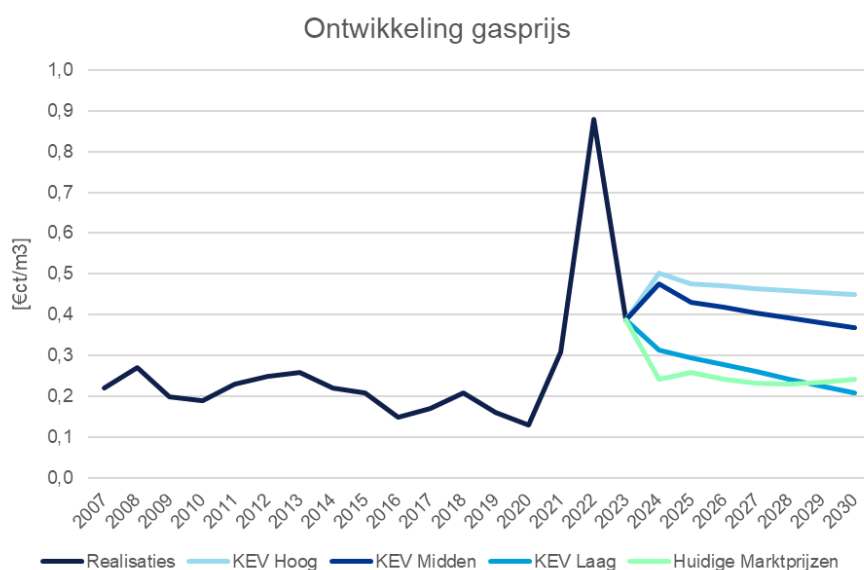
Deze paragraaf behandelt de aannames V1 tot en met V5 in het advies van GTS die betrekking hebben op de inschatting van de gasvraag. De door GTS aangegeven volumes (figuur 16 in het GTS advies) worden vergeleken met de inschatting van DNV.

3.1.1 Inschatting binnenlandse gasvraag

Er is het afgelopen jaar geen update geweest van de KEV2022. Vandaar dat GTS ervoor heeft gekozen, net als vorig jaar, de KEV2022 als basis voor de inschatting van de binnenlandse gasvraag te nemen. In lijn met het advies voor gasjaar 2023/2024 ziet GTS in het kleinverbruik nog een additionele daling van het gasverbruik van 10% ten opzichte van de KEV2022. GTS neemt de extra daling mee in de voorspelling van de binnenlandse markt.

Naast het ingezette overheidsbeleid hebben de relatief hoge gasprijzen ertoe geleid dat veel energie-intensieve bedrijven in de chemie en raffinage hun productie de afgelopen jaren hebben teruggeschroefd of helemaal gestopt. Daarnaast hebben kleinverbruikers hun verwarming (tijdelijk) lager gezet en zijn op grote schaal gaan investeren in energiebesparende maatregelen.

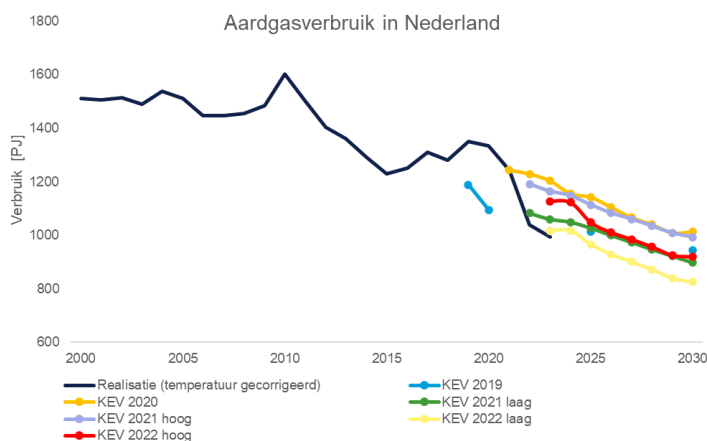
In Figuur 1 is te zien dat de gasprijs in 2022 gemiddeld meer dan vijf keer hoger lag dan in voorgaande jaren. Deze stijging werd reeds in 2021 ingezet vanwege de combinatie van een aantrekkende vraag na Covid-19, uitgesteld onderhoud en lagere investeringen in productiecapaciteit. De grote daling van de Russische gasstromen naar Europa heeft deze trend extreem versterkt (Friderike Kuik, 2022). Echter op dit moment is te zien dat de gasprijzen fors gedaald zijn ten opzichte van de prijsspiek in 2022, maar nog steeds hoger liggen dan pré 2022. De huidige forward prijzen liggen redelijk in lijn met het lage prijsscenario van de KEV2022 (ICE, 2024).



Figuur 1 De extreme prijsspiek van de groothandelsprijzen aardgas in 2022

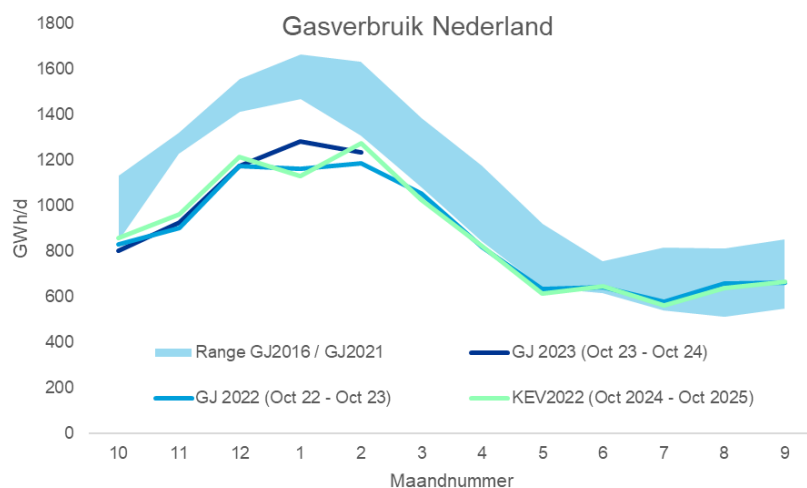
In de onderhavige validatie voor gasjaar 2023/2024 was een belangrijke onzekerheid welk deel van de aardgasvraag structureel is verlaagd en welk deel tijdelijk daalt vanwege de hoge aardgasprijzen. Figuur 2 laat zien dat de (temperatuur

gecorrigeerde) realisatie voor 2023 op een vergelijkbare hoogte ligt als het lage scenario uit de KEV2022 waarbij de daling over het afgelopen kalender jaar meer in lijn ligt met de KEV2022. Voor de komende jaren voorziet de KEV2022 en eerdere versies een structurele daling van de gasvraag waarbij de vraag in de KEV2022 lager ligt dan de voorgaande edities. Deze daling vindt in alle sectoren (kleinverbruik, industrie en elektriciteitsopwekking) plaats waarbij de grootste daling wordt voorzien in de inzet van aardgas voor de opwekking van elektriciteit. Deze daling wordt veroorzaakt door de sterke stijging van de duurzame stroomproductie in Nederland. Vanwege extra isolerende maatregelen en overstap naar warmtepompen zal een deel van de vraagreductie een permanent karakter hebben.



Figuur 2 Verwachte vraagontwikkeling aardgas zoals gepresenteerd in KEV2022²

De huidige gasprijzen zijn gedaald en liggen in lijn met het lage prijsscenario in de KEV2022. Voor het gasjaar 2024/2025 liggen de consumentenprijzen voor gas en elektriciteit onder het prijsplafond. Op basis van de laatste verbruiksdata voor groot- en kleinverbruikers blijkt uit Figuur 3 dat het gasverbruik op dit moment zowel in lijn ligt met vorig jaar als met de KEV2022 verwachting (voor gasjaar 2024-2025). Het gasverbruik is daalt momenteel niet verder, maar ligt nog steeds 20%-25% lager dan in gasjaar 2021/2022. Dit zou erop kunnen wijzen dat (een deel van) de prijs-gedreven vraagreductie van kleinverbruikers en industrieën is vervallen.



Figuur 3 Gasverbruik groot- en kleinverbruikers in Nederland

Op basis van bovenstaande analyse kan DNV de aannames van GTS valideren. De uitkomst wordt in Tabel 3 weergegeven. Het gerealiseerde gasverbruik in 2023 ligt (temperatuur gecorrigeerd) 5,5% onder de prognose uit de KEV2022. De snelheid waarmee het gasverbruik in voorgaande jaren is gedaald, lijkt af te nemen. Het aardgasverbruik is in de eerste twee maanden van 2024 zelfs iets gestegen ten opzichte van vorig jaar (temperatuur gecorrigeerd).

² PBL KEV 2022 data aangevuld met realisatie en temperatuurcorrectie voor 2022 gebaseerd op cijfers CBS

Aangenomen wordt dat (een deel) van de prijs-gedreven vraagreductie vanwege de gedaalde gasprijzen is komen te vervallen alsmede de versnelling van energiebesparende maatregelen is afgenomen. Aangezien de gasprijzen nog steeds relatief hoog zijn, verwacht DNV niet dat er in de energie-intensieve industrie op de korte termijn een herstel van de gasvraag zal optreden. DNV acht het waarschijnlijk dat de totale Nederlandse gasvraag verder zal dalen in lijn met het ingezette overheidsbeleid. Dit betekent dat de snelheid van de reductie van de gasvraag zal terugkeren naar de ~3% zoals de KEV2022 aanneemt, maar absoluut op een iets lager niveau zal uitkomen (vanwege de versnelde verduurzaming die heeft plaatsgevonden en de nog steeds relatief hoge gasprijzen).

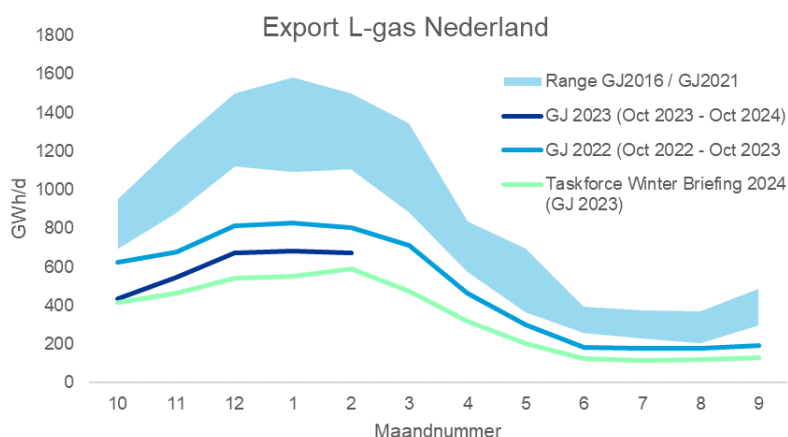
[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Binnenlandse gasvraag	292	316	292	316	+0	+0

Tabel 3 Validatie binnenlandse gasvraag

3.1.2 Inschatting L-gas export volumes

GTS geeft aan dat voor de schatting van de L-gas exportvolumes gebruik gemaakt wordt van de concept Winter Briefing 2024 die is opgesteld door de Task Force Monitoring L-gas Market Conversion (Task Force Monitoring L-gas Market Conversion, 2024). 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 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 dalen. Ten tweede speelt bij de export van L-gas het tempo van de ombouw naar H-gas een belangrijke rol. De combinatie van beide maakt het lastig de cijfers te duiden. Uit Figuur 4 blijkt dat de huidige gasvraag in gasjaar 2023 redelijk (donker blauwe lijn) in lijn ligt met de laatste vraagvoorspelling van de Task Force. Dit duidt erop dat de ombouwsnelheid en vraagniveau in lijn zijn met de prognoses.



Figuur 4 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. Echter DNV kan de gebruikte Franse exportvraag door GTS niet in overeenstemming brengen met

de door de taskeforce gerapporteerde getallen. DNV komt tot een lagere inschatting van de L-gas exportvolumes dan GTS. De uitkomsten staan weergegeven in Tabel 4.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
L-gas export	105 ³	115	85	95	20	20

Tabel 4 Validatie L-gas export

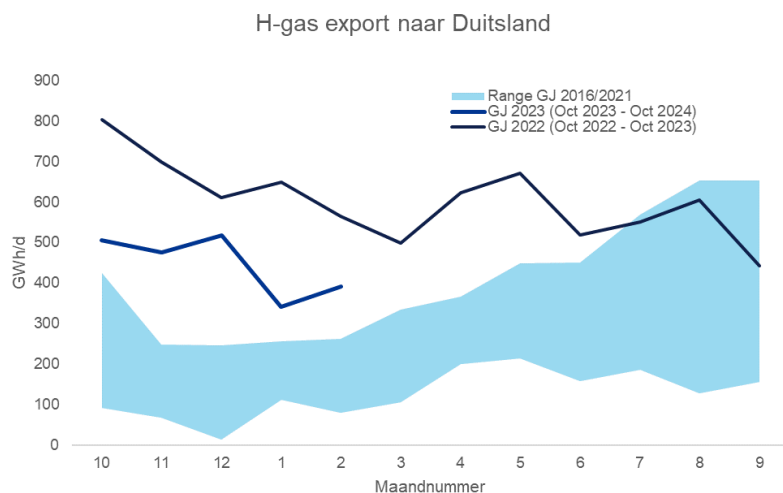
DNV doet de volgende aanbeveling:

- Onderzoek waarom de taskforce aangeleverde getallen voor de Franse exportmarkt verschillen van de door GTS gebruikte getallen.

3.1.3 Inschatting H-gas export richting Duitsland

GTS neemt in haar basisscenario aan dat de export van H-gas richting Duitsland het hele jaar op een hoog niveau blijft. Deze aanname is gebaseerd op de nieuwe gasbalans die zich na het wegvallen van het Russische aardgas heeft gevormd waarbij de importen van H-gas in Duitsland vanuit Noorwegen, Nederland, België en LNG is toegenomen.

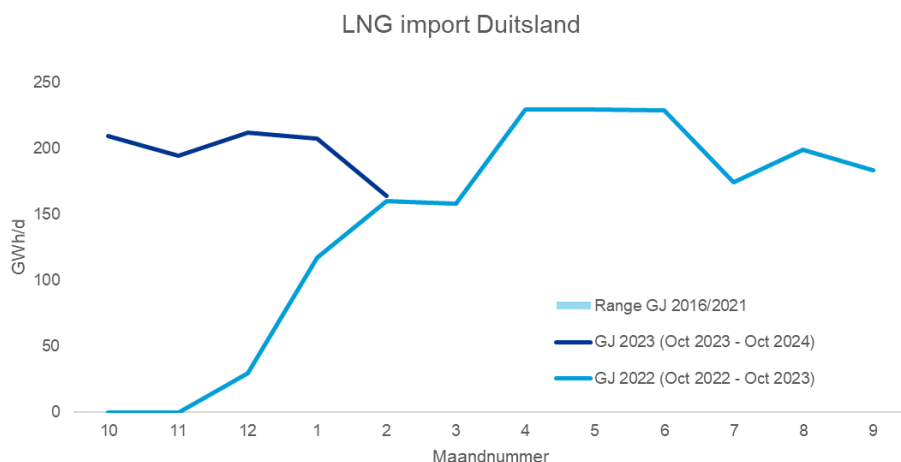
In Figuur 5 is inderdaad te zien dat er in het verleden op jaarbasis relatief weinig H-gas exporten richting Duitsland plaatsvonden. In het gasjaar 2022 lag de H-gas export echter een factor 1,6 hoger vergeleken met andere historische jaren. Deze verandering is duidelijk het gevolg van de omgekeerde gasstromen in Europa (van west naar oost in plaats van de historische oost naar west stroming) waarbij de weggefallen Russische gasleveringen worden vervangen met geïmporteerd LNG in West Europa. Voor het gasjaar 2023 is echter te zien dat de H-gas exporten significant lager liggen dan in gasjaar 2022, terwijl het aantal graaddagen in beide periodes vergelijkbaar was.



Figuur 5 Export van aardgas naar Duitsland

Tegelijkertijd kan in Figuur 6 worden waargenomen dat de LNG importen in Duitsland met een vergelijkbaar volume (van ~200 GWh/d) zijn toegenomen. Hiermee lijkt er een relatie te zijn tussen de afgenomen H-gas exporten vanuit Nederland en de toegenomen LNG importen in Duitsland (er wordt minder LNG via Nederland naar Duitsland vervoerd).

³ GTS heeft aangegeven dat de getallen bij figuur 16 in het advies van GTS per abuis verkeerd zijn overgenomen en dat er in de berekeningen de juiste getallen zijn gebruikt.



Figuur 6 LNG import Duitsland

Voor komende winter worden nog een drietal additionele FSRU's verwacht in Duitsland waarmee de importcapaciteit van 137 TWh naar 328 TWh verhoogd wordt (Terminal, 2024). Daarnaast worden er een aantal nieuwe gasleidingen aangelegd, zoals de OAL en WAL, om de afvoercapaciteit vanuit deze LNG terminals naar het Duitse aardgasnet te vergroten. Verder wordt verwacht dat in Griekenland nog één of twee nieuwe LNG importterminals operationeel worden voor het gasjaar 2024/2025 waardoor de gasstroom van West Europa naar Oost Europa zal verminderen. Gelet op bovenstaande observatie mag verwacht worden dat deze vergroting van de LNG importcapaciteit in Europa een drukkend effect heeft op de H-gas exportvolumes die vanuit Nederland richting Duitsland stromen (in een gemiddeld jaar).

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. DNV ziet in vergelijking met de gasjaren 2016-2021 nog steeds een bovengemiddelde export richting Duitsland. Echter deze zijn in het huidige gasjaar al behoorlijk gezakt ten opzichte van de recordniveaus in het gasjaar 2022/2023. Daarnaast is de verwachting dat de LNG importcapaciteit voor gasjaar 2024/2025 fors wordt uitgebreid. Data van het huidige gasjaar toont aan dat dit een drukkend effect op de Nederlandse export zal hebben. Tabel 5 geeft een overzicht van de verschillen in planningsuitgangspunten.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
H-gas export DLD	234	285	133	278	101	7

Tabel 5 Validatie H-gas export

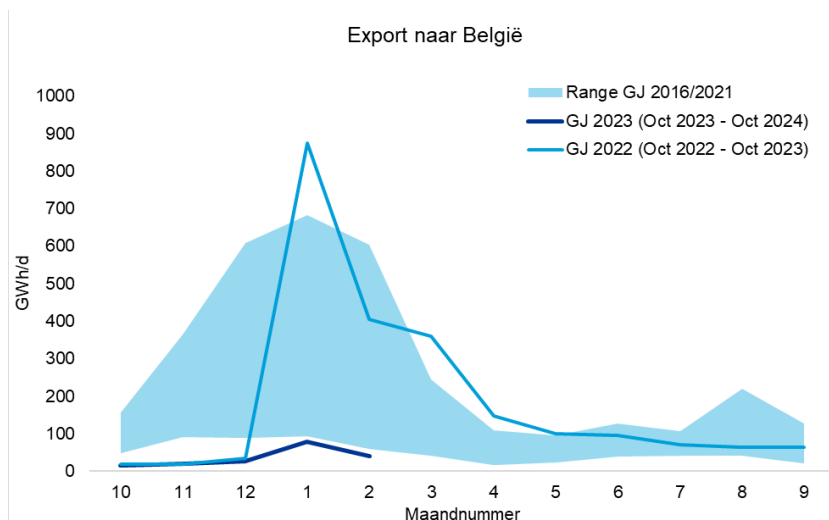
DNV doet de volgende aanbeveling:

- Onderzoek wat de impact is van de additionele LNG importcapaciteit in Europa op de H-gas exportvraag in de verschillende GTS scenario's.

3.1.4 Inschatting H-gas export richting België

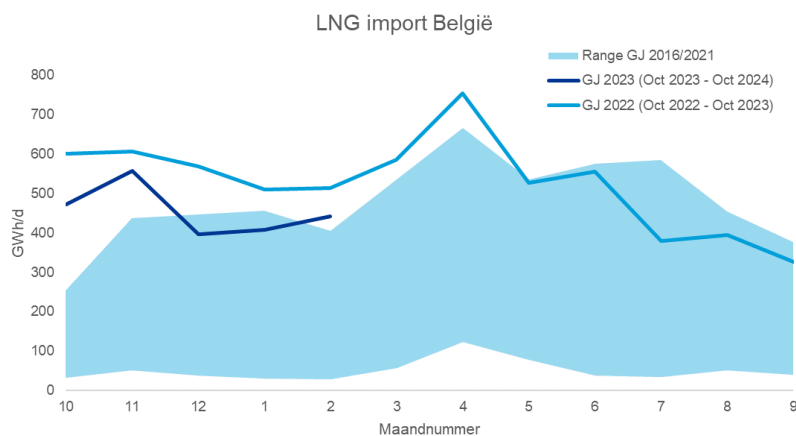
GTS neemt aan dat in het gasjaar 2023-2024 een constante relatief kleine hoeveelheid aardgas naar België wordt geëxporteerd. Deze exporten worden veroorzaakt door een tweetal kleine gebieden die afhankelijk zijn van H-gas uit Nederland. Voor de komende jaren en in de verschillende scenario's ziet GTS geen reden hiervan af te wijken.

Uit Figuur 7 blijkt inderdaad dat sinds het gasjaar 2023/2024 de H-gas exporten naar België onder het langjarige gemiddelde zitten. In de afgelopen jaren werden er regelmatig grote hoeveelheden H-gas in de wintermaanden richting België geëxporteerd. Deze exporten lijken weg te zijn gevallen en zich nu tot een relatief klein volume te beperken.



Figuur 7 Export van aardgas naar België

De afname van exporten naar België valt samen met een toename van de LNG importen in Zeebrugge en Duinkerken. Uit Figuur 8 blijkt dat de LNG importen op Zeebrugge zijn toegenomen over gasjaar 2022/2023 en momenteel ook boven of aan de bovenkant van het vijfjarige gemiddelde liggen. Dit beeld is in lijn met de toegenomen LNG importen in Europa en lijkt te bevestigen dat veel van de LNG importen oostwaarts worden getransporteerd.



Figuur 8 LNG importen in België

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS valideren. Exporten van H-gas naar België zijn afgenomen tot een minimum en in lijn met de veranderde Europese gasstromen. GTS geeft geen getallen voor de export van H-gas en aangenomen wordt dat deze zijn gesaldeerd met de te verwachten importen uit België. De verschillen in planningsuitgangspunten zoals weergegeven in Tabel 15 zijn niet significant en hebben geen invloed op de uitkomst.

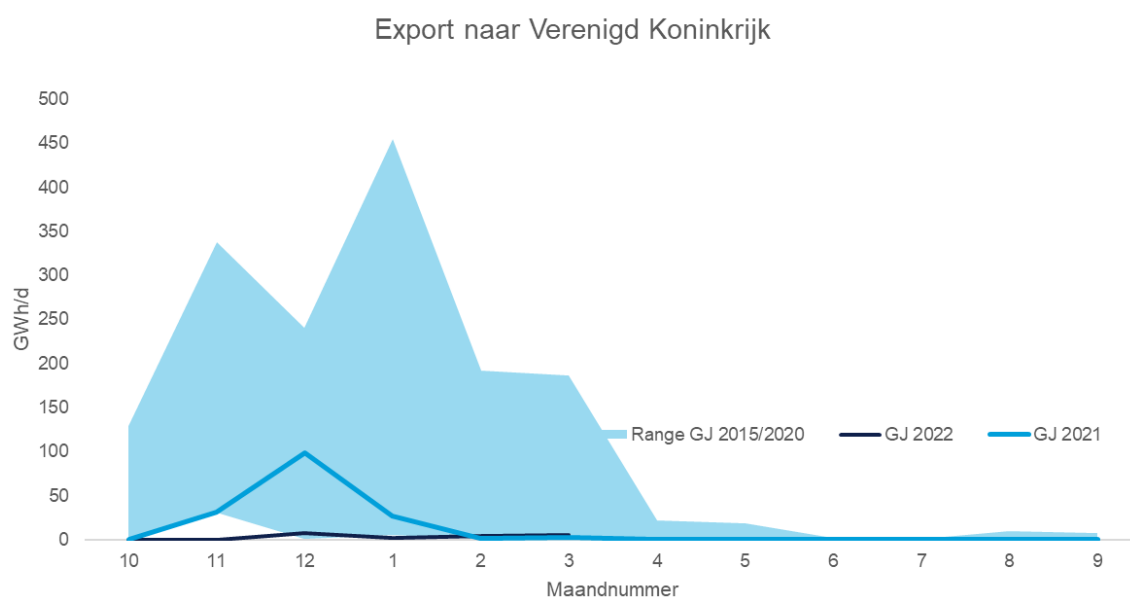
[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
H-gas export DLD	0	0	8	8	-8	-8

Tabel 6 Validatie H-gas export België

3.1.5 Inschatting Export H-gas richting Verenigd Koninkrijk

GTS neemt aan dat in een normaal jaar er geen exporten richting het Verenigd Koninkrijk plaatsvinden. Alleen onder koude omstandigheden worden nog exporten voorzien. De capaciteit die hiervoor benodigd is, leidt GTS af uit de simulaties die ENTSOG heeft uitgevoerd in de Winter Supply Outlook.

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. Uit Figuur 9 blijkt dat de export van H-gas richting het Verenigd Koninkrijk de laatste jaren stapsgewijs aan het afnemen is en dit gasjaar nagenoeg tot stilstand is gekomen.



Figuur 9 Export naar het Verenigd Koninkrijk

Daarnaast blijkt uit de Winter Outlook 2023 van National Gas Transmission (NGT) dat het Verenigd Koninkrijk op een koude dag niet afhankelijk is van gasstromen door de BBL of de Interconnector (National Gas Transmission, 2023). De combinatie van de binnenlandse gasproductie in het Verenigd Koninkrijk, de productie uit gasopslagen, de import van LNG en de import van Noors gas is voldoende om de piekvraag af te dekken. In de scenario's van NGT worden alleen gasimporten vanuit Europa voorzien indien de gasopslagen een vulgraad hebben van 25% of lager.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS valideren. Onder normale omstandigheden lijkt het inderdaad aannemelijk dat er weinig gas exporten door de BBL richting het Verenigd Koninkrijk zullen plaatsvinden. Dit beeld wordt ook bevestigd door de actuele gasstromen. Ook laat de Winter Outlook 2023 van NGT zien dat er geen gasexporten vanuit Nederland naar het Verenigd Koninkrijk onder koude omstandigheden zullen plaatsvinden. Alleen in het geval van lage vulgraden van de Engelse gasopslagen daalt de productiecapaciteit in het Verenigd Koninkrijk tot een niveau waarbij importen vanuit Nederland (kortstondig) noodzakelijk zijn. De verschillen in planningsuitgangspunten zoals weergegeven in Tabel 7 zijn niet significant en hebben geen invloed op de uitkomst.

[TWh]	Inschatting GTS	Inschatting DNV	Vershil (GTS – DNV)
-------	-----------------	-----------------	---------------------

	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
H-gas export VK	0	0	0,4	0,4	0,4	0,4

Tabel 7 Validatie H-gas export Verenigd Koninkrijk

3.2 Inschatting gasaanbod

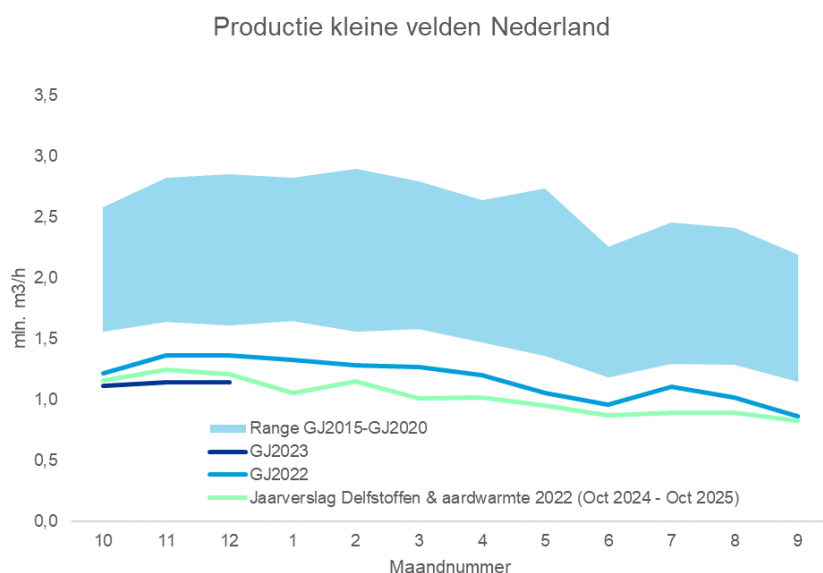
Deze paragraaf behandelt de aannames A1 tot en met A7 in het advies van GTS die betrekking hebben op de inschatting van de gasvraag. De door GTS aangegeven volumes (GTS advies figuur 16) worden vergeleken met de inschatting van DNV.

3.2.1 Inschatting productie kleine velden

GTS gaat voor de inschatting van het aanbod uit Nederlandse kleine velden uit van de opgave die het van de gasproducenten krijgt. Daarbij wordt deze opgave gecorrigeerd op basis van historische verschillen tussen de opgave en de gerealiseerde productievolumes. Nu de productie uit het Groningenveld is stopgezet, komt alle resterende Nederlandse gasproductie uit de kleine velden. De productie uit deze velden laat een structureel dalende trend zien. In 2023 was deze ~9,8 mrd. m³ (Geq; Groningen equivalenten) ten opzichte van ~12 mrd in 2022.

Het jaarverslag Delfstoffen en aardwarmte in Nederland 2022 geeft een inschatting van de toekomstige productie van aardgas uit de Nederlandse kleine velden (TNO – Adviesgroep Economische Zaken, 2023). 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 10 kan worden gezien dat de verwachte productiecapaciteit voor het gasjaar 2024/2025 net boven de actuele productiecapaciteit in de laatste drie maanden van 2023 ligt.

Daarnaast wordt er in Nederland ook nog een hoeveelheid gas uit met name Deense velden, maar ook een paar Engelse velden geëxporteerd naar Den Helder. Sinds 2019 is het Tyra veld in Denemarken gesloten, maar na een herontwikkeling wordt dit veld momenteel weer opgestart. De jaarlijkse productie is 2,8 mrd m³ waarvan wordt verwacht dat een deel naar Den Helder zal worden getransporteerd via de Nogat pijpleiding (TotalEnergies, 2023). Het overige gas zal naar het aanlandingspunt Nybro in Denemarken worden getransporteerd. Hoe deze verdeling in de praktijk precies zal uitpakken is onduidelijk en zal deels afhankelijk zijn van de prijsverschillen tussen de groothandelsmarkt in Nederland en Denemarken.



Figuur 10 Productie kleine velden

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS niet valideren. De inschatting van het verwachte jaarvolume door GTS lijkt de mogelijke leveringen uit het Tyra-veld buiten beschouwing te laten waardoor de volume-inschatting ~12TWh te laag is. Aangezien het geproduceerde gas zowel naar Denemarken als naar Nederland afgevoerd kan worden,

zal er enige onzekerheid bestaan over het deel dat naar Den Helder zal worden getransporteerd. DNV heeft aangenomen dat de helft naar Den Helder zal worden getransporteerd in zowel een normaal jaar als een koud jaar. De verschillen in planningsuitgangspunten worden weergegeven in Tabel 8.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Kleine velden	89	89	103	103	-14	-14

Tabel 8 Validatie kleine Velden

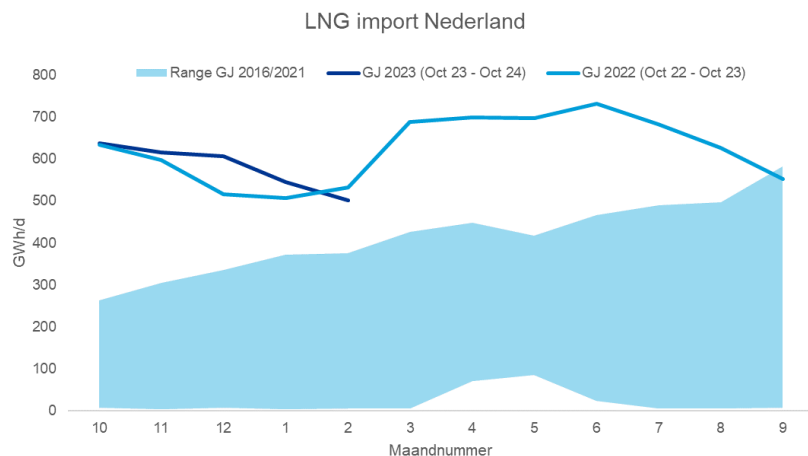
3.2.2 Inschatting LNG-import

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 EET bijgekomen. Deze faciliteit is in 2023 technisch verder ontwikkeld en de oorspronkelijke uitzendcapaciteit (250 GWh/d) is per december 2023 verhoogd naar 342 GWh/d overeenkomstig met 14.25 GW (GIE, 2024). GTS gaat uit van een maximale inzet over het jaar van zowel de GATE LNG terminal als de EET van gezamenlijk 230 TWh (630 GWh/d).

Er is wereldwijd meer importcapaciteit voor LNG (993 Mton \ ~12413 TWh in 2021 en 1068 Mton \ ~13350 TWh in 2022) dan productiecapaciteit (462 Mton \ ~5775 TWh in 2021 en 476 Mton \ ~5950 TWh in 2022) (GIIGNL, 2023). Dit betekent dat een producent van LNG fysiek met zijn LNG schip de keuzevrijheid heeft waar zijn LNG naartoe wordt getransporteerd. Dit in tegenstelling tot pijpleidingen waarbij de producent fysiek aan een bepaald gassysteem is gekoppeld. De mate waarin een LNG importterminal in een regio 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. GTS gaat in haar advies uit van een maximale benuttingsgraad van 91% (8000 uur per jaar).

Sinds 2019 is de import van LNG in Nederland fors gestegen waarbij 2023 met 227 TWh (ongeveer 20 mrd. m³) een absoluut recordjaar is geweest (GIE G. i., 2023). Deze waarde komt goed overeen met de 230 TWh die GTS in de 2023 in haar analyse reeds aannam. In Figuur 11 is zichtbaar dat vanaf maart 2022 tot september de LNG import op een constant hoog niveau is gebleven om de gasbergingen weer aan te vullen en in de loop van de winter 2023 de LNG importen gestaag zijn gedaald door de warme winter. Dit gasjaar zit de import van LNG gemiddeld op 618 GWh/d. De maximale gezamenlijke technische capaciteit van EET en GATE was tot 1 december 2023 760 GWh/d en daarna door de EET uitbreiding 860 GWh/d. De benutting van beide LNG import terminals gedurende het gasjaar 2023 was 81%, waarvan 88% voor GATE en 66% voor EET.

Daarnaast neemt GTS in de optimistische case ook aan dat er een additionele LNG importterminal met vergelijkbare specificaties als EET vanaf oktober 2027 wordt gerealiseerd. Gezien de actuele uitzonderlijk lage aardgas prijzen in de USA (~5-7 Euro/MWh), de problemen met het Panamakanaal die export vanuit Golf van Mexico naar Azië belemmeren (NY Times, 2024) en vertragingen in de Duitse LNG import terminals (NDR, 2023) is het niet onredelijk om aan te nemen dat interesse voor additionele import van LNG via de Nederland / België route de komende jaren hoog zal blijven



Figuur 11 LNG importen in Nederland

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS inzake de LNG import deels valideren. Ten aanzien van GATE ziet DNV dezelfde importvolumes. Echter voor de EET ziet DNV na de aanpassing van de warmtevoorziening een fors hogere importmogelijkheid dan GTS. De planningsuitgangspunten worden in Tabel 9 vergeleken.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Import LNG GATE	166	166	166	166	0	0
Import LNG EET	78	78	73 (max 110)	110	5	-32

Tabel 9 Validatie LNG-importen

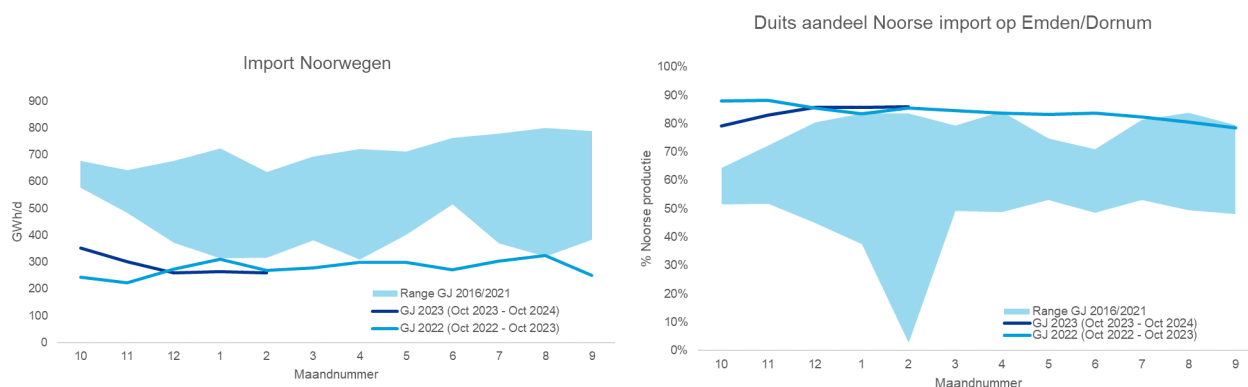
3.2.3 Inschatting import Noors gas

GTS gaat in haar advies voor gasjaar 2024/2025 uit van de import van Noors in Nederland via het entrypunt Emden. Aangenomen wordt dat er gedurende het hele jaar ongeveer 20% van de totale hoeveelheid gas die op Emden/Dornum binnenkomt, naar Nederland wordt geëxporteerd.

Noors pijpleidinggas wordt momenteel naar het Verenigd Koninkrijk, België, Frankrijk, Duitsland, Polen en Nederland geëxporteerd. De totale Noorse gasproductie is redelijk stabiel over de laatste jaren en de verwachting is dat deze niet meer zal groeien (The Norwegian Offshore Directorate, 2024). De transportcapaciteit vanuit Noorwegen kent een zekere mate van overcapaciteit waardoor Noorse producenten binnen deze limieten een 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. De totale afvoercapaciteit op deze entrypunten 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 op Dornum/Emden in Nederland of in Duitsland wordt verkocht. De prijsverschillen tussen beide landen is de belangrijkste drijfveer voor deze keuze. In het afgelopen jaar is circa 8% van de Noorse export naar Nederland gekomen. De verwachting is dat dit geldt zolang Duitsland geen aanvullende LNG importvolumes kan aantrekken.

Op dit moment gaat er van de Noorse gasproductie die naar Emden/Dornum wordt getransporteerd een fors kleiner deel dan het langjarige gemiddelde naar Nederland en een navenant groter deel 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 12 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 op de import terminal in Emden en Dornum (Figuur 13).



Figuur 12 Nederlandse importen van Noors gas

Figuur 13 Aandeel Duitse importen op de totale Noorse gastroom op Emden

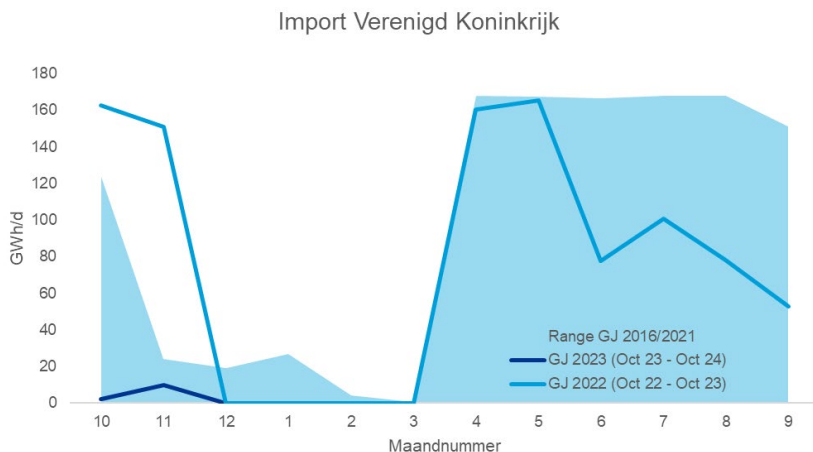
Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS valideren dat ongeveer 20% van het geïmporteerde Noorse gas over Emden naar Nederland komt waarbij DNV, net als GTS, de aantekening maakt dat dit aandeel weer kan stijgen als additionele importen Duitsland of het oosten van Europa bereiken. Nieuwe LNG terminals (FSRU's) in Duitsland kunnen additionele importvolumes van meer dan 18 bcm realiseren. Mochten deze plannen tijdig gerealiseerd worden dan kan dit significante gevolgen hebben voor de import van Noors gas en/of voor export van H-gas vanuit Nederland naar Duitsland. De planningsuitgangspunten worden in Tabel 10 vergeleken.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Import Noorwegen	117	117	107	107	10	10

Tabel 10 Validatie import Noorwegen

3.2.4 Inschatting import Verenigd Koninkrijk

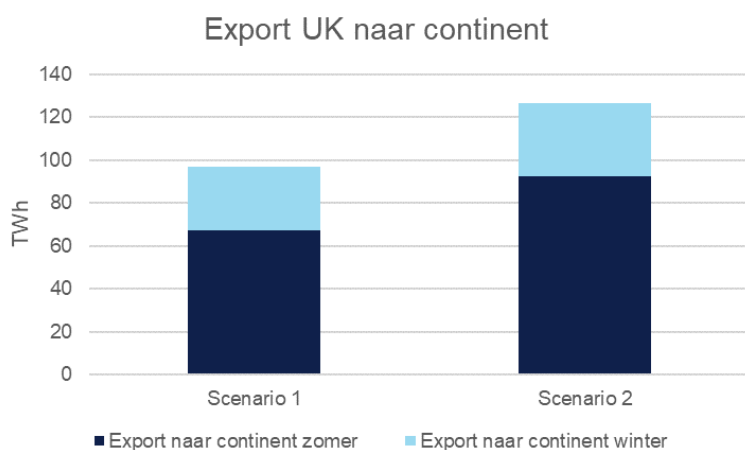
GTS gaat in haar advies voor gasjaar 2024/2025 uit van een import van aardgas uit het Verenigd Koninkrijk gedurende de zomermaanden. Aangenomen wordt dat er dan een overschot aan LNG importcapaciteit is in het Verenigd Koninkrijk die zich dan onder andere via de Balgzand-Bacton-Leiding (BBL) naar Nederland 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 14 Import vanuit het Verenigd Koninkrijk

De BBL pijpleiding is oorspronkelijk gebouwd om aardgas van Nederland naar het Verenigd Koninkrijk te transporteren. Sinds 2019 is de BBL-pijpleiding 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 over de wintermaanden plaatsvindt, komt in 2022 nagenoeg tot stilstand. Gelijktijdig is de import van aardgas 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. m³ uit het Verenigd Koninkrijk geïmporteerd.

In de Gas Winter Outlook September 2023 laat National Gas Transmission (NGT) in verschillende scenario's zien dat zowel in een normale als in een koude winter een netto export van gas vanuit het Verenigd Koninkrijk richting het Europese continent plaatsvindt (National Gas Transmission, 2023). Alleen op piekdagen en bij lege gasbergingen in het Verenigd Koninkrijk wordt een import van gas vanuit het Europese continent verwacht.



Figuur 15 Verwachte exporten VK naar continent

Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS deels valideren. De Winter Outlook van NGT laat in alle scenario's exportstromen zien die nauwelijks temperatuur afhankelijk zijn. Dit laat zien dat het Verenigd Koninkrijk in staat is aanvullend LNG te importeren en deze overschotten richting het continent te transporteren. Dit is in lijn met de importen die door GTS worden voorzien. Echter uit de analyse van DNV blijkt dat er voor de sluiting van de Nederlandse vraagbalans geen aanvullende importen noodzakelijk zijn. Indien deze toch plaatsvinden, zullen deze leiden tot dan wel verminderde LNG importen in Nederland of verhoogde exportstromen richting Duitsland. Zeker gezien de verwachte toename van LNG importcapaciteit in Duitsland verwacht DNV dat er voor het gasjaar 2024/2025 geen importen vanuit

de Verenigd Koninkrijk noodzakelijk zijn. Indien dit wel het geval is, heeft het Verenigd Koninkrijk voldoende LNG importcapaciteit om deze additionele volumes aan te trekken en via de BBL aan het GTS-net te leveren. De planningsuitgangspunten worden in Tabel 11 vergeleken waarbij het aangegeven maximum de inschatting van DNV is van de maximale importstroom vanuit het Verenigd Koninkrijk naar Nederland (als de LNG terminals maximaal benut worden).

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Import VK	40	40	0 (max 48)	63	40	-23

Tabel 11 Validatie import Verenigd Koninkrijk

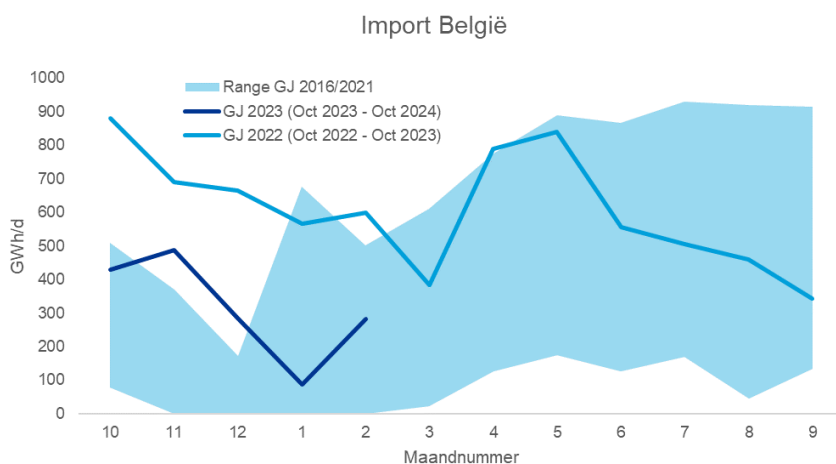
DNV doet de volgende aanbeveling:

- Analyseer in hoeverre de door NGT gesignaleerde exportcapaciteiten in de wintermaanden meegenomen kunnen worden als maanden waarbij import vanuit het Verenigd Koninkrijk mag worden verwacht.

3.2.5 Inschatting import België

GTS neemt aan dat in de zomermaanden veel gas vanuit België wordt geïmporteerd. Ook in de flankmaanden worden importen verwacht vanuit België. Deze importen worden gedreven door de aardgasvraag in Duitsland en de achterliggende bergingen.

Het aardgas uit België komt met name via import/export station Zelzate het GTS netwerk binnen. De import van gas uit België is vanaf gasjaar 2021 geleidelijk toegenomen naar recordhoogte. Zoals in Figuur 16 kan worden waargenomen lijken de importen vanuit België sinds juni 2023 af te nemen ten opzichte van dezelfde periode in gasjaar 2022.



Figuur 16 Import van aardgas uit België

De toename van de import van gas uit België valt samen met een toename van de LNG importen in Zeebrugge. Uit Figuur 8 blijkt dat de LNG importen op Zeebrugge zijn toegenomen voor zowel gasjaar 2022 als 2023, en aan de bovenkant van het vijfjarige gemiddelde liggen. Dit is in lijn met het beeld van de toegenomen LNG importen in Nederland en andere Europese landen.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. Voor Belgische importen geldt hetzelfde als voor Engelse importen. Namelijk dat deze voor de sluiting van de Nederlandse vraagbalans niet noodzakelijk zijn. België heeft echter voldoende LNG importcapaciteit om deze additionele volumes aan te trekken en via de Zelzate aan het GTS-net te leveren. Indien deze importen plaatsvinden, zullen deze leiden tot verminderde LNG importen in Nederland

of verhoogde exportstromen richting Duitsland. De planningsuitgangspunten worden in Tabel 12 vergeleken waarbij het aangegeven maximum de inschatting van DNV is van de maximale importstroom vanuit België naar Nederland (als de LNG terminals maximaal benut worden).

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Import België	127	127	0 (max 141)	92 (max 149)	127	35

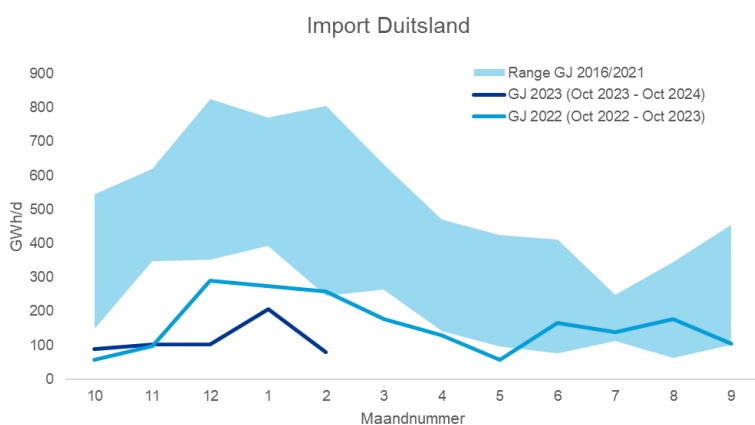
Tabel 12 Validatie import België

3.2.6 Inschatting import H-gas uit Duitsland

GTS neemt aan dat er een kleine H-gas importstroom via Oude Statenzijl naar Nederland blijft stromen. Aangezien er een grotere H-gas exportstroom naar Duitsland gaat, is er sprake van een netto export.

De import van gas uit Duitsland piekte in 2018 met 181 TWh. Figuur 17 laat echter zien dat deze importen sterk terug begonnen te lopen naar 122 TWh in 2021 en 59 TWh in 2022. Tegelijkertijd is er in Figuur 5 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 in Europa zijn omgedraaid van oost/west naar west/oost.

Gelet op de volume- en capaciteitsbalans van Nederland en Duitsland verwacht DNV niet dat de hoeveelheid importen vanuit Duitsland naar Nederland op korte termijn zal veranderen.



Figuur 17 Import van aardgas uit Duitsland

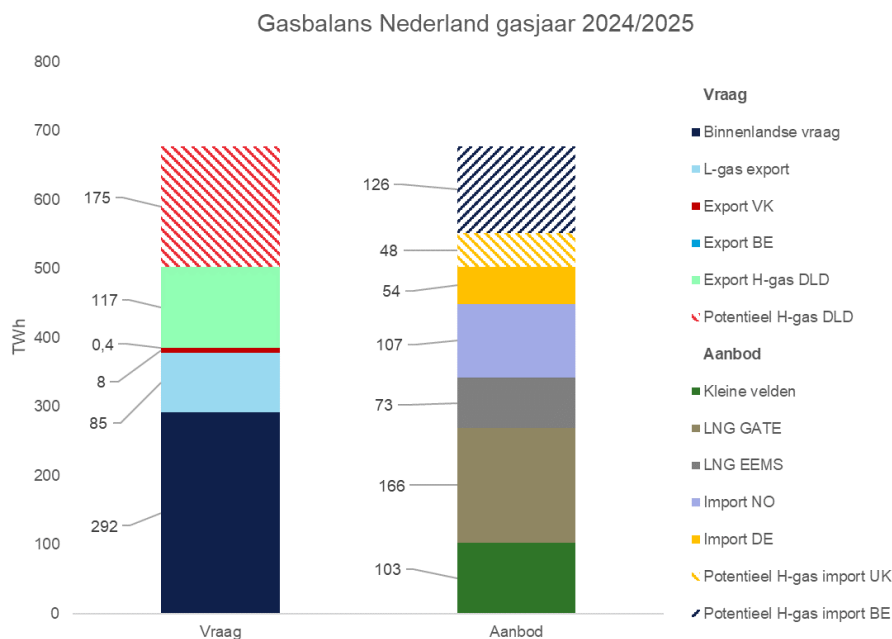
Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS valideren. DNV schat de importstromen op de verschillende Nederlandse grenspunten (exclusief gasbergingen) iets lager in. Echter deze verschillen zijn niet significant en leiden niet tot een andere uitkomst. De planningsuitgangspunten worden in Tabel 13 vergeleken.

[TWh]	Inschatting GTS		Inschatting DNV		Verschil (GTS – DNV)	
	Normaal	Koud	Normaal	Koud	Normaal	Koud
Import Duitsland	39	39	35	35	4	4

Tabel 13 Validatie importen Duitsland

3.2.7 Gasbalans Nederland

Op basis van de inschattingen van de vraag- en aanbodvolumes heeft DNV in Figuur 18 een gasbalans voor Nederland in een normaal temperatuurjaar opgesteld. Aan de vraagzijde wordt in het rood gestreepte vlak de maximale vraag naar H-gas vanuit Duitsland weergegeven die nog met additionele importen belevend kan worden (gestreepte vlakken aan de aanbodzijde). Deze additionele leveringen zijn mogelijk indien de LNG importcapaciteit in België en het Verenigd Koninkrijk maximaal worden benut. Hierbij constateert DNV dat de door GTS aangenomen importvolumes voor het Verenigd Koninkrijk en België (167 TWh) binnen het door DNV veronderstelde maximum liggen (175 TWh).



Figuur 18 Gasbalans Nederland onder normale temperatuurprofielen

3.3 Inschatting werkvolume en inzet gasopslagen

De inzet van gasopslagen en het bijbehorende werkvolume wordt door GTS ingeschat voor alle bergingen die aan het GTS netwerk zijn gekoppeld.

3.3.1.1 Werkvolume en inzet Nederlandse gasopslagen

GTS gaat in haar advies uit van de beschikbaarheid van werkvolumes in gasopslagen die zijn aangesloten op het netwerk van GTS. Het werkvolume en de inzet van gasbergingen is van belang om in de wintermaanden de extra gasvraag voor ruimteverwarming te kunnen leveren. Belangrijk is ook dat het in de winter onttrokken volume in de daaropvolgende zomer weer aangevuld kan worden tot een niveau van circa 100% bij het begin van de volgende winter.

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

	Kwaliteit (H-gas of L-gas)	Werkvolume volgens GTS (TWh)	Werkvolume volgens GIE AGSI (TWh)
Bergermeer	H	48,2	48,2
Norg	L	59,3	59,3
Grijpskerk	L	12 ⁴	23,9
Alkmaar	L	5	5
Zuidwending	L	3,6	3,6

Tabel 14 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 alleen een verschil zien voor Grijpskerk. Reden is dat 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. m³ voldoet aan de L-gas specificaties van het GTS netwerk.

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	2,6	1,9
UGS Enschede – EPE (NUON)	L	2,8	2,8
UGS Enschede – EPE (ENECO)	L	1,4	1,4

Tabel 15 Overzicht Duitse L-gasbergingen met een rechtstreekse aansluiting op het GTS netwerk

Alleen voor Epe-NL RWE West hanteert GTS een hoger werkvolume dan AGSI. 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

⁴ Het werkvolume dat hier genoemd wordt is het L-gas werkvolume, afwijkend van de data op <https://agsi.gie.eu/>, overeenkomstig met Stand van zaken conversie Grijpskerk, d.d. 23 november 2022, bijlage bij het document met het kenmerk PDGGODSGG / 22567440

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 beperkt en zullen niet tot significant andere uitkomsten leiden. Op basis hiervan kan DNV de aannames van GTS valideren.

3.3.1.2 Inzet Duitse H-gas bergingen met een aansluiting op het GTS netwerk

GTS geeft aan dat voor een zestal Duitse H-gas cavernes, die zowel op het Nederlandse als Duitse aardgasnetwerk zijn aangesloten, een deel van het werkvolume wordt meegenomen in de volumebalans. Daarnaast wordt het werkvolume van één caveerne meegenomen die alleen verbonden is met het Nederlandse aardgasnetwerk, maar wel op Duits grondgebied ligt.

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 eerdergenoemde Epe L-gas bergingen, maar ook de H-gas bergingen in Noord-Duitsland via het import/export station Oude Statenzijl. In Tabel 16 wordt een overzicht van deze bergingen gegeven.

	Kwaliteit (H-gas of L-gas)	Werkvolume volgens GTS (TWh)	Werkvolume volgens GIE AGSI (TWh)
Jemgum Astora	H	Niet vermeld	10,6
Jemgum EWE	H	Niet vermeld	3,4
Etzel EGL	H	Niet vermeld	18
Etzel EKB	H	Niet vermeld	10,8
Etzel ESE	H	Niet vermeld	18,2
Etzel Crystal	H	Niet vermeld	4,1
Nüttermoor EWE H1 ⁵	H	Niet vermeld	1,5
Nüttermoor EWE H2	H	Niet vermeld	1,8
Nüttermoor EWE H4 ⁶	H	Niet vermeld	1,1

Tabel 16 Overzicht Duitse H-gas cavernes met zowel een aansluiting op het NL- als het DE-gasnetwerk

Een belangrijke vraag voor de in Tabel 16 vermelde gasopslagen is met welk deel van het werkvolume (en productiecapaciteit) rekening gehouden mag worden tijdens normale en koude jaren. Op basis van de export aannames richting Duitsland, zoals besproken in paragraaf 3.1.3, neemt GTS de H-gas productiecapaciteit deels mee in haar berekeningen waarbij ervan uit wordt gegaan dat deze bergingen zowel de Duitse als de Nederlandse markt beleveren. Echter de allocatiesleutel en de onderbouwing daarvan worden niet vermeld in het advies.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS deels valideren. Naar aanleiding van de aanbeveling door DNV in de validatie over gasjaar 2023/2024 herkent DNV dat GTS nu ook de Duitse H-gas cavernes heeft meegenomen in haar prognose voor de Nederlandse vraag- en aanbodbalans. De door GTS genoemde cavernes komen overeen met

⁵ Exclusief op het GTS-netwerk aangesloten

⁶ Exclusief op het GTS-netwerk aangesloten



de door DNV geïdentificeerde cavernes. Echter het wordt niet duidelijk welke opdeling GTS heeft gemaakt ten aanzien van de allocatie aan Nederland of Duitsland. Ook de onderbouwing van deze opdeling wordt niet duidelijk.

DNV doet daarom de volgende aanbeveling:

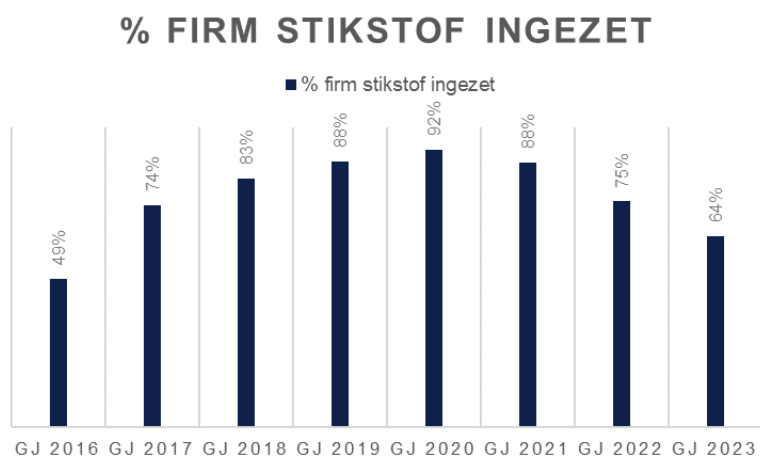
- Maak transparant hoeveel productiecapaciteit van Duitse H-gas cavernes beschikbaar zou kunnen zijn voor Nederlandse markt en de basis waarop deze inschatting is gemaakt.

3.4 Inschatting overige parameters

3.4.1.1 Inzet stikstofinstallaties

In haar advies geeft GTS aan dat er voor de planning van de beleving van de L-gas eindverbruikers zoals in voorgaande jaren uit wordt gegaan van een maximale jaargemiddelde stikstofinzet van 100%. Dit is in lijn met het advies van vorig jaar.

Zoals reeds aangegeven in de validatie van vorig gasjaar vindt DNV dit een goed planningsuitgangspunt. In Figuur 19 is te zien dat het percentage “firm” ingezette stikstof sinds een paar jaar een dalende trend laat zien. Hieruit maakt DNV op dat de beschikbaarheid van stikstof niet meer een beperkende factor in het L-gas systeem is en dat er voldoende capaciteit in de stikstofinstallaties beschikbaar is.



Figuur 19 Inzet van de firm stikstof

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS valideren dat de stikstofbeschikbaarheid geen impact heeft op de capaciteits- en volumebalans.

3.4.1.2 Planning ombouw L-gas grootverbruikers naar H-gas

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. Vorig jaar maakte GTS melding dat een meldingsformulier was ontvangen van 9 (industriële) grootverbruikers 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 dit jaar geen update van de laatste stand van zaken, terwijl er nog vier grootverbruikers omgebouwd moeten worden.

Hierbij moet worden aangetekend dat de grootverbruikers die nog niet zijn omgezet naar H-gas geen invloed meer hebben op de sluitingsdatum van het Groningenveld (het veld is al gesloten). Ook blijkt uit de analyse van DNV naar de capaciteitsbalans voor de L-gas markt dat de overgebleven L-gas gebruikers niet voor een tekort zorgen. Daarnaast is gebleken dat met de ingebruikname van Zuidbroek II ook voldoende conversiecapaciteit voor H-gas aanwezig is om op jaarbasis voldoende L-gas volumes voor de klanten te leveren. Daarmee heeft de gaskwaliteit (L- of H-gas) van deze grootverbruikers geen impact meer op de uitkomsten van het advies van GTS.

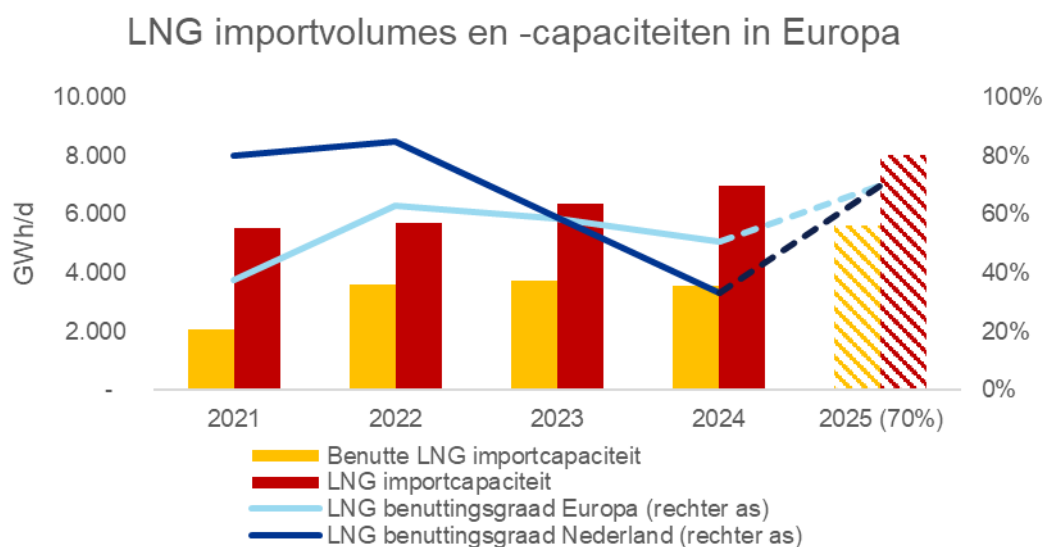
Op basis van bovenstaande kan DNV valideren dat de ombouw geen rol meer speelt in het advies van GTS met betrekking tot de leveringszekerheid.

3.5 Gevoeligheidsanalyse volumebalans

GTS heeft de impact van een aantal gevoeligheden op de uitkomst van de modelberekeningen voor de middellange termijn (na gasjaar 2024/25) onderzocht in een drietal scenario's.

Voor het gasjaar 2024/25 wordt zowel de beschikbaarheid als de benuttingsgraad van de Nederlandse LNG-terminals als belangrijkste gevoeligheid in de prognose van GTS gezien. GTS heeft een pessimistisch scenario opgesteld waarbij de beschikbaarheid en de benuttingsgraad van de productiecapaciteit van de LNG-importterminals beperkt is tot 70%. De impact hiervan op het realistische scenario is een groter tekort van volumes. Dit tekort wordt groter vanwege de gasopslagen die sneller leeg zijn in de winter en de moeite om deze weer op tijd gevuld te krijgen. Een exacte impact wordt niet gegeven.

DNV heeft de historische Europese LNG-importvolumes (exclusief het Verenigd Koninkrijk) afgezet ten opzichte van een 70% benuttingsgraad van de verwachte LNG-importcapaciteit in gasjaar 2024/2025. In Figuur 20 is te zien dat ook met een 70% benuttingsgraad de absolute gasvolumes substantieel boven de historische volumes liggen. Dit is het gevolg van een combinatie van de sterke stijging in LNG-importcapaciteit over de afgelopen twee jaren en de nog verwachte stijging voor komend gasjaar. Alhoewel de Nederlandse benutting van de LNG-importcapaciteit in het verleden hoger heeft gelegen dan het Europese gemiddelde (in 2024 niet meer) verwacht DNV dat Nederland niet onafhankelijk kan worden beschouwd van de rest van Europa gelet op de grote mate van interconnectie tussen de diverse Europese gasmarkten.



Figuur 20 Benuttingsgraad Europese LNG-terminals

Op basis van bovenstaande kan DNV de impact van het pessimistische scenario van GTS op het gasaanbod niet valideren. DNV verwacht dat met een LNG importterminal benuttingsgraad van 70% in Europa er nog steeds voldoende LNG geïmporteerd wordt om in de Nederlandse vraag te kunnen voorzien.

3.6 Inschatting capaciteitsvraag

GTS heeft aannames gedaan ten aanzien van de verwachte capaciteitsvraag. Deze aannames voor de capaciteitsvraag worden voor de verschillende segmenten samengevat in de linker staafdiagram van figuur 13 in het advies van GTS.

Hieronder volgt een validatie van deze aannames.

3.6.1 Inschatting binnenlandse en buitenlandse L-gas capaciteitsvraag

GTS gebruikt de Klimaat en Energieverkenning (KEV) uit 2022 en 2023 (PBL, 2023) 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 2024 van de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion als bron voor de exportvraag naar L-gas (Task Force Monitoring L-gas Market Conversion, 2024).

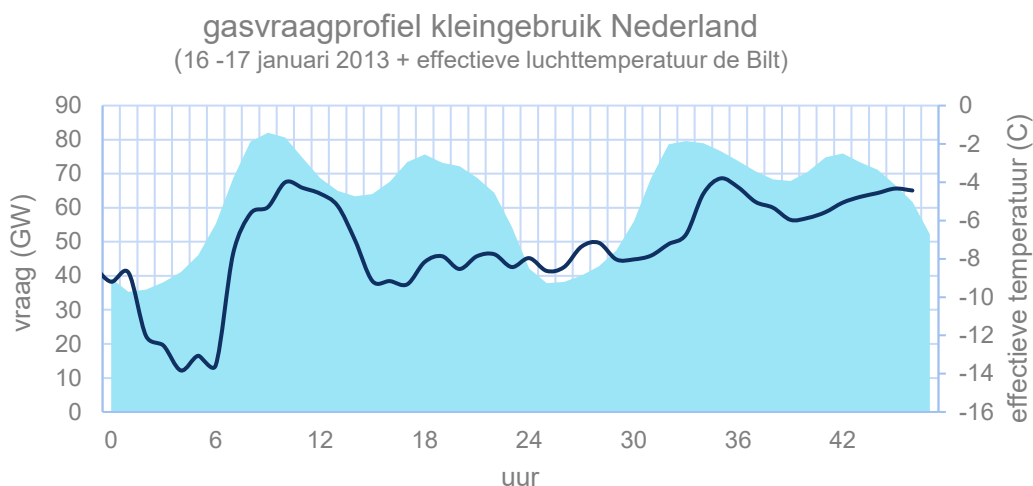
In totaal schat GTS de benodigde L-gas capaciteit op 126,5 GW, een reductie van 16% ten opzichte van de gehanteerde waarde in 2023 (150.1 GW). Een klein deel van het verschil ligt in een lagere effectieve daggemiddelde temperatuur (-14 °C in plaats van -15.5 °C). Als we uitgaan van een stookgrens van 18 °C dan resulteert deze herziening naar verwachting in een 5% vraagreductie. De resterende 11% reductie kan deels worden verklaard door de autonome reductie van de Nederlandse gasvraag en een versnelde ombouw van L-gas naar H-gas in België.

Voor de omrekening van algemene trends naar de piekvraagbehoefte bij -14 °C dienen een serie van aannames worden gemaakt ten aanzien van de onderliggende relaties tussen jaarvolume, dagcapaciteit en uurcapaciteit. DNV heeft in het verleden in opdracht van GTS deze complexe relaties nader onderzocht en de bevindingen zijn in vorige validatie studies reeds uitvoerig behandeld. Hieronder een korte samenvatting:

1. De gasbehoefte van de kleingebruikersmarkt wordt primair gedreven door de buitentemperatuur, maar wind speelt hierbij ook een grote factor. Een combinatie van "-10 °C en windkracht 6" kan ook resulteren in een -14 °C daggemiddelde. Men spreekt dan ook van "effectieve buitentemperatuur" die niet verward moet worden met de "gevoelstemperatuur" die mensen ervaren. De effectieve temperatuur die gebouwen ervaren betreft vooral de kierdichtheid van de constructie en de extra afkoeling die optreedt door tocht. Naast luchttemperatuur moet dus ook nog een additieve windcorrectie worden toegepast: $T_{\text{eff}} = T_{\text{lucht}} - V/1.5$ (V=daggemiddelde windsnelheid in m/s) (KNMI, 2021).
2. Een daggemiddelde temperatuur van "-14 °C" of "-15,5 °C" verwijst in principe niet alleen naar een gemiddelde effectieve temperatuur tussen de dag en nacht, maar ook nog naar de gemiddelde temperatuur over heel Nederland. In Twente zal de 1-op-20 winter aanmerkelijk kouder uitvallen dan in Rotterdam, maar in Rotterdam wonen veel meer mensen dan in Twente. GTS heeft in het verleden aangegeven voor dit effect te corrigeren door de capaciteitsanalyse voor het gastransport te baseren op individuele gasvragen van alle lokale gasontvangststations in combinatie met temperatuurdata van nabij gelegen weerstations. GTS geeft aan dat in deze analyse de effectieve temperatuur van de Bilt is gehanteerd.
3. Piekcaciteit gemeten op dagbasis wordt primair gedreven door de waarde van de "graaddag". Dit is het verschil tussen de daggemiddelde buitentemperatuur en een referentie binnentemperatuur ("de stookgrens") van +14 °C. Echter de uiteindelijke hoogte van de ochtendpiek, gemeten in de uurgemiddelde vraag in GW, wordt gedreven door opwarming van afgekoeld binnencasco's in de ochtend (woningen en kantoren) en avond (alleen de woningen). De ochtendpiek wordt daarbij vooral bepaald door de gelijktijdigheid van de markt. In het theoretische geval van 100% gelijktijdigheid, indien alle klokthermostaten 's morgens om 7:00 uur 's morgens inschakelen, beginnen alle gasketels tegelijkertijd met de opwarming van de woning. Een korstondige piek van ~7 miljoen woningen op aardgas x 24 kW vermogen= 168 GW zou het gevolg zijn (!). De ervaring leert echter dat de echte gelijktijdigheid dus veel lager ligt. Dit komt met name door speiding in thermostaatinstellingen en limitaties van

radiatoren in hun warmteafgiftevermogen (Turkstra, 2006). De uiteindelijke gelijktijdigheid die netbeheerders zouden kunnen ervaren ligt proefondervindelijk op ongeveer ~8-10 kW per woning. Dit resulteert in ~60 GW piekvraag voor de totale Nederlandse woningmarkt. Voor de totale Nederlandse G-gas markt komen hier dus nog de kantoren en kleine industrieën bovenop.

- In Figuur 21 staat een illustratie van het typische gasvraagprofiel van de Nederlandse kleingebruikersmarkt voor twee koude winterdagen (woensdag 16 en donderdag 17 januari 2013). De effectieve dagtemperaturen waren respectievelijk -8,5 °C en -6,3 °C (de Bilt). De Nederlandse markt vertoont een karakteristiek “kamelenrugprofiel” met een ochtend- en avondpiek, waarbij de ochtendpiek normaalgesproken de hoogste is en tussen 8:00-9:00 valt. In dit voorbeeld is de ochtendpiek ~ 30% hoger dan de daggemiddelde vraag en de verhouding “dagvraag / (piek*24)” c.q. de “bedrijfstijd” waren respectievelijk 18,1 en 19,0 uur. Figuur 21 illustreert tevens dat de gebouwde niet zozeer reageert op de actuele effectieve temperatuur van de buitenlucht, maar meer op de geaccumuleerde koude in de buitenschil over een periode van meerdere dagen.

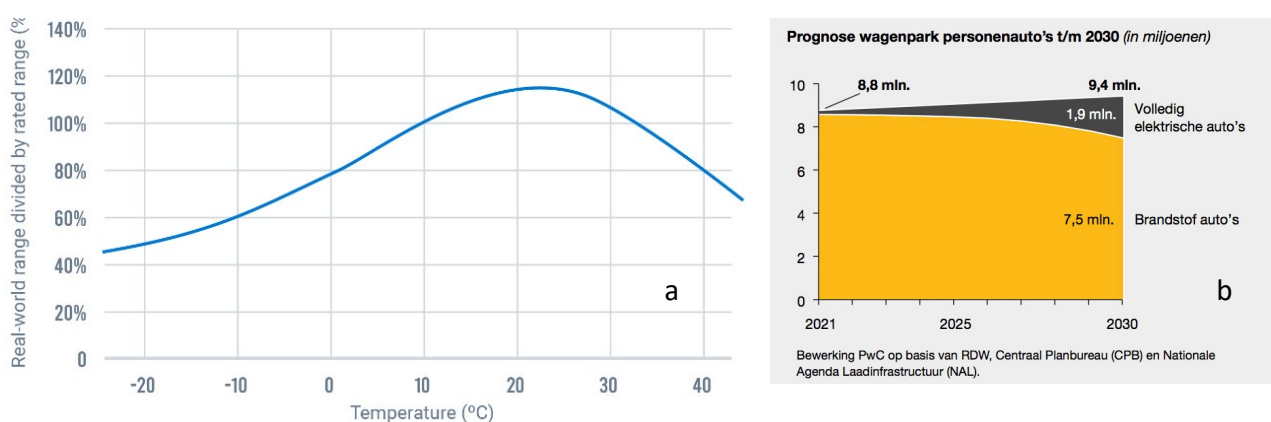


Figuur 21 karakteristiek gasvraagprofiel kleingebruikersmarkt tijdens koude wintercondities

- Het is vooral de gelijktijdige toepassing van hoge en lage temperatuursetpoints gedurende de dag (de “nachtverlaging”) die resulteert in ochtend- en avondpieken. Het variëren van temperatuursetpunten is met name gangbaar voor gasketels. Echter bij toepassing van warmtepompen is het gangbaar het gebouw niet meer af te laten koelen. De warmtepomp in een all-electric woning of kantoor zal dus in principe continue draaien en geen piek meer vertonen. De hybride warmtepompen zullen naar verwachting bij een 1-op-20 winterdag allen volledig overgeschakeld zijn op de gasbijstook en zich weer gaan gedragen als een gasketel.
- Normaal gesproken wordt uitgegaan van een lineaire relatie tussen effectieve buitentemperatuur en dagelijkse energievraag. De aanname hierbij is dat er sprake is van één verwarmingstoestel met een relatief constant rendement. Dit is echter niet het geval bij toepassing van een hybride warmtepomp. Bij temperaturen tot rond het vriespunt zal de warmte opgewekt worden met de warmtepomp (i.e. gasverbruik nul of minimaal t.b.v. tapwateropwekking) en pas bij koudere temperaturen zal het toestel volledig overschakelen op aardgas.
- Aangezien in Nederland een ontwerptemperatuur van -10 °C voor de dimensionering van verwarmingstoestellen in woningen wordt gehanteerd, zal een volledig elektrische warmtepomp bij 1-op-20 winterdagen de woning niet meer op temperatuur kunnen houden. Vooral lucht- water warmtepompen die warmte 's nachts uit de buitenlucht van -20 °C moeten onttrekken en deze vervolgens af moeten geven via radiatoren en convectoren, zullen overbelast raken. De warmteopwekking zal met een dusdanig laag rendement plaats vinden dat het toestel op

maximaal elektrisch vermogen zal draaien maar de woning zal blijven steken op onaangenaam lage binnentemperaturen. Indien de getroffen bewoners naast truien aantrekken ook massaal straalkachels in gaan zetten is de verwachting dat het wijknetwerk overbelast zal worden en er een stroomstoring op zal treden.

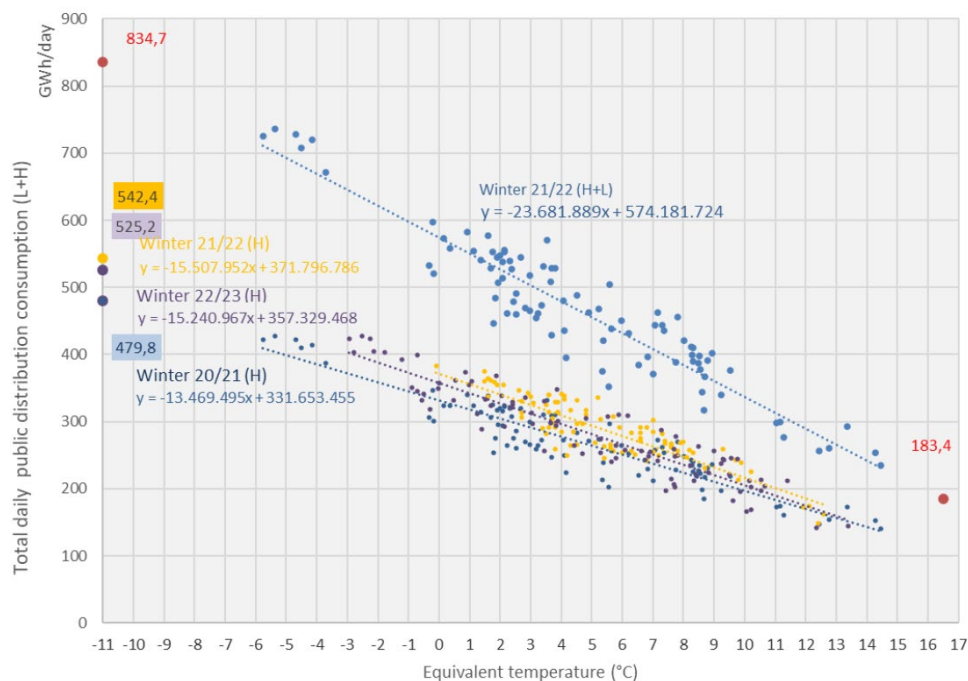
8. Naast ruimteverwarming zal in de toekomst de elektrificatie van de mobiliteit een extra temperatuursafhankelijkheid van de electriciteitsvraag gaan introduceren. Lithium-ion batterijen werken veel minder goed bij koude temperaturen en bij zeer koude wintercondities is bijna dubbel zoveel elektriciteit nodig om dezelfde kilometers af te leggen (Figuur 22 Temperatuursgevoeligheid elektrische mobiliteit (Geotab, 2023) en aandeel elektrische mobiliteit richting 2030 (PWC, 2021). Deze additionele elektriciteitsbehoefte zal op koude winterdagen resulteren in extra inzet van H-gas in gascentrales. Voor de komende jaren is deze trend nog van minder belang maar op langere termijn is dit wel degelijk een ontwikkeling om rekening mee te gaan houden.



Figuur 22 Temperatuursgevoeligheid elektrische mobiliteit (Geotab, 2023) en aandeel elektrische mobiliteit richting 2030 (PWC, 2021)

Een complicerende factor is dat het door een langdurige serie van warme winters steeds uitdagender wordt de hoogte en trend van de 1-op-20 piekvraag, via distributienet of indirect via gascentrales, zorgvuldig te monitoren. Een combinatie van de huidige krapte in gasleveringen, de congestie in het hoogspanningsnetwerk en een energiesysteem dat steeds gevoeliger wordt voor onverwacht hoge vraagpieken is reden voor extra zorg. Indien de markt in de toekomst toch getroffen wordt door een extreem koude periode, is het niet ondenkbaar dat de warmtepompen en elektrische auto's van kleingebruikers onverwacht grillig gedrag gaan vertonen en deze vervolgens direct tot leveringsproblemen zullen leiden. Dit is met name zorgwekkend omdat onderbrekingen van de energieleveringen bij extreem koude temperaturen in levensbedreigende situaties kunnen resulteren (TexasTribune, 2022).

Voor de korte termijn is het echter van belang om op basis van historisch gedrag van een nog grotendeels conventionele kleinverbruikersmarkt de hoogte van de gaspiek accuraat in te schatten. GTS heeft alleen kwalitatief aangegeven hoe ze tot het resultaat van 126.5 GW voor de totale G- en L-gas markt is gekomen. Alhoewel de relaties tussen jaarvolumes, dagcapaciteit en urcapaciteit dus in de toekomst steeds meer niet-lineair gedrag zouden kunnen vertonen, mag voorlopig nog worden uitgegaan van lineaire relaties tussen dagcapaciteit en effectieve buitentemperatuur. De robuustheid van de lineaire relatie wordt geïllustreerd in Figuur 23 met data voor de Belgische L- en H-gas kleinverbruikersmarkt (Economy, 2024). Hier is te zien dat de historische gebruiksdata in hoge mate geconcentreerd is in de -1 °C tot 14 °C regio (normale winter condities) met incidentele data rond -6 °C daggemiddeld (koude winter condities). Voor de bepaling van de marktvrage in het geval een 1-op-20 extreme wintercondities (-11 °C is exclusief windcorrectie in deze grafiek) wordt een lineaire extrapolatie toegepast.



Figuur 23 bepaling 1-op-20 gasvraag voor de Belgische L- en H-gas kleingebruikersmarkt.

Op basis van bovenstaande kan DNV de door GTS gebruikte methodes voor de bepaling van de piekcapaciteit grotendeels valideren. Echter voor de langere termijn, met grootschalige adaptie van (hybride) warmtepompen, zal meer onderzoek moeten worden gedaan naar de relaties tussen volume, capaciteit en effectieve buitentemperatuur van zowel G-gas voor de kleinverbruikersmarkt als H-gas voor de centrales. Ook is er meer transparantie nodig in de monitoring van deze markttrends, zoals bijvoorbeeld beschikbaar gesteld in België, voor de externe stakeholders.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Binnenlandse en buitenlandse L-gas vraag	126,5 GW	126,5 GW	0

Tabel 17 Validatie L-gas capaciteitsvraag en export

3.6.1.1 1-op-20 wintercondities

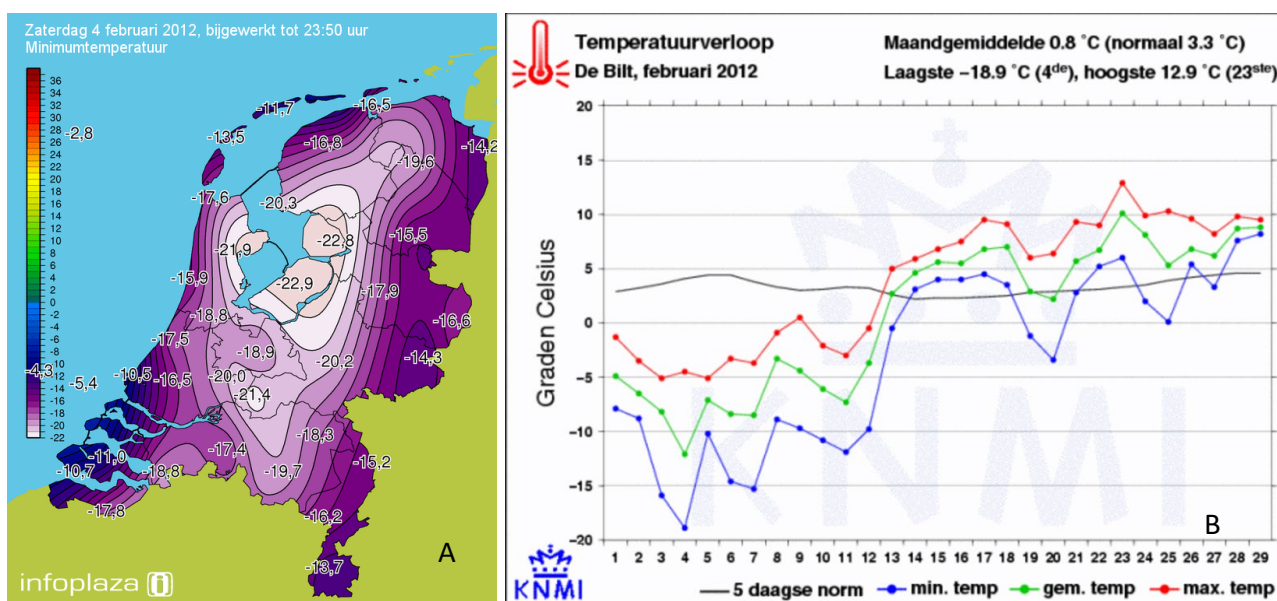
Een van de veranderingen in de planningsuitgangspunten is de herziening van de daggemiddelde effectieve temperatuur als gevolg van de opwarming van het klimaat. GTS heeft KNMI gevraagd de 1-op-20 winter situatie te herijken. Op basis van deze analyse is de daggemiddelde effectieve temperatuur, dus met windcorrectie, herzien van -15,5 °C naar -14 °C.

datum	Daggemiddeld (°C de Bilt)	Minimum (°C de Bilt)	duur tot. (dagen)	streng (dagen)	Van (datum)	Tot (datum)
14-1-1987	-13,2	-15,2	11	5	10-1-1987	20-1-1987
2-1-1997	-12,6	-16	12	6	31-12-1996	11-1-1997
4-2-2012	-12,1	-18,9	10	5	30-1-2012	8-2-2012
8-1-1985	-9,7	-18,3	8	6	4-1-1985	11-1-1985

16-1-1985	-9,5	-13,4	8	5	13-1-1985	20-1-1985
10-1-1982	-9,1	-13,6	6	4	6-1-1982	11-1-1982
21-2-1986	-8,4	-14,6	6	3	18-2-1986	23-2-1986
9-2-1991	-7,3	-12,5	6	4	6-2-1991	11-2-1991
5-3-1971	-6,2	-13,9	5	3	2-3-1971	6-3-1971
4-2-1963	-5,8	-11,2	8	3	30-1-1963	6-2-1963

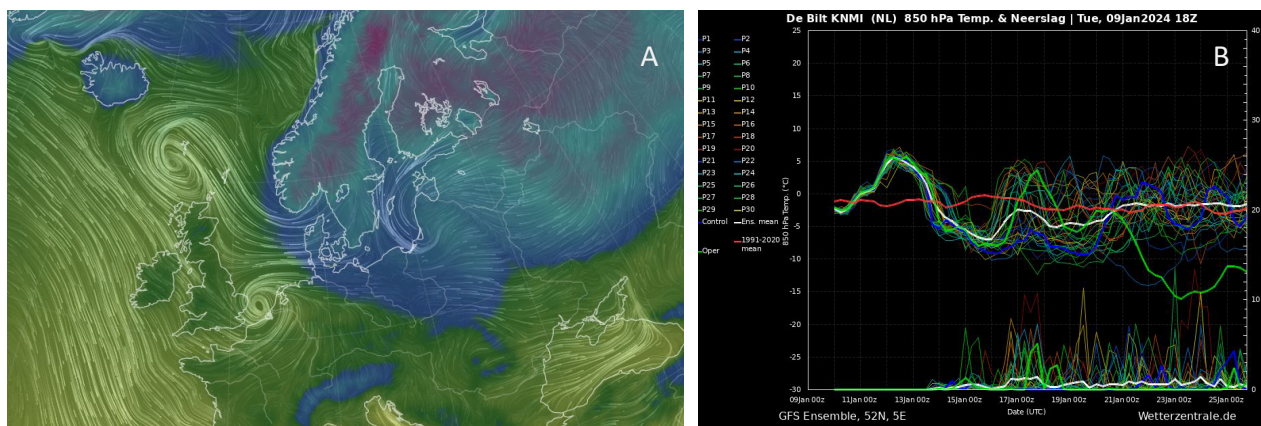
Tabel 18 Koudegolven in de Bilt (KNMI, koudegolven, 2024)

Deze bevinding is in lijn met een vergelijkbare analyse uitgevoerd in België. Op basis van de laatste 100 jaar historie is de 1-op-20 winter voor België $-11,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ en op basis van de laatste zestig jaar is deze $-10,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ (zonder windcorrectie). In Tabel 18 staan de koudste dagen van de afgelopen zestig jaar en de 1-op-20 situatie wordt vertegenwoordigd door de op 3 na koudste dag in deze lijst. Dit betreft 4 februari 2012 waarbij 's nachts in de Bilt de temperatuur gedaald is tot $-18,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ waarbij de uiteindelijke daggemiddelde temperatuur in de Bilt op $-12,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ uitkwam. In Figuur 24 staat de temperatuurverdeling van deze dag over Nederland en de temperatuurtrend in de Bilt voor Februari 2012. Aan de luchttemperaturen moet nog een extra windcorrectie worden toegevoegd (en eigenlijk ook nog een correctie van temperatuur en windverdeling over heel Nederland in combinatie met de locatie van de vraagcentra) om uiteindelijk op een daggemiddelde effectieve temperatuur van $-14\text{ }^{\circ}\text{C}$ uit te komen. Uit Tabel 18 kan ook worden afgeleid dat een winterperiode typisch 6-10 dagen duurt waarvan 4-5 dagen zeer koud uit kunnen vallen.



Figuur 24 minimum luchttemperatuur over Nederland op 4 februari 2012 en de temperatuurtrend in de Bilt (weerplaza, 2012)

Alhoewel de recente winters in Nederland opvallend warm zijn geweest, moet de impact en kans van een winterinval niet worden onderschat. Ook in 2024 is er een kans geweest op extreme wintercondities waarbij in Scandinavië record lage temperaturen werden gemeten (aa.com, 2024). Uit Figuur 25 blijkt dat de weersmodellen in deze periode ook voor Nederland een (kleine) kans op extreem winterweer voorspelden.



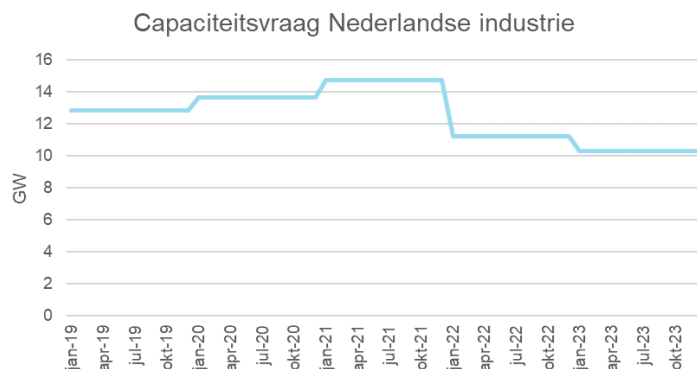
Figuur 25 Temperatuurkaart Europa 5 januari 2024 en weersverwachting (earth.nullschool, 2024) , (Wetterzentrale, 2024).

Op basis van de methode die in België wordt gebruikt voor de bepaling van de 1-op-20 temperatuur kan DNV de door GTS en KNMI verwachte afzwakking van de condities van $-15,5\text{ °C}$ naar -14 °C daggemiddelde effectieve temperatuur valideren. Wel adviseert DNV het volgende:

- Overweeg met het oog op het veranderende klimaat om naast historische weersdata ook meer gebruik te maken van de voorspellingen die geavanceerde weersmodellen genereren (de alternatieve runs).
- Overweeg meer transparantie te geven in de onderliggende data en overwegingen van de capaciteitsplanning. Bijvoorbeeld zoals is gedaan in het Preventive Action Plan in België. De verduurzaming en elektrificatie van de energiemarkt vereist tevens dat nieuwe marktpartijen rekening moeten gaan houden met de 1-op-20 winter situaties. Denk hierbij niet alleen aan TenneT en de regionale netbeheerders maar ook de vele lokale warmte initiatieven. Al deze partijen zullen kennis versneld op moeten bouwen door te leren van de partijen met decennia aan data en ervaring, zoals GTS en GasTerra.

3.6.2 Inschatting H-gas capaciteitsvraag industrie

GTS gaat uit van een H-gas capaciteitsvraag voor de Nederlandse industrie van 9,7 GW. Dit capaciteitsvraag heeft alleen betrekking op de industrieën die rechtstreeks op het GTS-netwerk zijn aangesloten. De industrieën die L-gas verbruiken zijn door GTS meegenomen in de binnenlandse L-gas capaciteitsvraag. In Figuur 26 is te zien dat op basis van de maandelijkse verbruikscijfers voor de Nederlandse industrie in 2023 de capaciteitsvraag inderdaad op een niveau zit van $\sim 10\text{ GW}$ (CBS, 2023).



Figuur 26 Capaciteitsvraag industrie

DNV ziet dat de capaciteitsvraag van 2021 op 2022 fors is gedaald. Deze daling wordt veroorzaakt door een daling in het gasverbruik in de chemische sector. Hieronder valt onder meer de productie van ammoniak en kunstmest. Alhoewel de

gasprijzen behoorlijk zijn gedaald sinds deze periode zijn deze nog steeds relatief hoog in vergelijking met 2021. Ook ten opzichte van de gasprijzen in de Verenigde Staten zijn de prijzen in Europa nog erg hoog. Vandaar dat DNV niet verwacht dat de industriële gasvraag in Nederland zich op korte termijn zal herstellen. In Tabel 19 wordt een overzicht gegeven van de capaciteitsvraag voor de industrie.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Verschil (GTS – DNV)
Capaciteitsvraag industrie	9,7	9,7	0

Tabel 19 Validatie capaciteitsvraag industrie

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS valideren.

3.6.3 Inschatting capaciteitsvraag gascentrales

GTS heeft in haar capaciteitsbalans een post opgenomen van 18,1 GW voor gasgestookte elektriciteitscentrales. Dit is de gasafzet voor centrales die (met een geschat rendement van 50%) daarmee een elektrisch vermogen kunnen leveren van 9 GWe.

Aangezien stroom essentieel is voor de werking van gasketels en warmtepompen is de inschatting van de piekvraag essentieel om de ochtendpiek van de kleinverbruikersmarkt onder extreme wintercondities te kunnen beleveren. Immers in het geval er een storing optreedt in het elektriciteitsnet dan zal een Cv-ketel of warmtepomp 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:

- Een toename van de piek in de elektriciteitsvraag. Deze toename wordt met name gedreven door een toename van het aantal warmtepompen in de gebouwde omgeving en de industrie met veelal buitenlucht als warmtebron. Het rendement van deze systemen zal sterk dalen bij de extreme wintercondities waardoor de capaciteitsvraag op het stroomnet toeneemt. Daarnaast een toenemende capaciteitsvraag vanwege de elektrificatie van het wegtransport.
- Een toename van het aandeel aanbodgedreven productie-installaties zoals zonnepanelen en windmolens. Vanwege deze toename zal de vraag naar regelbaar vermogen toenemen om langere perioden van weinig zon en/of wind te kunnen compenseren.

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.

Het PBL noemt in haar meest recente KEV (die dateert van 2022, er is geen update gemaakt in 2023) een cijfer van 11,8 GWe voor centraal opgesteld vermogen en nog eens 4,8 GWe voor decentraal opgesteld vermogen. GTS stelt dat het door haar genoemde cijfer alleen betrekking heeft op het centraal opgestelde vermogen, waarmee deze post 2,8 GWe lager ligt in vergelijking met het PBL. GTS heeft aangegeven dat het door PBL genoemde decentrale opgesteld vermogen van 4,8 GWe is ondergebracht bij de post industrie waarbij 4,8 GWe een gasinzet vereist van 9,6 GW (gas) zou betekenen. Dit is gelijk aan de totale industriële capaciteitsvraag van 9,7 GW.

Naast GTS en PBL noemt ook TenneT in haar monitoringsrapportage een gasgestookt vermogen van 16,9 GWe (Tennet, 2023). Dit is centraal en decentraal bij elkaar geteld en ligt marginaal boven het door PBL genoemde elektrisch vermogen. In Tabel 20 wordt een overzicht van de verschillende capaciteiten gegeven.

Gasgestookt vermogen, uitgedrukt in GWe, rendement 50%	centraal	decentraal	totaal
GTS	9	opgenomen in post H-gas industrie die omvang heeft van 9,7 GW (gas) en in de binnenlandse L-gas vraag.	niet vermeld
PBL	11,8	4,8	16,6
TenneT	niet vermeld	niet vermeld	16,9

Tabel 20 Overzicht opgesteld vermogen gasgestookte elektriciteitscentrales

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS niet valideren. Voor het centraal opgesteld elektrisch vermogen ligt het door GTS gehanteerde cijfer significant lager dan dat van het PBL waarbij DNV van mening is dat op een extreem koude dag het aannemelijk is dat een groot deel van het gasgestookte elektrisch vermogen aangesproken zal moeten worden. Voor het decentraal opgestelde vermogen geeft GTS niet separaat een waarde, maar is die deels ondergebracht bij het cijfer voor de industrie en voor een deel bij de binnenlandse L-gas vraag. DNV kan niet nagaan of de decentrale gascentrales in voldoende mate zijn meegenomen in de cijfers van GTS. In Tabel 21 wordt het planningsuitgangspunt vergeleken.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Capaciteitsvraag centrales	18,1	23,8	-5,7

Tabel 21 Validatie capaciteitsvraag gascentrales

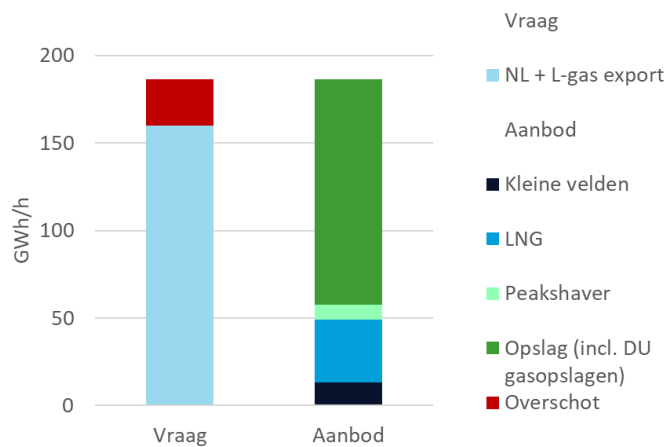
DNV doet de volgende aanbeveling:

- 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.

3.6.4 Inschatting capaciteitsvraag en -aanbod van in- en export

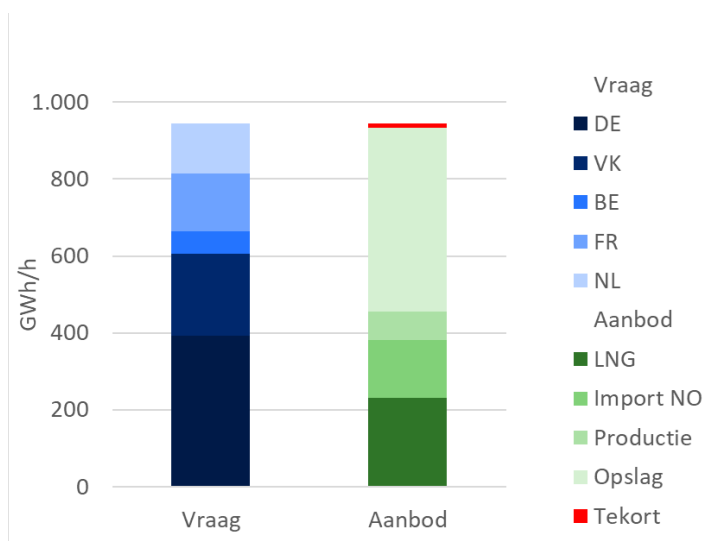
GTS neemt aan dat Nederland op het moment van een piekvraag netto 2,5 GW H-gas transporteert naar de omliggende landen. Het grootste deel van deze capaciteit wordt richting Duitsland en België getransporteerd. De basis voor deze getallen zijn opgaves door de (door GTS geconsulteerde) TSO's uit deze landen. GTS heeft zelf geen berekeningen uitgevoerd voor de verwachte import- exportbalans. Hiermee is ook niet duidelijk welke aannames ten grondslag liggen aan deze getallen.

DNV heeft zowel voor Nederland als voor Noord West Europe (Nederland, België, Frankrijk, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk) een capaciteitsbalans opgesteld voor extreem koud weer (1-in-20 jaar koude dag). Voor Nederland is vervolgens rekening gehouden met uitval van de asset met de grootste productiecapaciteit. In dit geval de gasopslag Norg. In Figuur 27 is te zien dat GTS bij uitval van gasopslag Norg op een extreem koude dag nog steeds de volledige capaciteitsvraag kan leveren vanuit middelen die rechtstreeks aan het Nederlandse net verbonden zijn (productie, LNG opslag, gasopslagen). Het overschot aan capaciteit dat resteert (26,4 GW), kan worden getransporteerd naar het buitenland.



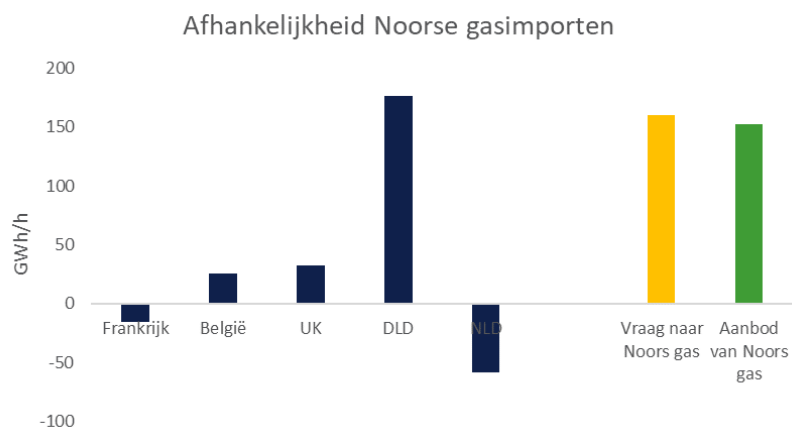
Figuur 27 Capaciteitsbalans Nederland

Uit Figuur 28 blijkt dat er ondanks dit overschot in Nederland nog steeds een tekort is op de totale capaciteitsbalans tijdens een extreem koude dag in de omliggende landen van 7,8 GW. Bovenstaande analyse laat zien dat er vanuit Nederland geen aanvullende capaciteitsmiddelen beschikbaar zijn die dit tekort kunnen oplossen. Indien er toch gas additioneel gas naar Duitsland en andere landen wordt getransporteerd, zal dit alleen mogelijk zijn als deze hoeveelheid elders wordt geïmporteerd. Anders resulteert dit in H-gas tekorten in Nederland en kan bijvoorbeeld niet meer genoeg H-gas worden omgezet met behulp van stikstof om de L-gas markt te belevaren.



Figuur 28 H-gas capaciteitsbalans NW-Europa

Indien er nader wordt geanalyseerd waar het tekort vandaan komt, blijkt uit Figuur 29 dat met name Duitsland een groot capaciteitstekort heeft dat alleen al groter is dan de volledige Noorse gasproductie. Het grote capaciteitstekort in Duitsland is ontstaan na het wegvallen van de Russische gasleveringen. Er zijn twee belangrijke oorzaken waardoor dit capaciteitstekort nog niet is opgelost. Allereerst is er vertraging in de bouw van nieuwe LNG terminals en de aanleg van de benodigde afvoercapaciteit in het transportnetwerk ten opzichte van het tijdsplan zoals beschreven in het Gas Network Development Plan 2022–2032. Daarnaast zijn er knelpunten in het transportnetwerk waardoor niet de volledige productiecapaciteit van de Duitse gasbergingen benut kan worden (FNB Gas – Association of German Transmission System Operators, 2023). In de validatie van gasjaar 2023 is dit probleem ook al opgemerkt voor de Duitse L-gas bergingen.



Figuur 29 Afhankelijkheid Noorse gasimporten

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt van GTS niet valideren. Een analyse van de Noord West Europese capaciteitsbalans laat een capaciteitstekort zien dat niet vanuit Nederland opgelost kan worden. Vanwege dit tekort verwacht DNV een hogere netto H-gas export (vanwege een lagere import van Noors gas in Nederland). In Tabel 22 wordt het planningsuitgangspunt vergeleken.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Verschil (GTS – DNV)
Netto H-gas export	2,5	7,8	-5,3

Tabel 22 Overzicht in- en exportcapaciteiten

DNV adviseert het volgende:

- Onderzoek samen met de TSO's van omringde de landen de capaciteitsbalans van de West Europese gasmarkt en maak daarmee inzichtelijk in welke mate er capaciteitstekorten zijn, en hoe deze zich de komende jaren zullen gaan ontwikkelen.

3.7 Inschatting capaciteitsaanbod

GTS heeft aannames gedaan ten aanzien van het verwachte capaciteitsaanbod. Deze aannames voor het capaciteitsaanbod worden voor de verschillende segmenten samengevat in de rechter staafdiagram van figuur 13 in het advies van GTS. Hieronder volgt een validatie van deze aannames.

3.7.1 Inschatting 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 is daarom niet meegenomen in de berekening. Daarnaast neemt GTS de beschikbaarheid van de L-gas caveerne Zuidwending aan. Naast de Nederlandse gasopslagen heeft GTS ook de beschikbaarheid aangenomen van drie Duitse L-gas cavernes in Epe die rechtstreeks op het GTS netwerk zijn aangesloten. Verder heeft GTS ook een deel van de productiecapaciteit van een zevental Duitse H-gas cavernes meegenomen die zowel op het Duitse als het Nederlandse transportnet kunnen injecteren. De totale capaciteit van alle bergingen is volgens opgave van GTS 161,1GW.

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 23 geeft een overzicht:

GW	Capaciteit in advies GTS	Aanname DNV (AGSI)	Verschil (GTS – DNV)
Epe RWE Gasspeicher	4,1	5,0	-0,9
Epe Eneco Gasspeicher	3,9	3,9	0
Epe Nuon Gasspeicher	5,9	5,9	0
UGS Energystock	18	18	0
Norg	33,4	33,4	
Grijpskerk	25,8	25,8	0
Alkmaar	15,0	15,0	0
Bergermeer	21,7 & 24,9	27,9	-3,0
Nüttermoor (H1 & H4)	30,1	4,1	0
Nüttermoor (H2)		0,8 (2,1)	
Jemgum-astora		3,3 (max cap 8,6)	
Jemgum-EWE		1,1 (max cap 2,8)	
Etzel Gas-Lager		5,6 (max cap 14,7)	
Etzel Chrystal		2,8 (max cap 7,4)	
ESE-Erdgasspeicher Etzel		9,2 (max cap 23,8)	

EKB Storage		3,4 (max cap 8,9)	
-------------	--	-------------------	--

Tabel 23 Overzicht productiecapaciteiten gasopslagen

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.

De afgelopen winters is de vulgraad op 1 maart voor de bergingen in NL gemiddeld circa 50% geweest. Uit Tabel 24 kan worden geconcludeerd dat de productiecapaciteit van een gasopslag die voor de helft gevuld is circa 90% bedraagt van het maximum. Dit betekent dat de productiecapaciteit 10% lager ligt dan de nominale door GTS gehanteerde productiecapaciteit. Voor Nederland daalt de productiecapaciteit dan van 80 GW naar 72 GW.

Voor gasopslagen in Duitsland geldt een percentage dat vrijwel 100% bedraagt, dus bij een vulgraad van 50% nog amper verlies aan productiecapaciteit (ENTSOG, 2023).

Table 9. Withdraw curves.

UGS inventory												
Name	100%	90%	80%	70%	60%	50%	40%	30%	20%	10%	1%	0%
AT	100%	99%	98%	97%	96%	95%	88%	80%	71%	63%	57%	0%
ATm	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
ATn	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
BEh	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	20%	20%	10%	10%	0%
BGn	100%	100%	100%	100%	100%	100%	95%	85%	75%	66%	57%	0%
CZ	100%	100%	100%	100%	100%	97%	80%	70%	50%	40%	20%	0%
CZd	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DE	100%	100%	100%	99%	99%	99%	86%	74%	60%	46%	31%	0%
DEd	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEdL	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEg	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEgL	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEm	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEmL	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEn	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DEnL	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
DK	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	85%	33%	25%	0%
ES	100%	80%	72%	67%	63%	60%	55%	50%	45%	40%	40%	0%
FRa	100%	95%	90%	85%	80%	75%	66%	57%	48%	39%	30%	0%
FRn	100%	96%	91%	87%	83%	78%	72%	65%	58%	49%	38%	0%
FRnL	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	93%	85%	0%
FRs	100%	97%	94%	91%	88%	85%	79%	73%	66%	56%	27%	0%
FRt	100%	100%	100%	100%	100%	100%	91%	74%	57%	39%	22%	0%
HR	100%	100%	100%	100%	100%	96%	80%	65%	48%	32%	14%	0%
HU	100%	100%	100%	100%	100%	97%	95%	84%	72%	52%	40%	0%
IT	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
LV	100%	100%	100%	90%	80%	70%	50%	40%	25%	20%	20%	0%
NL	100%	98%	96%	95%	93%	91%	81%	70%	59%	48%	37%	0%
PL	100%	100%	99%	98%	97%	90%	84%	72%	65%	51%	29%	0%
PT	100%	100%	100%	100%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	0%
RO	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
RS	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
SE	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
SKm	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%
UK	100%	100%	99%	98%	98%	98%	84%	70%	56%	41%	27%	0%

Withdraw deliverability

Tabel 24 Overzicht relatie productiecapaciteit en vulgraad gasopslagen (ENTSOG, 2023)

Op basis van bovenstaande kan DNV de gehanteerde uitgangspunten voor de productiecapaciteit van de gasbergingen door GTS deels valideren. Ten aanzien van de gasopslagen Epe RWE en Bergermeer constateert DNV een hogere productiecapaciteit. Daarnaast signaleert DNV dat de gasopslagen later in de winter niet meer volledig gevuld zullen zijn. DNV is van mening dat niet altijd met de volledige productiecapaciteit van de gasopslagen kan worden gerekend. Deze afwijkingen zijn significant en hebben gevolgen voor de hoogte van het capaciteitstekort. In Tabel 25 wordt het planningsuitgangspunt vergeleken.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Productiecapaciteit gasopslagen	161,1	165	-3,9

Tabel 25 Validatie productiecapaciteit gasopslagen

3.7.2 Inschatting productiecapaciteit LNG peakshaver

De LNG Peakshaver heeft als kerntaak de leveringszekerheid van G-gas levering in de regio Zuid-Holland te garanderen in het geval van een extreme winterpiek óf bij uitval van een groot transport- of capaciteitsmiddel in het Noord-Zuid Holland gedeelte van het gastransportnetwerk. Dit gedeelte van het netwerk is kwetsbaar voor technische storingen op compressor stations Wieringermeer of Beverwijk, uitval Mengstation Wieringermeer (of stikstoflevering Linde) of een storing van piekgasinstallatie (PGI) Alkmaar. Met name in Zuid-Holland bevinden zich in het G-gas een groot aantal weersgevoelige gebruikers (Metropool regio Rotterdam, Den Haag) als mede ook tuinbouwgebied Westland. De laatste is niet zozeer van belang als producent van bloemen en groentes, maar met name voor de inzet van snel regelende gasmotoren (warmtekrachtkoppelingen / WKK's) voor de balancering van het landelijk elektriciteitsnetwerk.

De LNG-peakshaver kon oorspronkelijk voor een maximale periode van 60 uur circa 12,7 GW (1.3 mln. m³/uur) pseudo G-gas produceren door LNG en stikstof uit haar tanks te verdampen en te vermengen. Deze installatie is enkele jaren geleden aangepast met het oog op kostenefficiëntie. De LNG-tanks hebben namelijk relatief hoge operationele kosten en om deze te reduceren is de installatie omgebouwd tot een mengstation dat H-gas uit het gastransportnet en stikstof uit de eigen tanks om kan zetten naar G-gas. Hierbij was de inschatting van GTS dat het benodigde H-gas goedkoper in de markt kon worden gecontracteerd dan middels inzet van eigen LNG vanuit de opslagtanks. De investeringen voor de ombouw van de installatie naar een 100% mengstation zonder LNG opslag zijn destijds opgenomen in het investeringsplan van GTS, aan de markt geconsulteerd en naar aangegeven van GTS, door de ACM getoetst en goedgekeurd. GTS heeft richting DNV aangegeven dat vanwege de recente H-gas tekorten is besloten om de LNG-tanks voorlopig nog niet uit bedrijf te nemen maar ze tot nader order in bedrijf te houden. Echter door de reeds uitgevoerde aanpassingen aan de installatie is de oorspronkelijke LNG innamecapaciteit van 12,7 GW teruggebracht tot 8,3 GW. Het ontbrekende H-gas (4,4 GW) moet nu uit andere bronnen via het netwerk worden aangeleverd. In principe zal dit H-gas uit de nabij gelegen GATE LNG import faciliteit betreffen.

Na de ombouw kan de installatie dus autonoom nog 8,3 GW G-gas produceren en de maximale productiecapaciteit van 12,7 GW kan alleen nog worden bereikt door aanvullend H-gas uit het netwerk in te nemen. Dit H-gas is echter niet meer beschikbaar of gaat ten koste van de inzet op een ander mengstation. Daarmee is 4,4 GW aan G-gas productiecapaciteit "interruptible" geworden en effectief verdwenen waardoor GTS alleen de 8,3 GW "firm" mee kan nemen in haar analyse.

DNV heeft vorig jaar aanbevolen dat het zinvol is te onderzoeken of het mogelijk is de nabij gelegen GATE LNG terminal te voorzien van een extra "boost functie". Op dit moment is de capaciteit van GATE in ieder geval beperkt door de afvoercapaciteit via het H-gas netwerk. Echter het zou tijdens koude winterdagen wel mogelijk moeten zijn extra gas vanuit GATE af te voeren via de Peakshaver naar het G-gas systeem. Via een dergelijke GATE + Peakshaver combinatie zou extra "boost" capaciteit vanuit GATE (max. 4,7 GW) bovenop de reeds geplande uitbreiding, gepland voor 2026, beschikbaar kunnen worden gemaakt.

Op basis van bovenstaande kan DNV het planningsuitgangspunt valideren. Vanwege het H-gas tekort bij extreme wintercondities is het niet aannemelijk dat de peakshaver ingezet kan worden met de volledige technische capaciteit, maar alleen met de autonome capaciteit op basis van de eigen LNG voorraad. DNV doet wel de volgende aanbeveling:

- Onderzoek samen met GATE de mogelijkheden om de Peakshaver kortstondig met H-gas te voorzien zodat de peakshaver haar ontwerpcapaciteit van 12,7 GW kan realiseren.

- Maak transparant in hoeverre het nog mogelijk is de technische aanpassingen aan de Peakshaver gedeeltelijk weer terug te draaien zodat de peakshaver weer autonoom 12,7 GW pseudo G-gas kan produceren.

Tabel 26 geeft een overzicht van de productiecapaciteiten van de peakshaver en hoe deze meegenomen is in de analyse:

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Peakshaver	8,3	8,3	0

Tabel 26 Validatie productiecapaciteit peakshaver

3.7.3 Inschatting 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 13,3 GW.

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 (Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 2024). Hierbij valt op dat de laatste realisaties iets onder de prognose liggen die in het jaarverslag voor gasjaar 2024/2025 worden vermeld. De laatste realisaties liggen op 11,1 GW. 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. Daarnaast verwacht DNV een capaciteit van 1,8 GW vanuit het Tyra-veld. In Tabel 27 Validatie productiecapaciteit kleine velden

wordt een overzicht gegeven van de productiecapaciteit voor de kleine velden.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Productiecapaciteit kleine velden	13,3	13,5	-0,2

Tabel 27 Validatie 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.

3.7.4 Inschatting LNG productiecapaciteit

GTS neemt voor de productiecapaciteit de volledige capaciteit van de Nederlandse LNG terminals mee, inclusief een aanpassingen in de warmtelevering van de EET en de 4e tank en 5.5 GW extra uitzendcapaciteit voor GATE in 2026. Tevens is de aanname dat EET niet door zal gaan na 1 oktober 2027 maar dat in het optimistische scenario een terminal vergelijkbaar als de EET beschikbaar zal zijn na oktober 2027, wellicht in de Eemshaven of anders in Zeeland.

Een eerste aandachtspunt is dat de GIE ALSI website aangeeft dat de actuele uitzendcapaciteit, sinds 1 december 2023, 341 GW/d is oftewel 14.2 GW. GTS neemt in haar analyse 8.9 GW (figuur 13 in het advies van GTS) aan en dit is wellicht de oude uitzendcapaciteit van voor de upgrade of wellicht een typefout in de grafiek (ALSI, 2024).

Een tweede aandachtspunt is dat terminals als de EET slechts opslagcapaciteit hebben ter grootte van één schip, de zogenaamde “Floating Storage & Regas Unit”. In tegenstelling tot GATE waarin terminal users / shippers continue kunnen uitzenden vanuit hun tankpositie, heeft EET de constructie dat de terminal users “om en om” de volledige uitzendcapaciteit van de terminal verkrijgen. Dus eerst user A heeft vier dagen lang de volledige terminal capaciteit, vervolgens krijgt user B vier dagen lang de volledige capaciteit, enzovoort. De uitzendcapaciteit van EET is daarmee veel kwetsbaarder dan GATE. Er kunnen sneller verstoringen in de LNG aanvoer optreden om technisch redenen (een schip kan bijvoorbeeld niet op tijd binnen komen door extreme wind of ijscondities) of door commerciële condities; een terminal user is het bijvoorbeeld niet gelukt om een LNG cargo te contracteren door extreem hoge spotprijzen. De verwachting voor EET is dat zelfs bij een verstoring in de LNG aanvoer, EET over zal schakelen van baseload uitzending naar geprofileerde uitzending en de maximale capaciteit beschikbaar is tijdens de ochtendpiek. Hiervoor is wel noodzakelijk dat de terminal users tijdig via “in tank transfers” LNG van elkaar over te nemen om ervoor te zorgen dat er altijd voldoende LNG in de FSRU beschikbaar is.

Op basis van bovenstaande kan DNV de planningsuitgangspunten van GTS dus alleen valideren voor GATE en niet voor de EET.

[GW]	Capaciteit advies GTS	Aanname DNV	Verschil (GTS – DNV)
LNG GATE	21.0	21.0	0
LNG EET	8.9	14.3	-5.3

Tabel 28 Validatie productiecapaciteiten LNG terminals

3.8 Gevoeligheidsanalyse capaciteitsbalans

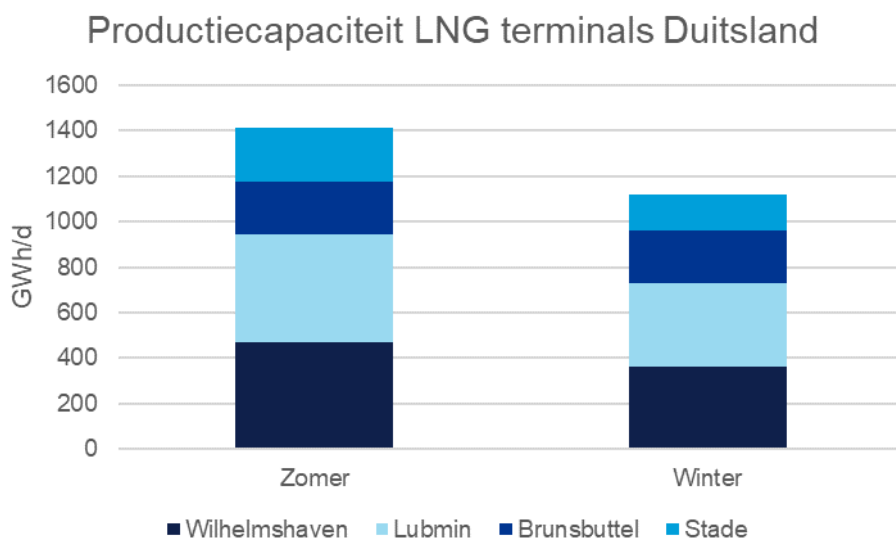
De modelberekening voor het H-gas capaciteitstekort gaat uit van een set van planningsuitgangspunten die diverse onzekerheden kent. GTS heeft zelf een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij twee alternatieve scenario's zijn onderzocht. Een pessimistisch scenario waarbij de LNG productiecapaciteit is verlaagd naar 70% en optimistisch scenario waarbij de LNG productiecapaciteit in Duitsland wordt verhoogd (en de exportcapaciteit vanuit Nederland wordt verlaagd). Op basis van deze scenario's laat GTS een verwachte capaciteitsbalans zien voor de komende zes gasjaren (tot en met gasjaar 2029/2030). DNV heeft deze onzekerheden geanalyseerd en daarnaast een eigen analyse uitgevoerd op de planningsuitgangspunten. Daarnaast wordt een aantal aanvullende maatregelen besproken die het capaciteitstekort mogelijk kunnen verlagen.

3.8.1 Reductie productiecapaciteit LNG terminals

GTS gaat in het pessimistische scenario uit van een beperkte beschikbaarheid van de productiecapaciteit van de LNG-importterminals. Een beschikbaarheid van 70% van de totale productiecapaciteit wordt aangenomen. Het gevolg van deze aanname op de capaciteitsbalans in het realistische scenario is een toename van het capaciteitstekort van 10 GW in gasjaar 2024/2025 naar 20 GW.

De productiecapaciteit van de LNG-importterminals is anders dan bij gasopslagen niet afhankelijk van het werkvolume. Over het algemeen hebben LNG-terminals een beperkte opslagmogelijkheid en blijft de productiecapaciteit op 100% zolang er voldoende LNG in de tanks zit en deze tijdig weer wordt aangevuld door een volgend LNG-schip.

LNG-terminals met FSRU's hebben een beperkte opslagcapaciteit en zijn voor de verdamping van het vloeibare LNG afhankelijk zijn van een constante warmtetoeverancier. In het geval van zeewater als koelmedium zal bij een dalende zeewatertemperatuur de productiecapaciteit van de FSRU LNG-importterminal verminderen. Voor de EET terminal is de warmtetoeverer onafhankelijk gemaakt van de omgevingstemperatuur waardoor de maximale productiecapaciteit altijd beschikbaar is. In Duitsland is dit bij de meeste FSRU's nog niet het geval (alleen de FSRU in Brunsbüttel is temperatuur onafhankelijk). In Figuur 30 is de afhankelijkheid van de productiecapaciteit in Duitse LNG-importterminals ten opzichte van de temperatuur te zien. Hierbij moet een capaciteitsreductie van 12 GW worden aangenomen wat resulteert in een 20% reductie van de productiecapaciteit in Duitsland.



Figuur 30 Impact temperatuur op LNG-productiecapaciteit Duitsland

Op basis van bovenstaande kan DNV de gevoeligheidsanalyse van GTS valideren. Aangezien de productiebeperkingen zich met zekerheid gaan voordoen in de winter is DNV van mening dat dit al in het realistische scenario verwerkt zou

moeten zijn. Aangezien DNV meer LNG productiecapaciteit in Duitsland voor gasjaar 2024/2025 verwacht dan GTS compenseert dit een lagere benuttingsgraad van deze terminals waardoor dit netto geen impact heeft op de hoogte van de tekorten in de analyse van GTS.

[GW]	Capaciteit GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
70% beschikbaarheid	-10	0	-10

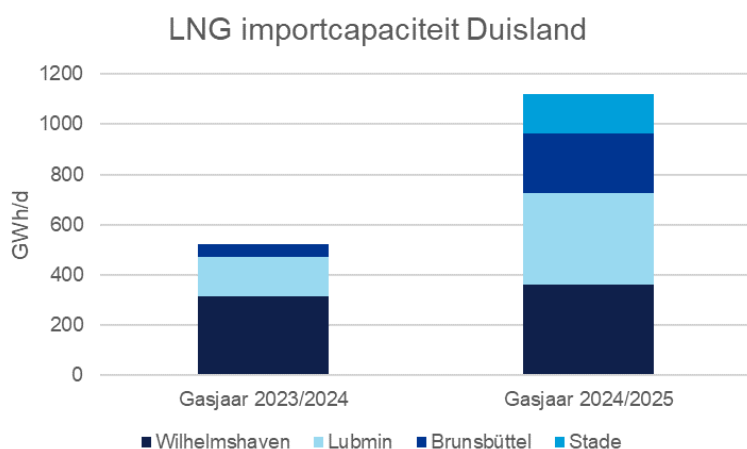
Tabel 29 Validatie impact 70% beschikbaarheid op capaciteitsbalans

3.8.2 Toename productiecapaciteit LNG terminals in Duitsland

GTS gaat in het optimistische scenario ervan uit dat de LNG productiecapaciteit in Duitsland zal toenemen met ongeveer 10 GW (240 GWh/d). Deze toename zal vervolgens voor Duitsland resulteren in een verminderde behoefte aan H-gas exporten vanuit Nederland of gasimporten vanuit Noorwegen. In beide gevallen is het resultaat dat er netto meer gas in Nederland beschikbaar zal komen.

Op dit moment zijn er in Duitsland drie FSRU's operationeel die een productiecapaciteit hebben van 525 GWh/d. Met name de FSRU in Brunsbüttel is beperkt in productiecapaciteit vanwege een limitering in de transportcapaciteit van het regionale transportnetwerk. Voor het gasjaar 2024/2025 wordt er een extra FSRU in Wilhelmshaven en in Lubmin verwacht, en wordt een nieuwe FSRU LNG-importterminal in Stade verwacht.

Naast de terminals wordt er ook een verbetering van de huidige beperkingen in de transportcapaciteit verwacht. Voor de terminal in Wilhelmshaven zijn drie nieuwe transportleidingen (WAL I, WALII en GWL) aangelegd. Daarnaast geeft Open Grid Europe (OGE) aan dat voor de volledige productiecapaciteit van de FSRU "firm" entry capaciteit in het transportnetwerk geboekt kan worden. Voor de FSRU's op het eiland Rügen is door Gascade de offshore OAL leiding aangelegd die de FSRU's met het aanlandingspunt Lubmin verbindt. Dit entrypunt is het aanlandingspunt van de Nordstream en daarmee is er voldoende transportcapaciteit beschikbaar. De nieuwe ETL-180 aardgasleiding van Brunsbüttel naar Hetlingen die door Gasunie wordt aangelegd, bevindt zich in de afrondende fase. De afronding wordt de komende maanden verwacht. Daarna kan de volledige productiecapaciteit van de FSRU in Brunsbüttel getransporteerd worden. Voor de nieuwe terminal in Stade zijn de aanlandingsfaciliteiten inmiddels gereed. Er is een vergunning afgegeven voor de nieuwe leiding die de FSRU in Stade met het netwerk van Gasunie verbindt, maar deze moet nog worden aangelegd.



Figuur 31 verwachte toename LNG importcapaciteit Duitsland

Op basis van bovenstaande kan GTS de gevoeligheid van GTS niet valideren. DNV verwacht de door GTS aangenomen additionele capaciteit niet pas in gasjaar 2026/2027, maar reeds in gasjaar 2024/2025. De impact hiervan is groot op de uitkomsten van de analyse van GTS en zou (in de analyse van GTS) niet meer tot capaciteitstekorten leiden.

[GW]	Capaciteit GTS	Aanname DNV	Vershil (GTS – DNV)
Additionele LNG importcapaciteit Duitsland	0	8,5	-8,5

Tabel 30 Validatie impact additionele LNG importcapaciteit Duitsland

3.8.3 Onzekerheden piekgedrag gasgestookte elektriciteitscentrales

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 elektrisch vermogen blijft ongeveer gelijk, terwijl de elektriciteitsproductie (in energietermen) sterk afneemt.

De tendens van steeds verder gaande elektrificatie zet zich door en wordt onder meer zichtbaar in de toenemende netcongestie bij de elektriciteitsvraag. Toenemende elektrificatie betekent een toename van de elektriciteitsvraag, zowel in energie (TWh) als in vermogen (GW). De toenemende elektriciteitsvraag wordt steeds verder ingevuld met aanbod van duurzame elektriciteit waarvan de productie afhankelijk is van de beschikbaarheid van zon en wind. Leveringszekerheid van elektriciteit wordt daarmee steeds meer afhankelijk van afroepbare elektriciteitsopwekking, in de praktijk gasgestookte elektriciteitscentrales. Deze centrales moeten steeds meer flexibel worden ingezet en op momenten van onvoldoende of afwezigheid van duurzaam elektriciteitsaanbod de elektriciteitsproductie kunnen aanvullen of zelfs helemaal overnemen. Een groeiende elektriciteitsvraag betekent dus ook een groei van regelbaar vermogen.

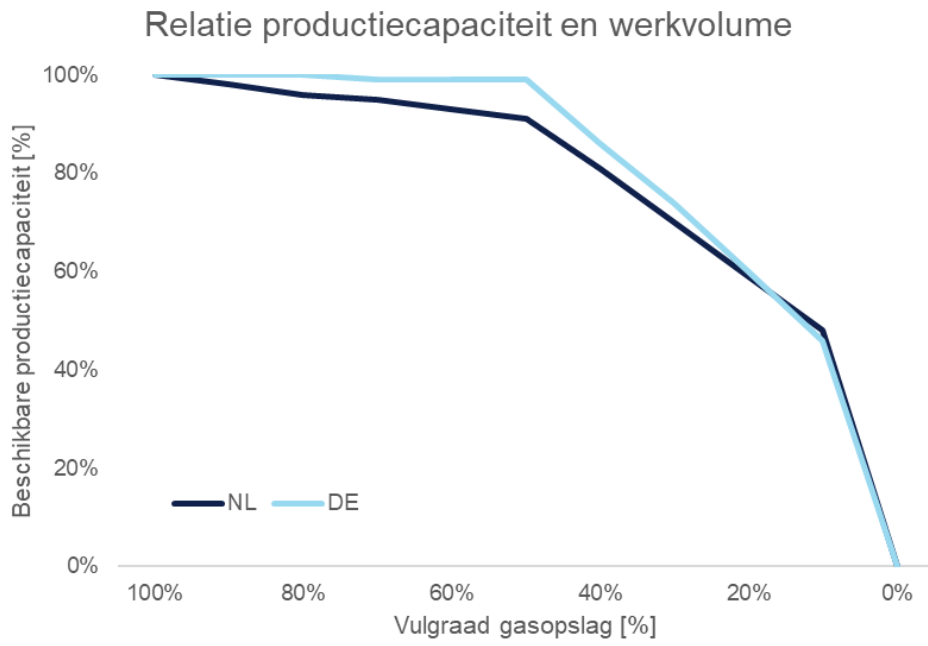
De inschatting van het piekverbruik is daarmee erg onzeker. Indien een 1-op-20 koude dag samenvalt met weinig wind en zon dan zal de inzet van de gascentrales een stuk hoger zijn dan wanneer dit op een dag valt waarbij er veel wind is. Daarnaast wordt het Nederlandse stroomnetwerk steeds beter geïntegreerd 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 elektriciteit in Nederland niet altijd samenvalt met lage productie in omliggende landen en andersom.

De impact hiervan op de gascapaciteitsbalans kan substantieel zijn gezien het opgesteld elektrisch vermogen in Nederland van 16,6 – 16,9 GW. Dit vertaalt zich in een gasvermogen van ongeveer 33,2 tot 33,8 GW. Een vergelijkbare omvang met de door GTS ingeschatte capaciteit voor de export van H-gas naar Duitsland. DNV is van mening dat deze onzekerheid mee zou moeten worden genomen in de gevoeligheidsanalyse.

3.8.4 Onzekerheden productiecapaciteit gasopslagen

Zoals in 3.7.1 aangegeven kan de vulgraad van een gasopslag een impact hebben op de beschikbare productiecapaciteit. Tevens geeft de N-1 norm aan dat ook rekening moet worden gehouden met situaties waarin de gasopslagen voor nog maar 30% gevuld zijn (The European Parliament and the Council, 2022). In Figuur 32 wordt aangegeven dat een 70% uitputting van de Nederlandse gasopslagen zou resulteren in een 30% daling van de beschikbare productiecapaciteit. Dit betekent dat de productiecapaciteit van de gasopslagen afneemt met 36 GW.

Deze onzekerheid in capaciteitsreductie is van eenzelfde orde grootte als de inzet van gascentrales op extreem koude dagen. Daarmee kan deze onzekerheid een substantiële impact hebben op de capaciteitstekorten zoals deze door GTS worden geïdentificeerd. DNV is van mening dat ook een scenario moet worden berekend waarbij de vulgraad van de gasopslagen op 50% of lager ligt.



Figuur 32 Relatie vulgraad gasopslagen en productiecapaciteit NL en DLD

3.9 Additionele mitigerende maatregelen

GTS geeft in haar advies aan aantal maatregelen om het capaciteits- en volumetekort op te lossen. Zo wordt ingezet op uitbreiding van de LNG importcapaciteit, marktwerking, afspraken met buurlanden en het Bescherm- en Herstelplan Gas (BHG). DNV heeft een aantal additionele maatregelen geïdentificeerd die bij zouden kunnen dragen om een eventueel kortstondig capaciteitstekort op te kunnen vangen.

3.9.1 Inzet systeembuffer en virtuele cavernes

Het Nederlandse aardgassysteem bevat veel parallelle leidingen zowel in het G-gas als in het H-gas systeem. Het gevolg is dat al deze leidingen gezamenlijk een significante systeembuffer vormen die kortstondige onbalansen tussen vraag en aanbod kan opvangen. Shippers dienen dan ook rekening te houden met de dempende werking van deze systeembuffer in de balancering van hun portfolio. Tevens wordt een systeembalanssignaal (SBS) afgegeven aan de markt inzake de algehele balanstoeestand van het systeem (GTS, 2024). De speelruimte wordt echter steeds kleiner naar mate het transportsysteem hoger belast wordt en bij maximale belasting is de systeembuffer normaal gesproken minimaal.

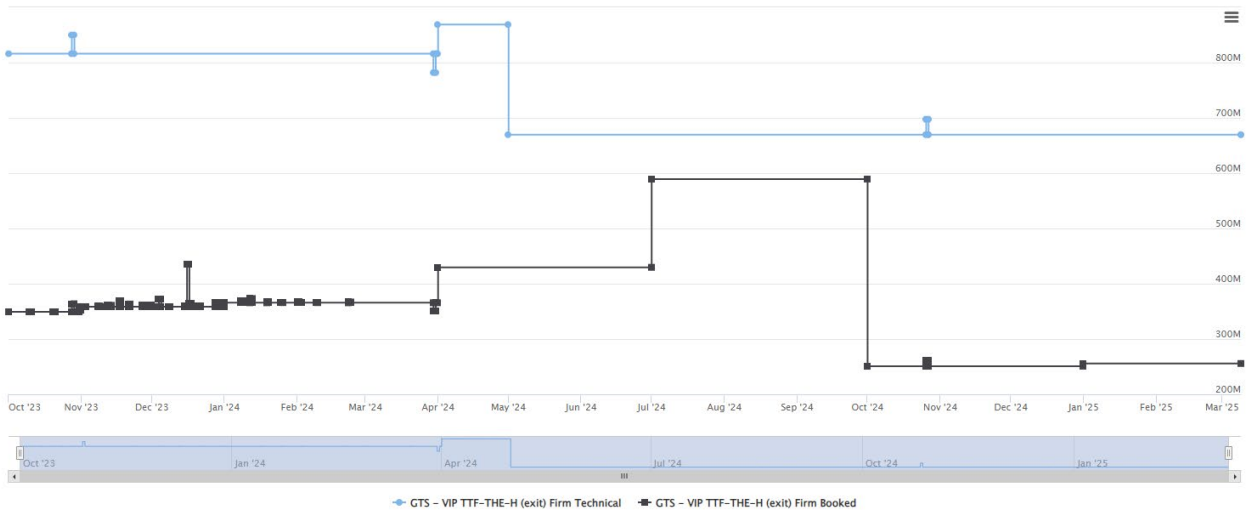
Echter in de huidige marktsituatie wordt het transportsysteem echter niet meer op maximale belasting gebruikt. Zelfs niet bij 1-op-20 winter situaties. De voornaamste oorzaak is het wegvallen van de L-gas export, de afnames in de G-Gas markt en het “stilvallen” van de H-gas rotonde door de omkering van de H-gas stromen van west naar oost (LNG naar Duitsland in plaats van Russisch gas naar de UK). Hierdoor zal het Nederlandse gastransportsysteem wellicht toch speelruimte kunnen bieden voor kortstondige aardgasbuffering in de “stilstaande takken” van het netwerk, zelfs bij 1-op-20 winter condities. Hierbij kan gedacht worden aan het L-gas exportsysteem naar Duitsland, gecontroleerd vanuit station Ommen, maar ook het G-gas systeem in Zeeland achter compressor station Alphen.

Daarnaast zou ook de momenteel ondergebruikte netwerktak van de BBL gebruikt kunnen worden. Bij een langdurige lage inzet van de BBL zou overwogen kunnen worden deze combinatie van pijpleiding, flowregelaars en compressor als “virtuele caverne” in te zetten. De BBL vertegenwoordigt met haar 235 km lengte en maximale druk van 135 bar een “caverne” van ongeveer 10 Miljoen m³ inhoud en 7 GW capaciteit in het GTS netwerk waarvan ~20 uur gebruik kan worden gemaakt. Echter vanwege de verwachte schaarste aan H-gas bij koude dagen is het wellicht lastig de virtuele buffer kort voorafgaande aan de verwachte 1-op-20 piekdag te vullen. Het is dan ook geen “firm transportmiddel”, maar eerder een noodmaatregel, die overwogen dient te worden voordat overgegaan wordt op afschakeling van industrie of zelfs beschermde afnemers.

3.9.2 Alternatieve verkoop exit-capaciteiten

Naast de hierboven genoemde fysieke alternatieve maatregelen kan ook gedacht worden aan het anders verkopen van de transportcapaciteit door GTS. Op dit moment wordt alle transportcapaciteit op exitpunten “firm” verkocht. Echter met name in Duitsland is het gebruikelijk om capaciteiten met beperkingen te verkopen. Dit zijn zogenaamde bFZK producten (“Conditionally Freely Allocable Capacity”) waarbij de beschikbaarheid gekoppeld is aan vooraf gedefinieerde condities. In het geval van het GTS netwerk zou dit gekoppeld kunnen worden aan de effectieve temperatuur op basis waarvan een onderbreking van de transportcapaciteit zou kunnen plaatsvinden.

Uit Figuur 33 blijkt dat voor gasjaar 2024/2025 nog slechts 37,5% van de technisch beschikbare capaciteit is verkocht. Indien de resterende capaciteit als onderbreekbare capaciteit zou worden verkocht dan kan GTS in het geval de effectieve temperatuur lager of gelijk aan -11 °C in het geval van uitval Norg deze capaciteiten afschakelen. Op die manier kan binnen een paar uur de vraag in het netwerk worden verlaagd.



Figuur 33 Capaciteitsverkoop H-gas export Duitsland

4 REFERENTIES

- aa.com. (2024). Opgehaald van [www.aa.com](https://www.aa.com.tr/en/europe/sweden-reports-coldest-temperature-in-decades/3110970): <https://www.aa.com.tr/en/europe/sweden-reports-coldest-temperature-in-decades/3110970>
- ALSI. (2024, 3). Opgehaald van <https://alsi.gie.eu>: <https://alsi.gie.eu/data-overview/52W00000000001W/NL/52X000000000088H>
- CBS. (2023). *Aardgas verbruik per maand naar sector tot september 2023*. Opgehaald van <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2023/44/aardgas-verbruik-per-maand-naar-sector>
- DNV. (2023). *Validatie van GTS advies van 31 Januari 2023*. Opgehaald van <https://www.rvo.nl/files/file/2023-06/DNV-Validatie-van-GTS-advies-31-januari-2023-Gaswinning-Groningen-Vaststellingsbesluit-2023-2024.pdf>
- earth.nullschool. (2024, 1). Opgehaald van <https://earth.nullschool.net>: <https://earth.nullschool.net/#2024/01/05/0700Z/wind/surface/level/overlay=temp/orthographic=2.09,59.03,1150/loc=-13.035,48.972>
- Economy, F. (2024). *Preventive Action Plan Belgium* .
- ENTSOG. (2023). *ENTSOG*. Opgehaald van Winter Supply Outlook 2023/2024: https://www.entsog.eu/sites/default/files/2023-10/SO0052-23_Winter%20Supply%20Outlook%202023-24%20with%20Summer%202024%20Overview.pdf
- 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. (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
- 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
- Gasunie Transport Services B.V. (2024). *Benodigde capaciteit en volume voor borging van de leveringszekerheid voor gasjaar 2024/25*. Opgehaald van <https://www.gasunietransportservices.nl/uploads/fckconnector/2de83de2-afcf-5ff3-a767-5938995da47d/3228221643/L%202023.0046%20Advies%20benodigde%20Groningencapaciteiten%20en%20-%20volumes%20t.b.v.%20leveringszekerheid%20voor%20gasjaar%202023-2024.pdf?lang=nl>
- Geotab. (2023, 2 6). *geotab.com*. Opgehaald van [geotab.com](https://www.geotab.com/uk/blog/ev-range): <https://www.geotab.com/uk/blog/ev-range>
- GIE. (2024, 3). <https://alsi.gie.eu>. Opgehaald van Gas infrastructure Europe: <https://alsi.gie.eu/data-overview/graphs/52W00000000001W/NL/52X000000000088H>
- GIE. (sd). *GIE Transparency Platform*. Opgehaald van <https://agsi.gie.eu/>
- GIE, G. i. (2023). *Gas infrastructure Europe*. Opgehaald van Gas infrastructure Europe: <https://alsi.gie.eu/data-overview/21W0000000000079/NL/21X000000001063H>
- GIIGNL. (2023). *Annual Report 2023*. 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
- GTS. (2024). *balanceringsregime*. Opgehaald van <https://www.gasunietransportservices.nl>: <https://www.gasunietransportservices.nl/shipper-trader/balanceringsregime>
- ICE. (2024, 3 4). Opgehaald van <https://www.ice.com/report/10>
- KNMI. (2021, 10 12). *over-het-knmi*. Opgehaald van www.knmi.nl: <https://www.knmi.nl/over-het-knmi/nieuws/graaddagen-in-gasjaar-2021>
- Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. (2024, 03 04). *Delfstoffen en aardwarmte in Nederland Jaarverslag 2022* . Opgehaald van <https://www.nlog.nl/sites/default/files/2024-02/Jaarverslag%202022%20-%20Delfstoffen%20en%20aardwarmte%20in%20Nederland.pdf>
- NAM. (2022). *Stand van zaken conversie Grijpskerk*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-a716600e185cb472b743c1d6d8383091581f8b6e/pdf>
- National Gas Transmission. (2023). *Gas Winter Outlook September 2023*. Opgehaald van <https://www.nationalgas.com/document/144421/download>
- NDR. (2023). *www.ndr.de*. Opgehaald van <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Loecher-in-LNG-Pipeline-Brunsbuettel-Bundesanwaltshaft-ermittelt,Ing918.html>
- NY Times, N. Y. (2024, 1 26). *New York Times*. Opgehaald van New York Times: <https://www.nytimes.com/interactive/2024/01/26/climate/panama-canal-drought-shipping.html>
- PBL. (2023). *Klimaat- en Energieverkenning 2023*. Opgehaald van <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2023>
- PWC. (2021, 6 14). *consultancy.nl*. Opgehaald van [consultancy.nl](https://www.consultancy.nl): <https://www.consultancy.nl/nieuws/34264/pwc-elektrische-auto-doelstelling-uit-klimaatakkoord-is-haalbaar>
- Task Force Monitoring L-gas Market Conversion. (2024). *L-Gas Market Conversion Review - Winter briefing 2024*. Opgehaald van <https://open.overheid.nl/documenten/ronl-464612803aae5e15f645f8739c2a05172a06fbc4/pdf>
- Tennet. (2023). *Monitoring Leveringszekerheid 2022*. Opgehaald van https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/Monitoring%20Leveringszekerheid%202022_12JAN2023.pdf

- Terminal, D. E. (2024, 03 04). <https://energy-terminal.de/>. Opgehaald van https://energy-terminal.de/files/DET_Presentation_Terminals.pdf
- TexasTribune. (2022). Opgehaald van www.texastribune.org: <https://www.texastribune.org/series/winter-storm-power-outage/>
- The European Parliament and the Council. (2022). *Measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010*. Opgehaald van <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02017R1938-20220701>
- The Norwegian Offshore Directorate. (2024, 03 04). *Production Forecasts*. Opgehaald van <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/>
- TNO – Adviesgroep Economische Zaken. (2023). Jaarverslag 2022: Delstoffen en aardwarmte in Nederland. Opgehaald van https://www.nlog.nl/sites/default/files/2022-07/jaarverslag_2021_delfstoffen_en_aardwarmte_in_nederland.pdf
- TotalEnergies. (2023). Opgehaald van <https://tyra2.dk/en/tyra-ii-is-ready-to-be-powered-up/>
- Turkstra. (2006). Natural gas demand in the domestic sector at extreme weather condition. *IGU world gas conference*.
- weerplaza. (2012). www.weerplaza.nl. Opgehaald van <https://www.weerplaza.nl/weerinhethetnieuws/4-februari-2012-de-koudste-dag-van-deze-eeuw-tot-nu-toe/5052/>
- Wetterzentrale. (2024). Opgehaald van www.Wetterzentrale.de: www.Wetterzentrale.de

ANNEX 1 VRAGENLIJST GEBRUIKT BIJ INTERVIEW GTS

1. P 1: "Het beperken van gasstromen naar het buitenland is op basis van Europese regelgeving in principe ongeoorloofd" . is dit argument ook gelijkwaardig toegepast op de maximaal mogelijke import uit de Duitse cavernes voor transit naar Bocholtz en Zevenaar/ Winterswijk(?)
2. P 2. Wanneer er capaciteit vergelijkbaar met die van de grootste capaciteitsbron (gasopslag Norg) uitvalt uit de formulering is af te leiden dat het dus niet (meer) om UGS Norg gaat maar om puur de capaciteit die deze vertegenwoordigd. Het zou dus ook om een H-gas onderbreking (LNG aanvoer verstoring of iets dergelijks) mogen gaan ook als wordt dit niet expliciet genoemd(?)
3. P 2. Er staat "Zonder aanvullende maatregelen is er onvoldoende aanbod om de gasopslagen gedurende de zomer van 2025 weer tot tenminste 90% te kunnen vullen." Maar er staat niet bij aan welke maatregelen dan gedacht kan worden. Wat is het advies? Voor de langere termijn staat het er wel: "Om voldoende aanbod op de lange termijn te creëren is het ons inziens noodzakelijk om extra importcapaciteit voor LNG te organiseren via de bestaande terminals (Gate en EET) of een andere nieuwe terminal. Zonder extra LNG importcapaciteit zal het zomer vulprobleem zich ook na de komende gasjaren kunnen voordoen." Achterliggende vraag: wie is verantwoordelijk voor leveringszekerheid?
4. P 2. Als bij extreme koude een middel uitval moet er dan door de betreffende shipper gehernomineerd worden of moeten alle shippers de aanwijzingen van GTS volgen? Kortom als Norg uitvalt moet GasTerra dan actie ondernemen om weer in balans te komen (?)
5. P 2. Zo blijkt uit een recente KNMI studie dat de effectieve gemiddelde etmaaltemperatuur die hoort bij "een dag van uitzonderlijk hoge gasvraag die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt" nu -14°C is in plaats van -15,5°C vanwege klimaatverandering. Heeft KNMI ook echt naar de extremen gekeken? In Zweden is dit jaar een 25 jaar oud koude record verbroken... <https://www.independent.co.uk/news/sweden-ap-denmark-swedish-lapland-copenhagen-b2472544.html>
6. P 2. Als er een capaciteitstekort ontstaat, moeten mitigerende maatregelen binnen enkele uren beschikbaar zijn. Ook als dit s nachts om 2 uur gebeurt? Wie kunnen dan de telefoon van GTS op nemen?
7. P3. Er staat: "Wij zullen ons inzetten om de leveringszekerheid in Nederland veilig te stellen zonder productie uit het Groningenveld." Wat gaat GTS (verantwoordelijk voor transport) dan doen?
8. P 5. "Elk uur dienen deze in balans te zijn: de verwachte vraag per uur moet kunnen worden ingevuld met het verwachte aanbod per uur." Zit er echt geen ~1 MCM/uur aan line pack meer in het systeem dat niet meer op haar max. capaciteit wordt gebruikt?
9. P5. Er wordt geconcludeerd "Op basis van de evaluatie over gasjaar 2022/20239 concludeerden wij dat het model goed functioneert." Het model ging echter alleen over L-gas, terwijl het nu over L-gas en H-gas gaat
10. P5. Welke planningsuitgangspunten zijn naar aanleiding van de consultatie aangepast?
11. P5. Welke scenario's zijn toegevoegd? Zowel optimistisch als pessimistisch?
12. P5. "De zienswijze en de reactie van GTS op deze zienswijzen worden tegelijkertijd met dit advies gepubliceerd". Waar kunnen we die vinden?
13. De huidige toename van het LNG-aanbod is niet in staat het volledige Russische aanbod te vervangen". EET staat vrijwel stil (waarschijnlijk door de lage TTF prijzen)

14. "In de KEV 2022 wordt verwacht dat de productie van deze bedrijvensector de komende jaren weer op het niveau van voor medio 2022 terugkomt". Bevat deze ook de vraag van de gascentrales? Is deze structureel lager door hogere zonnepanelen en windproductie?
15. "Wij gaan er daarom vanuit dat het Duitse LNG-importvolume kan worden verhoogd van momenteel zo'n 60-70 TWh tot zo'n 200-300 TWh op jaarbasis wanneer de beperkingen in het transportnet zijn opgeheven en er geen beperkingen meer zijn op de aanvoer van LNG". Primaire reden voor de lage LNG import (en dat weet Gasunie als geen ander) is de Duitse bureaucratie ..
16. Hierbij wordt één van de initiatieven meegenomen vanaf 1 oktober 2027 met vergelijkbare specificaties als de EET terminal. De EET bestaat uit een FSRU (Golar Igloo) en een FSU (EemsEnergy terminal) en is wellicht niet representatief voor een typische FSRU (?)
17. Figuur 13. De vraag van de gascentrales is wellicht erg laag...
18. Figuur 13: Is het niet redelijk de Duitse H-gas import en export (te proberen) in balans te brengen? We staan ook al garant voor de L-gas export zelfs bij uitval van het grootste middel...
19. P7. Waar is de stelling op gebaseerd dat het wegvallen van het totale Russische aanbod niet opgevangen kan worden met additionele LNG importen?
20. P7. Wanneer extra LNG terminals in Duitsland, Estland en Griekenland in gebruik worden genomen, verwacht GTS ook dat dit een impact heeft op de West-Oost gasstromen?
21. P8. Speelt de prijs voor grote industrieën geen rol?
22. P8. Er wordt vaak verwezen naar een rapport van de taskforce. Is dat rapport (evt onder NDA) voor ons beschikbaar?
23. P8. Is er ook rekening gehouden met het feit dat een deel van de elektrificatie van huishoudens terugkomt in de gasvraag voor elektriciteitscentrales
24. P9 H-gas export naar Duitsland. Waar wordt het mogelijke effect op de H-gas export naar Duitsland als gevolg van de ombouw van L naar H beschreven?
25. P10. Is de binnenlandse gasvraag voor DLD temperatuur gecorrigeerd?
26. P10. Hoe zit de ombouw van Duitse eindverbruikers van L- naar H-gas in de verwachte gasstromen verwerkt?
27. P10. Er staat: "Hierdoor is het huidige aandeel van de Duitse LNG import in het aanbod nog relatief laag (~8%) maar dit zal de aankomende jaren toenemen." Wordt hier bedoeld op het aandeel LNG import op de totale import in Duitsland?
28. P10. Klopt verwijzing nummer 23 wel? (zelfde als nummer 26 op volgende pagina)
29. P10. Er wordt gesproken over FSRU's in D en transportbeperkingen, maar het is onduidelijk wat de status is in het komende gasjaar 2024/25
30. P11. Is er een effect op de H-gas export als gevolg van de ombouw in D van L naar H?
31. P12. Waar komt het hoge scenario voor de binnenlandse productie vandaan?
32. P12. Er wordt vaak verwezen naar de Winter Outlook van ENTSOG, maar de getallen (zoals de capaciteit richting UK) zijn daarin niet te vinden

33. P12. Er staat: "Velden waar op dit moment niet uit gewonnen wordt, maar wel bewezen is dat er gas aanwezig is, zijn ook meegenomen in de verwachting". In welke verwachting? Gezien de rechtszaken, is dit dan niet een optimistische aanname?
34. P14. Waarom wordt er van een capaciteitsdaling van de LNG terminals uitgegaan? Is de capaciteit niet volledig beschikbaar?
35. P14. Welke deel van de tekst is nu van toepassing op het gasjaar 2024/25?
36. P16. Is er ook naar de verwachting van de Engelse gasproductie gekeken?
37. P17. Waarom wordt er van de ENTSOG simulaties uitgegaan en niet van de in de verordening bepaalde piekcapaciteit? Voor Nederland wordt dit wel gedaan? Waarom dit verschil?
38. P17. OSZ is bi-directioneel; staat in de grafiek de netto dag-import van alleen de pijpleidingen (niet de bergingen)?
39. P17. Hoe verhoudt de verwachte H-gas stroom zich ten opzichte van de ombouw in DLD?
40. P18. Er staat: "Gedurende de winterperiode worden de gasopslagen als laatste middel gebruikt om de vraag/aanbod balans op uurbasis kloppend te krijgen." Dit is de modellering van GTS met als balansgebied NL+L-gas export. Worden hierin ook de Duitse gasopslagen meegenomen? Zo ja, hoe? Welke verdeling over levering aan D en NL?
41. P19. Wat is de laatste stand met betrekking tot de ombouw van Grijskerk?
42. P19. In deze tabellen staat de maximale productiecapaciteit. Hoe ziet het maximum eruit bij piekvraag aan het einde van de winter, als de bergingen al voor een belangrijk deel leeg zijn?
43. P20. Hoe komt GTS aan de beschikbare capaciteiten van de Duitse H-gas cavernes?
44. P21. Graag uitleggen hoe deze capaciteitsanalyse zich verhoudt met de pieklevering (1:50 jaar, minimumtemperatuur -17). Uitleggen hoe/of middelen die GTS hiervoor reserveert (traject -9 tot -17) ook worden ingezet bij hogere temperaturen in de analyse in dit rapport.
45. P21. Wat is de "capaciteitswinst" door het uitgangspunt van -15.5 te verhogen naar -14 ? En hoe zit het met het verschil tussen -17 , -15.5 en -14 ? Is er een referentie naar het KNMI rapport?
46. P22. De conversie heeft toch geen impact op de capaciteitsvraag?
47. P22. Dit capaciteitsplaatje vereist enige uitleg. Graag een toelichting wat precies met welke categorie wordt bedoeld en hoe de cijfers tot stand zijn gekomen.
48. P22. De conversieprogramma's in de omliggende landen waren bekend. Dit kan alleen een argument zijn wanneer de planning in deze landen is versneld. Trouwens, heeft het vervangende H-gas een effect op de grenspunten met B en D?
49. P26. Hier staat een mooi overzicht van de gasstromen tussen NL en buurlanden. Kan het verband met de capaciteitstabellen in figuur 13 worden gemaakt?

Algemeen:

50. Is de stikstofcapaciteit/volume nog een beperkende factor? Wordt nergens in het document genoemd. Wel de moeite waard om hier toch aandacht aan te besteden (er is veel aandacht geweest in de vorige rapporten en door de vertraging van Zuidbroek II)
51. Zijn de verplichtingen op de L-gas exportstations niet meer relevant? Zouden deze verplichtingen tot gevolg kunnen hebben dat L-gas cavernes richting D produceren terwijl in deze analyse ze naar NL produceren?



About DNV

DNV is a global quality assurance and risk management company. Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, we enable our customers to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification, technical assurance, software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas, power and renewables industries. We also provide certification, supply chain and data management services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our experts are dedicated to helping customers make the world safer, smarter and greener.