



VALIDATIE VAN GTS ADVIES VAN 31 JANUARI 2022

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Rapportnr.: 202793-RM 22-0497, Rev. 2

Datum: 30-03-2022





Rapport titel: Validatie van GTS advies van 31 januari 2022
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Klant: Prinses Beatrixlaan 2
2595 AL Den Haag
Datum: 30-03-2022
Project No.: 10249771
Organisatie: Energy Systems
Rapportnr.: 202793-RM 22-0497

DNV Netherlands B.V.
Energy Systems
Energieweg 17
9743 AN Groningen
Tel: (+31) 06 1528 9995
K.v.K.: Arnhem 09006404

Copyright © DNV 2022. 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. Onbeperkte distributie, intern en extern.
 - INTERN gebruik. Intern DNV-document.
 - VERTROUWELIJK: Distributie in DNV volgens toepasselijk contract
 - GEHEIM: alleen geautoriseerde toegang.

Trefwoorden:
GTS, Groningen, aardgas, validatie, gasproductie, stikstof

*Specifieke distributie:

Rev. No.	Datum	Issue	Gemaakt door	Geverifieerd door:	Goedgekeurd door
0	2022-02-15	Conceptrapport	DNV-projectteam		
1	2022-03-18	Finaal conceptrapport	DNV-projectteam		
2	2022-03-30	Eindrapport	DNV-projectteam		

Table of contents

1	SAMENVATTING	1
2	INLEIDING	4
3	AANPAK.....	6
3.1	Doelstelling	6
3.2	Gevolgde stappen	6
4	VALIDATIE.....	8
4.1	Base case: rekenmethodiek en modelparameters	8
4.1.1	Inzet stikstofinstallaties	8
4.1.2	Prioritering inzet aanbodmiddelen	9
4.1.3	Inzet gasopslag Grijpskerk	11
4.1.4	Minimum flow Groningenveld en leveringszekerheid	12
4.1.5	Werkvolume Norg	14
4.1.6	Beschikbaarheid L-gas cavernes Epe-NL	16
4.1.7	LNG peakshaver	17
4.1.8	H-gas aanbod	18
4.1.9	Wobbe-index H-gas	19
4.1.10	Temperatuurprofielen	21
4.1.11	Binnenlandse G en H-gasvraag	22
4.1.12	Exportvolumes	24
4.1.13	Ombouw grootverbruikers	26
4.2	Gevoeligheidsanalyse	27

1 SAMENVATTING

Sinds een aantal jaren voert DNV op verzoek van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat validatiestudies uit op het jaarlijks advies van GTS aan het kabinet over het benodigde niveau van gaswinning uit het Groningen gasveld¹. Dit rapport is het resultaat van een dergelijke validatie van het GTS-advies voor het gasjaar 2022/2023 ("Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningencapaciteiten en -volumes gasjaar 2022/2023 en verder" met kenmerk L 22.0055, d.d. 31 januari 2022).

Aanpak validatie :

De validatie van DNV richt zich op fundamentele inconsistenties of problemen in de planningsuitgangspunten van GTS die tot een significant andere uitkomst van het GTS-advies zouden kunnen leiden. De 'uitkomst' refereert hier steeds aan de minimale Groningenvolumes die nodig zijn om leveringszekerheid te garanderen onder de verzamelde set uitgangspunten, voorwaarden en aannames. In de uitvoering van de validatie heeft DNV gebruik gemaakt van het concept en finaal advies van GTS. Daarnaast is achtergrondinformatie van het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat ontvangen. Deze informatie betrof het concept rapport Winter Report 2022 van de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion². DNV heeft vervolgens een vragenlijst opgesteld en aansluitend een interview gehouden met GTS.

Er is echter veel gebeurd sinds GTS haar advies voor gasjaar 2022/2023 uitbracht op 31 januari. De oorlog die tussen Rusland en Oekraïne is uitgebroken, heeft tot verregaande internationale sancties tegen Rusland geleid. Deze sancties hebben een grote impact op de wereldwijde energieprijzen en vergroten de zorgen ten aanzien van de importafhankelijkheid van Russisch aardgas. Daarnaast heeft GTS op 14 maart 2022 een aanvullend advies uitgebracht ten aanzien van de leveringszekerheid voor het lopende gasjaar 2021/2022 en heeft de Staatssecretaris een brief over de gaswinning Groningen naar de Tweede Kamer gestuurd³. Deze ontwikkelingen kunnen (deels) impact hebben op het advies van GTS voor het gasjaar 2022/2023 en verder. DNV heeft deze ontwikkelingen meegenomen in de validatie.

Nieuwe fase:

In het advies van GTS ziet DNV de afbouw van de gasproductie uit het Groningenveld een nieuwe fase ingaan. Tot aan dit advies van begin 2022 was de focus gericht op het zo snel mogelijk afbouwen van de productievolumes die uit het Groningenveld nodig waren om de eindverbruikersmarkt in balans te houden. Dit doel wordt met de geplande ingebruikname van de stikstofinstallatie in Zuidbroek en de voorspoedige ombouw van de buitenlandse L-gasmarkt bereikt. Vanaf het gasjaar 2022/2023 is in de base-case voor het eerst geen volume meer nodig uit het Groningenveld. Dit betekent dat het Groningenveld alleen nog nodig is om aan de N-1 norm in de Europese verordening "gasleveringszekerheid" te voldoen en zeer koude momenten met uitval van middelen af te dekken. Een aantal clusters moeten voor dit doel operationeel blijven. Een minimale productiehoeveelheid is nodig om de vereiste betrouwbaarheid met betrekking tot de tijdige beschikbaarheid te kunnen garanderen. Zodra aan deze N-1 norm wordt voldaan zonder de productiecapaciteit uit het Groningenveld, kan het Groningenveld definitief worden gesloten. Gelet op het belang van de N-1 norm ligt de focus van deze validatie op de toepassing van de formule om de N-1 norm te berekenen.

Analyse GTS, bevindingen en aanbevelingen:

De planningsuitgangspunten zoals gedaan door GTS kunnen niet volledig door DNV worden onderschreven. De belangrijkste bevindingen van DNV betreffen de volgende punten:

- De berekening (en de bijbehorende aannames) van de N-1 norm is in het advies van GTS niet transparant gemaakt. Dit is echter cruciaal voor de bepaling van de benodigde productiecapaciteit op het Groningenveld. Een berekening door DNV laat een substantieel lagere benodigde productiecapaciteit zien dan door GTS is berekend. Het verschil lijkt vooral voort te komen uit de mate waarin de technische productiecapaciteit van de L-gas bergingen in Duitsland

¹ [https://www.gasunietransportservices.nl/nieuws/niet-meer-gas-uit-groningen-nodig-maar-zorgen-over-leveringszekerheid#:~:text=Gasunie%20Transport%20Services%20\(GTS\)%20heeft,nieuwe%20analyses%20en%20actualisaties%20gedaan.](https://www.gasunietransportservices.nl/nieuws/niet-meer-gas-uit-groningen-nodig-maar-zorgen-over-leveringszekerheid#:~:text=Gasunie%20Transport%20Services%20(GTS)%20heeft,nieuwe%20analyses%20en%20actualisaties%20gedaan.)

² <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2022/03/14/l-gas-market-conversion-review/l-gas-market-conversion-review.pdf>

³ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2022/03/14/gts-aanvullend-advies-leveringszekerheid-gasjaar-2021-2022-14-maart-2022>

wordt meegenomen. Deze lijkt in de analyse van GTS, onder andere, te worden gereduceerd vanwege de aangenomen beschikbare grenscapaciteit met Nederland. In het geval de N-1 norm voor het gehele L-gas gebied (regionaal niveau) wordt berekend, is deze grenscapaciteit binnen de regio niet relevant en zou daarmee geen rol in de berekening mogen spelen. Het aanhouden van deze grenscapaciteit (binnen het L-gas leveringsgebied) leidt tot een suboptimale behoefte voor Groningengas. DNV adviseert om de berekening transparant te maken en nader onderzoek te doen ten aanzien van de beschikbare technische bergingscapaciteiten in Duitsland.

- De conversie van de gasopslag in Grijpskerk naar L-gas leidt mogelijk niet in alle gevoeligheidsscenario's tot de laagste cumulatieve gasproductie uit het Groningenveld. Indien de drie cavernes in Epe die op het GTS-net zijn aangesloten, beschikbaar blijven dan leidt dit tot een aanzienlijk lagere benodigde productiecapaciteit op het Groningenveld. Dit vertaalt zich mogelijk in een lagere cumulatieve productie. Het verkrijgen van zekerheid dat deze cavernes voor de L-gasmarkt beschikbaar blijven, kan alleen door ingrijpen worden bereikt. Gelet op de onzekerheid van de conversie van de gasopslag Grijpskerk op de sluitingstijd van het Groningenveld en de leveringszekerheid, zou dit in de afweging meegenomen moeten worden. DNV beveelt aan te onderzoeken hoe zekerheid verkregen kan worden dat de drie L-gas cavernes in Epe langjarig voor de L-gasmarkt beschikbaar blijven en welke impact dit heeft op de Groningenproductie.
- De aanname dat er altijd voldoende H-gas beschikbaar is, kan niet zondermeer worden gedaan. Het laatste ENTSOG rapport: "Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS simulation) 2021" toont aan dat een onderbreking van de aanvoerroute van Russisch gas zowel via de Nordstream II als via Oekraïne tot gastekorten leidt. Na de publicatie van het GTS advies is de oorlog tussen Rusland en Oekraïne uitgebroken. Als gevolg hiervan wordt de volledige onderbreking van de aanvoer van Russisch gas ook als een mogelijk scenario gezien. In de brief van GTS d.d. 14 maart wordt dit ook erkend⁴. De productiecapaciteit van pseudo G-gas wordt daarmee mogelijk op koude dagen te hoog ingeschat. DNV adviseert om de impact op het Nederlandse gassysteem van het ENTSOG scenario waarbij gelijktijdig de Nordstream II niet beschikbaar is met de importen uit Oekraïne te onderzoeken. Daarnaast blijft DNV de aanbevelingen die in de validatie van gasjaar 2021/2022 zijn gedaan ten aanzien van de H-gas leveringszekerheid nadrukkelijk herhalen
- De vulgraad voor de gasberging Norg wordt door GTS voor aanvang van het gasjaar 2022/2023 op 4 bcm gesteld. De vergunning voor gasberging Norg maakt opslag tot 6 bcm mogelijk. Enerzijds vermindert het niet volledig benutten van het werkvolume van de gasopslag Norg de robuustheid om tegenvallers op het vlak van eventuele additionele Groningenvolumes op te vangen. Anderzijds wordt mogelijk de kans onbenut gelaten om de leveringszekerheid te verhogen. DNV beveelt aan om te onderzoeken of er een prikkel opgenomen kan worden in de operationele strategie om al het surplus aan stikstof (indien technisch mogelijk) in de maanden april – november te gebruiken om als pseudo G-gas te injecteren in Norg.
- GTS maakt niet inzichtelijk wat de resterende capaciteitsbehoefte is van de G-gas grootverbruikers die niet tijdig omgebouwd kunnen worden naar H-gas. Afhankelijk van de uitkomsten van de N-1 berekening en de planning van resterende ombouw is niet met zekerheid te stellen dat de vertraagde ombouw geen effect heeft op de sluiting van het Groningenveld. Er zijn scenario's mogelijk dat tijdige ombouw tot een eerdere sluiting zou kunnen leiden. Voor het komende gasjaar zijn geen mogelijkheden meer om de ombouw te versnellen. Wel adviseert DNV om inzichtelijk te maken welke impact een versnelde ombouw van de resterende L-gas grootverbruikers op de behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld heeft.

Daarnaast doet DNV ten aanzien van de door GTS uitgevoerde gevoeligheidsanalyse de volgende aanbeveling:

- GTS heeft zowel een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd naar de resterende capaciteitsvraag als naar de resterende volumevraag op het Groningenveld. Echter, deze gevoeligheidsanalyse gaat uit van de ombouw van Grijpskerk in de base-case. Aangezien nog niet tot deze maatregel is besloten, maakt dit de vergelijking tussen de andere

⁴ <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2022/03/14/gts-aanvullend-advies-leveringszekerheid-gasjaar-2021-2022-14-maart-2022>



gevoeligheden lastig. DNV beveelt aan de gevoeligheidsanalyse uit te voeren op een base-case zonder de ombouw van Grijpskerk.

2 INLEIDING

DNV is door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat gevraagd een validatiestudie uit te voeren op het advies van GTS over de benodigde volumes uit en capaciteiten van het Groningenveld voor het gasjaar 2022/2023 en de jaren tot aan 2030.

In het advies voor het gasjaar 2022/2023 komt GTS tot het benodigde volume en capaciteit zoals weergegeven in Tabel 1. Deze tabel geeft tevens het volume en de capaciteit weer voor het lopende gasjaar (2020/2021) conform het meest recente advies van GTS d.d. 14 maart 2022. Een verdere daling in het gasjaar 2022/2023 ten opzichte van het huidige jaar is volgens GTS niet mogelijk vanwege de minimum flow op het Groningenveld als gevolg van de benodigde capaciteit om aan de N-1 norm te voldoen. Het benodigde volume uit het Groningenveld voor gasjaar 2022/2023 is voor het eerst lager dan de minimum flow. De maatregelen van de afgelopen jaren om de vraag naar L-gas te verminderen en het aanbod van pseudo L-gas te verhogen, hebben het beoogde doel bereikt. Vanaf gasjaar 2022/2023 is voor het eerst in de base-case geen volume meer nodig uit het Groningenveld en blijft het veld alleen nog open om aan de N-1 norm te voldoen. De nadruk in het door DNV uitgevoerde validatieonderzoek ligt dan ook op de berekening van de benodigde capaciteit.

Tabel 1: Benodigde volumes en capaciteiten

Gasjaar	Volume [bcm]		Capaciteit [mln. m3/uur]
	Gemiddeld jaar	Koud jaar	
Lopend (2021/2022)	4,6 (3,9)*	6,4 (7,5)*	4,6 (4,6)*
Volgend (2022/2023)	1,7	1,7	2,7

* tussen haakjes de getallen conform vaststellingsbesluit september 2021

GTS geeft in haar advies aan dat een aantal maatregelen om Groningenproductie verder te reduceren nog lopen. Aan de vraagkant zijn dit voornamelijk de ombouw van de huishoudelijke markt in omliggende landen en van de ombouw van de negen industriële grootverbruikers in Nederland. De belangrijkste maatregel aan de aanbodzijde is de ingebruikname van de stikstofinstallatie Zuidbroek II (120.000 m3/h wordt vanaf 1 juli verwacht en de volledige capaciteit van 180.000 m3/h vanaf medio augustus). Deze maatregelen zullen in positieve zin de komende jaren de delta vergroten tussen de vraag naar L-gas en het beschikbare aanbod van pseudo L-gas. Hierdoor ontstaat een steeds grotere buffer om ongeplande uitval van stikstofinstallaties of gasbergingen te compenseren.

Naast de maatregelen om de vraag naar L-gas te verlagen en het aanbod van pseudo L-gas te vergroten, is aangenomen dat de gasberging Grijskerk wordt omgebouwd van H-gas naar L-gas. Deze maatregel vergroot het capaciteitsaanbod waardoor de capaciteit op het Groningenveld sneller niet meer nodig is om aan de Europese N-1 norm te voldoen. Deze maatregel versnelt het mogelijke tijdstip waarop het Groningenveld definitief kan worden gesloten in de base case van gasjaar 2025/2026 naar gasjaar 2023/2024. Een eerdere sluiting van twee jaar.

GTS identificeert in haar advies een aantal onzekerheden die de sluiting van het Groningenveld zouden kunnen beïnvloeden. Deze onzekerheden zijn gekwantificeerd door middel van een gevoeligheidsanalyse ten opzichte van het basisscenario. Hiermee worden de belangrijkste risico's en het effect daarvan op het basisscenario op langere termijn in kaart gebracht. De belangrijkste onzekerheden zijn:

- Vertraging ten opzichte van de geplande datum voor ingebruikname van de stikstofinstallatie Zuidbroek II. Een vertraging heeft een grote impact op de benodigde capaciteit voor gasjaar 2022/2023. In latere jaren is geen impact meer te verwachten. Daarmee heeft deze gevoeligheid slechts impact op het cumulatieve volume en niet op de mogelijke sluitingsdatum.

- De beschikbaarheid van de bestaande drie L-gas cavernes in Epe die op het GTS netwerk zijn aangesloten. Met name het volledig beschikbaar blijven van deze cavernes reduceert de capaciteitsbehoefte substantieel. Deze gevoeligheid heeft daarmee zowel impact op het cumulatieve volume als op de sluitingsdatum.
- Een hogere of lagere Wobbe-index dan aangenomen. Een hogere of lagere Wobbe-index heeft direct impact op de hoeveelheid H-gas dat kan worden omgezet naar pseudo L-gas door vermenging met een kubieke meter stikstof. Deze gevoeligheid heeft een beperkte impact op zowel het cumulatieve productievolume, maar kan wel resulteren in een latere sluiting van het Groningenveld.
- Een hogere markt vraag. De vraag naar aardgas kan minder snel afnemen door een vertraging in de buitenlandse ombouw, het niet realiseren van de verwachte energie besparingsmaatregelen of de omschakeling naar elektriciteit. Deze gevoeligheid heeft een relatief grote impact het cumulatieve productievolume als ook in een vertraging van een jaar op de mogelijke sluitingsdatum.

3 AANPAK

3.1 Doelstelling

Deze validatiestudie volgt op een reeks eerdere validatiestudies van DNV op de adviezen van GTS (Tabel 2). In deze validatiestudies heeft DNV aanbevelingen gedaan ten aanzien van het verbeteren van de rekenmethodiek, de modelparameters en het te voeren proces. DNV constateert dat het uitvoeren van de base case berekening door GTS daarmee een meer routinematige exercitie is geworden. Dit betekent dat de validatie van de base case zich kan beperken tot de validatie van de gewijzigde modelparameters.

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

Tabel 2 Voorgaande validatiestudies uitgevoerd door DNV

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

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

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

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

3.2 Gevolgde stappen

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

- Op 24 januari heeft DNV de conceptversie van het advies van GTS aan het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat ontvangen van GTS.



- DNV heeft op basis van dit advies een vragenlijst opgesteld en ter voorbereiding van het interview met GTS deze op 3 februari aan GTS gestuurd. Deze vragenlijst is toegevoegd als bijlage aan dit rapport.
- Op 31 januari heeft DNV van GTS het definitieve advies van GTS ontvangen.
- Op 7 februari heeft DNV een interview gehouden met experts van GTS. In dit interview is de vragenlijst als leidraad gebruikt.
- Op 7 februari en 9 februari heeft DNV aanvullende vragen per email aan GTS gesteld. Op 10 februari heeft DNV per email van GTS antwoorden op deze vragen ontvangen.
- Op 16 februari heeft DNV het conceptrapport besproken met beleidsmedewerkers van EZK.
- Op 23 maart heeft DNV het definitieve conceptrapport besproken met beleidsmedewerkers van EZK.
- DNV heeft het conceptrapport opgestuurd naar GTS voor een controle op feitelijke onjuistheden. Op 29 maart is een e-mail van GTS ontvangen met commentaar op het conceptrapport.

4 VALIDATIE

4.1 Base case: rekenmethodiek en modelparameters

GTS geeft in haar advies aan dat er geen aanpassingen nodig zijn geweest in het gehanteerde model. Er zijn slechts aanpassingen gedaan in een aantal modelparameters op basis van nieuwe inzichten. In het verleden heeft DNV de rekenmethodiek van GTS gevalideerd en daar aanbevelingen voor verbeteringen gedaan. Deze aanbevelingen zijn in de opvolgende adviezen steeds door GTS overgenomen. Hierdoor is het beeld van DNV dat de rekenmethodiek volwassen en professioneel is opgezet. Tijdens het door DNV afgenomen interview met experts van GTS zijn er geen aanwijzingen gevonden voor fundamentele inconsistenties of problemen in de aanpak door GTS die tot een significant andere uitkomst zouden kunnen leiden. De 'uitkomst' refereert hier steeds aan de minimale Groningenvolumes die nodig zijn om leveringszekerheid te garanderen onder de verzamelde set uitgangspunten, voorwaarden en aannames

De validatie door DNV heeft zich derhalve geconcentreerd op de aangepaste modelparameters. Daarnaast heeft DNV getracht op basis van haar eigen technische kennis van het gastransportnetwerk GTS extra te bevragen over mogelijke technische uitdagingen in de implementatie van het advies. Daarnaast wordt er door DNV dieper ingegaan op een aantal van de onzekerheden die GTS in haar gevoeligheidsanalyse identificeert.

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

4.1.1 Inzet stikstofinstallaties

GTS beschikt over een tweetal installaties voor de inzet van 'firm' stikstof. Dit zijn Ommen en Wieringermeer. De installatie in Ommen heeft een capaciteit van 146.000 m³/uur en de installatie in Wieringermeer heeft een capaciteit van 295.000 m³/uur. In totaal heeft GTS daarmee op dit moment 441.000 m³/uur aan 'firm' stikstof productiecapaciteit beschikbaar. In de winterperiode (november tot en met april) zijn deze installaties planmatig volledig beschikbaar en in de zomermaanden (mei tot en met oktober) wordt deze capaciteit planmatig verminderd met 65.000 m³/uur om rekening te houden met het geplande onderhoud aan deze installaties. Daarnaast worden deze 'firm' installaties ondersteund door de back-up faciliteiten Pernis en Heiligerlee. Deze faciliteiten zijn bedoeld om ongeplande uitval van de 'firm' installaties te kunnen opvangen. Echter, in de praktijk staan deze installaties aan de markt beschikbaar. Daarmee zal de daadwerkelijke beschikbaarheid van de installaties soms groter en kleiner kunnen zijn dan de planmatige aannames. Echter, over een jaar gemiddeld is de verwachting dat deze overeenkomen met de planningsuitgangspunten. Uit de resultaten in het verleden blijkt dat deze aanname realistisch is. In de validatie over gasjaar 2020/2021 is reeds uitgebreid op de huidige strategie van de inzet van stikstof ingegaan. In een eerder advies uit 2019 heeft GTS aangegeven dat een maximale inzet van 110% als het absolute plafond wordt gezien⁵].

Voor het aankomende gasjaar 2022-2023 zijn er twee verschillen ten aanzien van voorgaande jaren van de stikstofmiddelen (stikstof en mengstations). Ten eerste zal de LNG peakshaver zijn omgebouwd naar een "regulier" mengstation. De beschikbaarheid van de G-gas productie zal als gevolg van deze ombouw meer gaan afhangen van de beschikbaarheid van H-gas in het gasnetwerk. Echter vanwege het gekozen uitgangspunt dat er altijd voldoende H-gas beschikbaar zal zijn, neemt GTS aan dat dit geen extra risico oplevert. Ten tweede zal naar verwachting de nieuwe stikstofinstallatie Zuidbroek II in bedrijf zijn genomen. Op dit moment wordt er nog gebouwd aan deze nieuwe stikstoffabriek bestaande uit drie (3) stikstofproductie-eenheden met elk een capaciteit van 60.000 m³/uur. De totale 'firm' capaciteit neemt toe met 180.000 m³/uur. De volledige inzet van de stikstofinstallatie wordt verwacht vanaf de start van het gasjaar 2022/2023.

Vanwege de onbekendheid met de prestaties van deze stikstofinstallatie heeft GTS een Monte Carlo simulatie uitgevoerd voor alle stikstofinstallaties. Uit deze simulaties blijkt dat een back-up volume nodig is ter grootte van 1,5 mrd m³ uit het Groningenveld. GTS constateert dat de totale beschikbaarheid van alle stikstofinstallaties, dus inclusief Zuidbroek II, lager

⁵ <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/detail?id=2019D34865&did=2019D34865>

dan 100% wordt ingeschat. De hiervoor benodigde capaciteit om deze 1,5 mrd m³ te produceren ligt binnen de hoeveelheid die voor het instandhouden van de back-up productiecapaciteit op het Groningenveld reeds nodig is. Echter het wordt uit de analyse van GTS niet duidelijk of dergelijke volumes eventueel gecompenseerd zouden kunnen worden door gebruik te maken van de back-up stikstofinstallaties later in het jaar. Ook wordt niet duidelijk in hoeverre deze back-up capaciteit zich over de tijd ontwikkelt en of dit ook een randvoorwaarde is voor de de sluiting van het Groningenveld.

Het uitgangspunt van GTS voor het gasjaar 2022/2023 is dat de jaargemiddelde beschikbaarheid van alle stikstofinstallaties 100% blijft bedragen en daarmee over het hele jaar met 180.000 m³/uur toeneemt. Dit is in lijn met de realisaties van de gasjaren 2019/2020 en 2020/2021⁶. Daarnaast reduceert GTS in de zomermaanden de totale beschikbare 'firm' capaciteit tijdens de maanden mei tot en met oktober met 65.000 m³/uur om te corrigeren voor onderhoud. Dit betekent dat 100% in de zomermaanden lager ligt dan 100% tijdens de wintermaanden. Vanwege de verwachte ingebruikname van Zuidbroek II wordt de onderhoudsperiode tijdens de zomermaanden vervroegd van mei naar april. Dit is een aanname om het verwachte jaarlijkse onderhoud aan Zuidbroek II mee te nemen in de planmatige beschikbaarheid van stikstof.

Op basis van de realisaties uit het verleden lijkt een 100% planmatige beschikbaarheid van de 'firm' stikstofinstallaties een goed verdedigbaar uitgangspunt. Voor de minimalisering van de Groningenproductie is er in de base case geen reden het percentage (van 100%) te verhogen. Wel zou het voor de robuustheid van de base case en ook de leveringszekerheid een voordeel kunnen bieden om (met name tijdens de zomer) een zo hoog mogelijk stikstofpercentage in te zetten om Norg volledig te vullen. Hier wordt bij de inzet van de middelen (stikstofinstallaties en overige L-gas bergingen) en het werkvolume Norg nader op ingegaan. Echter zoals reeds aangegeven in de validatie voor gasjaar 2021/2022 is het risico op uitval van een installatie in de opstartfase groter dan voor een bestaande installatie. De aanbeveling van GTS om te wachten met de sluiting van clusters totdat de betrouwbaarheid van de nieuwe stikstofinstallatie zich heeft bewezen, vindt DNV verstandig.

Op basis van bovenstaande kan DNV de uitgangspunten van GTS ten aanzien van de inzet van stikstofinstallaties valideren. De realisaties over de afgelopen jaren laten zien dat deze uitgangspunten in de praktijk realistisch zijn. Eventuele tegenvallers kunnen gecompenseerd worden uit de back-up capaciteit op het Groningenveld. Ten aanzien van de benodigde back-up volumes heeft DNV de volgende aanbevelingen:

- Maak het benodigde back-up volume inzichtelijk in de tijd en geef aan of dit een randvoorwaarde voor de sluiting van het Groningenveld is.
- Onderzoek of er alternatieve bronnen zijn voor de benodigde back-up volumes dan het Groningenveld. Bijvoorbeeld door later in het jaar gebruik te maken van de back-up stikstofinstallaties of door middel van extra werkvolume in Norg.

4.1.2 Prioritering inzet aanbodmiddelen

De inzet van de L-gas middelen voor het gasjaar 2022/2023 wordt door GTS bepaald door op ieder uur de marktvrage naar L-gas te modelleren en daar vervolgens de minimum flow van Groningen vanaf te trekken. De eventuele restvraag wordt volgens een bepaalde inzetvolgorde opgevuld met de beschikbare L-gas middelen. Het Groningenveld is hierbij altijd de sluitpost om de productie te minimaliseren.

Allereerst worden de productie van pseudo L-gas en de verrijking van de exportstromen maximaal ingezet. Vervolgens wordt de gasberging Norg ingezet. Als allerlaatste stap wordt de gasberging in Alkmaar en de overige L-gas cavernes ingezet. GTS geeft aan dat de gasopslag Norg gedurende oktober t/m april kan produceren en gasopslag Alkmaar vanaf november t/m maart kan produceren. Beide opslagen worden beschreven als seizoensbergingen. Voor alle opslagen geldt dat wordt aangenomen dat deze volumeneutraal over een jaar opereren. Er wordt over het gasjaar genomen evenveel volume geïnjecteerd in de gasopslagen als dat er wordt geproduceerd. Indien er na deze stappen nog een restvraag over is, wordt deze beleverd door productie uit het Groningenveld. Dit zijn dan volumes die boven de minimum

⁶ <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2021/10/29/rapportage-inzet-middelen-en-methoden-in-gasjaar-2020-2021>

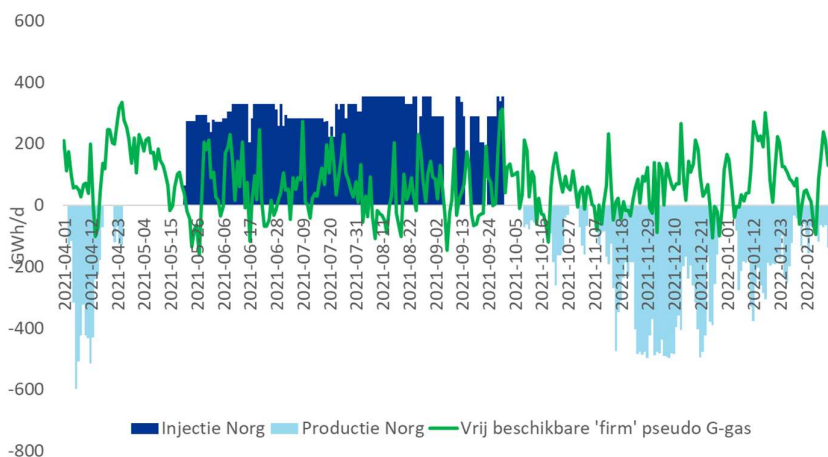
flow moeten worden geproduceerd. Eventueel niet ingezette 'firm' beschikbare stikstofproductiecapaciteit wordt in de zomer aangewend om de gasopslagen te vullen met pseudo L-gas.

Aangezien deze middelen door marktpartijen worden aangestuurd, kan er een verschil ontstaan tussen de gemodelleerde inzet en de daadwerkelijke inzet. Er zal uiteindelijk gezorgd moeten worden voor de juiste inzet van deze middelen op basis van de vastgestelde operationele strategie. Daarnaast zijn er nog andere middelen, waaronder de cavernes van EnergyStock in Zuidwending en in elk geval één caverne in Epe (die op het GTS netwerk zijn aangesloten) om L-gas te produceren. Echter, deze gasopslagfaciliteiten staan niet onder controle van GasTerra en hun inzet is daarom niet geheel vanzelfsprekend conform de modellering zoals GTS die heeft gehanteerd. GTS gaat er echter vanuit dat bij een afwijkende inzet van deze middelen GasTerra adequate correcties zal uitvoeren met haar ter beschikking staande middelen om de leveringszekerheid van de G/L-gas markt niet in gevaar te brengen. Mocht dit alles niet tot voldoende resultaat leiden dan kan GTS dwingend sturing geven aan de shippers die actief zijn op deze markt.

DNV ziet dat deze sturing over de afgelopen jaren effectief is geweest om de Groningenproductie te minimaliseren. Er zijn echter twee belangrijke aandachtspunten:

- In de zomermaanden ziet DNV een risico dat het niet vanzelfsprekend is dat de beschikbare stikstofproductiecapaciteit maximaal wordt ingezet om de bergingen te vullen. Figuur 1 toont de situatie van april 2021 t/m begin februari 2022 en toont aan dat er in april 2021 'firm' stikstof beschikbaar was die gebruikt had kunnen worden om bijvoorbeeld extra volumes in Norg te injecteren. Hoewel dit volgens de inzet van de middelen niet noodzakelijk was, had dit wel kunnen bijdragen aan het creëren van een buffer voor eventuele tegenvallers. In dit geval had een hogere exportvraag uit Duitsland niet meteen geleid tot een mogelijk hogere productie uit Groningen. Bij de validatie van het werkvolume in Norg wordt hier nader op ingegaan vanuit het perspectief van de leveringszekerheid.
- De inzet van de middelen is momenteel erg afhankelijk van het gedrag van GasTerra. Deze partij zorgt ervoor dat de gemodelleerde inzet van middelen door GTS zich ook vertaalt naar de praktijk. Na de opheffing van GasTerra is het onduidelijk hoe deze koppeling gewaarborgd wordt. GTS heeft aangegeven dat er een nadere studie plaatsvindt naar de inrichting van het systeem post GasTerra.

Figuur 1: Injectie Norg en beschikbaar 'firm' stikstof



DNV kan de aannames van GTS met betrekking tot de inzet van de middelen valideren. Wel beveelt DNV het volgende aan:

- Onderzoek welke mogelijkheden er zijn om eventueel surplus 'firm' beschikbare stikstof in de zomermaanden maximaal aan te wenden om het werkvolume van Norg gedurende de zomermaanden te vullen. Dit creëert een

volumebuffer die gebruikt kan worden om eventuele tegenvallers op te vangen en vergroot de leveringszekerheid voor het gehele Nederlandse gassysteem.

- Zet de inventarisatie voort hoe de inzet van de L-gas middelen na de opheffing van GasTerra vormgegeven kan worden.

4.1.3 Inzet gasopslag Grijpskerk

In de base case gaat GTS uit van de ombouw van Grijpskerk van H-gas naar L-gas. In de raming van GTS start de injectie van pseudo L-gas dan wel Groningengas vanaf 1 april 2022. Alvorens Grijpskerk kan worden ingezet voor L-gas zijn er spoelingen nodig om het aanwezige H-gas uit de berging voldoende te mengen met het pseudo L-gas zodat het geproduceerde gas voldoet aan de minimale Wobbe-index voor L-gas. GTS neemt aan dat er minimaal twee (2) en mogelijk drie (3) spoelcycli nodig zijn om de productievolumes vanuit Grijpskerk op de gewenste gaskwaliteit te krijgen.

Het ombouwen van de gasberging Grijpskerk is in gang gezet om extra capaciteit voor de L-gas markt te creëren. Deze capaciteit moet ervoor zorgen dat eventuele capaciteitstekorten ten aanzien van de Europese leveringszekerheidsnorm (N-1 norm) opgevangen kunnen worden. Deze tekorten worden momenteel door het Groningenveld gecompenseerd. Nu er vanaf het gasjaar 2022/2023 in de base-case voor het eerst geen volume meer nodig is uit het Groningenveld is de noodzaak voor de back-up productiecapaciteit de enige reden dat het Groningenveld niet gesloten kan worden. Om deze productiecapaciteit op een snelle afroepbasis beschikbaar te houden is een minimale gasproductie uit het Groningenveld nodig waarmee ook het beperkte volume wordt geproduceerd. Vervanging van deze capaciteitsfunctie door de gasopslag Grijpskerk kan leiden tot een snellere sluiting van het Groningenveld. DNV heeft uit het gesprek met GTS begrepen dat er momenteel al fysieke aanpassingen aan het GTS netwerk bij de gasopslag Grijpskerk worden uitgevoerd om deze geschikt te maken voor de omzetting naar L-gas. De verwachting is dat deze maatregelen voor 1 april 2022 gereed zijn. Vanwege de vertraagde oplevering van de stikstofinstallatie Zuidbroek II kan het vullen van gasopslag Grijpskerk vanaf 1 april 2022 niet uitsluitend met pseudo L-gas plaatsvinden. Hiervoor zijn in het lopende gasjaar 2021/22 additionele volumes uit het Groningenveld nodig. Het starten met vullen vanaf 1 april 2022 zou kunnen resulteren in een eerst mogelijke sluiting van Groningenveld op 1 oktober 2023. Indien er niet wordt gekozen voor een back-up rol van de gasopslag Grijpskerk is de eerst mogelijke sluitingsdatum van het Groningenveld voorzien op 1 april 2025. In dat geval blijft het Groningenveld deze back-up capaciteit leveren. Een overzicht van de verschillende scenario's is in tabel 3⁷ weergegeven. Hierbij valt op dat voor het cumulatieve productievolume de diverse scenario's nauwelijks van elkaar verschillen.

Tabel 3: Verwachte productie uit het Groningenveld in miljarden m3

	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025	Totaal
Vullen gasopslag Grijpskerk vanaf april 2022	4,6	1,7			6,3
Vullen gasopslag Grijpskerk vanaf april 2023	3,5	1,7	1,3		6,5
Grijpskerk niet ombouwen	3,5	1,7	1,3	0,4	6,9

Een belangrijke onzekerheid bij de omzetting van Grijpskerk op G-gas is het aantal spoelcycli dat nodig is voordat de gasopslag Grijpskerk als volwaardige back-up (~op 1.9 miljoen m3/uur begrensd door transportcapaciteit in het GTS netwerk) kan dienen ten aanzien van de leveringszekerheidsnorm. GTS geeft hierbij aan dat tijdens de spoelcycli het huidige netwerk niet meer dan tussen de 300.000 en 400.000 m3/uur aan L-gas uit Grijpskerk kan innemen. Daarom kan de gasopslag Grijpskerk in de tussenperiode de rol van het Groningenveld als back-up niet volledig overnemen.

DNV constateert dat in de gevoeligheidsanalyse van GTS het beschikbaar zijn van alle drie de L-gas zoutcavernes in Epe (die rechtstreeks op het GTS net zijn aangesloten) een variabele is die een grote impact op de resterende behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld heeft. Een verdere validatie van de beschikbaarheid is te vinden in paragraaf

⁷ <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2022/03/14/gts-aanvullend-advies-leveringszekerheid-gasjaar-2021-2022-14-maart-2022/gts-aanvullend-advies-leveringszekerheid-gasjaar-2021-2022-14-maart-2022.pdf>

4.1.6. Indien de beschikbaarheid van deze cavernes kan worden zeker gesteld dan ziet DNV een ander scenario dat niet in de gevoeligheidsanalyse van GTS naar voren komt. De beschikbaarheid van alle drie de L-gas zoutcavernes in Epe tot oktober 2025 resulteert in het volgende:

- De benodigde capaciteit voor gasjaar 2022/2023 reduceert van 2,7 mln m³ per uur naar 1,9 mln m³ per uur. Dit leidt tot een lagere behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld en daarmee tot een mogelijk lagere minimum flow.
- Ook in het gasjaar 2023/2024 leidt dit tot een lagere minimum flow van circa 1,1 mln m³/h.
- Het Groningenveld kan op zijn vroegst op 1 april 2024 gesloten worden waardoor de minimum flow in gasjaar 2023/2024 slechts voor een halfjaar nodig is.

DNV schat in dat de cumulatieve Groningenproductie in dit scenario mogelijk uit zou komen op 5,3 mrd. m³ en daarmee 1,0 mrd. m³ onder het meest gunstige scenario van GTS zoals weergegeven in tabel 3. Het veld zou een halfjaar (1/2) langer open moeten blijven in vergelijking met het meest gunstige scenario zoals door GTS gepresenteerd. Een verdere beschikbaarheid van de L-gas cavernes in Duitsland zou mogelijk tot een nog lagere cumulatieve productie en eerdere sluiting van het Groningenveld kunnen leiden.

DNV ziet twee grote voordelen in dit scenario. Ten eerste is een lager werkvolume nodig voor de L-gas cavernes ten opzichte van het vullen van Grijpskerk. Dit betekent bijvoorbeeld dat de productie van pseudo- L-gas in de zomer ingezet kan worden om de gasopslag in Norg maximaal te vullen en daarmee de leveringszekerheid te verhogen. Voor een uitgebreide uitleg zie paragraaf 4.1.5. Ten tweede is er geen onzekerheid met betrekking tot het aantal benodigde speelcycli. De robuustheid van deze maatregel is groot.

Gelet op bovenstaande kan DNV de uitgangspunten zoals gehanteerd door GTS valideren. Echter DNV mist in de verschillende scenario's een verdere uitwerking hoe de drie (3) cavernes in Epe die op het GTS netwerk zijn aangesloten langjarig voor de markt beschikbaar gemaakt kunnen worden. Net als de ombouw van Grijpskerk is dit een mogelijkheid die door ingrijpen te realiseren is. Een dergelijk scenario zou tot aanzienlijk lagere productievolumes uit het Groningenveld en een eerdere sluitingsdatum kunnen leiden ten opzichte van de base-case (zonder ombouw van Grijpskerk).

Vandaar dat DNV de volgende aanbeveling doet:

- Onderzoek bovenstaand scenario en breng in kaart wat de gevolgen kunnen zijn van de beschikbaarheid van alle drie (3) de Epe cavernes in relatie tot de noodzaak tot ombouw van Grijpskerk. Indien minimalisatie van de Groningenproductie leidend is in de besluitvorming kan dit scenario in een andere belangenafweging resulteren.

4.1.4 Minimum flow Groningenveld en leveringszekerheid

Twee functies zijn bepalend voor de sluitingsdatum van het Groningenveld: de benodigde volumes en de benodigde capaciteit voor een betrouwbare gasvoorziening in Nederland. Ten aanzien van de volumecomponent blijkt uit de analyse van GTS dat vanaf gasjaar 2022/2023 de gasproductie uit het Groningenveld nog slechts minimaal nodig is voor het leveren van volumes aan de L-gas markt. Deze markt kan in een normaal jaar volledig worden beleverd door de productie van pseudo L-gas en door de resterende Duitse L-gas productie.

De bepaling van de eventueel benodigde capaciteit wordt gebaseerd op de verplichtingen onder de EU verordening (EU) 2017/1938⁸. Deze verordening stelt dat:

“Elke lidstaat of, indien een lidstaat daartoe besluit, zijn bevoegde instantie, waarborgt dat de noodzakelijke maatregelen worden genomen opdat, in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur, de technische capaciteit van de resterende infrastructuur, bepaald volgens de N–1-formule als neergelegd in punt 2 van bijlage II, in staat is om, onverminderd lid 2 van dit artikel, te voldoen aan de totale gasvraag van het berekende gebied gedurende een dag van uitzonderlijk hoge gasvraag die met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar voorkomt.”

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R1938&from=SK>

In het L-gas systeem wordt deze norm op regioniveau berekend waarbij de gehele L-gas markt in Nederland, Duitsland, België en Frankrijk wordt beschouwd. Voor een uitgebreide analyse hiervan wordt verwezen naar de DNV validatie over gasjaar 2020/2021⁹. Volgens de analyse van GTS is de inzet van het Groningenveld voor gasjaar 2022/2023 nog steeds nodig als back-up om aan de leveringszekerheidsnorm te voldoen. Deze eventueel benodigde back-up capaciteit van het Groningenveld wordt enerzijds bepaald door de alternatieve productiemiddelen van (pseudo) Groningen gas en anderzijds door de markt vraag naar (pseudo) Groningen gas. Alternatieve productiemiddelen kunnen ook in het L-gas gebied in het buitenland liggen. Hierbij valt te denken aan de cavernes in Duitsland (Epe, Nuttermoor, Huntorf of Empelde), de gasberging in Frankrijk (Sediane B) of de mengfaciliteiten in Rehden, Broichweiden en Lillo. Aangezien er bij een dekingsgraad lager dan 100% geen andere middelen beschikbaar zijn om dit capaciteitstekort op te vullen, moet het Groningenveld bijspringen om de leveringszekerheid te garanderen. Een aantal clusters zal hiervoor op minimum flow moeten produceren, zodat in deze situaties tijdig gereageerd kan worden. Anders kan niet worden gegarandeerd dat de productie snel genoeg kan worden opgeschaald.

De berekeningsmethode voor de N-1 formule is in Bijlage 2 van de EU verordening (EU) 2017/1938 bepaald:

Berekeningsmethode voor de N - 1-formule

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

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

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

GTS geeft in haar advies aan dat voor het gasjaar 2022/2023 uit de N-1 berekening een capaciteitstekort volgt van 2,7 mln m³/uur. Deze capaciteit is vervolgens de input voor de bepaling van het aantal cluster dat operationeel moet blijven. Vervolgens berekent GTS op basis van de vastgestelde rekenregels door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat de minimumflow op het Groningenveld.

Aangezien de uitkomst van de N-1 formule bepalend is voor de raming van de Groningenproductie heeft DNV extra aandacht aan deze berekening besteed. Hierbij heeft DNV twee belangrijke bevindingen:

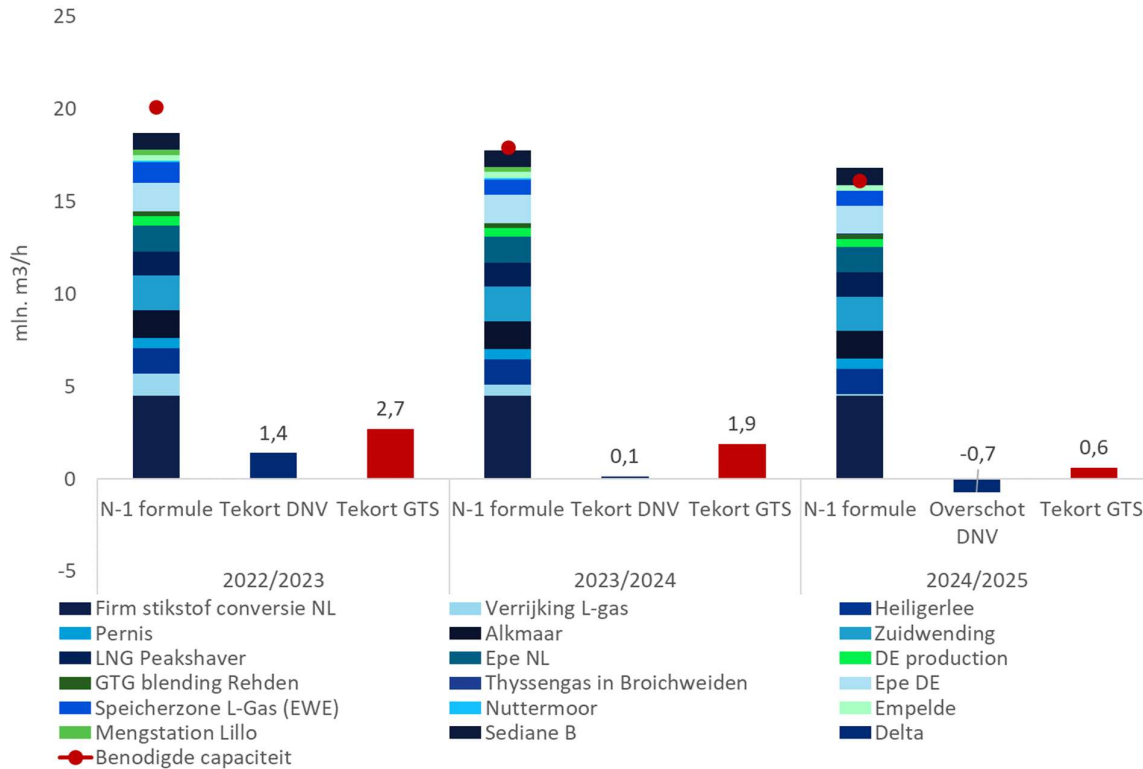
- In Epe zijn drie (3) zoutcavernes die rechtstreeks aangesloten zijn op het netwerk van GTS. In de berekening gaat GTS uit van de beschikbaarheid van slechts een (1) van deze cavernes. In de validatie van de beschikbaarheid van de L-gas bergingen wordt hier door DNV nader op ingegaan.
- In het Duitse netwerk ontwikkelingsplan (NEP) lijkt de inzet van de bergingen te worden beperkt door de capaciteiten die aan de import uit Nederland en de Duitse productie worden toegewezen. Er staat namelijk een aanzienlijk grotere technische productiecapaciteit voor de Duitse L-gas cavernes dan wordt meegenomen. De totale technische capaciteit is 3 mln m³/uur, terwijl slechts 1,6 mln m³/uur wordt meegenomen in de plannen. Op pagina 46 van het 'implementation report' lijkt de oorzaak hiervan onder andere een economische afweging te zijn geweest¹⁰. In het laatste rapport van de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion wordt wel de volledige capaciteit weergegeven.

In figuur 2 heeft DNV de N-1 formule uitgerekend op basis van de beschikbare technische capaciteiten van de individuele installaties zonder transportbeperkingen. Uit deze analyse blijkt dat de het verschil tussen vraag en aanbod van capaciteit lager is dan uit de analyse van GTS komt. Vanuit de leveringszekerheidsnorm zou het Groningenveld per 1 april 2024 gesloten zou kunnen worden.

⁹ <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=8017514e-f035-4cc2-be26-247e5d4c3000&title=Eindrapport%20Validatie%20van%20GTS%20advies%20van%2029%20januari%202021.pdf>

¹⁰ https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_umsetzungsbericht_2021_de.pdf

Figuur 2: N-1 formule



DNV kan de uitgangspunten voor de N-1 formule niet volledig valideren. Hiervoor is nader onderzoek nodig in hoeverre voor de Duitse L-gas bergingen het gat tussen de in de berekening van GTS aangenomen beschikbare capaciteit en de technische capaciteit gedicht kan worden. Daarnaast is er door GTS niet onderzocht in hoeverre er in lijn met de EU verordening gebruik gemaakt zou kunnen worden van afschakelbare contracten met industriële grootverbruikers.

DNV doet een aantal aanbevelingen ten aanzien van de berekening van de N-1 formule:

- Onderzoek de mogelijkheid om langjarige zekerheid te verkrijgen over de beschikbaarheid van de drie (3) L-gas cavernes in Epe die rechtstreeks op het GTS net zijn aangesloten. Voor meer details zie de validatie van de beschikbaarheid van de L-gas cavernes in paragraaf 4.1.6.
- Onderzoek of de beschikbaarheid van de overige Duitse L-gas cavernes omhoog kan door ofwel de grenscapaciteit met Nederland te verlagen of andere technische maatregelen.
- Onderzoek of gebruik gemaakt kan worden van een tijdelijke onderbreking of reductie van de levering aan grote L-gas afnemers.

4.1.5 Werkvolume Norg

Het werkvolume voor Norg is door GTS in de base case op 4 bcm gesteld. Bij de start van het gasjaar 2021/2022 was de berging tot 5,0 bcm gevuld¹¹. Momenteel heeft de gasopslag een vergunning voor een werkvolume van 6 bcm. Dit betekent dat de aanname van GTS in de base case niet uitgaat van de maximale benutting van het werkvolume in de gasopslag Norg.

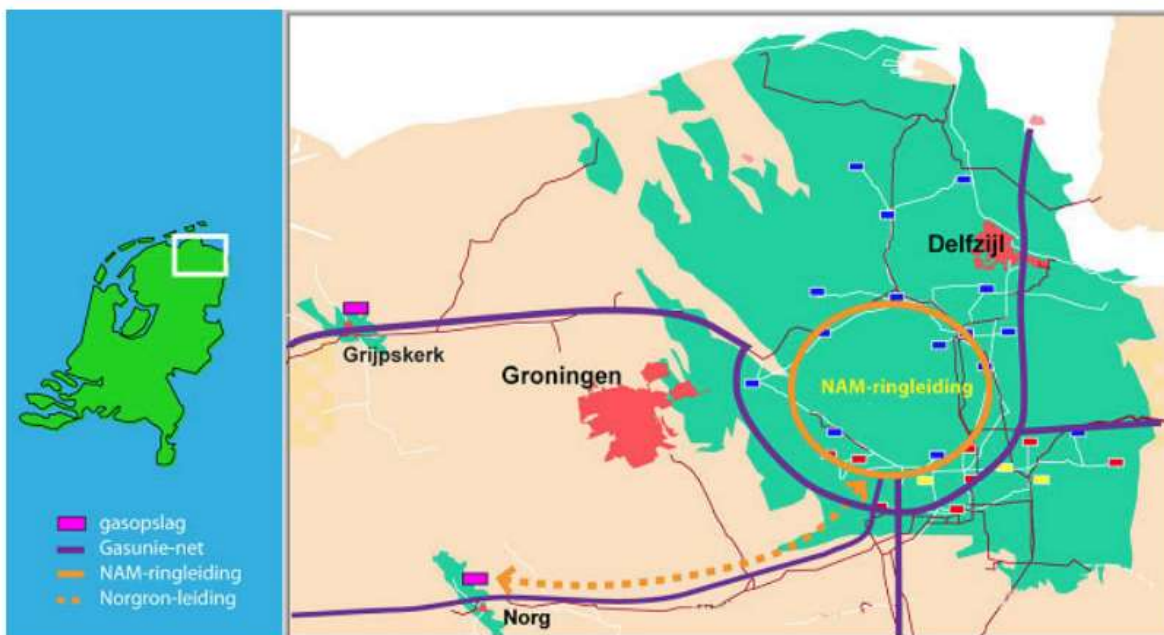
Het injecteren van pseudo L-gas in de gasopslag Norg dient twee doelen. Enerzijds speelt de opslag een rol om de gasproductie uit het Groningenveld maximaal te reduceren. Dit wordt bereikt door het overschot aan pseudo L-gas in de

¹¹ <https://agsi.gie.eu/#/>

zomermaanden op te slaan en deze volumes in de winter weer te produceren. Hierdoor krijgen de conversiefaciliteiten van GTS een hogere benuttingsgraad. Anderzijds heeft de gasopslag Norg in de L-gas markt de grootste productiecapaciteit. Daarmee speelt de gasopslag een belangrijke rol in het waarborgen van de leveringszekerheid voor afnemers van L-gas (en indirect via een gereduceerd gebruik van de kwaliteitsconversie in de winter ook voor H-gas)..

Figuur 3 laat zien dat voor het vullen van de gasopslag in Norg twee gasleidingen beschikbaar zijn. Oorspronkelijk was de berging alleen aangesloten op het netwerk van GTS via de A540 pijpleiding. Dit is een 36 inch pijpleiding met een transportcapaciteit van 56 mln m³ aardgas per dag. Echter, deze leiding is niet in staat de maximale productiecapaciteit van ongeveer 80 mln³ per dag in de wintermaanden af te voeren. Hierdoor was de uitzendcapaciteit van de berging gelimiteerd door de transportcapaciteit in de A540. Ook zorgde de werkdruk in de A540 ervoor dat de injectiecompressie op Norg niet volledig efficiënt kon worden ingezet en beperkingen opleverde voor het maximaal benutten van het werkvolume. Een tweede leiding - de NorgroN leiding - is door de NAM aangelegd om deze beperkingen op te heffen. Deze leiding is rechtstreeks op de ringleiding van het Groningenveld aangesloten en heeft een capaciteit van 80 mln³ per dag. Hierdoor kan in de winter de volledige productiecapaciteit op het GTS net ingevoerd worden en kan in de zomer het vullen van de opslag verbeterd worden.

Figuur 3: Pijpleidingen naar de gasopslag Norg¹²



In het gesprek met GTS is gebleken dat er tijdens de zomermaanden geen Groningenvolumes meer in de NorgroN leiding getransporteerd worden. Hierdoor wordt de NorgroN leiding niet meer gebruikt en zorgt de lagere werkdruk in de A540 ervoor dat de opslag minder efficiënt kan worden gevuld. GTS heeft hier een aanname gedaan dat er in alle omstandigheden 4 bcm geïnjecteerd kan worden. Ook wordt aangegeven dat 4 bcm voldoende werkvolume is om in het komende gasjaar de Groningenproductie op minimumflow te houden.

Een belangrijke vraag hierbij is wat een eventuele hogere vulgraad van de gasopslag Norg aan voordelen zou kunnen bieden. Deze vraag moet worden bezien in de context van de gestelde doelen die de gasopslag in Norg dient. Ten aanzien van de minimalisering van de Groningenproductie heeft een hogere vulgraad geen effect. Een hogere vulgraad zorgt ook niet voor een hogere productiecapaciteit. Daarmee heeft het ook geen effect op back-up productiecapaciteit van het Groningenveld. Een hogere vulgraad zou wel kunnen bijdragen aan het reduceren van de kans dat extra Groningenvolumes moeten worden geproduceerd in het geval van mogelijke tegenvallers op andere gebieden (zoals een

¹² <https://www.commissiener.nl/docs/mer/p24/p2415/2415-002sn.pdf>

hogere marktvaart). Ten aanzien van de leveringszekerheid zou een hogere vulgraad van de gasopslag Norg een grote bijdrage kunnen leveren. Dit vermindert namelijk de afhankelijkheid in de wintermaanden van geïmporteerd H-gas. Gezien onze aanbevelingen ten aanzien van de leveringszekerheid in de validatie over gasjaar 2021/2022 en de recente geopolitieke spanningen met Rusland kan de gasopslag Norg een belangrijke rol spelen om de leveringszekerheid in de Noordwest Europese markt te vergroten.

DNV kan de aanname van GTS tot het vullen van gasopslag Norg tot 4 bcm onderschrijven gelet op de technische onzekerheid rondom de aanleverdruk van de A540. Een hogere vulgraad heeft in de base case geen effect meer op de Groningenproductie vanuit een volume- of capaciteitsoogpunt. Echter DNV ziet dit als een minimale vulgraad en acht de kans groot dat er in veel jaren mogelijkheden zijn meer pseudo L-gas in de gasopslag Norg te injecteren. Hierbij zou ook de mogelijkheid onderzocht kunnen worden of de injectieperiode voor Norg tot in oktober kan doorlopen. Vandaar dat DNV het volgende adviseert:

- Onderzoek hoe een streven kan worden ingebouwd om eventuele overschoten aan stikstof maximaal aan te wenden om gasopslag Norg zo dicht mogelijk te vullen tot de maximaal toegestane 6 bcm. Dit draagt bij aan het verkleinen van het risico op tegenvallers van de gasproductie uit het Groningenveld en het vergroot de leveringszekerheid in Noordwest Europa. Daarmee is het een 'no regret' maatregel.

4.1.6 Beschikbaarheid L-gas cavernes Epe-NL

Naast de conversiemiddelen om H-gas naar L-gas om te zetten, spelen gasopslagen een belangrijke rol bij het leveren van voldoende productiecapaciteit. Deze gasopslagen kunnen onderverdeeld worden in (leeg geproduceerde) gasvelden en zoutcavernes. Een caveerneopslag bestaat vaak uit een cluster van meerdere cavernes. GTS gaat in haar base case uit van het beschikbaar zijn van twee (2) L-gas caveerneopslagen. Te weten: Zuidwending (6 cavernes) en een deel van de L-gas caveerneopslagen in Epe. De zoutcavernes in Epe vormen met 76 cavernes het grootste zoutcavernecluster in Europa. Deze 76 cavernes voor aardgas zijn verder onder te verdelen in 47 cavernes voor H-gas en 29 cavernes voor L-gas. Van de 29 L-gas cavernes zijn 15 cavernes rechtstreeks aangesloten op het netwerk van GTS en 14 op het Duitse netwerk¹³. De drie caveerneopslagen die zijn aangesloten op het GTS netwerk worden geopereerd door Eneco, Vattenfall en RWE Gas Storage West. In het gasjaar 2021/2022 blijkt dat alle 3 de cavernesopslagen operationeel zijn.

Tabel 3: Overzicht aardgascavernes Epe

Gaskwaliteit	Naam faciliteit	Marktgebied	Aantal cavernes (#)	Werkvolume (mln. m3)	Productiecapaciteit (m3/h)
L-gas	EPE-Eneco - NL	TTF	2	94	400.000
	EPE-Vattenfall -NL	TTF	7	300	500.000
	EPE-Vattenfall -DE	THE			100.00
	EPE - RWE Gas Storage West - NL	TTF	6	296	500.000
	EPE - RWE Gas Storage West - DE	THE	4	178	400.000
	EPE – Uniper - DE	THE	10	439	1.023.541
H-gas	EPE – Trianel – DE	THE	4	190	600.000

¹³ https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/169420/Erdoel_und_Erdgas_in_der_Bundesrepublik_Deutschland_2020.pdf

	EPE – Uniper – DE	THE	29	1461	1.750.256
	EPE – KGE - DE	THE	4	186	400.000
	EPE - RWE Gas Storage West - DE	THE	10	388	870.000

De minimumflow op het Groningenveld wordt voor het gasjaar 2022/2023 bepaald door de benodigde capaciteit voor de leveringszekerheid. Na de ingebruikname van Zuidbroek II zijn volumes in de base-case niet meer nodig. GTS heeft DNV bevestigd dat het beschikbaar zijn van alle drie de cavernes te Epe voor komend gasjaar rechtstreeks doorwerkt op de vereiste minimumflow op het Groningenveld. In het geval alle drie de cavernes gegarandeerd beschikbaar zouden zijn dan zou de door GTS aangegeven benodigde back-up capaciteit van 2,7 mln. m³/uur verminderen met ongeveer 0,8 mln. m³/uur tot 1,9 m³/uur. Daarnaast zou het langjarig beschikbaar hebben van de drie cavernes de sluiting van het Groningenveld in de base case (zonder ombouw van Grijpskerk) met 1 1/2 jaar vervroegen.

DNV onderschrijft dat GTS, als onafhankelijk netbeheerder, deze capaciteit niet zelf kan contracteren. Daarmee kan GTS de beschikbaarheid niet zelf garanderen. Als onderdeel van de marktconsultatie over de planningsuitgangspunten probeert GTS de beschikbaarheid te verifiëren en te bepalen in welke mate deze in de base case meegenomen kan worden. Tijdens de laatste consultatieronde heeft GTS van 1 operator feedback ontvangen over de beschikbaarheid van de caverne. Verder heeft DNV van GTS vernomen dat op korte termijn van een tweede operator zekerheid kan worden verwacht. GTS zal zijn raming van de base case bijstellen indien de beschikbaarheid voor komend gasjaar wordt bevestigd. DNV kan op basis van bovenstaande de aanname in de base case onderschrijven.

Gezien het grote belang van de beschikbaarheid van de L-gas cavernes voor de minimalisering van de Groningenproductie zou DNV het volgende adviseren:

- Onderzoek hoe de capaciteit in deze drie L-gas cavernes in Epe richting GTS gegarandeerd kan worden. Uiteindelijk zou dit in de base case (zonder ombouw van Grijpskerk) de Groningenproductie kunnen verlagen en kan het Groningenveld minimaal 1 1/2 jaar eerder worden gesloten.

4.1.7 LNG peakshaver

De LNG peakshaver is op dit moment gekoppeld aan het H-gasnetwerk van GTS voor de aanvoer van gas, en moet in de zomermaanden dit gas omzetten naar vloeibaar aardgas (LNG). De installatie heeft een grote productiecapaciteit, maar een beperkt werkvolume. Vandaar dat de installatie slechts een zeer korte periode met een hoge productiecapaciteit kan worden gebruikt. Wanneer het werkvolume geproduceerd is, duurt het een lange periode (normaliter de zomermaanden) om het LNG weer aan te vullen. De installatie is niet in staat om zelf stikstof te produceren, maar is afhankelijk van externe (vloeibare) stikstof leveringen.

De peakshaver zal in het gasjaar 2022/2023 zijn omgebouwd naar een mengstation dat potentieel gedurende langere tijd ingezet kan worden. Niet het maken van het LNG maar de beschikbare hoeveelheid vloeibaar stikstof is dan de limiterende factor. De inzet als mengstation betekent echter dat er gelijktijdig met de inzet van H-gas in andere mengstations een beroep wordt gedaan op het H-gas netwerk. Hiermee wordt het belang van de H-gas leveringszekerheid vergroot ten opzichte van de huidige situatie. Aangezien GTS in haar analyses aanneemt dat H-gas altijd beschikbaar is, levert de ombouw van de LNG peakshaver modelmatig geen andere uitkomsten op. Echter zoals in de validatie vorig jaar al uitvoerig beschreven, neemt het belang van de leveringszekerheid van het H-gas systeem hierdoor verder toe. GTS besteedt in haar analyses verder geen aandacht aan dit aspect. Wel heeft DNV begrepen dat GTS buiten dit advies om diverse studies naar de H-gas leveringszekerheid heeft lopen. Op basis van bovenstaande kan DNV het uitgangspunt van GTS valideren. DNV zou wel de volgende aanbeveling willen doen:

- Onderzoek welke gevolgen de omzetting van de LNG peakshaver op de leveringszekerheid van het Nederlandse H-gassysteem heeft.

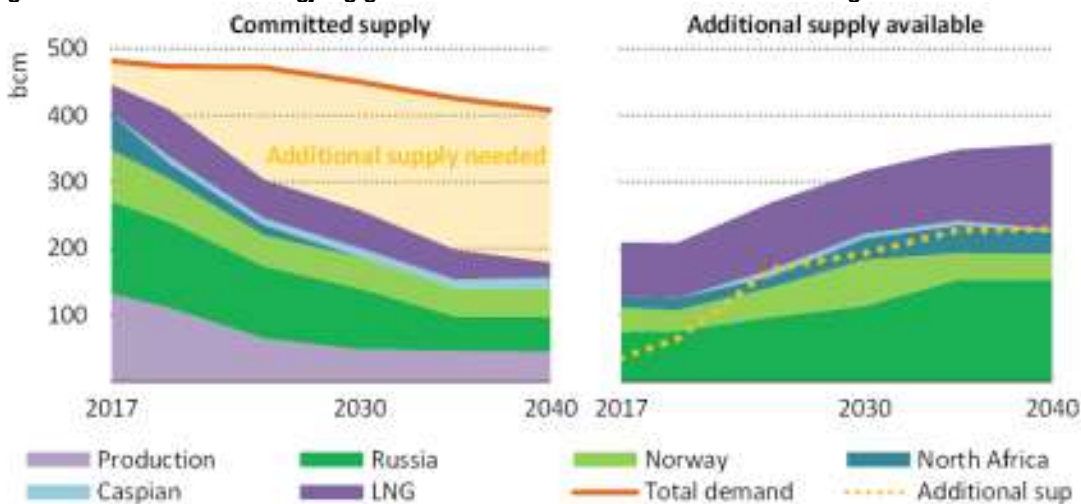
4.1.8 H-gas aanbod

GTS neemt in haar advies aan dat er altijd voldoende H-gas geïmporteerd wordt om de vereiste hoeveelheid pseudo G-gas te kunnen produceren en de L-gas exportstromen richting het buitenland te verrijken. Deze H-gas importen komen hoofdzakelijk uit drie (3) bronnen: Noors gas, Russisch gas en LNG. De import van LNG via de GATE terminal in Rotterdam komt voor het grootste deel uit twee landen: Rusland en de Verenigde Staten¹⁴.

De laatste tijd zijn er zorgen over de afhankelijkheid van de Russische gasstromen vanwege de hoog opgelopen geopolitieke spanningen. Het laatste ENTSOG rapport "Union-wide simulation of gas supply and infrastructure disruption scenarios (SoS simulation)" 2021¹⁵ laat zien dat er ondanks een goed functionerende markt situaties kunnen ontstaan waarbij onderbrekingen van de aanvoer ontstaan. In het bijzonder bij een combinatie van extreem koud weer, de onderbreking van de aanvoer door Oekraïne en de onbeschikbaarheid van de Nordstream 2. Hierbij dient opgemerkt te worden dat ENTSOG in haar analyse uitgaat van een 'koude periode in een normaal jaar', terwijl GTS in haar advies hier een winter hanteert die een keer in de twintig jaar voorkomt (1-20 winter).

Daarnaast laat de Ten Year Network Development Plant (TYNDP)¹⁶ zien dat er de komende jaren een grotere delta in Europa tussen de verwachte gasvraag en het langjarig gecontracteerde aanbod te verwachten is. Figuur 4 toont aan dat Rusland hier nog steeds wordt gezien als een belangrijke bron van additioneel aardgas.

Figuur 4: De delta tussen langjarig gecontracteerd aanbod en de verwachte vraag¹⁷



In de validatie over gasjaar 2021/2022 is uitgebreid stilgestaan bij de transformatie van het Nederlandse gassysteem in de komende jaren en het (toenemende) belang van de H-gas leveringszekerheid hierbij. De laatste leveringszekerheids simulaties in combinatie met de analyses in het TYNDP laten zien dat er een realistische kans is op gastekorten bij onderbrekingen in de H-gas aanvoer door Oekraïne in combinatie met de onbeschikbaarheid van de Nordstream 2. Hierdoor lijkt het (name op de korte termijn) niet reeel aan te nemen er altijd voldoende H-gas is ten behoeve van de stikstofinstallaties.

Op de langere termijn laten verschillende scenario's (met name de emissieloze zoals in de World Energy Outlook 2021) zien dat de aardgasvraag vanaf 2030 hard kan dalen¹⁸. De elektrificatie van het eindverbruik speelt hierbij vaak een

¹⁴ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-01/Quarterly%20report%20on%20European%20gas%20markets%20Q3_2021_FINAL.pdf

¹⁵ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/20211130_ENTSOG%20Union-wide%20SoS%20simulation%20report%202021%20%281%29.pdf

¹⁶ https://entsog.eu/sites/default/files/2021-05/7_ENTSOG%20-%20Extra%20EU%20supply%20potentials%20part%201.pdf

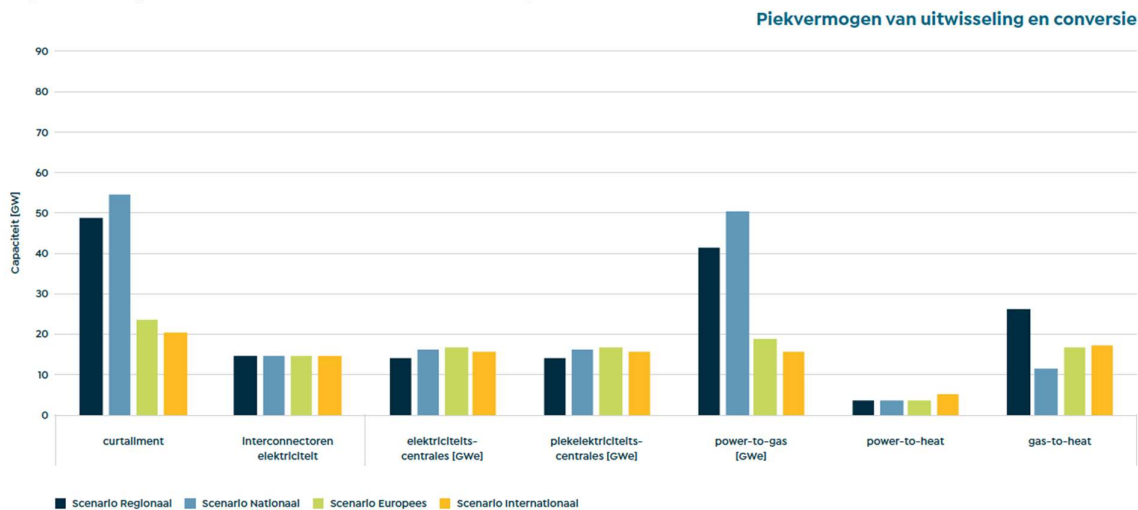
¹⁷ https://entsog.eu/sites/default/files/2021-05/7_ENTSOG%20-%20Extra%20EU%20supply%20potentials%20part%201.pdf

¹⁸ <https://iea.blob.core.windows.net/assets/888004cf-1a38-4716-9e0c-3b0e3fdbf609/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

belangrijke rol. Het is dan ook de verwachting dat in de toekomstige Nederlandse energievoorziening elektriciteit en waterstof een grotere rol zullen gaan spelen (bijvoorbeeld in de verwarming, mobiliteit en industrie). De elektriciteitsproductie verschuift naar offshore wind en zon op land. Gedurende koude, donkere windarme periodes die wellicht weken kunnen duren, zal een groot park aan regelbare generatoren (centrales, motoren, brandstofcellen, batterijen, import, etc.) bij moeten spingen. Ook zal waterstof uit aardgas ("blauwe waterstof") hierbij een ondersteunende rol kunnen spelen. De recente monitoringsrapportage van de gezamenlijke netbeheerders bevestigt dit beeld voor Nederland. Figuur 5 laat zien dat er een hoge capaciteitsvraag voor aardgas in de elektriciteitssector blijft. Voor het aardgasnetwerk is met name de behoefte van de elektriciteitscentrales (regulier en piek) van belang. Deze kunnen optellen tot 30 GW / ~6 miljoen m³/uur.

De doorkijk van de GTS-analyse laat slechts de benodigde behoefte aan Groningen productiecapaciteit en de leveringszekerheid van de L-gasmarkt in de periode 2022 tot 2027 zien. Het is echter zeer aannemelijk dat Nederland ook in de toekomst in hoge mate aangewezen blijft op de nog resterende aardgasbergingen voor de waarborging van de leveringszekerheid.

Figuur 5: Capaciteitsbehoefte van het toekomstige elektriciteitsnetwerk¹⁹



Op basis van bovenstaande kan DNV de aanname van GTS dat er altijd genoeg H-gas beschikbaar is niet valideren. DNV doet daarbij de volgende aanbevelingen:

- Onderzoek de impact op het Nederlandse gassysteem van het ENTSOG scenario waarbij gelijktijdig de Nordstream II niet beschikbaar is en ook de importen door Oekraïne of de volledige Russische aanvoer onderbroken zijn
- Neem de lange termijn ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening in beschouwing bij de bepaling van de H-gas leveringszekerheid

4.1.9 Wobbe-index H-gas

GTS gaat in haar advies uit van een Wobbe-index voor H-gas van 51,93. Deze aanname is gebaseerd op de productieprognoses die zijn afgegeven door de diverse producenten van aardgas uit "kleine velden". Daarnaast gaat GTS voor de komende jaren uit van een licht stijgende Wobbe-index. Dit wordt veroorzaakt door een afnemend aanbod van gas uit de Nederlandse kleine velden dat wordt gesubstitueerd door andere H-gas importstromen. De Wobbe-index van het geïmporteerde gas ligt hoger dan de Wobbe-index uit de kleine velden. Het gevolg hiervan is dat er bij iedere kubieke

¹⁹ https://www.netbeheernederland.nl/_upload/files/NetbeheerNL_Rapport-Energiesysteem_A4_FC.pdf

meter H-gas meer kubieke meters stikstof moeten worden toegevoegd om dit gas op de juiste Wobbe-index te krijgen. De efficiency van de pseudo G-gas productie neemt daarmee af.

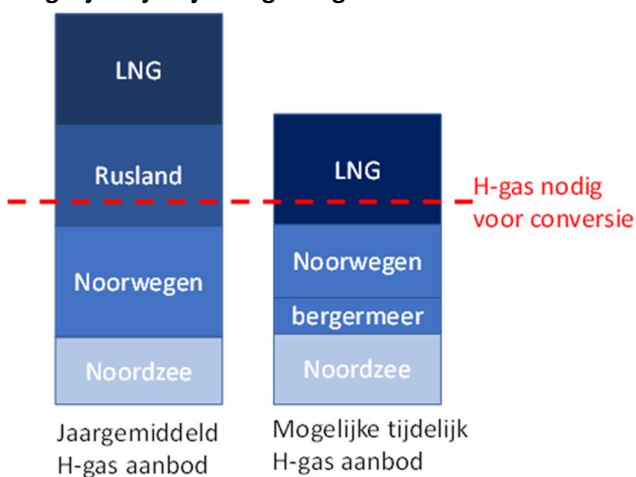
Figuur 6 illustreert het beleid voor pseudo-G gas om de H-gas stromen met de laagste Wobbe-index eerst te converteren en dit aan te vullen met H-gasstromen met oplopende Wobbe-index. Dit zorgt voor een zo efficiënt mogelijke inzet van de stikstofinstallaties. Hierbij kan het zo zijn dat LNG met een groot aandeel hogere koolwaterstoffen wellicht niet te converteren is tot volwaardig pseudo G-gas. Pseudo-G-gas moet namelijk naast de Wobbe-index ook voldoen aan andere kwaliteitseisen (calorische waarde, methaangehalte, etc.). Dit kan niet altijd worden gehaald door meer stikstof toe te voegen. Voor de pseudo G-gas productie wordt dus een strikte voorkeur aangehouden in H-gas stromen die als eerste worden ingezet voor conversie en wordt LNG vooral gebruikt voor export.

De Wobbe-Index wordt berekend op basis van de volgende formule:

$$W = H_g / \sqrt{d}$$

Hierbij is W de Wobbe-index in MJ/Nm³, H_s de calorische bovenwaarde en d relatieve dichtheid ten opzichte van lucht.

Figuur 6: Inzetvoorkeur voor H-gas conversie naar pseudo G-gas. Normaal jaargemiddeld aanbod en mogelijke tijdelijke ongunstige marktsituatie²⁰



De Wobbe-index van het Groningengas ligt op 43,8. Binnen Nederland moet het gas voor de eindverbruikers van G-gas liggen tussen 43,5 en 44,4²¹. Dit betekent dat er voldoende stikstof aan het H-gas moet worden toegevoegd om de Wobbe-index minimaal op 44,4 te krijgen. De exacte calorische bovenwaarde en de dichtheid van het H-gas bepalen hoeveel kubieke meter stikstof er aan een kubieke meter H-gas moet worden toegevoegd voordat deze geschikt is voor een G-gas eindverbruiker. Voor de export van L-gas over de punten Winterswijk, Zevenaar en Hilvarenbeek geldt een Wobbe-index van 46,5. Dit betekent dat GTS het in Nederland geproduceerde G-gas kan verrijken met een bepaalde hoeveelheid H-gas totdat de Wobbe-index van het G-gas een maximale waarde van 46,5 bereikt.

Naast een inschatting van de productie uit kleine velden is het voor de berekening van de benodigde productiecapaciteit uit het Groningenveld van belang uit welke Wobbe-index het geïmporteerde H-gas zal bestaan. In de berekening van GTS wordt rekening gehouden met een jaargemiddelde Wobbe-index van (geïmporteerde) H-gas. GTS geeft aan dat het lastig is om precies in te schatten wat de Wobbe-index van de toekomstige aanbodmix zal zijn. Er wordt in de GTS-analyse rekening gehouden met een onzekerheid van de H-gas Wobbe-index van +/- 0.3 als een van de gevoeligheden in de analyse. De waarde van +/- 0.3 komt uit een analyse van historische Wobbe-index variaties. De impact van de

²⁰ Illustratie DNV

²¹ <https://wetten.overheid.nl/BWBR0035367/2022-01-01>

jaargemiddelde H-gas wobbe-varianties op de sluitingsdatum van Groningen is klein ten opzichte van een aantal andere onzekerheden. Echter in combinatie met andere tegenslagen zou het er wel toe kunnen leiden dat de sluitingsdatum een jaar vertraging oploopt.

Naast de varianties in de jaargemiddelde Wobbe-index kan bij ongeplande uitval van een grote H-gas bron de Wobbe-index potentieel tijdelijk significant hoger zijn. Dit kan leiden tot een mindere efficiënte inzet van stikstof. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan LNG dat een aanmerkelijk hogere verbrandingswaarde kan hebben. Als dit de mengstations bereikt op de Maasvlakte (bij de peakshaver), Pernis of Wieringermeer zal met dezelfde stikstofhoeveelheid minder G-gas geproduceerd kunnen worden. GTS geeft aan dat deze ongeplande uitval met de reguliere back-up middelen (stikstof Pernis andere G-gas middelen) opgevangen kan worden. De kans dat zowel de H-gas Wobbe-index zeer hoog is en er daarnaast sprake is van een extreem hoge gasvraag (dus minder G-gas productie én hoge marktvaart) is niet beschouwd. Het betreft in de ogen van GTS namelijk een samenloop van unieke omstandigheden de benodigde en beschikbare capaciteiten zo dicht bij elkaar liggen dat dit tot problemen zou kunnen leiden. Bij mogelijke toekomstige invoeding van LNG in de Eemshaven kan dit ook de mengstations in Zuidbroek bereiken met een soortgelijke impact als hierboven beschreven.

Daarnaast is hierbij het beeld dat het niet zozeer de vraag is of er wel voldoende pseudo G-gas zal zijn met de juiste Wobbe-index, maar dat er wellicht tijdelijke marktsituaties kunnen ontstaan waardoor het pseudo G-gas qua overige specificaties (calorische waarde, methaangetal etc.) lokaal sterk kunnen gaan fluctueren. In latere jaren zakt de marktvaart naar L-gas zo sterk dat er een steeds ruimere buffer ontstaat. Echter het is niet uit te sluiten dat er de komende jaren ongeplande problemen kunnen ontstaan bij de productie van pseudo G-gas bij het wegvallen van een grote H-gas importstroom en bergingen (zeker indien Grijskerk wordt geconverteerd naar L-gas).

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS ten aanzien van Wobbe-index onderschrijven en worden geen grote problemen ten aanzien van de Wobbe-index verwacht. Wel zou DNV de volgende aanbeveling doen:

- Onderzoek of er aanleiding is dat mogelijke kortdurende significante toenames van de Wobbe-index de productiecapaciteit van pseudo G-gas verlagen

4.1.10 Temperatuurprofielen

GTS maakt in haar analyse gebruik van temperatuurprofielen van de afgelopen 30 jaar gemeten in De Bilt. De inschatting van de binnenlandse marktvaart wordt gebaseerd op de KEV 2021 en voor de buitenlandse markten op de gegevens die door de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion worden aangeleverd. Op basis van de temperatuurprofielen wordt de verwachte L-gas marktvaart als functie van het aantal graaddagen gemodelleerd.

De L-gas markt bestaat voor een significant deel uit kleinverbruikers. Voor deze verbruikers is de consumptie van aardgas grotendeels afhankelijk van de temperatuur. Een ander deel bestaat uit industrieën of elektriciteitscentrales. De industrieën nemen veelal gelijkmatig gas af die weinig correlatie heeft met de temperatuur. De inzet van elektriciteitscentrales en daarmee de gasvraag is moeilijker te voorspellen. Alleen centrales die ook warmte leveren aan omliggende industrieën of huishoudens kennen een redelijk voorspelbaar patroon van de gasvraag. Deze worden gedreven door de warmtevraag die meestal een temperatuurrelatie of constante vraag kent.

Voor de berekening van de omvang van de eindverbruikersgasmarkt en de gevraagde capaciteit is de temperatuurafhankelijkheid dus een belangrijke input parameter. Het gebruiken van historische data kent echter een intrinsieke onzekerheid. De daadwerkelijke (piek)vraag van de Nederlandse kleinverbruikersmarkt gedurende een 1-op-20 winter situatie zou in de 2022-2030 periode significant kunnen afwijken van het gedrag uit het verleden. De oorzaken hiervoor zijn:

- De data van marktgedrag tijdens 1-op-20 winter periodes is schaars.
- De markt evolueert continu. Woningen en kantoren worden beter geïsoleerd, oude woningen worden vervangen door all-electric alternatieven, en conventionele lage rendement ketels en gaskachels worden

vervangen door intelligente condenserende ketels. De markt zal significant verandert (kunnen) zijn ten opzichte van 1995-1996.

- Zeer koude winterdagen verschillen onderling sterk in karakter. Het kan een dag betreffen van -12 °C met windkracht 6 uit het oosten of -18 °C met een stralende zonneschijn. Ook zullen niet overal in Nederland dezelfde wintercondities aanwezig zijn. Tevens zal pas na meerdere zeer koude dagen, dus pas als de externe gebouwconstructies helemaal afgekoeld zijn, de betreffende “-15.5 °C piekvraag” optreden.

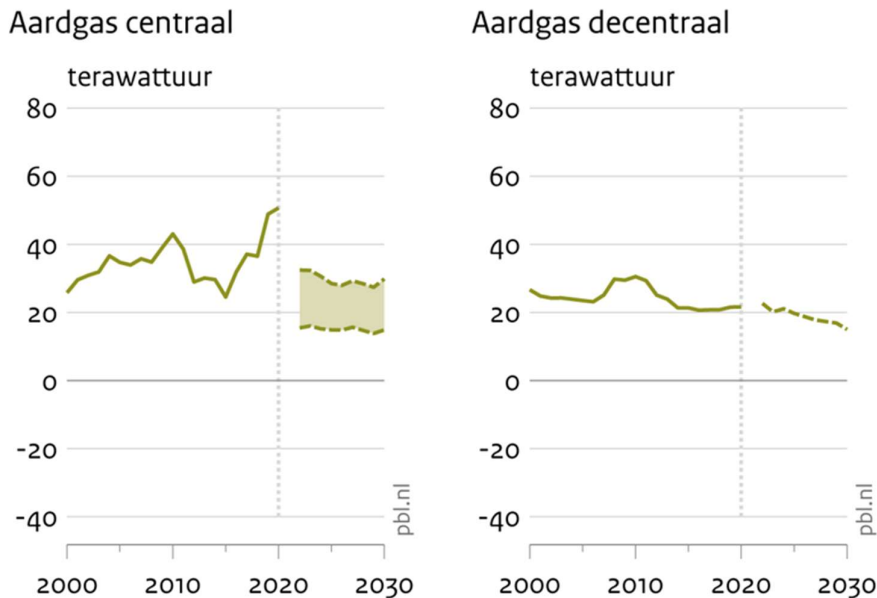
Al deze effecten resulteren uiteindelijk in een significante onzekerheid in de capaciteits- en vraagbehoefte van de G-gasmarkt. GTS geeft niet aan wat de omvang van deze onzekerheid is, maar houdt in haar analyse een algehele provisie aan voor een onverwacht hoge aardgasvraag voor binnenland en export. Aangezien het hier een zeer korte periode (2023-2026) betreft is de verwachting dat deze effecten beperkt zijn en is een meer diepgaande analyse van de onzekerheden in de “1-op-20 jaar piekvraag” dan ook niet noodzakelijk.

Daarmee kan DNV dit uitgangspunt van GTS valideren en zijn er geen verdere aanbevelingen op dit punt.

4.1.11 Binnenlandse G en H-gasvraag

GTS gebruikt in haar advies de KEV2021 als basis om de binnenlandse gasvraag te schatten. Hierbij geeft GTS aan dat de KEV 2021 een reductie van het gasverbruik laat zien ten opzichte van de KEV2020. Het verschil is 1 mrd m3 in 2022 oplopend tot 2 mrd m3 in 2024. De daling wordt veroorzaakt door een verminderde aardgasinzet voor de elektriciteitsproductie.

Figuur 7: Elektriciteitsproductie per herkomst²²



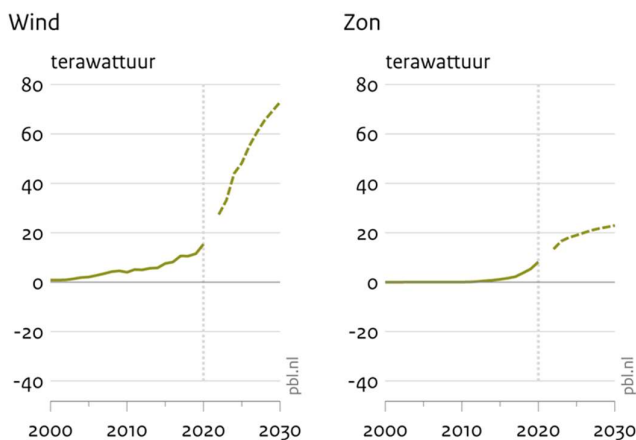
De voornaamste reden voor de daling is een vermindering van het aantal vollasturen van de centrale gasgestookte elektriciteitsopwekking. Deze zorgt voor een lagere gasconsumptie. De toename van de duurzame stroomopwekking door wind en zon leidt ertoe dat er minder gasgestookte centrales nodig zijn om de overige stroomvraag in te vullen. Deze centrale gasgestookte centrales gebruiken voornamelijk H-gas. Het aardgasverbruik in de decentrale elektriciteitsopwekking laat geen significante daling zien. In dit segment wordt nog wel veel G-gas geconsumeerd. In

²² <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2021>

tegenstelling tot de KEV2021 laat de monitoring rapportage van Tennet juist een toename zien van de vollasturen van de gasgestookte elektriciteitsopwekking²³.

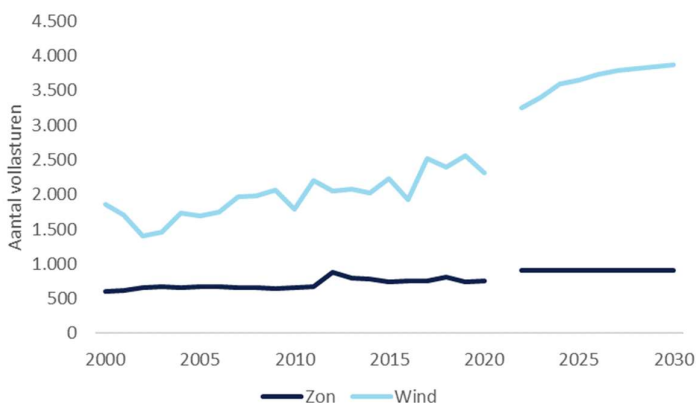
Figuur 8 laat de toename van de energieopbrengst uit zon en wind zien die volgens het PBL tussen 2020 en 2022 respectievelijk 64% voor zon (van 8,1 naar 13,4 TWh) en 78% voor wind (van 15,3 naar 27,4 TWh) bedraagt. De stijging van het opgesteld vermogen voor zon en wind bedraagt tussen 2020 naar 2022 respectievelijk 39% (voor zon) en 27% (voor wind). Aangezien de stijging van de opgewekte stroom sneller stijgt dan het opgestelde vermogen, betekent dit dat het PBL uitgaat van een forse stijging van het aantal vollasturen van deze technologieën.

Figuur 8: Elektriciteitsopwekking wind en zon²⁴



Deze stijging is voor wind is te verklaren door de stijging van het opgestelde vermogen voor wind vanwege de ingebruikname van een aantal offshore windparken. Deze parken hebben ongeveer 5000 vollasturen. Dit ligt fors hoger dan de huidige 2500 vollasturen van het gemiddeld opgesteld vermogen aan wind in Nederland. Ook voor wind op land wordt een aanzienlijke stijging verwacht in het aantal vollasturen voor nieuwe windparken. De stijging van het aantal vollasturen voor zon is wat moeilijker te verklaren. Nieuwe installaties hebben met 900 vollasturen een hoger aantal vollasturen dan de huidige 750-800 vollasturen²⁵. Het is moeilijk voor te stellen dat gecombineerd met de bestaande installaties het totale opgestelde vermogen aan zon 900 vollasturen uitkomt. Figuur 9 toont de ontwikkeling van het aantal vollasturen.

Figuur 9: Ontwikkeling van het aantal vollasturen



²³ https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/TenneT_Rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2021.pdf

²⁴ <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-klimaat-en-energieverkenning-2021-4681.pdf>

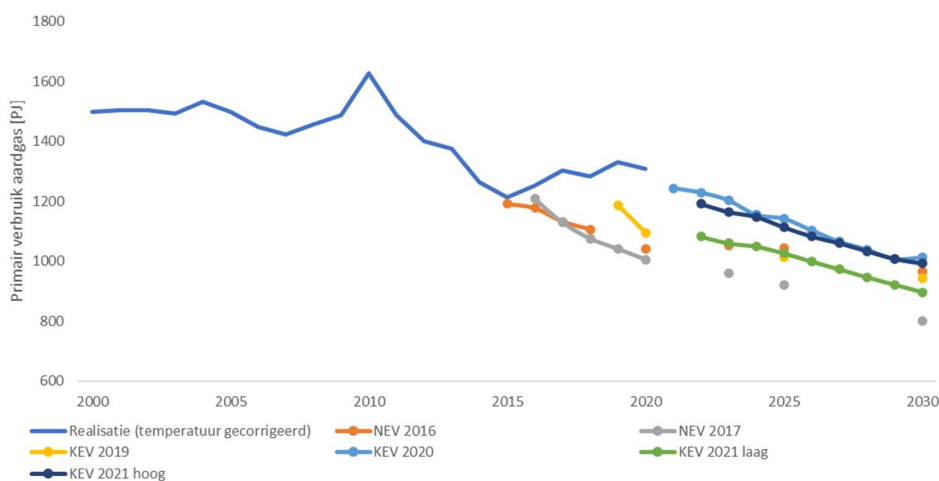
²⁵ <https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/rapporten/2021/09/2023/monitor-zon-pv-in-nederland/Monitor+Zon-PV+2020.pdf>

In werkelijkheid zal de opbrengst van zonne- en windparken fluctueren op basis van het daadwerkelijk aantal zonuren en de windsnelheden. Wanneer deze leiden tot een lagere opbrengst, zal dat gecompenseerd moeten worden met conventionele stroomopwekking. Aangezien de kolencentrales in Nederland gelimiteerde draaiuren hebben, is het aannemelijk dat dit tekort (deels) door gascentrales opgevangen zal worden. Omgekeerd is het ook mogelijk dat de opwekking hoger zal zijn dan verwacht. In dat geval zullen de gascentrales waarschijnlijk een lager aantal vollasturen hebben.

Daarnaast is de Nederlandse stroommarkt via de diverse import- en exportkabels op grenspunten verbonden met de Europese stroommarkt. In omliggende landen, zoals Duitsland, wordt het vermogen kolengestookte centrales en nucleaire centrales afgebouwd. Het is daarmee niet ondenkbaar dat de Nederlandse gascentrales (afhankelijk van de prijsvorming op de gasmarkt) een deel van deze capaciteit zullen gaan invullen.

In de door GTS verwachte daling van de inzet van het gasgestookt vermogen zit dus een aanzienlijke mate van onzekerheid. De verwachting is dat een eventuele tegenvallende daling van de gasvraag voor de centrales die op H-gas werken geen impact heeft op de vraag naar L-gas. Echter, voor de voorziene vraagreductie op de L-gas markt zou dit wel kunnen leiden tot een hoger dan verwachte vraag. Figuur 10 toont aan dat de verkenning van het PBL een grote mate van onzekerheid kent en vaak te optimistisch is gebleken.

Figuur 10: Realisaties en PBL voorspelling van primair energieverbruik aardgas²⁶



DNV kan op basis van bovenstaande de aanname van GTS onderschrijven om de KEV2021 als basis voor de binnenlandse marktverwachting te nemen. De KEV2021 is de meest recente verwachting van de ontwikkeling van de Nederlandse energievraag en neemt de actuele beleidsontwikkelingen in ogenschouw. Wel vindt DNV het verstandig dat GTS in de gevoeligheidsscenario's een 5% stijging van de L-gas marktverwachting meeneemt.

4.1.12 Exportvolumes

GTS neemt in zijn advies de exportvolumes aan op basis van de Winter Report 2022 van de Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion. Hierin worden de laatste inzichten met betrekking tot de aardgasvraag in de L-gas eindverbruikersmarkt meegenomen en de meest actuele planning ten aanzien van de ombouw van eindverbruikers in het buitenland.

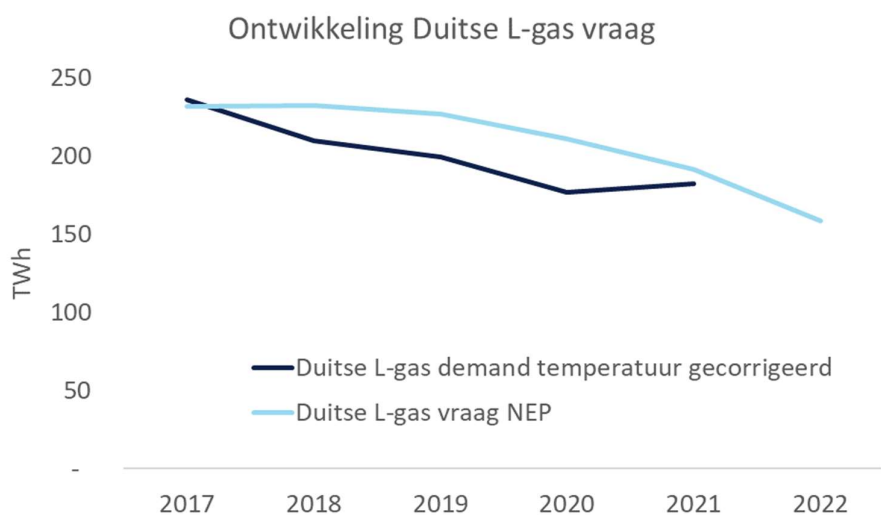
Ondanks de Covid-19 pandemie ligt de ombouw van eindverbruikers nog steeds op schema. In België is de meest recente verwachting zelfs dat de ombouw kan worden versneld zodat er vanaf gasjaar 2024/2025 geen L-gas vanuit Nederland meer nodig is. In Duitsland, daarentegen, is de gemiddelde marktverwachting voor L-gas verhoogd met 200 tot 600 mln. m³. Deze verhoging wordt toegeschreven aan een lagere conversie efficiëntie bij het eindverbruik van aardgas. Het effect van

²⁶ <https://www.pbl.nl/onderwerpen/energie-en-energievoorziening/publicaties>

de huidige hoge gasprijzen is hierin niet meegenomen. Verder blijkt dat de Duitse L-gas cavernes in het vorige gasjaar niet helemaal gevuld waren bij de start van de winter en wordt er gewaarschuwd dat dit voor het huidige gasjaar jaar extra vraag kan creëren. Verder blijkt dat de voorspelling van de Duitse gasproductie naar beneden is bijgesteld. Deze is verlaagd met 255 tot 300 mln. m³. Het effect van een verhoogde Duitse L-gas vraag en een verlaagde gasproductie vertaalt zich slechts gedeeltelijk naar een extra vraag voor pseudo L-gas. In Nederland kan het geproduceerde L-gas namelijk worden verrijkt met H-gas. Dit betekent dat een stijging in de L-gas vraag in Duitsland slechts voor ongeveer 40%-60% doorwerkt in een hogere vraag naar pseudo L-gas voor Nederland.

Op basis van de data die door Trading Hub Europe (THE) is gepubliceerd heeft DNV een analyse van de vraagontwikkeling van de Duitse L-gasmarkt gemaakt²⁷. Uit figuur 11 kan inderdaad worden afgeleid dat de vraag naar L-gas het afgelopen gasjaar met 6 TWh gestegen is ten opzichte van het jaar daarvoor. Deze stijging van de vraag wordt gedreven door een stijging in het huishoudelijke segment, terwijl het industriële segment juist een daling laat zien. Het is mogelijk dat dit het gevolg is van het toegenomen thuiswerken en een lagere kantoorbezetting veroorzaakt door de Covid-19 pandemie. Het is daarom de vraag hoe structureel deze stijging is.

Figuur 11: Ontwikkeling Duitse L-gas vraag



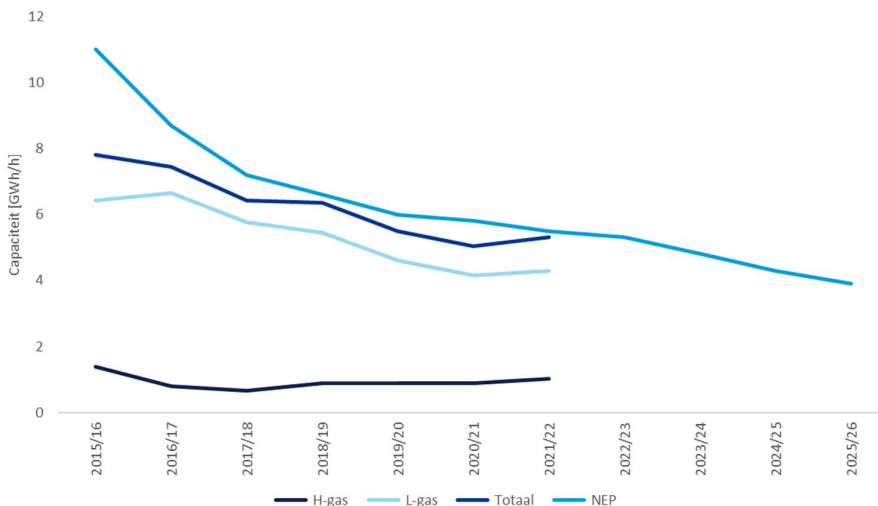
Op basis van de data die door Gasunie Deutschland²⁸ en Nowega²⁹ wordt gepubliceerd heeft DNV een analyse van de Duitse productiecapaciteit uitgevoerd. Figuur 12 laat zien dat de Duitse productiecapaciteit inderdaad langzaam afneemt. Echter de gerealiseerde productiecapaciteit loopt redelijk in lijn met de voorspelde capaciteiten. De tussentijdse bijstelling naar beneden blijkt nog niet uit de meest recente data. Het is de verwachting dat de recente ontwikkeling van de gasprijs en de politieke perceptie van de binnenlandse gaswinning naar aanleiding van de oorlog tussen Rusland en Oekraïne eerder zullen leiden tot een vertraging in de daling. Deze vertraging wordt veroorzaakt door een opleving van de stimulering van de Duitse binnenlandse productie.

²⁷ <https://www.tradinghub.eu/en-gb/Download/Download-center-THE>

²⁸ <https://transparenz.gasunie.de/>

²⁹ <https://transparenz.nowega.de/>

Figuur 12: Ontwikkeling capaciteit Duitse gasproductie



DNV heeft onvoldoende onderbouwing om de aannames van GTS ten aanzien van de Duitse exportvraag en Duitse productie te valideren. De door DNV uitgevoerde analyse ondersteunen de bijstellingen van de Duitse cijfers niet zondermeer. DNV beveelt het volgende aan:

- Nader onderzoek uit te voeren naar de achterliggende oorzaak van de stijging van de Duitse L-gas vraag. Belangrijk is te begrijpen in welke mate deze structureel is.
- Nader onderzoek uit te voeren naar gevolgen van de spanningen in Oekraïne op de stimulering van de Duitse binnenlandse productie.

4.1.13 Ombouw grootverbruikers

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

GTS geeft in haar advies aan dat het in de base case ervan uitgaat dat vier (4) van de negen (9) grootverbruikers voor de start van het gasjaar 2022/2023 zijn omgebouwd van het L-gas naar het H-gas systeem. Deze ombouw is voor een (1) grootverbruiker in augustus 2021 reeds afgerond. Voor drie andere grootverbruikers is de verwachting dat deze voor de start van het gasjaar 2022/2023 zijn omgebouwd. Vijf (5) grootverbruikers zijn niet voor de start van het gasjaar 2022/2023 omgebouwd.

Op basis van deze planning geeft GTS aan dat de vertraging in de ombouw geen impact heeft op de sluitingstermijn van het Groningenveld. In de base case zijn geen volumes uit Groningen meer nodig voor de L-gas markt. De productievolumes uit het Groningenveld worden grotendeels bepaald door de benodigde capaciteit om de leveringszekerheid te kunnen garanderen. Hoewel DNV niet precies weet wat de capaciteiten van de laatste 5 grootverbruikers zijn, wordt deze op ongeveer 300.000 m³/h geschat. Aangezien de door GTS ingeschatte capaciteit voor het gasjaar 2022/2023 nog 2,7 mln m³/h bedraagt, zou een tijdige omschakeling van alle L-gas grootverbruikers inderdaad niet leiden tot een eerdere sluiting van het Groningenveld. Wel leidt de vertraging in de ombouw tot een grotere capaciteitsbehoefte dan in het geval van een tijdige ombouw. Als alle grootverbruikers tijdig waren omgebouwd was de behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld in het GTS advies rond de 2,4 mln m³/h uitgekomen. Dit had

mogelijk geleid tot een lager aantal clusters dat beschikbaar zou moeten zijn op het Groningenveld. Uiteindelijk zou dit kunnen resulteren in een lagere minimum flow.

Op basis van bovenstaande kan DNV de aannames van GTS onderschrijven. Wel merkt DNV op dat een tijdige ombouw van de L-gas grootverbruikers mogelijk had kunnen resulteren in een lagere minimum flow voor gasjaar 2022/2023 en verder. DNV ziet echter momenteel geen mogelijkheden om deze ombouw voor het gasjaar 2022/2023 nog te versnellen. DNV adviseert het volgende:

- Maak inzichtelijk welke impact een versnelde ombouw van de resterende L-gas grootverbruikers heeft op de behoefte aan productiecapaciteit op het Groningenveld

4.2 Gevoeligheidsanalyse

Net als in eerdere adviezen voert GTS zowel een gevoeligheidsanalyse uit op de capaciteitsbalans als op de volumebalans. Deze capaciteitsbalans is de uitkomst van de N-1 berekening. Ten aanzien van de capaciteitsbalans neemt GTS in haar analyse een aantal gevoeligheden mee die individueel de grootste positieve of negatieve impact kunnen hebben op de sluitingsdatum van het Groningenveld. Dit betreft 1) de impact van wel/ geen gasopslag Epe beschikbaar, 2) wel/geen opslag Grijpskerk op G-gas, 3) sterk hogere markt vraag, 4) niet beschikbaar stikstofinstallatie Zuidbroek en 5) hogere/lagere H-gas Wobbe-index. Een aantal gevoeligheidsscenario's (vertraging Zuidbroek, hogere markt vraag, hoge H-gas Wobbe) zijn stochastisch van aard, terwijl de beschikbaarheid van Epe/ Grijpskerk gedurende 2022 duidelijk zouden moeten worden. Wel/niet beschikbaar zijn van Epe en/of Grijpskerk geven individueel aanleiding tot onzekerheden van ongeveer één jaar in de sluiting van Groningen. De overige effecten worden individueel kleiner ingeschat. Ook de kans dat twee stochastische effecten tegelijk op kunnen treden en samen tot significante vertraging kunnen leiden wordt klein ingeschat. Dit met name vanwege de korte periode waarin deze onzekerheden spelen. Kortom de kans dat in 2025 zowel de markt vraag zeer hoog is en Zuidbroek ook niet beschikbaar is wordt niet beschouwd en op dit moment verwaarloosbaar geacht ten opzichte van de onzekerheden in beschikbaarheid Epe en/of Grijpskerk. Ten aanzien van de volumebalans neemt GTS in haar analyse dezelfde gevoeligheden mee als in de capaciteitsanalyse. Alleen wordt voor het volume ook een hogere minimum flow meegenomen en een derde cleaning cyclus op Grijpskerk.

DNV onderschrijft dat deze gevoeligheden de grootste impact op de capaciteits- en volumebalans hebben. In het kader van de oorlog in Oekraïne zou het te overwegen zijn om ook een gevoeligheid uit te voeren op de beschikbaarheid van H-gas. Dit zou kunnen helpen inzichtelijk te maken in welke jaren een dergelijke onderbreking impact zou kunnen hebben op de capaciteits- of volumebalans voor het Groningenveld.

In de gevoeligheidsanalyses wordt de ombouw van Grijpskerk als base case genomen. Voor het inzicht in de toegevoegde waarde van deze maatregel en de robuustheid ten opzichte van andere onzekerheden zou het beter zijn om de base case weer te geven zonder de ombouw van Grijpskerk. Zeker zolang hier nog geen beslissing over is genomen. Nu is het niet mogelijk om inzicht te krijgen in de volumebalans voor het Groningenveld als de ombouw van Grijpskerk niet doorgaat.

De koppeling tussen de capaciteitsbalans en de volumebalans is lastig te leggen. Met name is het niet duidelijk waarom gevoeligheden die leiden tot een lagere capaciteitsvraag zoals een lagere Wobbe-index en het beschikbaar zijn van alle Epe-cavernes niet leiden tot een lagere volumevraag. Nu worden al deze gevoeligheden op hetzelfde productievolume geschat, terwijl in het vorige advies een dalende capaciteitsbehoefte zich ook vertaalde in een dalende minimum flow.

DNV kan de gevoeligheidsanalyse van GTS deels valideren. Het is echter niet duidelijk waarom een lagere capaciteitsbehoefte bij een aantal gevoeligheden zich niet vertaalt in een lagere volumevraag. DNV beveelt ten aanzien van de gevoeligheidsanalyse het volgende aan:

- Maak inzichtelijk waarom gevoeligheden die leiden tot een lagere capaciteitsvraag niet leiden tot een lagere volumevraag. Op basis van het voorgaande advies lijkt een lagere capaciteitsbehoefte zich ook zou vertalen in een lagere minimum flow.
- Gebruik het ombouwen van Grijpskerk niet als base case zolang dit besluit nog niet genomen is. Dit maakt het makkelijker om verschillende maatregelen met elkaar te vergelijken.



- Voeg een gevoeligheid toe met betrekking tot de beschikbaarheid van H-gas.

APPENDIX A

Vragenlijst

Deze vragenlijst is gebruikt als leidraad bij het gesprek met GTS (d.d. 7-2-2022)

Procesmatig

- Zijn er nog grote wijzigingen geweest in het model?
- Is er een vier ogen controle geweest op de wijzigingen en uitkomsten van het model?
- Hoe is er omgegaan met de reacties uit de marktconsultatie die eindigde op 10 december 2020?

Inhoudelijk

A. Planningsuitgangspunten/ H-gasaanbod

1. Wat is de status van de eventuele conversie van UGS Grijskerk van H-gas naar pseudo G-gas?
 - Op welke wijze draagt een ombouw van UGS Grijskerk bij aan het reduceren van de benodigde Groningen volume en/of capaciteit?
 - Waarom is er pas een effect zichtbaar in het gasjaar 23/24 en niet eerder t.o.v. de base case? Wij hadden een jaar eerder verwacht.
 - Wat is de impact van het omzetten van UGS Grijskerk op H-gas voor de beschikbaarheid van H-gas (capaciteit)? En de N-1 norm in het H-gassysteem?
2. Wij begrijpen dat GTS nu instructies aan marktpartijen (m.n. GasTerra) kan geven wanneer er (kwaliteits) onbalans in het systeem ontstaat. Wat zijn de eventuele gevolgen van een sluiting van GasTerra in 2024?
3. Wat is de timing van eventuele sluitingen en/of conversies van L-gascavernes en hoe worden deze meegenomen in de modellering?
4. Wat zijn de uitgangspunten t.a.v. het werkvolume van UGS Norg? Is dit 4 bcm of inmiddels al 6 bcm? Als Norg tot 6 bcm zou worden gevuld met het gereedkomen van Zuidbroek II, zou Groningen in een koud jaar dan ook naar 0 kunnen? Of ontstaat er dan een capaciteitstekort en kan het volume niet tijdig uit de berging naar de markt afgevoerd worden?
5. Voor de inschatting van de capaciteit wordt uitgegaan van een koud moment (bijv. dag). Een langdurige koude periode kan ook volume vergen. Worden dergelijke situaties ook gemodelleerd? En op welke wijze wordt het aanbod uit de Gate-terminal (voor de aanvoer van H-gas voor mengstations) in zo'n situatie dan meegenomen?
6. Tijdens een koude winterpiek kan de gasvraag in omliggende landen ook hoog zijn. Dit kan invloed hebben op de beschikbaarheid van H-gas en de transit behoefte.
 - Hoe worden zulke situaties meegenomen?
 - ENTSOG gaat in hun analyse uit van een 'koude periode in een normaal jaar'. In hoeverre is dit anders dan het doorrekenen van een koud jaar?
7. Hoe wordt er omgegaan met fysieke beperkingen binnen aardgasnet aangezien capaciteiten op dit moment worden gestapeld. Zijn er ook simulatiepakketten gebruikt naast het Excelmodel?

B. Leveringszekerheid bij lage temperaturen

8. De maximale uitzendcapaciteit van een berging kan afhankelijk zijn van de vulgraad. Is dit bij UGS Norg ook het geval en hoe wordt deze relatie dan meegenomen in de modellering? Wordt er bijvoorbeeld van uitgegaan dat de uitzendcapaciteit lager is naar mate het seizoen vordert omdat het aannemelijk is dat de vulgraad laag is.
9. In de berekening wordt rekening gehouden met een gemiddelde Wobbe-index van (geïmporteerd) H-gas. Echter, de Wobbe-index kan potentieel hoger tijdens momenten met lage temperaturen en leiden tot een minder efficiënte inzet van stikstof. Hoe wordt (de kans op) dergelijke situaties meegenomen?

10. Wat zijn de aannames omtrent het gebruik van de elektriciteitscentrales bij koud weer? Indien deze ook maximaal afnemen op koude dagen is er dan voldoende H-gas capaciteit?

C. Impact van externe ontwikkelingen: COVID & stikstofproblematiek

11. Ombouw van L-gas naar H-gas in het buitenland: Wat is de impact van COVID op de ombouwplannen?
12. Planning Zuidbroek II: Hoe wordt omgegaan met de eventuele impact van een nieuwe COVID-golf op de bouw van de stikstofinstallatie? Wat wordt gedaan om het kritische tijdsfad te bewaken? Er wordt gesproken over "beperkende maatregelen" die van belang zijn voor de voortgang. Zijn dit Nederlandse maatregelen of gaat dit over wereldwijde maatregelen?
13. Ombouw industriële grootverbruikers:
 - GTS gaat ervan uit dat de laatste vier (van de negen) grootverbruikers in de loop van 2022/2023 worden omgebouwd. Echter, vanuit de wet mogen deze negen bedrijven vanaf oktober 2022 geen L-gas meer gebruiken. Zou de base case niet moeten zijn dat alle negen bedrijven van oktober 2022 geen L-gas meer krijgen?
 - (Hoe) heeft COVID impact op de planning?
14. Hoe wordt omgegaan met de stikstofproblematiek voor deze onderwerpen?

D. Back-up/N-1:

15. Heeft een verkorting van de winterperiode (nu november tot en met maart) invloed op het aantal clusters dat stand-by moet staan en daarmee het Groningenvolume o.g.v. de minimum flow.
16. Is UGS Norg nog steeds de grootste individuele infrastructuur of zijn er andere belangrijke installaties bijgekomen wanneer wordt ingezoomd op de H-gasmarkt? Bijvoorbeeld Oude-Statenzijl voor de aanvoer van H-gas.

E. Marktontwikkelingen/ KEV 2020

17. Is de impact van de sluiting van de kolencentrales op de Nederlandse gasvraag duidelijk?
18. Wat gebeurt er met de cavernes (bijv. overzetten op H-gas, sluiting, aansluiten op Duitse netwerk)?
19. In de consultatie is er een opmerking ontvangen over de modellering van de Franse en Belgische gasvraag. Is deze opmerking meegenomen in de analyse? Waarom wel of waarom niet?



Over DNV

De drijfveer van DNV is het waarborgen van leven, eigendommen en het milieu. Vanuit deze doelstelling helpt DNV organisaties de veiligheid en duurzaamheid van hun bedrijfsvoering te verbeteren. DNV is 's werelds grootste classificatiemaatschappij voor schepen en offshore-installaties. Het bedrijf speelt tevens een toonaangevende rol als technisch adviseur voor de olie- en gassector en als inhoudelijk expert voor bedrijven in de energiewaardeketen. DNV is bovendien een van de grootste certificatie-instellingen wereldwijd.