

EINDRAPPORT

Validatie van het GTS advies van 31 januari 2020

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Rapport nr.: OGNL.192233.1

Datum: 10-02-2020



Versie: Eindrapport
Rapport titel: Validatie van het GTS advies van 31 januari 2020
Klant: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Bezuidenhoutseweg 73, 2500 EK Den Haag
Contactpersonen:
Datum: 10-02-2020
Project nr.: 10178854
Organisatie unit: Markets & Transaction Advisory
Rapport nr.: OGNL.192233.1

DNV GL – Oil & Gas
Markets & Transaction Advisory
Energieweg 17
9743 AN Groningen
Tel: +31 6 1192 2040
KvK 09006404

Copyright © DNV GL 2019 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 GL undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS.

DNV GL Distributie:

- Onbeperkte distributie (intern en extern)
 - Onbeperkte distributie binnen de DNV GL Groep
 - Onbeperkte distributie binnen DNV GL Netherlands B.V.
 - Geen distributie (vertrouwelijk)
-

Trefwoorden:

Groningen, aardgas, GTS, advies, gasproductie, stikstof, capaciteit

Versie	Datum	Reden voor uitgave	Auteur	Beoordeeld	Goedgekeurd
1	10-02-2020	Eindrapport			

DNV GL Netherlands B.V.



INHOUD

SAMENVATTING.....	2
1 INLEIDING.....	4
2 PIEKVRAAG.....	5
2.1 Introductie	5
2.2 Achtergrond	6
2.3 Nederlandse kleingebruikersmarkt	7
2.4 Maximale dagvolumes bij extreme wintercondities	9
2.5 Uurcapaciteit versus dagcapaciteiten	12
2.6 Analyse DNV GL o.b.v. openbare gegevens	15
2.7 Conclusie	18
3 INFRASTRUCTUURNORM N-1.....	19
3.1 Introductie	19
3.2 Analyse DNV GL	19
3.3 Conclusie	26
4 GRONINGENVOLUME.....	26
5 VERWIJZINGEN	27

SAMENVATTING

DNV GL is door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) gevraagd om een onafhankelijke validatie uit te voeren op het advies van GTS over de afbouw van de gasproductie uit het Groningenveld. Het advies van GTS gaat voornamelijk over de mogelijk definitieve sluiting van het Groningenveld. Volgens de huidige inzichten van GTS zou het veld vanaf gasjaar 2026-2027 gesloten kunnen worden. Want hoewel er na het gereedkomen van de nieuwe stikstofinstallatie te Zuidbroek nog nauwelijks volume uit het Groningenveld hoeft te komen (op jaarbasis), kan het veld nog wel nodig zijn om tijdens extreem koude dagen gas te leveren. Door deze 'stand-by functie' kan het veld niet volledig gesloten worden ook al is er bij normale operatie geen volume uit het veld nodig.

DNV GL heeft zich daarom in deze validatie voornamelijk gericht op het onderzoeken van de noodzaak voor deze stand-by functie. Op verzoek van EZK heeft DNV GL het onderzoek gericht op twee belangrijke aannames van GTS in hun modellering:

1. Het verloop van de piekvraag bij zeer lage temperaturen.

Omdat zeer lage temperaturen zelden voorkomen, bestaan er twee visies over het verloop van de gasvraag bij zeer lage temperaturen. GTS neemt aan dat de gasvraag blijft toenemen tot in ieder geval een effectieve temperatuur van $-15,5$ °C. Een andere visie is dat de gasvraag stabiliseert ('afvlakt') vanaf een zekere temperatuur en dus niet meer verder daalt. Onder de aanname van een afvlakkende gasvraag kan het Groningenveld eerder dicht dan bij een stijgende gasvraag.


2. De N-1 infrastructuurnorm en de noodzaak van Groningen voor capaciteitsvoorziening.

Voor het zekerstellen van de leveringszekerheid hanteert GTS de zogenaamde N-1 infrastructuurnorm. Onder deze norm dient de gaslevering te continueren bij de uitval van de grootste afzonderlijke infrastructuur. Het hanteren van deze norm en de keuze voor een specifieke infrastructuur (dat wil zeggen berging, importleiding, stikstofinstallatie, etc.), heeft invloed op het jaar waarin het Groningenveld gesloten kan worden.

3. Daarnaast heeft DNV GL het bijgestelde advies van GTS over de benodigde Groningenvolumes voor het huidige gasjaar (oktober 2019 – september 2020) en het komende gasjaar onderzocht (oktober 2020 – september 2021). Voor het huidige gasjaar voorspelt GTS mogelijk een lager benodigd Groningenvolume dan eerder gecommuniceerd. Voor het komende gasjaar ligt het volume juist hoger als gevolg van een kleinere afname van de binnenlandse vraag naar gas dan eerder verwacht.

Ten aanzien van punt 1. over het verloop van de piekvraag geeft de analyse geen aanleiding om af te wijken van de aanname van GTS dat de gasvraag blijft toenemen bij tot een effectieve temperatuur van $-15,5$ °C. Een beschrijving van de effecten die plaatsvinden bij lage temperaturen in woningen aangevuld met bevindingen van DNV GL uit eerder uitgevoerd onderzoek, en inzichten uit Duitsland gecombineerd met de toepassing daarvan op beschikbare gegevens, geven geen aanleiding om te veronderstellen dat er afvlakking plaatsvindt vanaf een (effectieve gemiddelde etmaal-)temperatuur van -10 °C.

Ten aanzien van punt 2. concludeert DNV GL dat het in principe niet uitmaakt welke installatie of capaciteit als redundant of grootste afzonderlijke infrastructuur wordt beschouwd. Voor de leveringszekerheid gaat het om de totale beschikbare technische capaciteit in combinatie met het risico van niet-beschikbaarheid hiervan. Het risico van niet-beschikbaarheid van deze installaties is lastig in te



schatten. GTS hanteert hiervoor de N-1 infrastructuurnorm waarin eenvoudigweg de capaciteit die Norg kan leveren als de '-1' wordt beschouwd.

GTS' conclusie dat Groningen nog stand-by moet blijven in 2022 verandert vooralsnog niet door onze analyse. Er is een kans dat technische capaciteit niet beschikbaar is tijdens een extreem koude situatie. In dat geval zou de overige beschikbare technische capaciteit niet voldoende kunnen zijn en daarom ligt het voor de hand om de capaciteit uit het Groningenveld te kunnen benutten.

Ten aanzien van punt 3. zijn de afwijkingen goed te verklaren. DNV GL merkt enkel op dat het voorspelde lagere Groningenvolume voor het lopende gasjaar afhangt van onder andere de invoer van voldoende H-gas door shippers om de stikstofplants op minimaal 100% te kunnen bedrijven voor de rest van het jaar. Hierover heeft GTS geen volledige controle. De winst als gevolg van een hogere inzet van 109% in het eerste kwartaal kan daarom teniet worden gedaan.

1 INLEIDING

DNV GL is door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) gevraagd om een onafhankelijke validatie uit te voeren op het advies van GTS over de afbouw van de gasproductie uit het Groningenveld.

Op 10 september 2019 heeft Minister Wiebes de Tweede Kamer geïnformeerd over het gaswinningsniveau van Groningen in 2019-2020. GTS heeft de minister geadviseerd over de benodigde hoeveelheid aardgas dat moet worden gewonnen uit het Groningenveld en de bijbehorende benodigde capaciteit voor het gasjaar 2019-2020 en de daaropvolgende jaren tot 2030. In haar brief aan de minister van 31 januari 2020 [1] heeft GTS bovengenoemd advies geüpdatet, met daarbij een meer uitgebreidere analyse van de benodigde Groningencapaciteiten.

De volgende punten geven een samenvatting van het GTS advies:

- In het lopende gasjaar (2019-2020) kan het productievolume uit Groningen mogelijk dalen tot 10 bcm. GTS voorziet dat er volgend gasjaar (2020-2021) nog 9,3 bcm moet worden geleverd uit het Groningenveld, vervolgens is vanaf gasjaar 2022-2023, na het gereedkomen van de nieuwe stikstoffabriek in Zuidbroek, geen volume meer nodig uit Groningen.
- Vanaf 2022-2023 kan het Groningenveld in de stand-by modus voor het leveren van capaciteit op koude dagen en bij uitvalsituaties. Volgend gasjaar (2020-2021) zou minimaal 4,6 miljoen m³/uur beschikbaar moeten zijn uit Groningen en in 2022-2023 circa 2,1 miljoen m³/uur. Afhankelijk van verschillende ontwikkelingen kan het Groningenveld sluiten tussen 2025 en 2028.
- Belangrijke randvoorwaarden voor deze benodigde capaciteiten zijn voldoende aanvoer van H-gas en het behoud van bergingen.

Dit rapport bevat de bevindingen van DNV GL en is gebaseerd op diverse achtergrond analyses (PowerPointpresentaties) van en toelichtende gesprekken met GTS en GasTerra/NAM. GasTerra/NAM heeft haar eigen inzichten (modellen, kennis) ten aanzien van de benodigde capaciteit uit het Groningenveld gedeeld met EZK, GTS en DNV GL.

Hoewel de partijen verschillende keren hebben gesproken over hun inzichten en de gevolgen voor het beëindigen van de gaswinning uit het Groningenveld, ligt er geen gezamenlijk studie ten grondslag aan het advies van GTS.

Het ministerie van EZK heeft DNV GL gevraagd de validatie te richten op:

1. De piekvraag bij zeer lage temperaturen en de invulling daarvan (capaciteitsvraag).
2. De N-1 infrastructuurnorm en de noodzaak van Groningen voor capaciteitsvoorziening.
3. Het benodigde Groningenvolume en met name de verschillen tussen het huidige advies en die van vorig jaar.

2 PIEKVRAAG

2.1 Introductie

De vraag naar laagcalorisch aardgas wordt deels bepaald door de (effectieve) temperatuur¹ doordat laagcalorisch aardgas met name geleverd wordt aan huishoudelijke en commerciële gebruikers. Niet alleen het jaarvolume wordt bepaald door de temperatuur, maar ook de maximale vraag per dag en uur.

Voor het berekenen van de benodigde capaciteit uit het Groningenveld, met name na het gereedkomen van de nieuwe stikstoffabriek te Zuidbroek, is het van belang te weten wat de maximale vraag is bij lage temperaturen. De hierna te bespreken infrastructuurnorm gaat uit van een situatie die gemiddeld eens in de 20 jaar voorkomt oftewel bij een effectieve temperatuur van $-15,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ². De hoeveelheid beschikbare informatie over zo'n 'eens in de 20 jaar situatie' is beperkt omdat het simpelweg niet vaak zo koud is. Het is daarom niet volledig duidelijk hoe de gasvraag zich ontwikkelt bij deze temperaturen. Er zijn verschillende zienswijzen over het verloop van deze relatie.

GTS verwacht dat de gasvraag lineair blijft toenemen naar mate de effectieve temperatuur daalt (in ieder geval tot aan $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$). Aan de andere kant wordt er door marktpartijen ook gewerkt met s-curves (sigmoïdefuncties) die ervan uitgaan dat de gasvraag stabiliseert wanneer een effectieve temperatuur is bereikt van ongeveer $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Een lagere effectieve temperatuur zal bij deze functies dus niet leiden tot een nog hogere vraag naar laagcalorisch aardgas. Als reden voor deze verwachte stabilisatie wordt aangevoerd dat op een zeker moment alle verwarmingsapparaten volledig in gebruik zijn. In de analyse over de benodigde capaciteit uit het Groningenveld voor de komende jaren leidt dit voornamelijk³ tot een andere conclusie:

- GTS voorspelt onder de aannames van de 'base case' en een lineair verband tussen gasvraag en effectieve temperatuur dat het Groningenveld vanaf gasjaar 2026-2027 geen capaciteit meer hoeft te leveren en dus dicht kan.
- De toepassing van de sigmoïdefunctie resulteert onder de aannames van de 'base case' dat het Groningenveld vanaf gasjaar 2022-2023 definitief gesloten kan worden.

GTS baseert zich hierbij op realisaties, dat wil zeggen de gemeten gasvraag op de gasontvangststations (GOS'sen), uit het verleden (tot vele jaren terug). Marktpartijen hebben toegang tot minder of geaggregeerde informatie en moet de gasvraag afleiden uit openbaar beschikbare informatie en informatie over hun eigen middelen en afnemers.

De vraag die daarom bij DNV GL is neergelegd, is om na te gaan of het lineaire verband tussen gasvraag en effectieve temperatuur een valide representatie is van de werkelijkheid of dat een sigmoïdefunctie beter is. Om hierover een uitspraak te kunnen doen, zullen we eerste onze bevindingen uit eerder door ons uitgevoerd onderzoek presenteren. Daarna zullen we een analyse doen op basis van openbaar beschikbare informatie.

¹ Naast de temperatuur is ook de windsnelheid van belang door het zogenaamde 'wind chill effect' (zoninstraling kan ook een rol spelen). De effectieve temperatuur combineert het effect van temperatuur en windsnelheid. *"gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur: gemiddelde luchttemperatuur te De Bilt (T) in een etmaal, gecorrigeerd voor de gemiddelde windsnelheid op hetzelfde station (V) in dezelfde periode uitgedrukt in meters per seconde, volgens de formule: $T_{eff} = T - (V/1,5)$ "*

² Uit navraag bij GTS blijkt dat deze kans periodiek wordt berekend; vorig jaar was de laatste keer. Een rapport van Wever [7] laat resultaten van het KNMI (Figuur 8, blz. 9) zien waarbij een effectieve temperatuur van -15 tot $-16\text{ }^{\circ}\text{C}$ een herhalingstijd van ongeveer 20 jaar heeft. De berekening is uitgevoerd op data van 1905 tot 1975 en van 1975 tot 2005. Wever concludeert dat: *"Bij herhalingstijden die horen bij zeer lage effectieve temperaturen (lager dan $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$) zijn er geen significante verschillen [tussen de gekozen tijdsintervallen, DNV GL]."* De korte periode van 30 jaar resulteert wel in grotere onzekerheden door minder observaties.

³ Wellicht wordt een klein deel van het verschil ook nog veroorzaakt door een verschil in definitie van bruto/netto L-gas vraag (bijv. verrijkspercentages).

2.2 Achtergrond

Als basis dienen de inzichten opgedaan door DNV GL (destijds Gasunie Research) bij de ontwikkeling van nieuwe gastoeepassingen voor de Nederlandse kleingebruikersmarkt. Vanuit de overtuiging dat de waarde van het aardgas wordt bepaald door de kwaliteit van de eindgebruikstoepassingen is door Gasunie Research in de jaren zeventig van de vorige eeuw tot ongeveer 2006 onderzoek gedaan naar de VR-ketel, de HR-ketel, de HR-combiketel, en de HRe-ketel (micro-WKK). Deze systemen zijn geanalyseerd en geoptimaliseerd door middel van veldtesten, laboratoriumproeven en dynamische simulaties.

G-gas versus L-gas gasmarkten

Het aardgas uit het Groningenveld (G-gas) wijkt qua samenstelling sterk af van conventioneel aardgas (hoogcalorisch of H-gas) en wordt hierdoor vrijwel uitsluitend ingezet voor de beleving van de distributienetwerken in Nederland, Duitsland, België en Noord-Frankrijk. Deze markten staan volledig afgesteld op de specifiek eigenschappen van dit aardgas. In Nederland is dit de relatief strenge G-gasspecificatie; in België, Noord-Frankrijk en Duitsland kennen een iets ruimere L-gasspecificatie. L-gas wordt gemaakt door G-gas met geïmporteerd H-gas of L-, "NGT"⁴ of H-gas uit de kleine Nederlandse gasvelden te mengen (verrijken). Het wegvallen van het Groningen-gas wordt nu opgevangen door pseudo-G-gas te maken door stikstof aan H-aardgas toe te voegen en door de L-gasmarkten in België, Noord-Frankrijk en Duitsland om te bouwen naar H-gas.

Dag- versus uurvolumes

De toekomst van het Groningenveld wordt dus in hoge mate bepaald door het verwachte toekomstige gedrag van de G- en L-gasmarkten. Belangrijkste eigenschap van de G- en L-gasmarkt is namelijk hun sterke gevoeligheid voor weerscondities. Hierdoor is het niet triviaal om de verwachte jaarvolumes te vertalen naar maximale dag- en uurvolumes.

Voor GTS is met name de leveringszekerheid onder extreme situaties van belang. De druk in het systeem mag nooit dusdanig onderuitzakken dat er veiligheidskleppen in het gassysteem dichtgaan. Vanuit deze rol kijkt GTS altijd naar voldoende beschikbare middelen (markt en eigen middelen) om de maximale te verwachten uurvraag in te kunnen vullen. Daarnaast, onder bijzonder koude weersomstandigheden (vanaf een gemiddelde effectieve etmaaltemperatuur van -9 °C), is GTS verantwoordelijk voor de levering van gas aan kleinverbruikers ('pieklevering') en niet meer de marktpartijen. Er zijn subtiele verschillen tussen maximale dag- en maximale uurvolumes die wellicht voor verwarring kunnen zorgen bij de interpretatie van de data met betrekking tot Groningenveld. In onze analyse zullen we expliciet verschil maken in maximaal te verwachten dagvolumes versus uurvolumes in de G-gasmarkt.

Maximale capaciteit G- versus L-gasmarkt

Een belangrijk verschil tussen de Nederlandse G-gasmarkt en de L-gasmarkten in België, Noord-Frankrijk en Duitsland is dat het Nederlandse systeem wordt gevoed via meet- en regelstations (M&R) en de L-gasmarkten via exportstations. De meet- en regelstations houden het regionale transportnetwerk⁵ op druk en odoriseren het aardgas. Het regionale transportnetwerk beleeft vervolgens de distributienetwerken via gasontvangststations (GOS), die op hun beurt de distributienetwerken van de regionale netbeheerders zoals Stedin, Enexis, Alliander op druk houden. Tevens worden ringnetwerken met meerdere invoedingspunten gehanteerd voor de extra leveringszekerheid mocht een GOS of M&R in storing vallen. Het G-gas systeem is dus grotendeels een passief systeem met extra redundantie dat

⁴ NGT staat voor Noordgastransport, een leidingennetwerk dat aardgas geproduceerd in de Noordzee bij Uithuizen aan land brengt. De kwaliteit van dit aardgas zit tussen de kwaliteit van het Groningengas en geïmporteerd hoogcalorisch gas in.

⁵ Het regionale transportnetwerk is onderdeel van het hoofdtransportnetwerk van GTS en voedt onder andere de distributienetwerken.

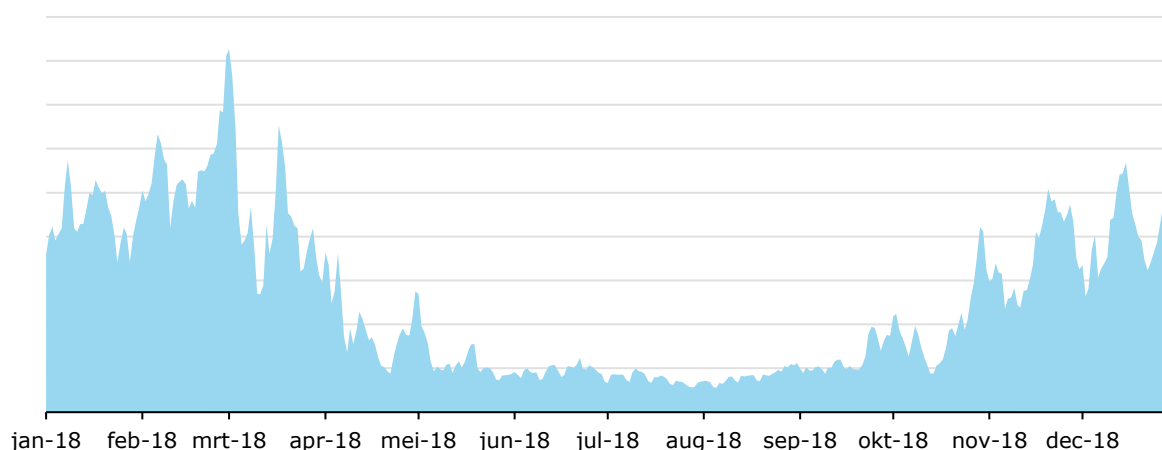
zichzelf via drukregeling overeind houdt. Het bepalen van de maximale te verwachten flow van dit G-gassysteem is hierdoor niet de som van alle onderliggende GOS-capaciteiten. Deze zou veel te hoog zijn. Ook de som van de technische capaciteiten van alle aangesloten middelen/installaties zou een veel te hoog totaal opleveren. De aangeslotenen vragen nooit exact op hetzelfde moment hun maximale piek. Alleen via marktanalyses (mutaties aantal aangeslotenen) en historische trendanalyses proberen de netbeheerders zo goed mogelijk in te schatten wat de maximale flow per GOS/M&R per regio zou kunnen zijn onder extreme winteromstandigheden. Dit is een complexe analyse die primair bij GTS is belegd.

De L-gasexport is anders van karakter. De export wordt niet 'passief op druk' maar grotendeels 'actief op flow' gestuurd via regelaars in de grootste exportstations met relatief weinig redundantie.

2.3 Nederlandse kleingebruikersmarkt

De distributienetwerken worden primair gebruikt om kleingebruikers te beleveren. De kleingebruikersmarkt bestaat primair uit woningen, kantoren en kleine industrie met – speciaal voor Nederland – ook relatief veel glastuinbouw. Aardgas wordt door deze afnemers voornamelijk gebruikt voor ruimteverwarming en in mindere mate voor koken en warmtapwater. De aardgasvraag voor ruimteverwarming is sterk afhankelijk van de buitencondities. Door de ligging van de G/L-gasmarkten tussen de Noordzee en het Eurazië-continent kunnen deze wintercondities van jaar tot jaar (zeer) sterk verschillen. Over het algemeen domineert de invloed van de relatief warme Noordzee en is de winter mild en de aardgasvraag voor ruimteverwarming laag. Echter, af en toe komen we onder de invloed van het zeer koude achterland en spreken we van 'Siberische winter'. De behoefte voor aardgas voor ruimteverwarming zal dan enorm toenemen. In Figuur 1 zijn deze sterke vraagfluctuaties ter illustratie weergegeven voor het jaar 2018 (periode januari-december) inclusief een koude periode van ongeveer -10 °C.

Figuur 1 Illustratie sterke gevoeligheid van aardgasvraag in de Nederlandse kleingebruikersmarkt voor klimaatcondities voor de periode januari-december 2018 (Bron: EntsoG Transparency Platform).



Cv-ketel domineert

De vraag voor ruimteverwarming wordt door 85% van de Nederlandse woningen ingevuld door individuele ketels in combinatie met centrale verwarming. De meeste cv-ketels zijn HR-combiketels waar HR staat voor hoog rendement. Dit geeft aan dat de ketel in staat is om ook de 10% warmte opgeslagen

in de waterdamp terug te winnen door deze te laten condenseren. 'Combi' verwijst naar de gecombineerde functie van ruimteverwarming en tapwaterbereiding. De overige 15% bestaat uit:

- Stadsverwarming met piek-bijstook door aardgasketels.
- Lokale ruimteverwarming (gaskachels) in combinatie met geisers in oude woningen.
- Warmtepompen in nieuwbouw.
- Blokverwarming met name in oudere flats.
- Houtkachels en ketels op huisbrandolie of propaan.

Naast woningen hebben ook scholen, kantoren, zorgcentra, industriële hallen en tuinbouwkassen behoefte aan ruimteverwarming. Deze warmtevraag wordt ingevuld middels:

- Grote ketels in combinatie met blokverwarming.
- Directe luchtverwarming in grote industriële hallen.

Voor het beter begrijpen van het gedrag van voor de Nederlandse G-gasmarkt bij extreme wintercondities zal primair worden gekeken naar het verwachte gedrag van de gemiddelde woning met daarin een HR-combiketel die de radiatoren voedt en met een thermostaat in de woonkamer (de cv-installatie).

Relatie gasvraag en temperatuur

De belangrijkste taak van de cv-installatie is het invullen van de energievraag voor ruimteverwarming. De behoefte voor ruimteverwarming ontstaat door:

- Indirecte transmissie van warmte uit de binnenruimte via de binnenschil, spouw, en buitenschil (muren, daken) naar buiten.
- Directe transmissie van warmte van binnenruimte aan de buitenlucht via ramen en deuren.
- Transmissie van warmte van de binnenruimte door vloeren aan de ondergrond.
- Infiltratie van buitenlucht door kieren in de constructie en openen deuren.
- Ventilatie door roosters en ventilatoren.
- Opwarmen van de binnenruimte na een periode van lagere binnentemperatuur.

Tevens zijn er naast de buitentemperatuur andere effecten om rekening mee te houden:

Verhoging van de warmtevraag door:

- Hoge windsnelheden, die zorgen voor toenemende buitenlucht infiltratie.
- Opwarming van de binnenruimte na een periode van lagere binnentemperatuur.
- Verdamping van vocht door wind of zon waardoor warmte aan de buitenschil wordt onttrokken (dit effect speelt met name bij temperaturen rond het vriespunt en minder relevant bij extreme wintercondities).

Verlaging van de warmtevraag door:

- Interne warmteproductie door elektrische apparaten en bewoners.
- Directe zoninstraling via ramen of verwarming van de buitenschil door de zon.
- Tijdelijk lagere temperatuurbehoefte binnenruimte ('s nachts, overdag of 's avonds).

-
- Vorige dagen waren relatief koud (traagheid van de thermische massa).
 - Vorige dagen relatief waren relatief warm (traagheid van de thermische massa).
-

De warmtevraag wordt in de Nederlandse woning primair ingevuld met een cv-installatie. Als door combinaties van lage buitenluchttemperatuur en hoge windsnelheden de warmtevraag steeds verder toeneemt, treden de volgende additionele effecten op:

- Hoe hoger de warmtevraag, hoe hoger de benodigde afgiftetemperatuur van de radiatoren. Hierdoor ontstaat meer luchtcirculatie in de woning waardoor de comfortbeleving in de woning kan dalen (het voelt frisser dan anders).
- Hoe hoger de radiatortemperaturen des te groter de warmteverschillen in de woning (warme dekens), waardoor meer warmteverlies door transmissie en infiltratie op kan treden.
- Hoe hoger de warmtevraag, hoe hoger de watertemperatuur naar de radiatoren zal moeten zijn. Dit resulteert vervolgens in een hogere retourwatertemperatuur naar de cv-ketel, waardoor deze op haar beurt weer minder warmte (condensatie en verbranding) uit het aardgas kan winnen. Het lagere rendement resulteert in een verhoogde aardgasvraag om een warmtevraag in te vullen.
- Hoe hoger de warmtevraag hoe groter de kans dat het verwarmingssysteem onvoldoende warmte kan leveren en de gewenste binnentemperatuur niet meer zal worden gehaald.

De combinatie van al deze factoren (luchttemperatuur, windsnelheid en zoninstraling) in combinatie met hun verdeling over Nederland kunnen worden samengevat in een parameter bekend als de 'effectieve gemiddelde dagtemperatuur'. Deze parameter is in vereenvoudigde vorm vastgelegd in de Gaswet⁶. Door deze vereenvoudiging is het mogelijk dat de gasvraag van de Nederlandse kleingebruikersmarkt afwijkt van wat er puur op basis van temperatuurmetingen (en windsnelheidsmetingen) in De Bilt verwacht zou worden. Dit is een van de oorzaken waarom de grafieken met historische gasvragen dataspreiding vertonen en waarom het uitdagend is de trend te extrapoleren.

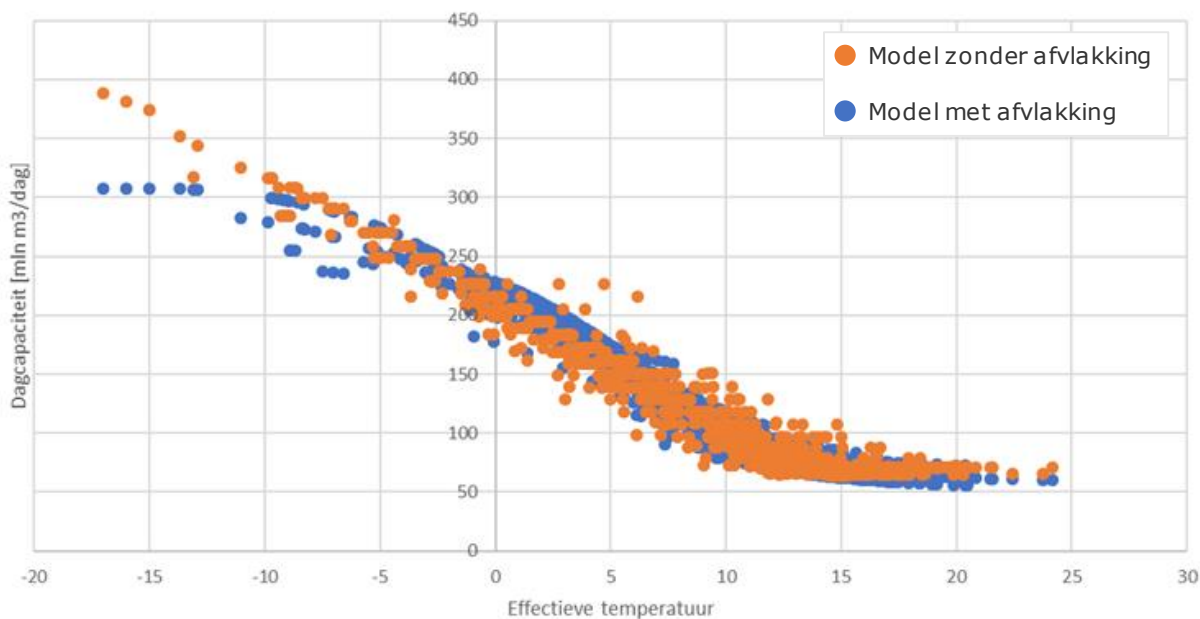
Daarnaast is voorzichtigheid geboden bij de vertaling van situaties in België, Frankrijk en Duitsland naar de Nederlandse situatie. De gevoeligheid van deze markten voor de secundaire effecten kan afwijken van de Nederlandse situatie door afwijkende bouwstandaarden en afwijkende samenstelling van de markt (woningen, kantoren, glastuinbouw, etc.). Ook bevatten de L-gasmarkten lokale voedingen, bergingen en mogelijke transportbottlenecks die ervoor kunnen zorgen dat de exportflows zich anders kunnen gedragen bij dalende temperatuur dan de Nederlandse G-gas markt.

2.4 Maximale dagvolumes bij extreme wintercondities

Uiteindelijk resulteren de bovengenoemde effecten in een gemeten en verwacht gedrag van de G- en L-gasmarkt bij dalende buitentemperaturen. Tot effectieve buitentemperaturen van -10 °C (daggemiddeld) is er voldoende data uit de recente geschiedenis beschikbaar, maar moet er voor de voorspelling van de eens in 20 jaar wintercondities (-15,5 °C daggemiddeld) een extrapolatie worden gemaakt. In Figuur 2 staan de twee modelvarianten: sterke afvlakking van de markt vraag bij -10 °C (model met afvlakking gebaseerd op een sigmoïdefunctie) en een model zonder afvlakking (gebaseerd op een lineair verband). Om beter te begrijpen welk gedrag voor de Nederlandse G-gasmarkt waarschijnlijk is, moeten we iets dieper in de dynamiek van de Nederlandse woning duiken.

⁶ In de Gaswet wordt een eenvoudige versie van de effectieve temperatuur gedefinieerd, waarbij enkel de windsnelheid wordt meegenomen. Deze definitie gebruiken wij later ook in onze eigen analyse.


Figuur 2 Modelvoorspellingen relatie marktpraak (dagvolumes G en L-gas) versus effectieve temperatuur met en zonder afvlakkingmechanismes.



Nederlandse woning

De typische Nederlandse woning kan als volgt worden gekenschetst:

- De woning is uitgerust met een cv-combiketel met 24-28 kW ketelcapaciteit. Dit komt overeen met een kleine 3 m³/uur aan gas per woning en voor 7 miljoen woningen zou dit 21 miljoen m³/uur betekenen. Het ketelvermogen is echter gedimensioneerd op de tapwatervraag en is aanmerkelijk hoger dan de behoefte aan ruimteverwarming. De ketels hebben dus veel meer vermogen dan het cv-systeem aan kan.
- De capaciteit van de ruimteverwarming wordt bepaald door de radiatoren. Het aantal en grootte van de radiatoren in een woning is bepaald door vuistregels gehanteerd door installateurs ten tijde van de bouw van de woning of ten tijde van de cv-installatie. De vuistregel, zoals vanaf de jaren negentig beschreven is in bijvoorbeeld het bouwbesluit, is dat de woning bij -10 °C buitentemperatuur nog vanuit nachtverlaging tot 20 °C opgewarmd moet kunnen worden. Pas vanaf midden jaren negentig is het gebruikelijk geworden om bij de bouw berekeningen uit te voeren over hoeveel radiatoroppervlak per ruimte noodzakelijk is.
- Typische cv-vermogens (voor ruimteverwarming) zijn 10 kW wat overeenkomt met ~1 m³/uur. Dit sluit ook aan bij de vuistregels die netbeheerders van oudsher hanteren voor woningaansluitingen. De distributienetten kunnen daarom ruwweg 7 miljoen m³/uur aardgas aan de Nederlandse woningen leveren. Dit is nog zonder de kantoren, scholen, glastuinbouw, etc.
- Van oudsher (vanaf ongeveer de jaren zestig) werd de benodigde radiatorcapaciteit berekend op basis van 90 °C aanvoertemperatuur. Vandaar de term radiator oftewel 'warmtestraler'. Deze woningen zijn echter in de loop der tijd geïsoleerd zodat deze radiatoren enigszins overgedimensioneerd zullen zijn.
- Met de opkomst van de HR-ketel in de jaren tachtig met de mogelijkheid tot condenseren bij voldoende lage retourtemperatuur, is de trend ingezet om de radiatoren bij lagere temperaturen



te bedrijven en deze trend heeft zich doorgezet naar Lage Temperatuur Verwarming (LTV) en vloerverwarming.

Belangrijkste conclusie is dat de gasvraag van de Nederlandse woning bepaald wordt door de cv-vermogens en de markt een bonte verzameling cv-installaties bevat waarvan de meeste een overcapaciteit zullen hebben door de toepassing van LTV en (na)isolatie.

Oorzaken voor afvlakking dagvolumes

Woningen, kantoren en hallen waarvan de cv-installatie, die bij extreme wintercondities de thermostaatsetpoints niet meer kunnen halen, zullen voor een afvlakking van de trend van de dagelijkse gasvraag gaan zorgen. Dit zullen naar verwachting zijn:

- Oude slecht geïsoleerde woningen met gaskachels in plaats van cv-systemen.
- Woningen uit de jaren tachtig uitgelegd op hoge temperatuur verwarming die sindsdien niet nageïsoleerd.
- Woningen met cv-ketels gelimiteerd op uitgaande temperatuur. Dit zijn fabrieksinstellingen om energie te besparen.
- Scholen, kantoren, glastuinbouw en bedrijfspanden waarvan de cv-ketels (en andere ruimteverwarmingsapparatuur) niet op tapwater maar op ruimteverwarming bij -10 °C zijn uitgelegd.
- Bij extreme wintercondities in combinatie met sneeuwval mag aangenomen worden dat een deel van het openbare leven stil komt te liggen. Ook glastuinbouw kan besluiten de verwarming van kassen tijdelijk op een lager niveau te brengen.

Tevens zullen mensen hun ventilatiegedrag aanpassen bij extreme wintercondities zodat de warmtevraag wordt beperkt. De inschatting van DNV GL is dat dit bij -10 °C reeds maximaal toegepast zal worden; er zal daarom er geen extra effect op de gasvraag optreden bij nog lagere buitentemperaturen.

Oorzaken voor stijgende dagvolumes

Woningen, kantoren en hallen die bij wintercondities lager dan -10 °C (de ontwerpconditie) ook de thermostaatsetpoints kunnen blijven halen zullen ervoor zorgen dat de gasvraag blijft stijgen. Oorzaken hiervoor zijn:

- De cv-ketel is uitgelegd op tapwatervraag en niet op ruimteverwarming.
- Woningen die zijn nageïsoleerd en waarvan de radiatoren niet zijn vervangen, hebben een overschot aan radiatorvermogen.
- In relatief nieuwe woningen (vanaf jaren negentig) zullen de radiatoren op lagere cv-aanvoer temperatuur zijn uitgelegd (50-60 °C) en dus een reservevermogen aan verwarmingscapaciteit hebben als de cv-ketel hogere temperaturen gaat leveren. Dit effect wordt versterkt doordat het verwarmingsvermogen van een radiator meer dan lineair toeneemt bij stijgende aanvoertemperatuur.
- Door de hogere cv-aanvoertemperaturen zal het rendement van cv-ketels dalen waardoor de gasvraag sterker zal toenemen.
- Door de hogere cv-aanvoertemperaturen zullen de transportverliezen van het cv-systeem toenemen.

- Door de hogere cv-aanvoertemperaturen zal de woning meer warmte verliezen door infiltratie (thermische trek).

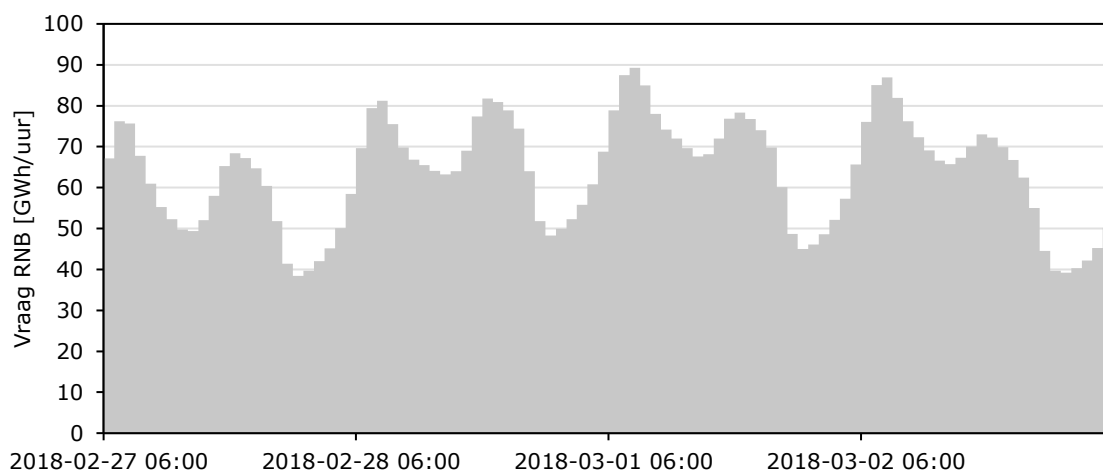
Verwachte trend dagelijkse gasvraag

Er is alleen anekdotische informatie beschikbaar over wat zich afspeelt in de Nederlandse gasmarkt bij extreme wintercondities. De omstandigheden doen zich simpelweg te weinig voor om een veldonderzoek hiernaar te kunnen uitvoeren. De verwachting is dat de gemiddelde woning in ieder geval een overcapaciteit aan ketelvermogen heeft maar ook dat een overcapaciteit aan cv-vermogen (radiatoren) mag worden verwacht. Gezien de enorme pluriformiteit van de markt zal een afvlakking van de gasvraag in ieder geval geleidelijk plaats moeten vinden. Het ligt dus niet in de lijn der verwachtingen dat bij temperaturen lager dan $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ de gasvraag 'abrupt' af zal vlakken.


2.5 Uurcapaciteit versus dagcapaciteiten

De uurlijkse gasvraag van de Nederlandse kleingebruikersmarkt heeft geen één-op-één relatie met de buitentemperatuur, maar vertoont een karakteristieke kamelenbultvorm (Figuur 3). Dit wordt primair veroorzaakt door de variërende thermostaatinstellingen (ochtend/middag/avond/nacht instellingen) gehanteerd door woningen en kantoren met de intentie om energie te besparen bij afwezigheid. De effectiviteit van deze strategie hangt sterk af van het type woning en de cv-aanvoertemperatuur, maar is diepgeworteld in de Nederlandse cultuur.

Figuur 3 Karakteristieke dagelijkse kamelenbult in de gasvraagprofielen van de Nederlandse gasmarkt gedurende vier koude (ongeveer $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$) winterdagen: dinsdag 27 februari tot en met vrijdag 3 maart 2018.



Het gevolg van deze stookstrategie zijn de karakteristieke ochtend- en avondpieken, veroorzaakt door het opwarmen van de afgekoelde binnenconstructies na en langere periode van afwezigheid. Het is ook duidelijk dat iedere dag een iets ander profiel kan hebben. Met de pieken wordt dus extra onzekerheid geïntroduceerd in de maximale uurvraag, bovenop de eerder besproken dagvolumes. Deze variaties worden veroorzaakt door fluctuaties in thermostaatgedrag (weekdag vs. weekend gedrag) in combinatie met de buitencondities (luchttemperatuur, windsnelheid, zoninstraling) gedurende de dag (wisselend over heel Nederland). Algemeen kan worden gesteld: de weercondities bepalen primair de dagelijkse gasbehoefte voor ruimteverwarming en de bewoners/gebouweigenaar bepaalt vervolgens via thermostaatinstellingen de piekbehoefte binnen de dag. Er is dus voorzichtigheid geboden bij de



interpretatie van de capaciteitsbehoefte op dagbasis versus capaciteitsbehoefte op uurbasis. De laatste bevat extra gedrag gerelateerde dynamische effecten die aandacht verdienen.

Trend uurvolumes bij extreme wintercondities

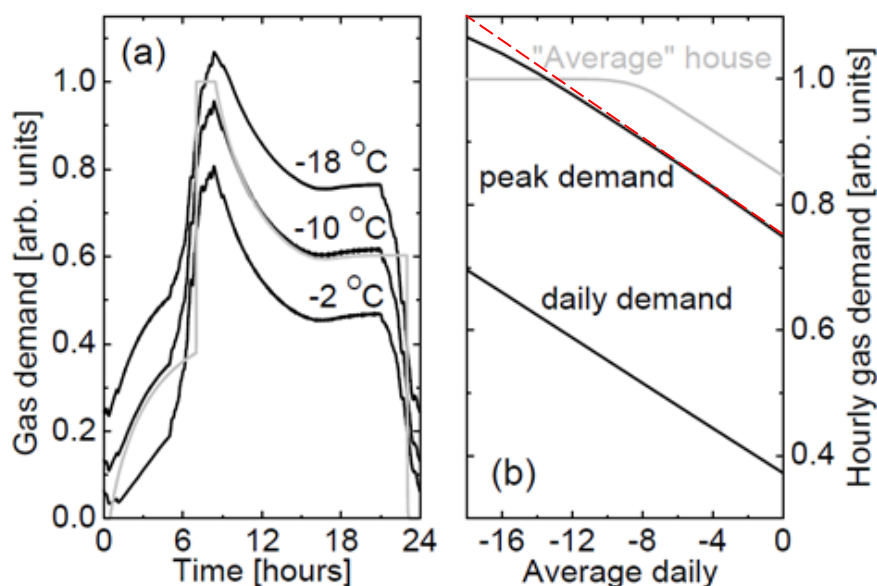
Het belangrijkste verschil tussen de maximale uurvolumes en dagvolumes is dus het gedrag van de opwarmpiek in de ochtend en avond veroorzaakt door variaties in thermostaatinstellingen. Voor de opwarmpiek ligt een afvlakking meer in de verwachting omdat 's morgens of 's avonds de cv-installaties allemaal tegelijk even op maximaal vermogen zouden moeten werken om de woning op te warmen. GTS geeft echter aan nog nooit deze afvlakking van het maximale uurvolume te hebben waargenomen voor de Nederlandse G-gas markt. In Figuur 6 en Figuur 7 is de piekdata van de afgelopen 7 jaar weergegeven.

In opdracht van Gasunie heeft DNV GL (destijds Gasunie Research) in 2006 onderzocht hoe het fysisch mogelijk kan zijn dat de uurvraag maar kan blijven stijgen bij dalende temperaturen [2]. In deze studie zijn in Matlab Simulink dynamische woningsimulaties uitgevoerd met ensembles van huizen met variaties in hun belangrijkste parameters (woningtype, isolatiegraad, cv-vermogen, thermostaatinstelling). Deze ensembles zijn onderworpen aan steeds koudere buitentemperaturen. De bevinding was dat, alhoewel de piekwarmtevragen van individuele woning wel degelijk verzadiging lieten zien (pieken van rond 1 m³/uur per huis), het ensemble dit gedrag vrijwel niet vertoonde. Zie Figuur 4 voor de bevindingen van deze studie. De studie gaf aan dat een afwijking tussen de 2 à 3% van de lineaire trend te verwachten is (zie de rood gestippelde lijn in Figuur 4 welke is toegevoegd aan de figuur voor deze validatie). Dit is echter te weinig om te spreken van een S-curve.

De aannames omtrent de belangrijkste parameters zoals de verwachte ketel- en radiatorovercapaciteit zijn toentertijd gevalideerd door TNO [3]. (Let wel: het betreft dus geen simulatie van de Nederlandse markt maar een analyse om de fysische principes die ten grondslag liggen aan het gedrag van de piekvraag van woningen inzichtelijk te maken).

De belangrijkste oorzaak is dat de pieken van de individuele woningen op verschillende tijdstippen plaatvinden en dermate kort van duur zijn dat de pieken slechts gedeeltelijk overlaptten. Een plotselinge afvlakking van de uurvraag bij dalende buitentemperatuur ligt dus puur op basis van fysische gronden wel in de lijn der verwachting voor één woning maar niet in de lijn der verwachting voor een ensemble van woningen. Hiervoor is de markt te pluriform en niet gelijktijdig genoeg. De effectieve piekhoogte per woning die GTS ziet is naar verwachting ook nog niet de 1 m³/uur/woning en dit is een verklaring waarom de afvlakking van de uurvraag nog niet is gezien voor de Nederlandse markt.

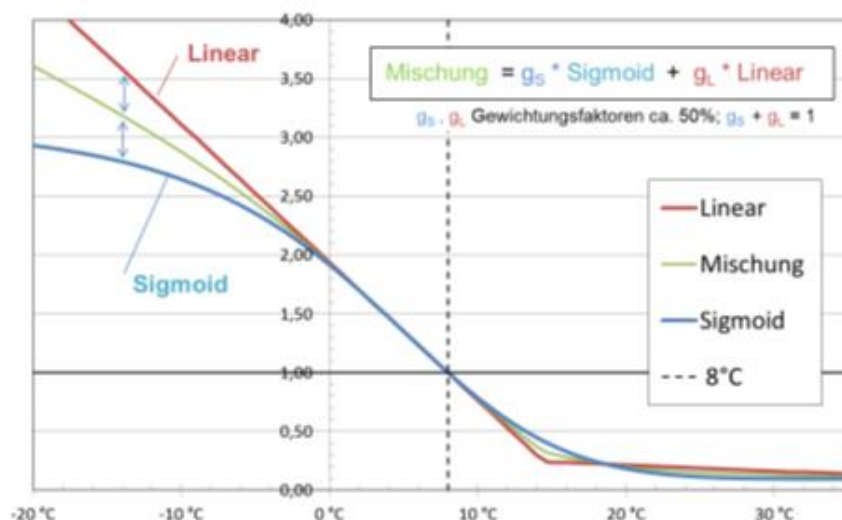
Figuur 4 Resultaten simulatie piekvraag van een ensemble van woningen [2]. Door de ongelijktijdigheid van de pieken van de individuele woningen vertoont de cumulatieve gasvraag ('peak demand') slechts een beperkte afbuiging bij extreme wintercondities. De absolute limiet voor de piekhoogte ligt rond 1,15 [willekeurige eenheden].



Verwachte afwijking van de lineaire trend (Nederland)

Het is uiteindelijk niet de vraag of de trend zal afvlakken maar op welke wijze dit zal gebeuren. Voor de Nederlandse woningmarkt is een de verwachte absolute bovengrens voor alleen al de woningen van ~ 7 miljoen m^3/uur waar de lineaire trend dus niet overheen mag. Literatuurstudie geeft aan dat in Duitsland een combinatie van een 'sigmoïd' c.q. S-curve en een lineaire trend wordt gehanteerd [4]. Deze combinatie is met name noodzakelijk omdat een 'pure sigmoïd' symmetrisch is: de mate van buiging rond $+15$ °C resulteert dus in een gelijke mate van buiging bij de zeer koude temperaturen. Er is echter geen fysische basis dat deze mate van buigingen gelijkvormig zouden moeten zijn.

Figuur 5 Illustratie van de S-curve in combinatie met een lineaire trend [4].



Op basis van onze analyse is de verwachting dat een dergelijke asymmetrische sigmoïd c.q. S-curve voor de G-gasmarkt geleidelijk zal moeten verlopen vanwege de hoge mate van pluriformiteit en ongelijktijdigheid van de Nederlandse markt. Als de buiging bij -10 °C nog niet is ingezet dan is slechts een kleine afwijking van de lineaire trend mogelijk bij -15,5 °C. Een mate van afwijking die lastig te kwantificeren is door het ontbreken van de data bij effectieve temperaturen onder -10 °C.

2.6 Analyse DNV GL o.b.v. openbare gegevens

DNV GL heeft als second look nog een eigen analyse gemaakt op basis van openbare informatie:

- De gasvraag is afkomstig van het ENTSOG Transparency Platform⁷ [5]. De gasstromen naar de regionale distributiebedrijven en naar de exportpunten Zevenaar, Winterwijk, Hilvarenbeek en Oude Statenzijl zijn meegenomen in de analyse. Op deze punten stroomt laagcalorische gas.
ENTSOG publiceert enkel gasstromen in energie-eenheden (kWh); deze zijn omgezet in fysieke hoeveelheden (m³) met behulp van de bijbehorende calorische bovenwaarden gemeten op dezelfde punten en tijdstippen. Deze gegevens zijn beschikbaar vanaf 1 oktober 2013.
- Temperatuur- en windsnelheid zijn afkomstig van het KNMI [6] en gemeten op station De Bilt. De daggemiddelde effectieve temperatuur is berekend conform [7] welke gelijk is aan de definitie gehanteerd in de Gaswet⁸. De laagste effectieve temperatuur is bereikt op 1 maart 2018 en bedroeg -11,0 °C (in de periode na 1 oktober 2013 waarvoor de gasvraag openbaar beschikbaar is). Voor lagere effectieve temperaturen is de relatie dus niet te maken op basis van openbaar beschikbare informatie.

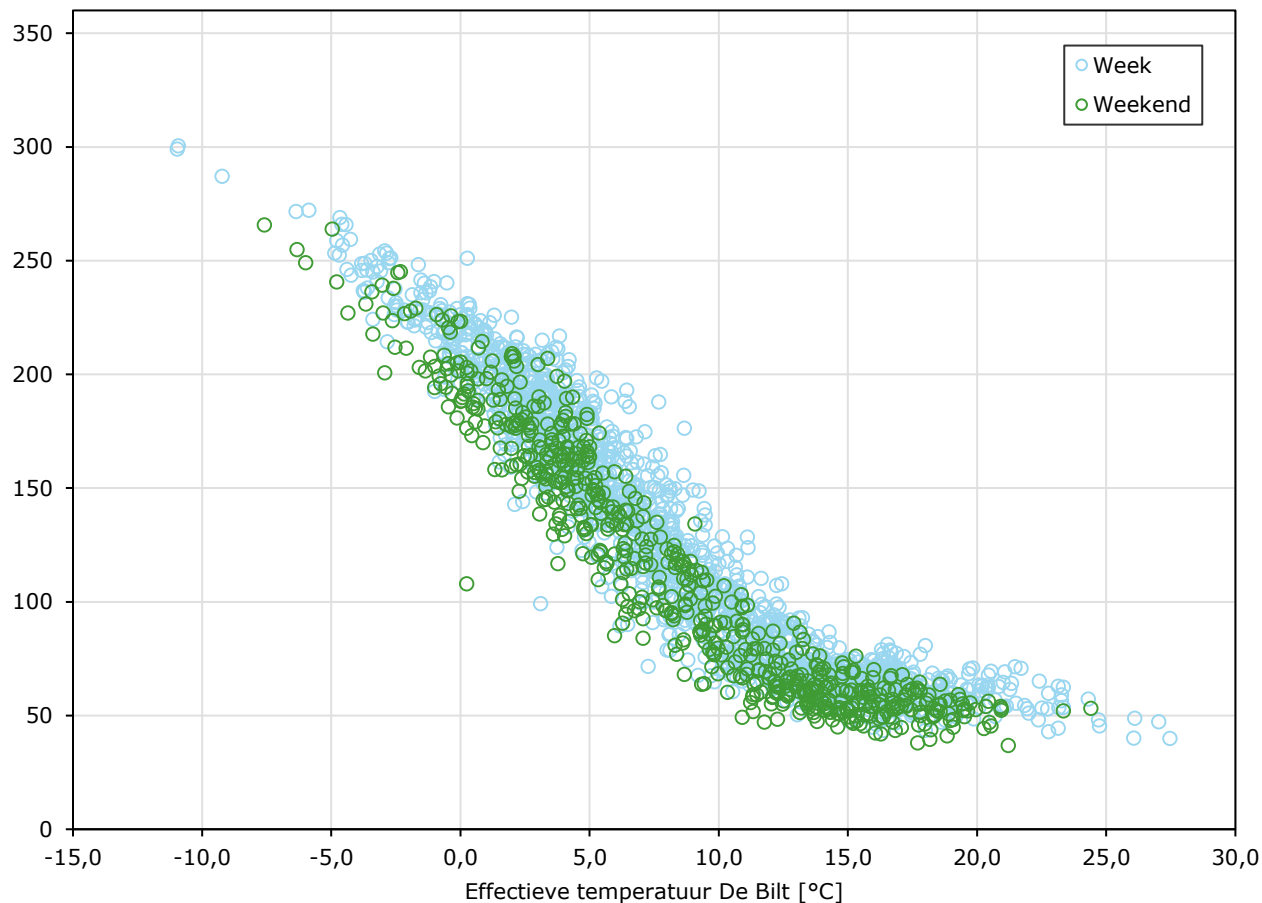
De gasvraag is vervolgens uitgezet tegen de effectieve temperatuur. Dit is weergegeven in de onderstaande grafieken. Figuur 6 bevat de totale gasvraag, terwijl in Figuur 7 de vraag via de regionale netwerkbedrijven en de export apart zijn weergegeven. Daarnaast is een onderscheid getoond tussen week- en weekenddagen; in het weekend is de gasvraag gemiddeld lager.

⁷ Deze data bestrijkt niet de gehele G-gasmarkt aangezien informatie over grootverbruikers op het G-gasnet in Nederland niet gepubliceerd wordt.

⁸ Art. 1c

Figuur 6 Vraag naar laagcalorisch gas tegen de effectieve temperatuur.

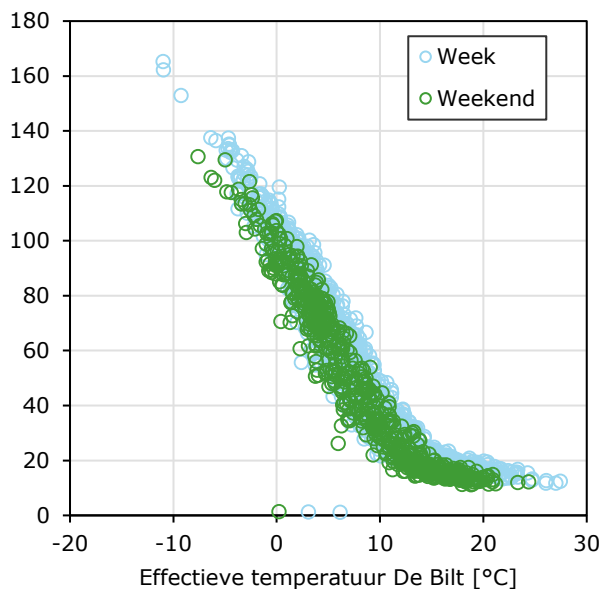
Gasvraag RNB en export
[miljoen nm³/dag]



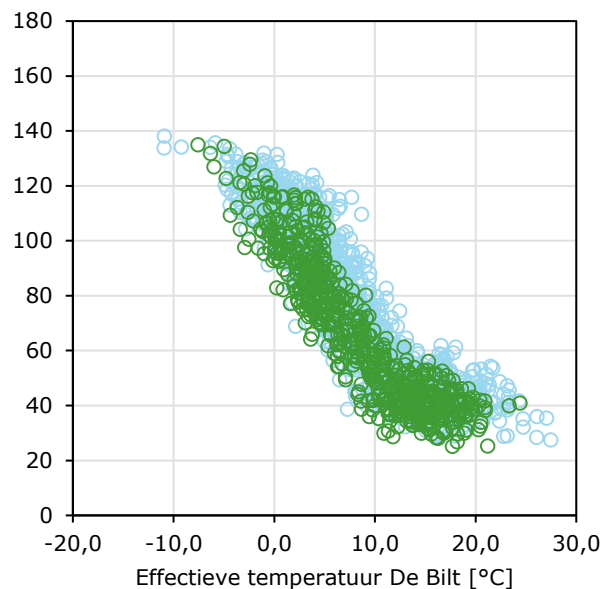
Uit Figuur 6 is niet op te maken dat er een afvlakking van de gasvraag te verwachten is bij lagere temperaturen. De hellingshoek lijkt licht af te vlakken. Uit Figuur 7 blijkt dat dit komt door de L-gas export. Daar is een afvlakking rond een effectieve temperatuur van -5,0 °C te zien. Echter, deze afvlakking wordt niet per se veroorzaakt door een constante gasvraag bij lagere temperaturen, maar kan het gevolg zijn van flexibiliteitsmiddelen in Duitsland – zoals cavernes – die bij lagere temperaturen in een deel van de vraag voorzien.

Figuur 7 Vraag naar laagcalorisch gas tegen de effectieve temperatuur. De linker grafiek toont de vraag via de regionale distributiebedrijven. De rechter grafiek de vraag van de exportpunten.

Gasvraag regionale netbeheerders
[miljoen nm³/dag]



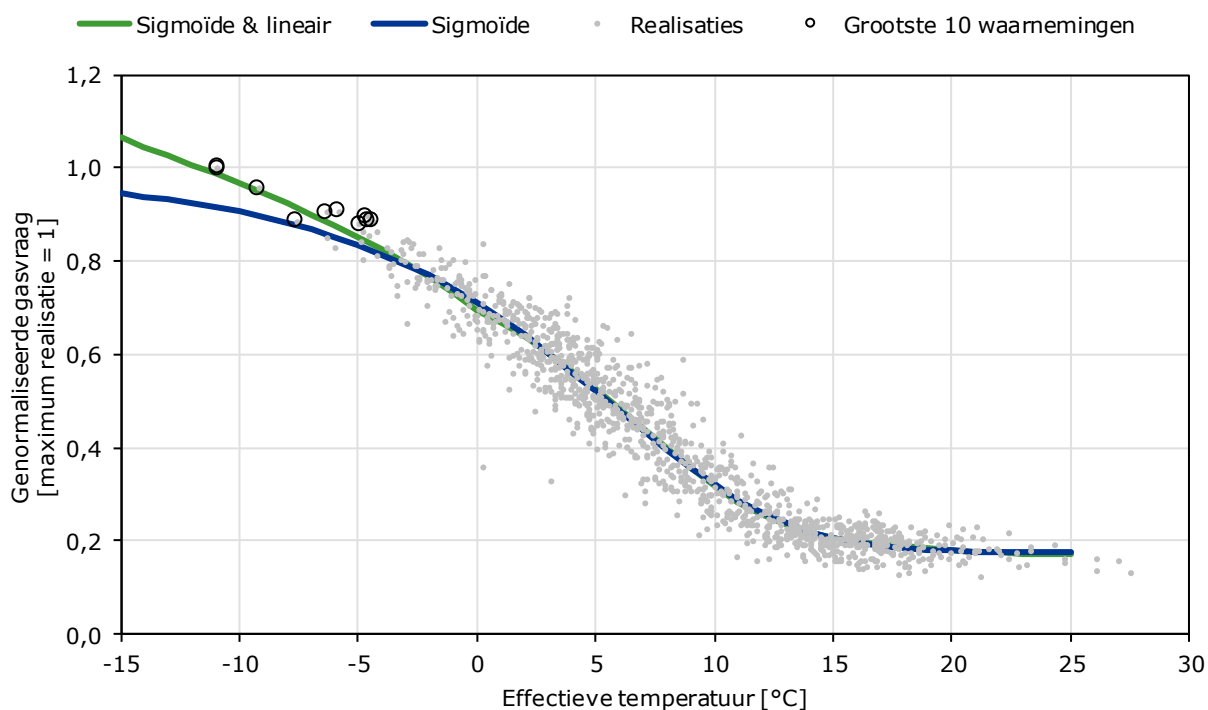
Gasvraag export
[miljoen nm³/dag]



Hoewel er geen informatie beschikbaar is voor een effectieve temperatuur van -15,5 °C lijkt er op basis van deze grafieken ook geen aanleiding te zijn om aan te nemen dat de vraag sterk zal afvlakken bij lagere temperaturen.

In Figuur 8 hieronder is de Duitse variant, zoals eerder besproken, en een sigmoïdefunctie gefit tegen de genormaliseerde realisaties van de binnenlandse G-gasmarkt naar de distributienetbeheerder en van de exportpunten (zoals getoond in Figuur 6). Hierin is te zien dat de Duitse variant de waargenomen extremen beter weerspiegelt dan de sigmoïdefunctie zonder lineaire component.

Figuur 8 Sigmoide curve en combinatie van sigmoide en lineaire curve ('Duitse variant') gefit op genormaliseerde realisaties van de G-gasvraag voor distributienetbeheerders en export.



DNV GL heeft de Duitse curve ook gefit op enkel de vraag van de regionale netbeheerders. Op deze wijze kunnen we een inschatting maken voor de gasvraag bij een effectieve temperatuur van $-15,5\text{ °C}$. De geschatte gasvraag per dag ligt dan op 196 miljoen m^3/dag of gemiddeld 8,2 miljoen m^3/uur . De piekuvraag op een dag ligt een factor 1,2 tot 1,3 hoger dan de daggemiddelde gasvraag. Wanneer we uitgaan van een factor 1,25 is de gasvraag op het piek uur 10,2 miljoen m^3/uur . Volgens het *Umsetzungsbericht 2019* van de Duitse netbeheerders, is de maximale benodigde gasvraag uit Nederland 3,3 miljoen m^3/uur [8]. Voor België en Frankrijk is een dergelijk getal niet openbaar beschikbaar, maar de technische capaciteit op Hilvarenbeek is 2,4 miljoen m^3/uur . Gezamenlijk is de vraag 15,9 miljoen m^3/uur , exclusief de gasvraag van afnemers op het G-gasnet die direct door GTS worden beleverd⁹. GTS gaat uit van een piekuvraag van 16,6 miljoen m^3/uur , inclusief industriële grootverbruikers.

2.7 Conclusie

Op basis van onze analyse is geen afvlakking van zowel de dagelijkse als de uurlijkse gasvraag te verwachten bij dalende effectieve temperatuur. De cv-ketels zijn uitgelegd op tapwater en naar verwachting is er in de loop der tijd voldoende radiatorvermogen aanwezig om ook bij extreme wintercondities de gasvraag te kunnen laten stijgen. Tevens is de verwachting dat de markt dermate pluriform is qua woningtypes, geïnstalleerd cv-vermogen én thermostaatgedrag dat alleen een graduele trendbreuk mag worden verwacht. Een trend die zich reeds voor of bij -10 °C zal moeten aankondigen is

⁹ Zoals eerder vermeld zijn deze gegevens niet openbaar beschikbaar.

nog niet door GTS of DNV GL in de data is waargenomen. Een lineaire trend zoals voorgesteld door GTS ligt dus meer in de lijn der verwachting dan een sterk afbuigende S-curve.

3 INFRASTRUCTUURNORM N-1

3.1 Introductie

GTS stelt dat vanaf gasjaar 2022-2023, na het gereedkomen van de nieuwe stikstoffabriek te Zuidbroek, het Groningenveld alleen nog capaciteit hoeft te leveren in koude (piek) situaties. In het basisscenario zou in 2022/23 nog 2,1 mcm/uur uit het Groningenveld beschikbaar moeten zijn. Deze capaciteit loop vervolgens terug tot 0 in 2026. Dit betekent dat het Groningenveld nog niet kan worden ingesloten in 2022, maar in de stand-by wordt gezet, waar een, volgens GTS, verwaarloosbare minimum flow bij hoort om het veld snel te kunnen opregelen.

Voor het berekenen van de benodigde capaciteit van het Groningenveld, gebruikt GTS de Europese infrastructuurnorm die stelt dat aan 'eens-in-20-jaar' piekvraag moet kunnen worden voldaan in de lidstaat bij uitval van de grootste afzonderlijke infrastructuur. Hieronder bespreken we de achtergrond en inhoud van deze N-1 norm en analyseren we drie belangrijke vragen die hierin een rol spelen:

- Is het nodig om Norg als de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur in het L-gas gebied te beschouwen?
- Is de piekvraag op dagbasis of op uurbasis relevant?
- Geldt de infrastructuurnorm ook voor het lidstaatoverschrijdende L-gasgebied?

3.2 Analyse DNV GL

Om te voldoen aan Verordening (EU) 2017/1938 [9] voor het zekerstellen van de gaslevering is er volgens GTS een zekere capaciteitsbehoefte van het Groningenveld nodig na het gasjaar 2022-2023. Deze verordening, evenals haar voorganger Verordening (EU) 994/2010, introduceert de zogenaamde N-1 infrastructuurnorm die lidstaten ertoe verplicht hun infrastructuur op een minimumniveau te houden om bij een verstoring van de grootste afzonderlijke infrastructuur in het systeem een zekere redundantie te verzekeren:

"De N – 1-formule geeft de technische capaciteit van de gasinfrastructuur weer om te voorzien in de totale gasvraag in een berekend gebied in het geval van een verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur gedurende een dag met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar.

Gasinfrastructuur heeft betrekking op het gastransmissienet, inclusief de met het berekende gebied verbonden interconnecties en productie-, LNG- en opslaginstallaties."

In het Preventive Action Plan (PAP) 2019 van 30 september 2019 [10] geeft het ministerie van EZK invulling aan de N-1 formule voor de L-gasvraag. Hieraan zou een interpretatie van de norm kunnen worden ontleend. Een aantal zaken valt op in de N-1 formule en interpretatie:

- a) Het gaat om de gasvraag in een **berekend gebied**. Hiermee wordt bedoeld het vastgestelde geografische gebied waarvoor de N-1 formule wordt berekend. Dit mag ook worden uitgebreid tot het passende regionale niveau, wanneer bepaald door de bevoegde instanties van de betrokken lidstaten.

Nederland is onder andere ingedeeld in de risicogroep voor laagcalorisch gas (samen met België, Duitsland en Frankrijk) [11]. De bevoegde instanties hebben echter niet besloten dat de N-1 norm op het L-gasgebied van toepassing verklaard moet worden¹⁰. Formeel, juridisch lijkt de infrastructuurnorm dus niet van toepassing op het landsgrensoverschrijdende L-gasgebied. Maar praktisch gezien is de leveringszekerheid van L-gas natuurlijk wel belangrijk. Het PAP geeft dan ook voor het totale L-gasgebied een invulling van de N-1 formule, welke ook in het Belgische PAP van de FOD Economie [12] is opgenomen. In de Duitse PAP [13] wordt de L-gasmarkt wel beschreven, maar het geeft geen invulling van de N-1 formule specifiek voor de L-gas regio.

- b) Het gaat om **uitzonderlijk hoge gasvraag die zich eens in de 20 jaar voordoet**. In haar advisering gaat GTS uit van een effectieve temperatuur van $-15,5^{\circ}\text{C}$ om de uitzonderlijke hoge markt vraag naar L-gas te bepalen die zich eens in de 20 jaar voordoet.

De PAP gaat uit van de piekvraag naar L-gas die zich eens in de 50 jaar voordoet. In het Nederlandse systeem en in lijn met de Nederlandse Gaswet representeert dit de gemiddelde vraag bij een effectieve temperatuur van -17°C (gemiddeld over de dag, gemeten in De Bilt). Het PAP is niet helemaal duidelijk over de invulling van de L-gasvraag in het buitenland: *"For Germany, Belgium and France the average daily demand for 1 in 20 is used in the scenarios."* Voor België komt dit overeen met een temperatuur van -11°C .

- c) Het gaat om de **gasvraag gedurende een dag**. GTS gaat in haar capaciteitsberekeningen altijd uit van een gasvraag per uur.
- d) Het gaat om de **grootste afzonderlijke gasinfrastructuur in het transmissienet**. GTS heeft de gasopslag bij Norg als zodanig geïdentificeerd. Norg vertegenwoordigt een capaciteit van 3,25 miljoen m^3 per uur.

Zoals aangegeven onder punt a) lijkt het erop dat de N-1 norm niet strikt van toepassing is op L-gas specifiek. Het niet voldoen aan de norm in het L-gasgebied zal dan ook geen consequenties hebben voor de betrokken lidstaten, in die zin dat investeringen in bijvoorbeeld L-gas capaciteit of andere maatregelen kunnen worden afgedwongen op basis van de EU verordening. Dat neemt niet weg dat de infrastructuurnorm in praktijk wel een indicator is voor de leveringszekerheid van L-gas (zoals weergegeven in de PAP).

Als netbeheerder van het landelijk gastransportnet heeft GTS een aantal wettelijk omschreven taken en verantwoordelijkheden die in deze context van belang zijn:

- Het Besluit Leveringszekerheid Gaswet geeft aan dat GTS *"zorgt voor alle voorzieningen op het gebied van gasinkoop, flexibilitiediensten en gastransport op het landelijke gastransportnet, nodig om vergunninghouders in staat te stellen de pieklevering te verzorgen voor alle kleinverbruikers in Nederland. Deze voorzieningen moeten volstaan om pieklevering te kunnen verzorgen op een dag met een gemiddelde effectieve etmaal temperatuur in De Bilt van -17°C (graden Celsius)."*
- Onder pieklevering wordt verstaan: *"het deel van de feitelijke aflevering van gas in een uur aan kleinverbruikers dat de hoeveelheid te boven gaat zoals die maximaal in een uur aan deze kleinverbruikers zou worden geleverd op een dag met een gemiddelde effectieve etmaal temperatuur in De Bilt van -9°C (graden Celsius)."*
- Daarnaast stelt de Uitvoeringsregeling Gaswet dat GTS bij de berekening van zowel de vraag naar laagcalorisch gas voor het komende gasjaar, als de raming van het benodigde volume gas uit het

¹⁰ Op basis van informatie verkregen van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Groningenveld, uitgaat van een systematiek van graaddagen, gebaseerd op de effectieve etmaaltemperatuur en temperatuurprofielen van de afgelopen 30 jaar.

Het is daarom niet verwonderlijk dat GTS specifiek voor de inschatting van de capaciteitsbehoefte uit het Groningenveld gebruik maakt van de infrastructuurnorm en de gekozen invulling daarvan (bijv. uurvraag).

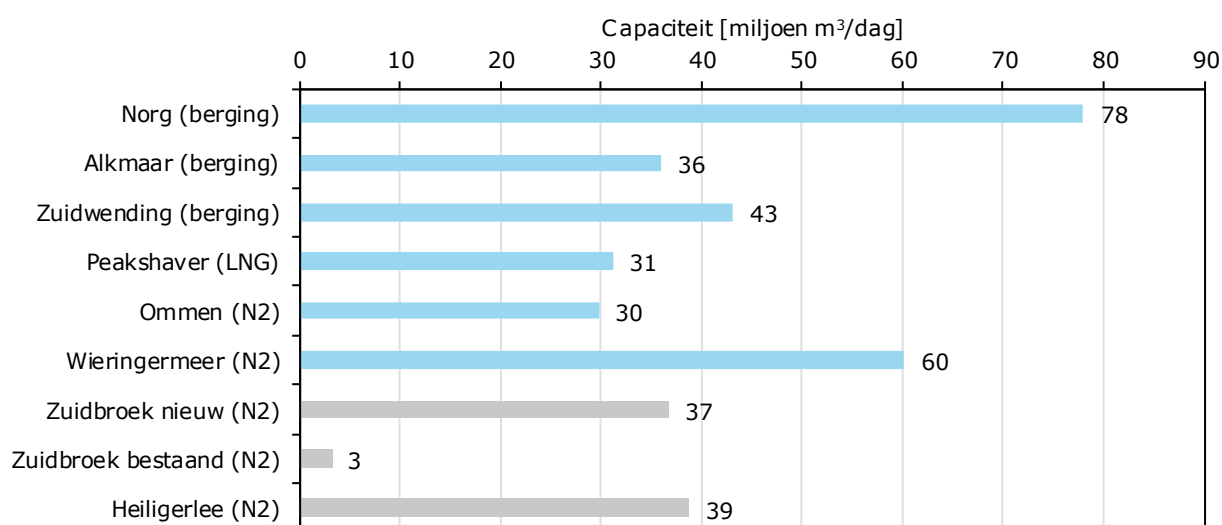
De infrastructuurnorm voor L-gas is altijd (ruim) boven de 100% geweest en het Groningenveld kon de afgelopen jaren meer dan genoeg capaciteit leveren. De invulling van de parameters in de N-1 formule (bijv. Norg als grootste afzonderlijke gasinfrastructuur) is daarom nooit sterk ter discussie gesteld. Nu wordt toegewerkt naar sluiting van Groningen ontstaan vraagtekens over de te hanteren uitgangspunten en parameters.

Norg als grootste afzonderlijke gasinfrastructuur in het L-gasgebied

Verschillende partijen vragen zich af of het juist is om de gasopslag bij Norg als de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur te beschouwen in de N-1 norm¹¹. Norg bestaat namelijk uit twee verschillende installaties. De grootste afzonderlijke gasinfrastructuur zou daarmee niet de gehele gasopslag kunnen zijn, maar enkel een deel van de installatie. In dat geval zou kunnen worden gerekend met een lagere capaciteit die kan wegvallen. Dit zou vervolgens kunnen leiden tot een lagere capaciteitsbehoefte van het Groningenveld.

Figuur 9 toont voor een aantal grote installatie in het L-gassysteem de technische capaciteit zoals verwacht in gasjaar 2022-2023. Hierin is te zien dat Norg (als geheel) de grootste capaciteit heeft. Mengstation Wieringermeer heeft daarna de grootste capaciteit. Echter, uit het interview met GTS is duidelijk geworden dat stikstof geproduceerd in de bestaande en nieuwe stikstofinstallatie in Zuidbroek en stikstof uit de caverne bij Heiligerlee op de locatie in Zuidbroek, in 1 mengstation, worden gemengd met hoogcalorisch gas. Dit systeem zou dus ook als grootste individuele infrastructuur kunnen worden gezien (immers $37+3+39 = 79$ miljoen m^3 /dag). Daarmee is de vraag of de ondergrondse opslag Norg wel of niet als een gehele infrastructuur moet worden gezien minder van belang.

Figuur 9 Capaciteiten van belangrijke infrastructuren in L-gassysteem.

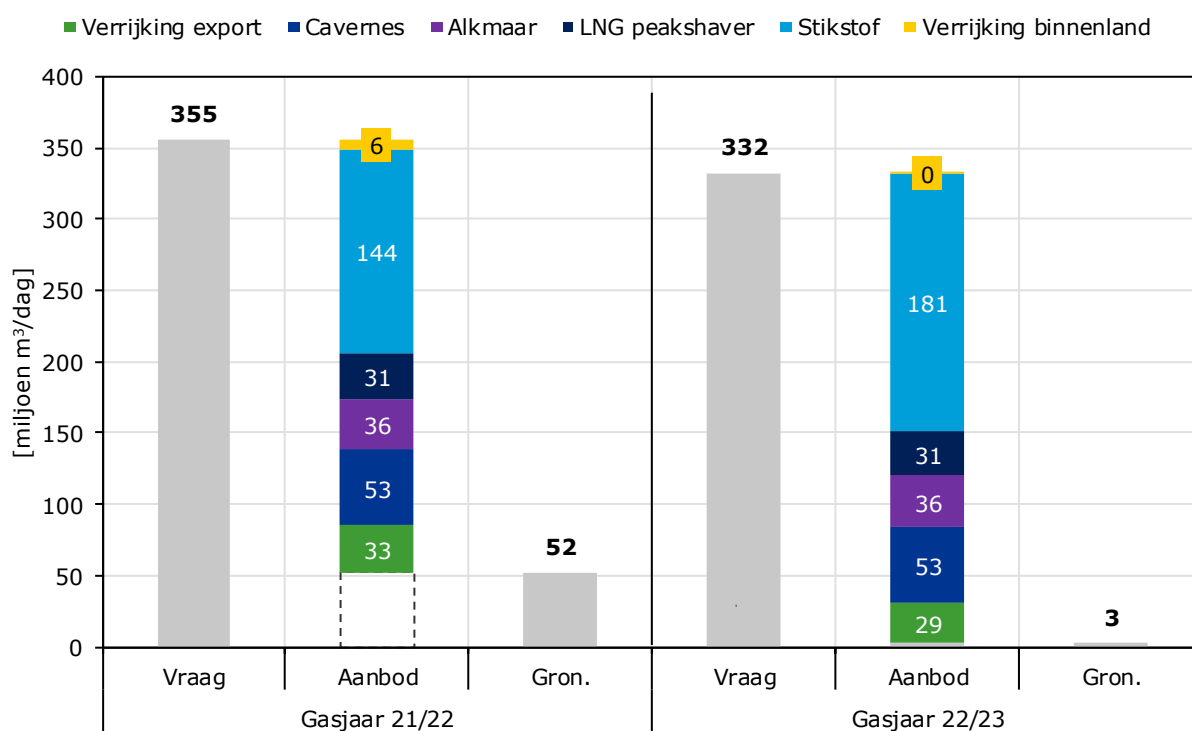


¹¹ Ervan uitgaande dat het Groningenveld, wat op dit moment als grootste afzonderlijke infrastructuur wordt gezien, dicht is.

Dagvraag versus uurvraag

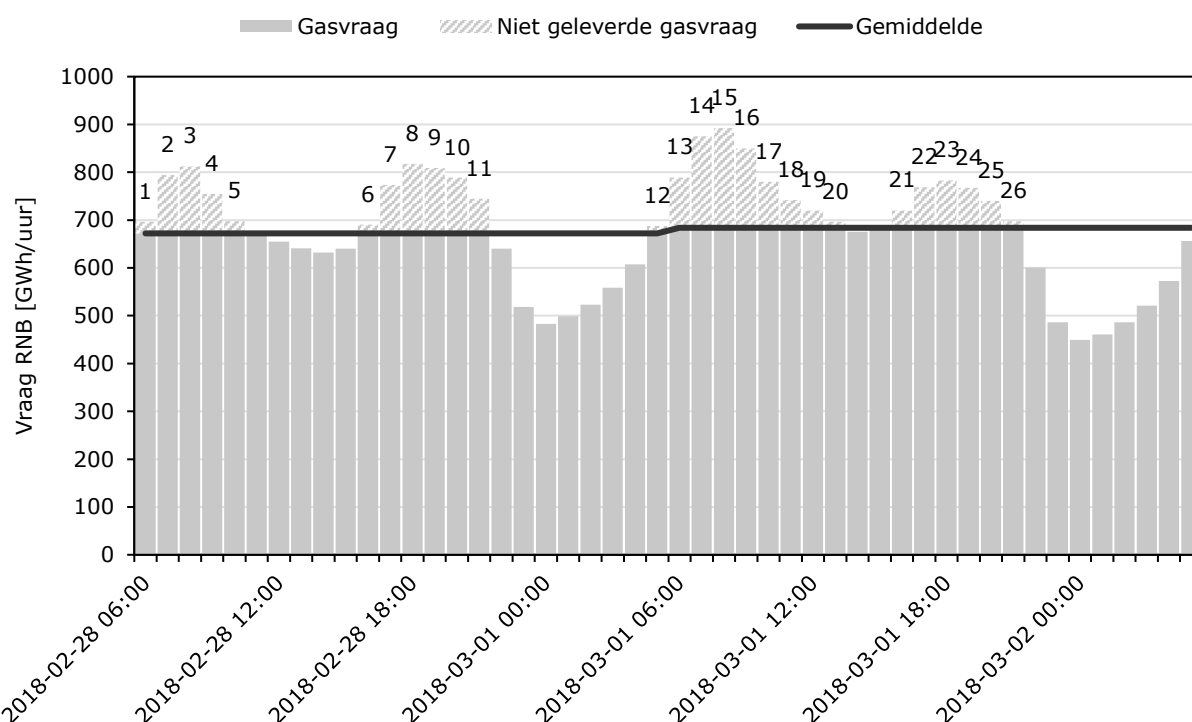
De onderstaande figuur laat de benodigde Groningencapaciteit zien wanneer de N-1 norm wordt toegepast op dagbasis in plaats van uurbasis. Hierbij is aangenomen dat de gemiddelde uurvraag per dag 20% onder de maximale uurvraag op diezelfde dag ligt. Ook de verrijking van de export neemt met 20% af. De dagvraag is dus gelijkgesteld aan de maximale uurvraag gedeeld door 1,2 maal 24 uur. De technische capaciteiten nemen echter niet af, waardoor in totaal 20% minder capaciteit aan de aanbodzijde nodig is. In dat geval is het resultaat dat er bijna geen capaciteit uit Groningen nodig is in het gasjaar 2022-2023 om aan de N-1 norm te voldoen uitgaande van een uitval van Norg. Een analyse op basis van dagvolumes gebaseerd op de relatie zoals afgeleid door GTS kan tot een preciezere inschatting leiden.

Figuur 10 Benodigde Groningencapaciteit uitgaande van de toepassing van de N-1 norm (uitval van Norg) op dagbasis.



Hoewel er op deze wijze bijna voldaan wordt aan de N-1 norm, wordt hierbij geen rekening gehouden met de fysieke situatie. Om aan de volledige gasvraag te voldoen – op elk moment van de dag – is ook de maximale uurvraag van belang. De gasvraag over een dag is immers niet constant en fluctueert per uur. Als er op enig moment te weinig gas wordt geleverd, omdat er slechts voldoende capaciteit beschikbaar is voor het voorzien van de gemiddelde dagvraag, dan zullen er uren zijn waarop niet aan de vraag kan worden voldaan. Figuur 11 probeert dit te illustreren op basis van twee koude dagen in februari en maart 2018.

Figuur 11 Gemiddelde gasvraag per dag versus gasvraag per uur.

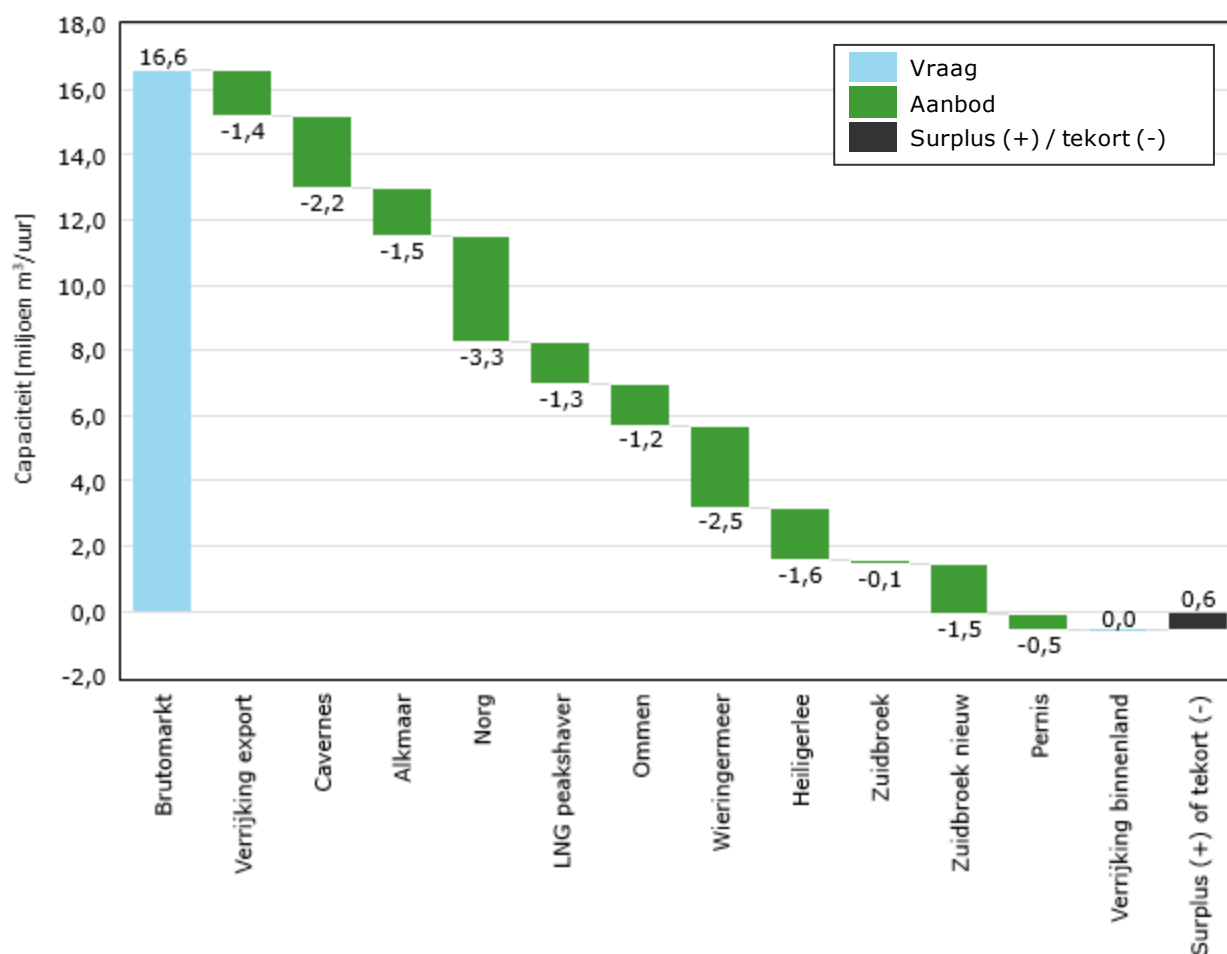


In de bovenstaande grafiek is te zien dat gedurende de twee koude dagen (48 uren), de uurvraag in 26 uren boven de gemiddelde dagvraag lag. Voor het zekerstellen van de gaslevering is het van belang om ook op deze 26 uren de vraag te kunnen afdekken¹². Het hanteren van een daggemiddelde biedt dus geen zekerheid om op elk moment aan de vraag te kunnen voldoen. De maximale uurvraag dient dus als uitgangspunt te worden genomen wanneer er daadwerkelijk zekerheid moet zijn over het kunnen beleveren van de gasvraag gedurende de dag in plaats van een daggemiddelde.

In Figuur 12 is getoond hoe de maximale uurvraag door de technische capaciteit kan worden ingevuld op uurbasis. Aan de rechterkant is de uitwerking hiervan op de eventueel benodigde capaciteit van het Groningenveld te zien voor het gasjaar 2022-2023. Er is een surplus van ongeveer 0,6 miljoen m³/uur, waardoor het Groningenveld niet als stand-by hoeft te staan. Echter, dit gaat ervan uit dat alle overige middelen voor 100% beschikbaar zijn. 0,6 miljoen m³/uur komt ongeveer overeen met de capaciteit van 1 stikstoffabriek ('trein') van 70.000 m³(N₂)/uur voor de productie van pseudo-L-gas. Dit is ongeveer 8% van de voorziene stikstofproductiecapaciteit in gasjaar 2022-2023. Dit betekent ook dat wanneer 1 stikstoffabriek uitvalt, de kans op niet-levering realistisch wordt en er dus elders capaciteit beschikbaar moet zijn.

¹² Soms wordt aangenomen dat zogenaamde 'linepack', oftewel de bufferwerking van het gas netwerk zelf, voldoende is om verschillen binnen de dag te overbruggen. DNV GL heeft begrepen van GTS dat het effect van linepack reeds in de marktvrage is verwerkt. Daarnaast zal de hoeveelheid linepack sowieso naar verwachting gering zijn bij deze lage temperaturen en hoge vraag.

Figuur 12 Invulling van maximale uurvraag bij 'eens in 20 jaar'-situatie in gasjaar 2022-2023 door technische capaciteit.

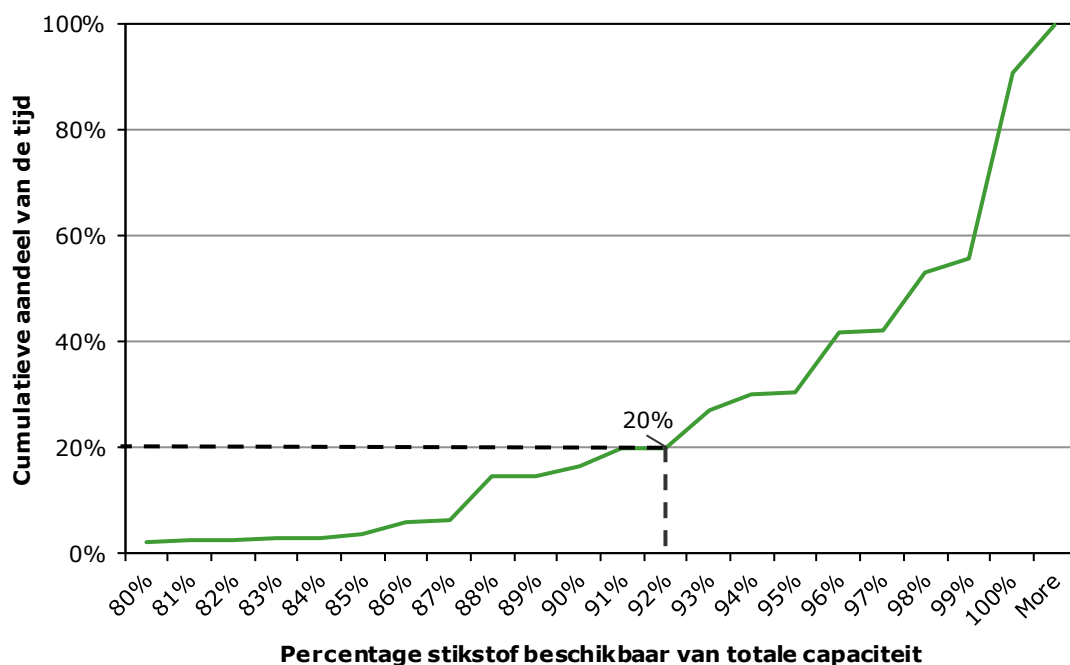


Op basis van een historische analyse over de afgelopen winter (i.e. 1 oktober 2018 tot 1 april 2019) en de huidige winter (i.e. 1 oktober 2019 tot 1 januari 2020) is getracht de beschikbaarheid van de huidige stikstoflevering in te schatten¹³. Let wel, dit is slechts een korte periode die niet representatief hoeft te zijn voor de langere termijn. Daarnaast wordt er uitgegaan van 100% beschikbaarheid van de niet-stikstofmiddelen zoals Norg, Alkmaar, Zuidwending en de LNG peakshaver. In Figuur 13 hieronder is te zien dat in 20% van het aantal uren gedurende deze periode de beschikbaarheid minder dan 92% was¹⁴. In die uren is er dus te weinig stikstof beschikbaar om aan de vraag te voldoen – aangenomen dat deze beschikbaarheid ook geldt voor gasjaar 2022-2023 – bij een 'eens in 20 jaar' effectieve temperatuur.

¹³ Op basis van informatie gepubliceerd op de website van GTS: <https://www.gasunietransportservices.nl/netwerk-operations/transportinformatie/stikstof-overzicht>

¹⁴ 92% is berekend door de 'overcapaciteit' van 0.6 miljoen m³/uur te delen door de totale stikstofproductiecapaciteit van 7.5 miljoen m³/uur (uitgedrukt in pseudo-G-gas): $100\% - (0.6/7.5) = 92\%$

Figuur 13 Historische beschikbaarheid stikstofinstallaties op basis van realisaties van de vorige en huidige winter en gecorrigeerd voor planmatig onderhoud.




Het grote verschil tussen de huidige stikstofcapaciteit en die – zoals nu gepand – in gasjaar 2022-2023 is dat de nieuwe installatie in Zuidbroek erbij komt¹⁵. Hoewel het moeilijk te voorspellen is, hoeft de betrouwbaarheid van de stikstoflevering hierdoor niet vergroot te worden omdat:

- Er relatief meer capaciteit bij komt in de vorm van een stikstoffabriek in vergelijking met de stikstof in de caverne van Heiligerlee. DNV GL schat de betrouwbaarheid van het uitzending van stikstof uit de caverne hoger is dan de betrouwbaarheid van een stikstoffabriek. De kans dat 8% van de capaciteit niet beschikbaar is, wordt daarom waarschijnlijk hoger.
- De installatie in Zuidbroek nieuw is en daardoor een hogere storingsfrequentie kan voor komen. Hoewel niet onomstreden, wordt voor nieuwe installaties vaak aangenomen dat de storingsfrequentie in de startfase hoger is als gevolg van 'kinderziektes'. Specifieke informatie hierover is niet breed beschikbaar, maar er zijn schattingen [14] dat de startfase van grote compressoren en gasturbines ongeveer 24 maanden duurt. De storingsfrequentie (ten opzichte van normale operatie na de startfase) in deze periode is dan:
 - viermaal hoger in de eerste twee maanden;
 - driemaal hoger in de maanden drie tot en met zes;
 - tweemaal hoger in de maanden zeven tot en met 24.

Andere situaties kunnen er eveneens voor zorgen dat er te weinig capaciteit beschikbaar is om aan de vraag te kunnen voldoen. DNV GL begrijpt op basis van informatie van NAM dat de uitzendcapaciteit van de ondergrondse opslag Norg terugloopt van 3,25 miljoen m³/uur naar 2,71 miljoen m³/uur naar mate het werkgasvolume vermindert (bijvoorbeeld tegen het einde van de winter). De totale capaciteit neemt

¹⁵ Dit betekent niet dat er overcapaciteit is; ook de nieuwe stikstofinstallatie in Zuidbroek moet dan volledige worden ingezet.



dan met 0,54 miljoen m³/uur af. Deze hoeveelheid komt ongeveer overeen met het overschot aan technische capaciteit zonder het Groningenveld als stand-by.

Om een beter inzicht te kunnen verkrijgen in de benodigde capaciteit van het Groningenveld en de mogelijke kans op niet-levering dient een uitgebreidere analyse plaats te vinden. Een veelvoorkomende methode in de olie- en gasindustrie is het uitvoeren van zogenaamde RAM-analyses (RAM staat voor Reliability, Availability and Maintainability). Deze analyses kunnen worden uitgevoerd met specialistische software die met behulp van kansrekening een beeld geeft van de betrouwbaarheid en beschikbaarheid van een installatie. Een dergelijke analyse zou ook kunnen worden uitgevoerd op het L-gassysteem van Nederland. Dit vergt echter wel een lange doorlooptijd en het delen van informatie tussen de verschillende operators.

3.3 Conclusie

Uit bovenstaande concludeert DNV GL dat het in principe niet uitmaakt welke installatie of capaciteit als redundant of grootste afzonderlijke infrastructuur wordt beschouwd. Voor de leveringszekerheid gaat het om de totale beschikbare technische capaciteit (zoals weergegeven in Figuur 12) in combinatie met het risico van niet-beschikbaarheid hiervan. Het risico van niet-beschikbaarheid van deze installaties is lastig in te schatten. GTS hanteert hiervoor de N-1 infrastructuurnorm waarin eenvoudigweg de capaciteit die Norg kan leveren als de -1 wordt beschouwd.

GTS' conclusie dat Groningen nog stand-by moet blijven in 2022 verandert vooralsnog niet door onze analyse. Er is een kans dat technische capaciteit niet beschikbaar is tijdens een extreem koude situatie. In dat geval zou de overige beschikbare technische capaciteit niet voldoende kunnen zijn en daarom ligt het voor de hand om de capaciteit uit het Groningenveld te kunnen benutten.

4 GRONINGENVOLUME

In het GTS advies van 31 januari 2020 [1] geeft GTS ook een advies over de benodigde Groningenvolumes. Hierin vallen twee zaken op:

1. Voor het huidige gasjaar (2019-2020) wordt door GTS ingeschat dat het volume benodigd uit het Groningenveld 10 bcm zou kunnen zijn in plaats van de eerder afgegeven 11,8 bcm voor een gemiddeld jaar.
2. Volgend gasjaar (2020-2021) is een volume noodzakelijk van 9,3 bcm. In het advies van juli 2019 [15] werd nog uitgegaan van een volume van 8,8 bcm.

Groningenvolume huidig gasjaar 2019-2020

GTS verklaart de bijstelling van het Groningenvolume ten opzicht van de eerder afgegeven inschatting als volgt:

- a. De stikstofinzet is in het eerste kwartaal van het gasjaar 109% geweest in plaats van 100% zoals gehanteerd wordt in de planningsuitgangspunten. Dit leidt tot een reductie van het Groningenvolume van 0,6 bcm.
- b. Het werkgasvolume van Norg wordt vergroot waarbij eenmalig 0,5 bcm van het kussengas wordt gebruikt. Deze 0,5 bcm hoeft dus niet uit Groningen worden geproduceerd en kan daarom in mindering worden gebracht op het benodigde volume.

- c. Het is tot op heden 10% warmer geweest dan een gemiddeld jaar. Dit levert een reductie op van 0,7 bcm¹⁶.

DNV GL merkt op dat de reductie onder punt a. door een hogere gerealiseerde stikstofinzet in het eerste kwartaal alleen gerealiseerd kan worden wanneer gedurende de rest van het gasjaar de stikstofinzet minimaal 100% is. Als dit niet gerealiseerd kan worden, bijvoorbeeld omdat marktpartijen hiervoor te weinig H-gas in het net invoeren, zal deze reductie niet (volledig) worden gehaald.


Groningenvolume volgend gasjaar 2020-2021

Voor volgend gasjaar voorspelt GTS 0,5 bcm hoger uit te komen dan berekend in juli 2019. Destijds was de voorspelling dat er 8,8 bcm uit het Groningenveld nodig zou zijn. De hoofdreden hiervoor is een hogere inschatting van de vraag naar gas. In vorige adviezen werd de Nationale Energieverkenning 2017 (NEV) [16] als uitgangspunt genomen; in het laatste advies gaat GTS uit van de Klimaat- en Energieverkenning 2019 (KEV) [17]. Het KEV heeft de vraag naar gas naar boven bijgesteld ten opzichte van het NEV. In onze validatiestudie van 2019 [18] hebben wij reeds opgemerkt dat de trend zoals verondersteld in het NEV in de afgelopen jaren niet is gehaald.

5 VERWIJZINGEN

- [1] Gasunie Transport Services B.V., *Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningenvolumes en -capaciteiten*, Groningen, 2020.
- [2] J. W. Turkstra en E. Jurdik, „Natural gas demand in the domestic sector at extreme weather conditions,” in *23rd World Gas Conference*, Amsterdam, 2006.
- [3] TNO, *Gascapaciteitsplanning (2004-GGI-B/KTW)*, Delft, 2004.
- [4] BDEW, VKU, GEODE, *BDEW/VKU/GEODE Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*, Berlin, 2016.
- [5] ENTSG, „Transparency Platform,” [Online]. Available: <https://transparency.entsog.eu/>. [Geopend 26 1 2020].
- [6] Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut, „Klimatologie, Daggegevens van het weer in Nederland,” KNMI, [Online]. Available: <http://projects.knmi.nl/klimatologie/daggegevens/selectie.cgi>. [Geopend 26 1 2020].
- [7] N. Wever, „Effectieve temperatuur en graaddagen, Klimatologie en klimaatscenario's,” KNMI, De Bilt, 2008.
- [8] FNBGas, *Umsetzungsbericht zum Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028 der Fernleitungsnetzbetreiber*, Berlin, 2019.
- [9] *Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2017 concerning measures to safeguard the security of gas supply and repealing Regulation (EU) No 994/2010*, Official Journal of the European Union, L 280, 28 October 2017, 2017.
- [10] Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Preventive Action Plan 2019 The Netherlands*, 2019.
- [11] *Kamerstukken II, 35 283, nr. 3 Memorie van Toelichting*, Den Haag, 2019.
- [12] FOD Economie, *Preventive Action Plan Belgium*, Brussels, 2019.
- [13] *Preventive Action Plan for Gas for the Federal Republic of Germany*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- [14] A. Leroy, *Production Availability and Reliability - Use in the Oil and Gas Industry*, London: Wiley, 2018.
- [15] Gasunie Transport Services B.V., *Finaal advies over maatregelen om de Groningenproductie te reduceren*, Groningen, 2019.

¹⁶ GTS rapporteert dat er in het eerste kwartaal van het huidige gasjaar (van 1 oktober 2019 tot 31 december 2019) 915 graaddagen zijn geweest. Analyse van DNV GL, op basis van gegevens van het KNMI, suggereert dat pas op 15 januari 2020 het aantal van 915 graaddagen is bereikt.

- 
- [16] K. Schoots, M. Hekkenberg en P. Hammingh, *Nationale Energieverkenning 2017*. ECN-O--17-018., Petten: Energieonderzoek Centrum Nederland, 2017.
- [17] K. Schoots en P. Hammingh, *Klimaat- en Energieverkenning 2019*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving, 2019.
- [18] DNV GL, *Validatie van GTS adviezen over benodigde Groningenproductie*, Groningen, 2019.



OVER DNV GL

DNV GL is een wereldwijd bedrijf voor kwaliteitsborging en risicobeheer. Vanuit haar streven leven, bezit en het milieu te beschermen stelt DNV GL organisaties in staat de veiligheid en duurzaamheid van hun activiteiten te bevorderen. DNV GL biedt classificering en technische borging, naast software en onafhankelijk, deskundig advies voor de maritieme, de olie- en gasindustrie, energiecentrales en de duurzame energiesector. Daarnaast biedt het bedrijf certificeringsservices en datamanagement voor klanten in uiteenlopende sectoren. Onze medewerkers zijn actief in meer dan 100 landen over de hele wereld en streven ernaar klanten te helpen de wereld veiliger, slimmer en groener te maken.