

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e
Date: donderdag 2 december 2021 11:27:02

Ja, lijkt me goed. Fijn als jij dat kan nagaan 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 11:26
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Prima. Wel vreemd dat GTS geen melding heeft gemaakt van dit gesprek. Misschien even navraag doen bij 10.2.e (wil ik wel doen)?

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:49
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hoi allen,

Ik stel voor dat 10.2.e en ik dit op pakken in het kader van de taskforce monitoring L-gas markt. Wie zaten er bij het overleg met 10.2.e vanuit Duitsland? Dan geven we dat door aan onze contactpersoon.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:42
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Zie hieronder. Misschien goed om richting DId:

- proces te schetsen dat GTS met formele melding komt;
- dat we winning gaan verhogen als de leveringszekerheid dat vraagt;
- dat wij leveringszekerheid breed uitleggen als het hele L-gas gebied, dus ook DId (dat klopt toch, dat is toch ook waar NAM tegen ageert?)

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:27

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; secretariaat DG KE
<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with 10.2.e

Ging niet over ipcei. Wel kort over EU regels rond waterstof. Verzoek aan ons om daarover te overleggen met dhr 10.2.e Ligt denk ik op de weg van 10.2.e

10.2.e 10.2.e
gesprek met 10.2.e ging ook over vertraging bij stikstoffabriek. DU overlegt vandaag met GTS over de gevolgen van die vertraging voor DU. Dringend verzoek van DU om daar snel helderheid te vergrijpen. Welke maatregelen neemt NL om risico's voor DU te mitigeren, en wat verwacht NL van DU. Dit alles tegen de achtergrond van een ook voor DU nijpende gasmarkt komende winter. Kunnen jullie daarin voorzien?

Dank

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: woensdag 1 december 2021 17:14
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e ; 10.2.e ; 10.2.e
10.2.e
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hi 10.2.e

Via jouw secretariaat hadden we vanochtend een verzoek van 10.2.e ontvangen om met jou a.s. maandag een spoed telefonisch gesprek te hebben. We hebben net begrepen dat dit spoedgesprek vandaan heeft plaatsgevonden.

buiten reikwijdte

Graag reactie en alvast bedankt!

10.2.e

we urgently need a telephone appointment with Mr. 10.2.e . It's urgent and the phone

call should be before Wednesday. How does it look on the following days:

Monday, December 6th at 3:30 p.m. or 6:30 p.m. (German Time)

Tuesday, December 6th between 8 a.m. and 10 a.m. (German Time)?

Half an hour at most. Thank you and greetings from Berlin

10.2.e

Department II
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany

Phone: +49-(30)-18-10.2.e

E-Mail: 10.2.e@bmwi.bund.de

Internet: <http://www.bmwi.de>

The protection of your data is important to us. You can find out more about how your personal data are handled by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in the data protection statement at www.bmwi.de/privacy-policy.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Duitsland
Date: dinsdag 7 december 2021 15:40:48

Hallo 10.2.e

Vanochtend heb ik van mijn Duitse collega vernomen dat er mogelijk sprake was van ruis op de lijn. Ze hebben geen vragen over de vertraging van Zuidbroek, die situatie is hen duidelijk. Wat wel speelt, en dat zullen de Duitse TSO's met jullie bespreken, is dat de L-gas producenten hun verwachte winningscijfers hebben bijgesteld. Of dat een bijstelling naar boven of beneden is weet ik (nog) niet, maar ik sluit zeker niet uit dat het om dat laatste gaat (want blijkbaar wilde de Duitse DG een vooraankondiging doen).

Mocht jullie meer ter oren komen dan horen wij dat graag.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>

Verzonden: dinsdag 7 december 2021 14:32

Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

CC: 10.2.e 10.2.e@gastransport.nl; 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>

Onderwerp: RE: Duitsland

Beste 10.2.e

Aanstaande donderdag hebben wij ons gesprek met de Duitse TSO's, en wij vroegen ons af of er over onderstaande onderwerp al nieuws was.

Met vriendelijke groet,

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e@gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e@minezk.nl

Verzonden: donderdag 2 december 2021 16:29

Aan: 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>

CC: 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e

<10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl

Onderwerp: Re: Duitsland

Hallo 10.2.e

Dank voor jouw/jullie snelle reactie. Ik denk wij eerst maar eens contact gaan opnemen met onze Duitse collega's om te horen wat hun vragen/zorgen zijn. Je hoort nog van ons.

Groeten,

10.2.e

Op 2 dec. 2021 om 15:52 heeft 10.2.e 10.2.e@gastransport.nl

het volgende geschreven:

Beste 10.2.e

10.2.e heeft jouw email doorgestuurd naar (onder andere) mij met het verzoek op jouw vraag te antwoorden omdat zij zelf verhinderd is.

Ik heb niet kunnen achterhalen naar welk gesprek dat vandaag plaatsvindt, de heer of dame 10.2.e refereert.

Voor zover ik kan herleiden is de enige keer dat wij met Duitse TSO's hebben gesproken over de vertraging van Zuidbroek II tijdens de laatste Task Force meeting, begin oktober. Ik heb begrepen dat er toendertijd melding gemaakt is van de vertraging, maar dat er ook gezegd dat de consequenties hiervan nog onderzocht werden.

Volgende week is er een meeting met de Duitse TSO's, waarbij er gesproken wordt over de gasvraag verwachtingen van de aankomende jaren: misschien dat er dan vragen gesteld worden.

Mocht het nu het geval zijn dat jullie als eerst contact opnemen met de Duitse collega's over dit onderwerp, dan is het misschien goed om in dat geval ons te laten weten wat er gecommuniceerd is, kunnen wij dat weer meenemen.

Excuses voor het vage antwoord, maar wel hopen hiermee je voldoende geïnformeerd te hebben,

Met vriendelijke groet,

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl
M: +31 6 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 11:54

Aan: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl; 10.2.e

10.2.e @gastransport.nl>

Onderwerp: FW: Duitsland

Hoi 10.2.e 10.2.e

Kunnen jullie met 10.2.e contact opnemen hierover? Ik tot 18 uur vandaag in teams meetings...

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 11:42

Aan: 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Duitsland

Hallo 10.2.e

Zojuist probeerde ik je te bellen over het volgende. 10.2.e heeft gisteren

gesproken met zijn Duitse collega 10.2.e (BMW) en in dat gesprek meldde 10.2.e dat Duitsland vandaag met GTS zou spreken over de vertraging in de oplevering van Zuidbroek en de mogelijke gevolgen daarvan voor de gasleveringen aan Duitsland.

10.2.e heeft ons gevraagd om ook zelf contact op te nemen met onze Duitse collega's om aan te geven welke maatregelen wij nemen om eventuele problemen voor te zijn. Alvorens dat te doen lijkt het mij echter goed om eerst van jullie te horen wat jullie met de Duitsers hebben besproken zodat we (hopelijk) hetzelfde verhaal kunnen vertellen en er geen ruis op de lijn ontstaat. Ik hoor graag van je.

Groeten,

10.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e
Date: dinsdag 7 december 2021 15:45:30

Allen,

Vanochtend heb ik van mijn Duitse collega vernomen dat er mogelijk sprake was van ruis op de lijn. Zij hebben geen vragen over de vertraging van Zuidbroek, die situatie is hen duidelijk. Wat wel speelt, en dat zullen de Duitse TSOs met GTS bespreken, is dat de Duitse L-gas producenten hun verwachte winningscijfers hebben bijgesteld. Of dat een bijstelling naar boven of beneden is weet ik (nog) niet, maar ik sluit zeker niet uit dat het om dat laatste gaat (want blijkbaar wilde DG 10.2.e een vooraankondiging doen).

Wordt dus mogelijk vervolgd want dit zou invloed kunnen hebben op de Duitse vraag naar Nederlands L-gas en daarmee mogelijk ook op de nog uit Groningen te winnen volumes.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 19:00

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl

CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl;

10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

Onderwerp: Re: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Navraag bij GTS leert dan men daar niet bekend is met overleg met DUI anders dan dat men volgende week 'regulier' overleg met de Duitse TSOs heeft.

Mijn voorstel zou zijn dat ik contact opneem met mijn Duitse collega's (medewerkers van 10.2.e) om te horen wat er speelt en wat de vragen zijn.

Groeten,

10.2.e

Op 2 dec. 2021 om 10:49 heeft 10.2.e
10.2.e <[10.2.e @minezk.nl](mailto:10.2.e@minezk.nl)> het volgende geschreven:

Hoi allen,

Ik stel voor dat 10.2.e en ik dit op pakken in het kader van de taskforce monitoring L-gas market. Wie zaten er bij het overleg met 10.2.e vanuit Duitsland? Dan geven we dat door aan onze contactpersoon.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:42

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Zie hieronder. Misschien goed om richting Dld:

- proces te schetsen dat GTS met formele melding komt;
- dat we winning gaan verhogen als de leveringszekerheid dat vraagt;
- dat wij leveringszekerheid breed uitleggen als het hele L-gas gebied, dus ook Dld (dat klopt toch, dat is toch ook waar NAM tegen ageert?)

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:27

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl;
10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; secretariaat DG
KE <10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

buiten reikwijdte

10.2.e 10.2.e

gesprek met 10.2.e ging ook over vertraging bij stikstoffabriek. DU overlegt vandaag met GTS over de gevolgen van die vertraging voor DU. Dringend verzoek van DU om daar snel helderheid te vergrijpen. Welke maatregelen neemt NL om risico's voor DU te mitigeren, en wat verwacht NL van DU. Dit alles tegen de achtergrond van een ook voor DU nijpende gasmarkt komende winter. Kunnen jullie daarin voorzien?

Dank

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e)

Verzonden: woensdag 1 december 2021 17:14

Aan: 10.2.e

CC: 10.2.e

10.2.e

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hi 10.2.e

Via jouw secretariaat hadden we vanochtend een verzoek van 10.2.e ontvangen om met jou a.s. maandag een spoed telefonisch gesprek te hebben. We hebben net begrepen dat dit spoedgesprek vandaan heeft plaatsgevonden.

buiten reikwijdte

Graag reactie en alvast bedankt!

10.2.e

we urgently need a telephone appointment with Mr. 10.2.e. It's urgent and the phone call should be before Wednesday. How does it look on the following days:

Monday, December 6th at 3:30 p.m. or 6:30 p.m. (German Time)
Tuesday, December 6th between 8 a.m. and 10 a.m. (German Time)?

Half an hour at most. Thank you and greetings from Berlin

10.2.e

Department II
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany
Phone: +49-(30)-10.2.e
E-Mail: 10.2.e@bmwi.bund.de
Internet: <http://www.bmwi.de>

The protection of your data is important to us. You can find out more about how your personal data are handled by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in the data protection statement at www.bmwi.de/privacy-policy.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e
Date: dinsdag 7 december 2021 18:12:46

Ik vermoed dat dat een bijstelling naar beneden is. Des te belangrijker te weten hoeveel naar beneden en waarom. Ook DU zal zonodig een opdracht moeten geven om extra te winnen.

Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 15:45
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
 10.2.e
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Vanochtend heb ik van mijn Duitse collega vernomen dat er mogelijk sprake was van ruis op de lijn. Zij hebben geen vragen over de vertraging van Zuidbroek, die situatie is hen duidelijk. Wat wel speelt, en dat zullen de Duitse TSOs met GTS bespreken, is dat de Duitse L-gas producenten hun verwachte winningscijfers hebben bijgesteld. Of dat een bijstelling naar boven of beneden is weet ik (nog) niet, maar ik sluit zeker niet uit dat het om dat laatste gaat (want blijkbaar wilde DG 10.2.e een vooraankondiging doen). Wordt dus mogelijk vervolgd want dit zou invloed kunnen hebben op de Duitse vraag naar Nederlands L-gas en daarmee mogelijk ook op de nog uit Groningen te winnen volumes.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 19:00
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl
cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl
Onderwerp: Re: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Navraag bij GTS leert dan men daar niet bekend is met overleg met DUI anders dan dat men volgende week 'regulier' overleg met de Duitse TSOs heeft.

Mijn voorstel zou zijn dat ik contact opneem met mijn Duitse collega's (medewerkers van 10.2.e) om te horen wat er speelt en wat de vragen zijn.

Groeten,

10.2.e

Op 2 dec. 2021 om 10:49 heeft 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi allen,

Ik stel voor dat 10.2.e en ik dit op pakken in het kader van de taskforce monitoring L-gas market. Wie zaten er bij het overleg met 10.2.e vanuit Duitsland? Dan geven we dat door aan onze contactpersoon.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:42

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Zie hieronder. Misschien goed om richting DId:

- proces te schetsen dat GTS met formele melding komt;
- dat we winning gaan verhogen als de leveringszekerheid dat vraagt;
- dat wij leveringszekerheid breed uitleggen als het hele L-gas gebied, dus ook DId (dat klopt toch, dat is toch ook waar NAM tegen ageert?)

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:27

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>;

10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; secretariaat DG

KE 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

buiten reikwijdte

10.2.e 10.2.e

gesprek met 10.2.e ging ook over vertraging bij stikstoffabriek. DU overlegt vandaag met GTS over de gevolgen van die vertraging voor DU. Dringend verzoek van DU om daar snel helderheid te vergrijpen. Welke maatregelen neemt NL om risico's voor DU te mitigeren, en wat verwacht NL van DU. Dit alles tegen de

achtergrond van een ook voor DU nijpende gasmarkt komende winter. Kunnen jullie daarin voorzien?

Dank

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: woensdag 1 december 2021 17:14
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
10.2.e
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hi 10.2.e

Via jouw secretariaat hadden we vanochtend een verzoek van 10.2.e ontvangen om met jou a.s. maandag een spoed telefonisch gesprek te hebben. We hebben net begrepen dat dit spoedgesprek vandaan heeft plaatsgevonden.

buiten reikwijdte

Graag reactie en alvast bedankt!

10.2.e

we urgently need a telephone appointment with Mr. Gaastra. It's urgent and the phone call should be before Wednesday. How does it look on the following days:

Monday, December 6th at 3:30 p.m. or 6:30 p.m. (German Time)
Tuesday, December 6th between 8 a.m. and 10 a.m. (German Time)?

Half an hour at most. Thank you and greetings from Berlin

10.2.e

Department II
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany
Phone: +49-(30)-10.2.e
E-Mail: 10.2.e@bmwi.bund.de

Internet: <http://www.bmwi.de>

The protection of your data is important to us. You can find out more about how your personal data are handled by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in the data protection statement at www.bmwi.de/privacy-policy.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: Re: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e
Date: dinsdag 7 december 2021 18:24:57

Precies, anders zijn we alleen maar aan het speculeren.

Op 7 dec. 2021 om 18:24 heeft 10.2.e
 <10.2.e@minezk.nl> het volgende geschreven:

Goed idee. Laten we dat afwachten en daarna ook reageren op de nieuwe mail van 10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 17:31
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

10.2.e

Laten we even het gesprek afwachten dat GTS donderdag heeft. Neem verder aan dat je de nieuwe email van 10.2.e hebt gezien.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 16:46
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hoi 10.2.e

Heb jij een beeld of het over dit jaar of volgend gasjaar gaat? Als het over dit jaar gaat moeten we even met GTS bespreken of dit meegenomen moet worden bij de tijdelijke maatregel.

Groeten
 10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 15:45
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Vanochtend heb ik van mijn Duitse collega vernomen dat er mogelijk sprake was

van ruis op de lijn. Zij hebben geen vragen over de vertraging van Zuidbroek, die situatie is hen duidelijk. Wat wel speelt, en dat zullen de Duitse TSOs met GTS bespreken, is dat de Duitse L-gas producenten hun verwachte winningscijfers hebben bijgesteld. Of dat een bijstelling naar boven of beneden is weet ik (nog) niet, maar ik sluit zeker niet uit dat het om dat laatste gaat (want blijkbaar wilde DG 10.2.e een vooraankondiging doen). Wordt dus mogelijk vervolgd want dit zou invloed kunnen hebben op de Duitse vraag naar Nederlands L-gas en daarmee mogelijk ook op de nog uit Groningen te winnen volumes.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 19:00

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;

10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Re: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Navraag bij GTS leert dan men daar niet bekend is met overleg met DUI anders dan dat men volgende week 'regulier' overleg met de Duitse TSOs heeft.

Mijn voorstel zou zijn dat ik contact opneem met mijn Duitse collega's

(medewerkers van 10.2.e om te horen wat er speelt en wat de vragen zijn.

Groeten,

10.2.e

Op 2 dec. 2021 om 10:49 heeft 10.2.e
10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi allen,

Ik stel voor dat 10.2.e en ik dit op pakken in het kader van de taskforce monitoring L-gas market. Wie zaten er bij het overleg met 10.2.e vanuit Duitsland? Dan geven we dat door aan onze contactpersoon.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:42

Aan: 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Zie hieronder. Misschien goed om richting DId:

- proces te schetsen dat GTS met formele melding komt;
- dat we winning gaan verhogen als de leveringszekerheid dat vraagt;
- dat wij leveringszekerheid breed uitleggen als het hele L-gas gebied, dus ook DId (dat klopt toch, dat is toch ook waar NAM tegen ageert?)

Van: 10.2.e 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:27

Aan: 10.2.e)

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e@minezk.nl>;

secretariaat DG KE 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

buiten reikwijdte

10.2.e 10.2.e

gesprek met 10.2.e ging ook over vertraging bij stikstoffabriek. DU overlegt vandaag met GTS over de gevolgen van die vertraging voor DU. Dringend verzoek van DU om daar snel helderheid te vergrijpen. Welke maatregelen neemt NL om risico's voor DU te mitigeren, en wat verwacht NL van DU. Dit alles tegen de achtergrond van een ook voor DU nijpende gasmarkt komende winter. Kunnen jullie daarin voorzien?

Dank

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e ↓

Verzonden: woensdag 1 december 2021 17:14

Aan: 10.2.e ↓

cc: 10.2.e

10.2.e

10.2.e

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hi 10.2.e

Via jouw secretariaat hadden we vanochtend een verzoek van 10.2.e ontvangen om met jou a.s. maandag een spoed telefonisch gesprek te hebben.

We hebben net begrepen dat dit spoedgesprek vandaan heeft plaatsgevonden.

buiten reikwijdte

Graag reactie en alvast bedankt!

10.2.e

we urgently need a telephone appointment with Mr. Gaastra. It's urgent and the phone call should be before Wednesday. How does it look on the following days:

Monday, December 6th at 3:30 p.m. or 6:30 p.m.
(German Time)

Tuesday, December 6th between 8 a.m. and 10 a.m.
(German Time)?

Half an hour at most. Thank you and greetings from Berlin

10.2.e

Department II
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany

Phone: +49-(30)-10.2.e

E-Mail: 10.2.e@bmwi.bund.de

Internet: <http://www.bmwi.de>

The protection of your data is important to us. You can find out more about

how your personal data are handled by the Federal Ministry for Economic

Affairs and Energy in the data protection statement at

www.bmwi.de/privacy-policy.

From: 10.2.e <[redacted]>
To: 10.2.e <[redacted]>
Subject: RE: Nitrogen facility Zuidbroek
Date: donderdag 9 december 2021 14:40:52

Maar kan ook cumulatief 7 zijn (dus over periode 2021/22 t/m 2029/30). Laten we maar even afwachten.

Van: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 9 december 2021 14:39
Aan: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dat zou wel echt heel veel zijn. De vraag is nu ongeveer 10 bcm toch? Ik ben benieuwd wat GTS vandaag te horen krijgt.

Van: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 9 december 2021 13:30
Aan: 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de' 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de>;
 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de; 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de
cc: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e <[redacted]>

I don't know if this a kind of misunderstanding but Mr. 10.2.e <[redacted]> informed us that he a (new) talk with Mr. 10.2.e <[redacted]> in which an additional German demand for Dutch L-gas with a size of 7 bcm was mentioned. Do you have some more information on this?

Kind regards,

10.2.e <[redacted]>

Van: 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de <10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de>
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 17:02
Aan: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> @minezk 10.2.e <[redacted]> bmwi.bund.de;>
 10.2.e <[redacted]> @bmwi.bund.de
cc: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]> minezk.nl>
Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e <[redacted]>

Thank you. I guess a slight reduction in the demand would not be a problem . I was informed that the forecasts of the German producers were reduced. Also, there is a change in the underlying data assumptions. The TSOs have to follow certain assumptions elaborated by prominent think tank. That includes an assumption on energy efficiency gains as well (currently set at 1 % per annum). The scientific board seems to have changed that underlying assumption as efficiency gains seem not yet to materialise.

However, I think we should leave that to our TSOs, also to discuss the storage situation and whether they have indications if consumption is declining in light of the current high prices et cetera.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Gesendet: Dienstag, 7. Dezember 2021 15:49

An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Many thanks for this answer. Just a question out of curiosity: have the projections changed in a upwards or in a downwards direction? and what would this mean for the German demand for Dutch L-gas?

Kind regards,

10.2.e

PS I have informed GTS about and asked them to come back to me after their meeting with their German colleagues.

Van: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de> 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Verzonden: dinsdag 7 december 2021 08:19

Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Thanks for your mail. I think that there may be a misunderstanding. I do not think that we have questions about Zuidbroek at this point in time. Our TSOs will talk with GTS about the German L-gas demand this week as it is the usual practice. Our TSOs informed us informally that there seem to be slight changes in Germany, e.g. the L-gas producers in Germany (not connected to our TSOs) seem to have changed their projections. We wanted to communicate that on the political level so that there won't be any misunderstandings between us. Thus, 10.2.e informed your DG on that in advance.

Should there be any questions after the meeting of GTS and our TSOs, let's just talk.

Beste regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl> 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Gesendet: Montag, 6. Dezember 2021 09:39

An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Betreff: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear colleagues,

Last week Mr. 10.2.e had a (virtual) meeting with our director-general, Mr. 10.2.e Mr. 10.2.e informed us afterwards that in this meeting Mr. Herdan mentioned the delay in the delivery date of the new nitrogen facility in Zuidbroek and that there would be meeting with the Dutch TSO GTS to discuss the potential consequences of this delay for the L-gas deliveries to Germany. We took this up with GTS and they told us that they were not aware of such a meeting or it must be there forthcoming more or less regular meeting with the German TSOs which will take place this week.

Given this situation Mr. 10.2.e asked us to get in touch with you to see what your questions and concerns with regard to the new nitrogen facility are. So I would appreciate it if you could come back to us on this and we will try to provide you with answers.

Kind regards,

10.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de> 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de> 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Nitrogen facility Zuidbroek
Date: donderdag 9 december 2021 17:04:58

Ok. clear. Let's wait and see what our TSOs can deliver.
And thanks for the new number.

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de> <10.2.e@minezk.nl> Krallmann@bmwi.bund.de
Verzonden: donderdag 9 december 2021 17:00
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

My extension changed, my number now is 10.2e
I think we should let our TSOs talk to GTS first. In addition, I do not know the numbers so I think it's best when the TSOs present their numbers.

Best regards,

10.2.e

on: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl> 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Gesendet: Donnerstag, 9. Dezember 2021 16:46
An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

And this is for gas year 2021/2022? And what will be the effects in later years?

And could you me your phone number? I seem to have lost it.

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de> 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Verzonden: donderdag 9 december 2021 16:44
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Apologies for coming back so late: No, 10.2.e did NOT mention 7 bcm but 7 TWh, i.e. 0,7 bcm. Hope that clarification helps.

Best regards,
10.2.e

Von: 10.2.e @minezk.nl 10.2.e @minezk.nl
Gesendet: Donnerstag, 9. Dezember 2021 13:30
An: 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e 10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e 10.2.e @bmwi.bund.de
Cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl
Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

I don't know if this a kind of misunderstanding but Mr. 10.2.e informed us that he a (new) talk with Mr. 10.2.e in which an additional German demand for Dutch L-gas with a size of 7 bcm was mentioned. Do you have some more information on this?

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e @bmwi.bund.de <10.2.e @bmwi.bund.de>
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 17:02
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl
Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Thank you. I guess a slight reduction in the demand would not be a problem . I was informed that the forecasts of the German producers were reduced. Also, there is a change in the underlying data assumptions. The TSOs have to follow certain assumptions elaborated by prominent think tank. That includes an assumption on energy efficiency gains as well (currently set at 1 % per annum). The scientific board seems to have changed that underlying assumption as efficiency gains seem not yet to materialise.

However, I think we should leave that to our TSOs, also to discuss the storage situation and whether they have indications if consumption is declining in light of the current high prices et cetera.

Best regards,
10.2.e

Von: 10.2.e @minezk.nl 10.2.e @minezk.nl
Gesendet: Dienstag, 7. Dezember 2021 15:49
An: 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>
Cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl

Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Many thanks for this answer. Just a question out of curiosity: have the projections changed in a upwards or in a downwards direction? and what would this mean for the German demand for Dutch L-gas?

Kind regards,

10.2.e

PS I have informed GTS about and asked them to come back to me after their meeting with their German colleagues.

Van: 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de> 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

Verzonden: dinsdag 7 december 2021 08:19

Aan: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

cc: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Thanks for your mail. I think that there may be a misunderstanding. I do not think that we have questions about Zuidbroek at this point in time. Our TSOs will talk with GTS about the German L-gas demand this week as it is the usual practice. Our TSOs informed us informally that there seem to be slight changes in Germany, e.g. the L-gas producers in Germany (not connected to our TSOs) seem to have changed their projections. We wanted to communicate that on the political level so that there won't be any misunderstandings between us. Thus, 10.2.e informed your DG on that in advance.

Should there be any questions after the meeting of GTS and our TSOs, let's just talk.

Beste regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <[redacted]@minezk.nl> <10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Gesendet: Montag, 6. Dezember 2021 09:39

An: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Betreff: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear colleagues,

Last week Mr. 10.2.e had a (virtual) meeting with our director-general, Mr. 10.2.e. Mr. 10.2.e informed us afterwards that in this meeting Mr. 10.2.e mentioned the delay in the delivery date of the new nitrogen facility in Zuidbroek and that there would be meeting with the Dutch TSO GTS to discuss the potential consequences of this delay for the L-gas deliveries to Germany. We took this up with GTS and they told us that they were not aware of such a meeting or it must be there forthcoming more or less regular meeting with the German TSOs which will take place this week.

Given this situation Mr. 10.2.e asked us to get in touch with you to see what your questions and concerns with regard to the new nitrogen facility are. So I would appreciate it if you could come back to us on this and we will try to provide you with answers.

Kind regards,

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's
Date: vrijdag 10 december 2021 11:25:17

Bedankt voor de info, maar het gaat wel de verkeerde kant.
 Wat ik wel een belangrijk aandachtspunt vind is het volgende:
 Het gasjaar 21/22 is nu twee maanden op gang en is deze trend ook teug te zien in de afnames van oktober en november?
 Eigenlijk het punt dat ik van de week ook al aangaf, hoe wordt omgegaan met de realisaties in dit gasjaar tot en met heden.

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 10 december 2021 11:18

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's

Hoi 10.2.e

Ook voor jou ter info... 10.2.e en ik pakken het op.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @gastransport.nl>

Verzonden: vrijdag 10 december 2021 11:01

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
 <10.2.e >; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
 10.2.e <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's

Beste 10.2.e

Donderdag 9 december hebben we gesproken met de Duitse L-gas TSO's, waarbij een afvaardiging van Gasunie Deutschland, OGE, Thyssengas, GTG Nord en Nowega vertegenwoordigd was. Er waren een tweetal agendapunten:

- Evaluatie van het vorige gasjaar

Het gasjaar was iets warmer dan gemiddeld, wat tot een lagere vraag leidde dan voorspeld ten opzichte van het gemiddelde jaar. Op totaal niveau was de vraag overeenkomstig met het model gecorrigeerd voor de temperatuur, alleen de invulling van de vraag was iets anders dan verwacht. Door een hogere binnenlandse (netto) productie van de bergingen is de afname vanuit Nederland iets lager geweest dan verwacht op basis van de gerealiseerde graaddagen.

- Aannames voor de NEP 2022

De aannames voor de NEP 2022 (periode 2022- 2032) zijn gepresenteerd. Er zijn hier twee grote bijstellingen ten opzichte van de USB 2021:

1. De eerste is de lagere binnenlandse productie dan eerder werd verwacht. Men gaf aan dat de opgaaf van de producenten in mei/juni is binnengekomen (en dus onafhankelijk zijn van de huidige hoge gasprijzen) maar dat de tendens is dat er

realistischer wordt gerekend vanuit de producent (geen hypothetische projecten meer meenemen).

2. Op de korte termijn wordt er een grotere gasafname verwacht dan waar tot voorheen van werd uitgegaan. In het aangepaste model wordt geen rekening meer gehouden met energie efficiency-maatregelen bij de huishoudens (gem. 1% per jaar), vanwege de constatering dat die efficiëntie verbetering zich in de voorgaande jaren niet heeft voorgedaan. In Nederland hebben we iets vergelijkbaars gehad. Daarbovenop wordt een afname verschuiving naar gas van andere fossiele brandstoffen verwacht in de industrie en centrales. Deze verhoging in gasvraag komt niet door vertraging in de ombouw van L-gas naar H-gas. Deze versnelt zelfs maar dan voornamelijk vanaf 2026 en verder.

Het netto effect van deze twee bijstellingen is dat de verwachte Duitse volumevraag hoger is dan waar tot nu rekening mee werd gehouden. En het effect van de twee genoemde zaken verwachten ze dit gasjaar al te zien, wat betekent dat ze ook dit jaar al verwachten extra volume nodig te hebben om deze gasvraag af te dekken. Om wat getallen te noemen: voor het huidige gasjaar komt de verwachting 10 TWh hoger uit dan eerder gedacht, dat is inclusief de bergingen die mogelijk deze zomer extra zullen (willen) injecteren (4 TWh).

De vraag die aan GTS gesteld werd was of er een nieuwe update van de Duitse afname cijfers nodig waren, om te kijken of dit effect heeft op het te produceren Groningen volume.

Vanuit GTS hebben we aangegeven dat voor gasjaar 2022/2023 en verder, altijd op zoek zijn naar de meest realistische cijfers voor onze berekeningen. Wij hebben ook gezegd dat we druk aan het rekenen zijn voor het huidige gasjaar, en dat wij even moeten kijken wat te doen met deze informatie over huidige gasjaar. Maar omdat we op een strak schema zitten, is het iets wat waar op korte termijn actie op ondernomen moet worden.

Graag bespreken we bovenstaande op korte termijn met jullie om te bepalen hoe we moeten omgaan met de gewijzigde cijfers voor het lopende gasjaar.

10.2.e zijn vandaag evt. wel beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

E ^{10.2.e} @gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunie transportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation

Postbus 181

9700 AD Groningen

Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: Re: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's
Date: vrijdag 10 december 2021 12:27:42

Hoi 10.2.e
10.2.e en ik kunnen vanmiddag vanaf twee uur. 10.2.e is in principe vrij vanaf dan maar ik zal even vragen of hij kan aansluiten. Hoe laat kunnen jullie?

Groete
10.2.e

Verstuurd vanaf mijn iPhone

Op 10 dec. 2021 om 11:01 heeft 10.2.e)
10.2.e @gastransport.nl> het volgende geschreven:

Beste 10.2.e

Donderdag 9 december hebben we gesproken met de Duitse L-gas TSO's, waarbij een afvaardiging van Gasunie Deutschland, OGE, Thyssengas, GTG Nord en Nowega vertegenwoordigd was. Er waren een tweetal agendapunten:

- Evaluatie van het vorige gasjaar
Het gasjaar was iets warmer dan gemiddeld, wat tot een lagere vraag leidde dan voorspeld ten opzichte van het gemiddelde jaar. Op totaal niveau was de vraag overeenkomstig met het model gecorrigeerd voor de temperatuur, alleen de invulling van de vraag was iets anders dan verwacht. Door een hogere binnenlandse (netto) productie van de bergingen is de afname vanuit Nederland iets lager geweest dan verwacht op basis van de gerealiseerde graaddagen.
- Aannames voor de NEP 2022
De aannames voor de NEP 2022 (periode 2022- 2032) zijn gepresenteerd. Er zijn hier twee grote bijstellingen ten opzichte van de USB 2021:
 1. De eerste is de lagere binnenlandse productie dan eerder werd verwacht. Men gaf aan dat de opgaaf van de producenten in mei/juni is binnengekomen (en dus onafhankelijk zijn van de huidige hoge gasprijzen) maar dat de tendens is dat er realistischer wordt gerekend vanuit de producent (geen hypothetische projecten meer meenemen).
 2. Op de korte termijn wordt er een grotere gasafname verwacht dan waar tot voorheen van werd uitgegaan. In het aangepaste model wordt geen rekening meer gehouden met energie efficiency-maatregelen bij de huishoudens (gem. 1% per jaar), vanwege de constatering dat die efficiëntie verbetering zich in de voorgaande jaren niet heeft voorgedaan. In Nederland hebben we iets vergelijkbaars gehad. Daarbovenop wordt een afname verschuiving naar gas van andere fossiele brandstoffen verwacht in de industrie en centrales. Deze verhoging in gasvraag komt niet door vertraging in de ombouw van L-gas naar H-gas. Deze versnelt zelfs maar dan voornamelijk vanaf 2026 en verder.

Het netto effect van deze twee bijstellingen is dat de verwachte Duitse volumevraag hoger is dan waar tot nu rekening mee werd gehouden. En het effect van de twee genoemde zaken verwachten ze dit gasjaar al te zien, wat betekent dat ze ook dit jaar al verwachten extra volume nodig te

hebben om deze gasvraag af te dekken. Om wat getallen te noemen: voor het huidige gasjaar komt de verwachting 10 TWh hoger uit dan eerder gedacht, dat is inclusief de bergingen die mogelijk deze zomer extra zullen (willen) injecteren (4 TWh).

De vraag die aan GTS gesteld werd was of er een nieuwe update van de Duitse afname cijfers nodig waren, om te kijken of dit effect heeft op het te produceren Groningen volume.

Vanuit GTS hebben we aangegeven dat voor gasjaar 2022/2023 en verder, altijd op zoek zijn naar de meest realistische cijfers voor onze berekeningen. Wij hebben ook gezegd dat we druk aan het rekenen zijn voor het huidige gasjaar, en dat wij even moeten kijken wat te doen met deze informatie over huidige gasjaar. Maar omdat we op een strak schema zitten, is het iets wat waar op korte termijn actie op ondernomen moet worden.

Graag bespreken we bovenstaande op korte termijn met jullie om te bepalen hoe we moeten omgaan met de gewijzigde cijfers voor het lopende gasjaar.

10.2.e zijn vandaag evt. wel beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

E: 10.2.e@gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunie transportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation

Postbus 181

9700 AD Groningen

Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V.

Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Re: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's
Date: vrijdag 10 december 2021 13:02:00

Wauw. Ik snap de lijn van 10.2.e overigens goed.
 Ik kan niet inbellen. Wel goed om 10.2.e heads-up te geven volgende week als we echt meer zouden moeten winnen vanwege Dld.

Op 10 dec. 2021 om 12:34 heeft 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Allen,

10.2a

Dat heeft bij 10.2.e al de vraag opgeroepen waarom wij meer zouden gaan produceren voor Duitsland als Duitsland zelf een rem zet op zijn eigen gaswinning. Dit omdat 10.2.e eerder deze week al door zijn Duitse collega 10.2.e is geïnformeerd over de hogere Duitse vraag naar Nederlands L-gas (10.2.e had begrepen dat het om 7 bcm zou gaan, maar navraag heeft uitgewezen dat 10.2.e een omvang 7 TWh (= 0,7 bcm) had genoemd). "Probleem" in Duitsland is dat de deelstaten veel meer bevoegdheden hebben dan bij ons (bijvoorbeeld) de provincies, ook als het gaat om mijnbouw. Maar dat moeten ze daar maar oplossen.

10.2a

Groeten,

10.2.e

PS Indien nodig kan ik vanmiddag bellen.

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 10 december 2021 12:19

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's

Hoi 10.2.e

Ik kan hier tijd voor maken. Lijkt me belangrijk genoeg.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

06-10.2.e

From: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Sent: vrijdag 10 december 2021 11:15
To: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>
Cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Subject: FW: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's

Hoi 10.2.e en 10.2.e

De leken-samenvatting van onderstaande mail is volgens mij dat Duitsland in het huidige gasjaar verwacht dat de vraag naar Nederlands L-gas ongeveer 1 bcm hoger is dan waar aanvankelijk rekening mee gehouden. Ook in andere jaren is het iets naar boven bijgesteld, maar dat is minder problematisch omdat Zuidbroek dan beschikbaar is.

Dit is wel een behoorlijke domper en vergt afstemming met de Duitsers. Dat heeft wel haast gezien de planning van onze eigen tijdelijke maatregel.

10.2.e stelt voor om vandaag te bellen. 10.2.e heeft ook tijd vandaag. Dat lijkt mij wel een goed idee gezien de planning. Hebben jullie bijvoorbeeld na 14.00 uur tijd? Onze agenda's zitten maandag behoorlijk vol dus dat wordt lastig. 10.2.e is volgens mij vrij vandaag.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @gastransport.nl>
Verzonden: vrijdag 10 december 2021 11:01
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e ritta) 10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
<10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: GTS Overleg met Duitse L-gas TSO's

Beste 10.2.e

Donderdag 9 december hebben we gesproken met de Duitse L-gas TSO's, waarbij een afvaardiging van Gasunie Deutschland, OGE, Thyssengas, GTG Nord en Nowega vertegenwoordigd was. Er waren een tweetal agendapunten:

- Evaluatie van het vorige gasjaar
Het gasjaar was iets warmer dan gemiddeld, wat tot een lagere vraag leidde dan voorspeld ten opzichte van het gemiddelde jaar. Op totaal niveau was de vraag overeenkomstig met het model gecorrigeerd voor de temperatuur, alleen de invulling van de vraag was iets anders dan verwacht. Door een hogere binnenlandse (netto) productie van de bergingen is de afname vanuit Nederland iets lager geweest dan verwacht op basis van de gerealiseerde graaddagen.

- Aannames voor de NEP 2022

De aannames voor de NEP 2022 (periode 2022- 2032) zijn gepresenteerd.

Er zijn hier twee grote bijstellingen ten opzichte van de USB 2021:

1. De eerste is de lagere binnenlandse productie dan eerder werd verwacht. Men gaf aan dat de opgaaf van de producenten in mei/juni is binnengekomen (en dus onafhankelijk zijn van de huidige hoge gasprijzen) maar dat de tendens is dat er realistischer wordt gerekend vanuit de producent (geen hypothetische projecten meer meenemen).
2. Op de korte termijn wordt er een grotere gasafname verwacht dan waar tot voorheen van werd uitgegaan. In het aangepaste model wordt geen rekening meer gehouden met energie efficiency-maatregelen bij de huishoudens (gem. 1% per jaar), vanwege de constatering dat die efficiëntie verbetering zich in de voorgaande jaren niet heeft voorgedaan. In Nederland hebben we iets vergelijkbaars gehad. Daarbovenop wordt een afname verschuiving naar gas van andere fossiele brandstoffen verwacht in de industrie en centrales. Deze verhoging in gasvraag komt niet door vertraging in de ombouw van L-gas naar H-gas. Deze versnelt zelfs maar dan voornamelijk vanaf 2026 en verder.

Het netto effect van deze twee bijstellingen is dat de verwachte Duitse volumevraag hoger is dan waar tot nu rekening mee werd gehouden. En het effect van de twee genoemde zaken verwachten ze dit gasjaar al te zien, wat betekent dat ze ook dit jaar al verwachten extra volume nodig te hebben om deze gasvraag af te dekken. Om wat getallen te noemen: voor het huidige gasjaar komt de verwachting 10 TWh hoger uit dan eerder gedacht, dat is inclusief de bergingen die mogelijk deze zomer extra zullen (willen) injecteren (4 TWh).

De vraag die aan GTS gesteld werd was of er een nieuwe update van de Duitse afname cijfers nodig waren, om te kijken of dit effect heeft op het te produceren Groningen volume.

Vanuit GTS hebben we aangegeven dat voor gasjaar 2022/2023 en verder, altijd op zoek zijn naar de meest realistische cijfers voor onze berekeningen. Wij hebben ook gezegd dat we druk aan het rekenen zijn voor het huidige gasjaar, en dat wij even moeten kijken wat te doen met deze informatie over huidige gasjaar. Maar omdat we op een strak schema zitten, is het iets wat waar op korte termijn actie op ondernomen moet worden.

Graag bespreken we bovenstaande op korte termijn met jullie om te bepalen hoe we moeten omgaan met de gewijzigde cijfers voor het lopende gasjaar.

10.2.e zijn vandaag evt. wel beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunie transportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation

Postbus 181

9700 AD Groningen

Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V.

Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: FW: Meeting on L-Gas Export: Slides & Demand Assumptions from NDP Scenario Framework
Date: vrijdag 10 december 2021 15:41:18
Attachments: [2021_11_30_L-gas_Analysis_Gas_Year_2021.pdf](#)
[210621_de_fnb_gas_szenariorahmen_nep_gas_2022-2032_konsultationsdokument.pdf](#)
[2021_06_21_en_fnb_gas_scenario_framework_gas_ndp_2022-2032_consultation_document.pdf](#)

Hoi 10.2.e 10.2.e 10.2.e

Dank dat we snel met elkaar "om tafel" konden.
 Bijgevoegd de informatie die we hebben ontvangen van de Duitse L-gas TSO's.
 Het eerste document is de presentatie die ze ons gisteren hebben toegelicht.
 De andere twee documenten zijn het formele scenarioframework (de formele basis voor de getallen, D, UK).

Met vriendelijke groet,

10.2.e
 10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl
 M: +31 6 10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @oge.net>

Verzonden: donderdag 9 december 2021 18:24

Aan: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @oge.net>; 10.2.e
 10.2.e @oge.net>; 10.2.e <10.2.e @oge.net>;
 10.2.e ; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com;
 10.2.e) <10.2.e @gasunie.de>; 10.2.e @gtg-
 nord.de>; 10.2.e 10.2.e @gtg-nord.de>

Onderwerp: Meeting on L-Gas Export: Slides & Demand Assumptions from NDP Scenario Framework

Dear colleagues from GTS,

Many thanks for the constructive meeting! Please find attached

- the slides as shown in the meeting and
- the NDP 2022 scenario framework (in English and in German) for the underlying demand assumptions.

Within the NDP scenario framework, please refer to chapter 4, esp. table 18 and figure 2. The relevant scenario is "Scenario I dena-TM95 with FNB adjustment". Please also refer to figure 3, that shows that the previously predicted savings due to energy efficiency have not become reality yet.

If you have any questions, please let us know any time.

We will send you the updated import volume assumptions on short notice as discussed.

Have a good evening.

Kind regards,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

10.2.e

T +49 201 10.2.e

M +49 160 10.2.e

10.2.e [@oge.net](mailto:10.2.e@oge.net)


Open Grid Europe GmbH
Kallenbergstraße 5
45141 Essen
www.oge.net

Office: Essen Amtsgericht/Registry Court: Essen HRB 17487

Geschäftsführer/Managing Directors: Dr. 10.2.e (Sprecher/Speaker), Dr. 10.2.e, Dr. 10.2.e
10.2.e 10.2.e ebb

Wichtig: Diese E-Mail enthält vertrauliche oder rechtlich geschützte Informationen. Wenn Sie nicht der beabsichtigte Empfänger sind, informieren Sie bitte sofort den Absender und löschen Sie diese E-Mail! Das unbefugte Kopieren dieser E-Mail oder die unbefugte Weitergabe der enthaltenen Informationen ist nicht gestattet.

Important: The information contained in this message is confidential or protected by law. If you are not the intended recipient, please contact the sender and delete this message! Any unauthorized copying of this message or unauthorized distribution of the information contained herein is prohibited.

 Bitte denken Sie über Ihre Verantwortung gegenüber der Umwelt nach, bevor Sie diese Email ausdrucken.
Please consider your environmental responsibility before printing this email.

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Szenariorahmen

Konsultation



Fernleitungsnetzbetreiber

- | **bayernets GmbH**
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- | **Ferngas Netzgesellschaft mbH**
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- | **Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- | **Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- | **GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- | **Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- | **Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- | **GRTgaz Deutschland GmbH**
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- | **Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Huttropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- | **NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- | **Nowega GmbH**
Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- | **ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- | **OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- | **Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- | **terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- | **Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



prognos

Szenariorahmen

Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032
im Auftrag der deutschen
Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)

Ansprechpartner:
10.2.e, Vereinigung der
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

10.2.e, Prognos AG
Goethestraße 85, 10623 Berlin
www.prognos.com

Umsetzung:
CBE DIGIDEN AG

Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15a EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

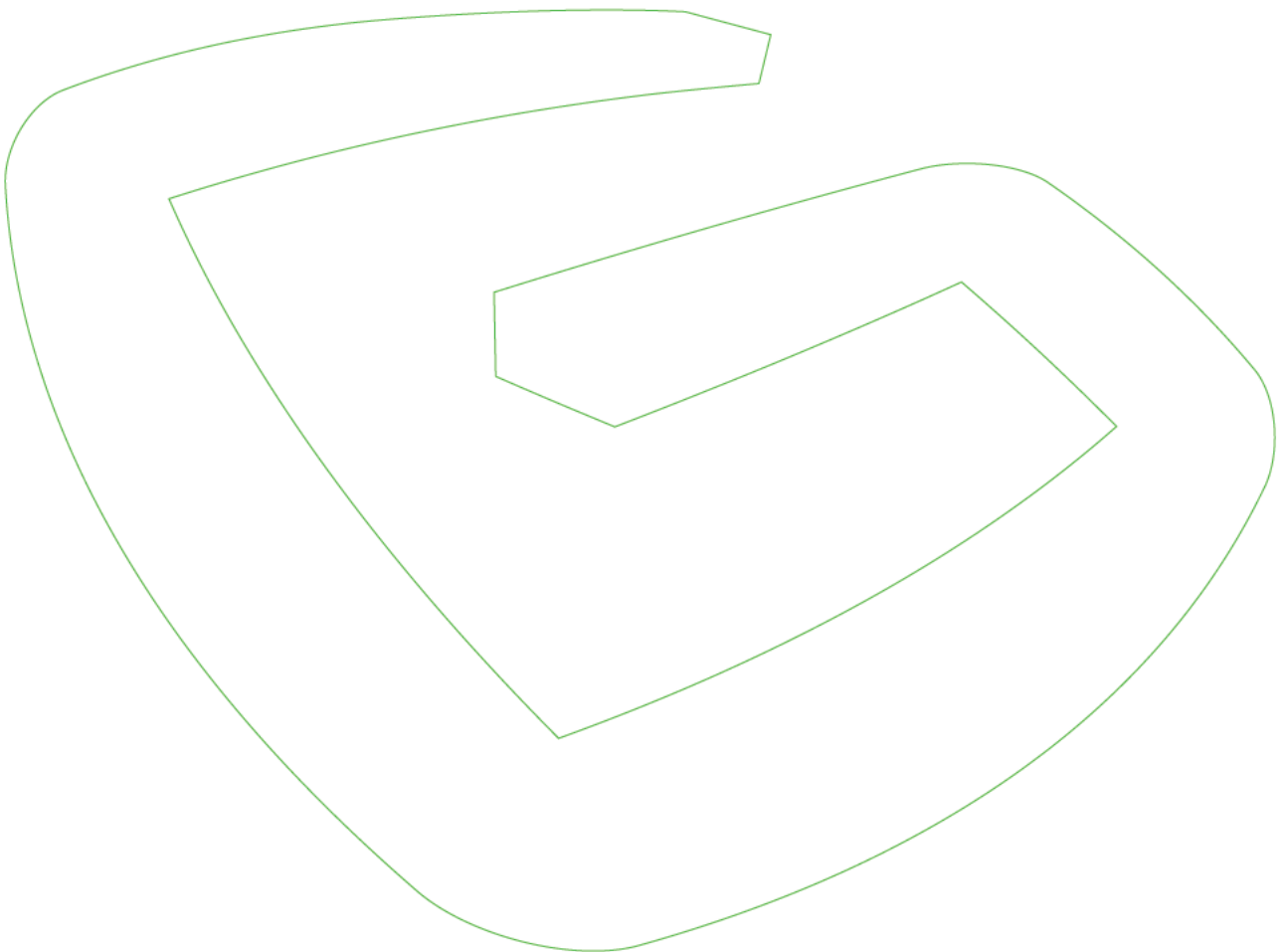
Impressum	2
Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	6
Executive Summary	7
1 Einleitung	10
2 Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	13
3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase	16
3.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV	16
3.2 Kraftwerke	18
3.2.1 Systemrelevante Kraftwerke	18
3.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Szenariorahmen	19
3.2.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland	21
3.3 Speicher	22
3.3.1 Rolle der Speicher	22
3.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Szenariorahmen	23
3.4 LNG-Anlagen	23
3.4.1 Aktuelle Situation der LNG-Anlagen in Deutschland	23
3.4.2 Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Szenariorahmen	24
3.5 Produktionsanlagen	24
3.6 Marktabfrage WEB und Grüne Gase	25
3.6.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase	25
3.6.2 Überblick zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase	26
3.6.3 Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	28
4 Gasbedarfsentwicklung	34
4.1 Ist-Analyse	34
4.2 Gasbedarfsentwicklung	37
5 Gasaufkommen	47
5.1 Vorgehensweise	47
5.2 Erdgasförderung	47
5.3 Aufkommensentwicklung Wasserstoff und Grüne Gase	50
5.3.1 Biomethaneinspeisung	50
5.3.2 Wasserstoff	50
5.4 Gesamtgasaufkommen	51
6 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland	53

7 Wasserstoff und Grüne Gase	55
7.1 Beschreibung der grundsätzlichen Vorgehensweise zu Wasserstoff und Grünen Gasen	55
7.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes	56
7.1.2 Methanmodellierung der Wasserstoffvariante	57
7.1.3 Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante	58
7.2 Berücksichtigung Elektrolyseleistungen NEP Strom	58
7.3 Wasserstoffquellenverteilung für 2027 und 2032	60
7.4 Wasserstoffausblick 2040 und 2050	61
8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern	63
8.1 Incremental Capacity	63
8.2 H-Gas-Quellenverteilung	64
8.3 Entwicklungen an Grenzübergangspunkten	67
8.4 Virtuelle Kopplungspunkte	69
9 Versorgungssicherheit	72
9.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung	73
9.1.1 Beschreibung der Situation	73
9.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden	73
9.1.3 Inländische Produktion	74
9.1.4 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	75
9.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung	75
9.3 Unterbrechungen	76
10 Modellierung und Modellierungsvarianten	78
10.1 Übersicht der Modellierungsvarianten	78
10.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	81
10.3 Erläuterung der Wasserstoffvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	82
10.4 Erläuterung der NewCap-Rechnung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	83
10.4.1 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	84
10.4.2 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	84
10.4.3 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs	84
10.5 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg	85
10.6 Erläuterungen zum Kohleausstieg	85
10.7 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032	86
Anlagen	87
Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank	88
Anlage 2: Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase	89
Glossar	91
Literatur	95

Abbildung 1:	Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.....	13
Abbildung 2:	Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (H_s , Brennwert).....	34
Abbildung 3:	Temperaturbereinigter Erdgasverbrauch in Deutschland nach Sektoren in TWh (H_s , Brennwert).....	35
Abbildung 4:	Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i , Heizwert).....	39
Abbildung 5:	Grafische Darstellung der Gasbedarfsentwicklung (Methan, Wasserstoff) in den näher betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i , Heizwert).....	42
Abbildung 6:	Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2032 insgesamt.....	45
Abbildung 7:	Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems.....	49
Abbildung 8:	Regionales Gasaufkommen des Jahres 2032 und Veränderung gegenüber 2022 (absolut in GWh).....	51
Abbildung 9:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (H_i , Heizwert).....	53
Abbildung 10:	Vorgehensweise der Modellierung.....	56
Abbildung 11:	Grundsätzliches Vorgehen der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante.....	57
Abbildung 12:	Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante.....	58
Abbildung 13:	Interpolation der Elektrolyseleistungen für die Modellierungsjahre 2027 und 2032.....	59
Abbildung 14:	Gegenüberstellung des Wasserstoffbedarfs für 2040 und 2050, Darstellung in TWh (H_i , Heizwert).....	61
Abbildung 15:	Entwicklung des Gasbedarfs in Europa gemäß TYNDP 2020.....	64
Abbildung 16:	Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020.....	65
Abbildung 17:	H-Gas-Quellenverteilung.....	66

Tabelle 1:	Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber	18
Tabelle 2:	Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)	19
Tabelle 3:	Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)	21
Tabelle 4:	Übersicht Zuschlagserteilung Ausschreibung bnBm	22
Tabelle 5:	Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)	23
Tabelle 6:	Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)	24
Tabelle 7:	Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Produktionsanlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)	24
Tabelle 8:	Übersicht der Meldungen zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase	27
Tabelle 9:	Ergebnisse der Meldungen aller Projekte	27
Tabelle 10:	Ergebnisse der Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz	28
Tabelle 11:	Ergebnisse der Meldungen von Speicherprojekten	29
Tabelle 12:	Ergebnisse der weiteren Meldungen von Projekten im Verteilernetz	30
Tabelle 13:	Ergebnisse der Meldungen von Projekten aus dem Ausland	31
Tabelle 14:	Ergebnisse der Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz	32
Tabelle 15:	Marktanteile der Energieträger im Neubau	36
Tabelle 16:	Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes	36
Tabelle 17:	Betrachtete Studien und Szenarien	38
Tabelle 18:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)	40
Tabelle 19:	Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)	41
Tabelle 20:	In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland	43
Tabelle 21:	Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung	48
Tabelle 22:	Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten	48
Tabelle 23:	Biomethaneinspeisung in Deutschland	50
Tabelle 24:	Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, (H_i , Heizwert)	53
Tabelle 25:	Übersicht der in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Auspeisekapazitäten	63
Tabelle 26:	Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung	67
Tabelle 27:	Übersicht der VIP für Deutschland (Stand 01. April 2021)	69
Tabelle 28:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG	74
Tabelle 29:	Modellierungsvarianten im Szenariorahmen 2022	79

Executive Summary



Executive Summary

Wasserstoff und Grüne Gase spielen eine wichtige Rolle in der Transformation des Energiesystems. Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die zweite Marktabfrage WEB und Grüne Gase durchgeführt, bei der 500 Projektmeldungen eingegangen sind. Neben der bedarfsgerechten Planung für das bestehende Erdgasnetz wird der wachsenden Bedeutung von Wasserstoff und Grünen Gasen mit einer eigenen Modellierungsvariante Rechnung getragen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen für die Modellierung der Erdgasinfrastruktur eine Basisvariante vor, welche aus ihrer Sicht auf geeigneten Annahmen eines bedarfsgerechten und zukunftsorientierten Netzausbaus beruht.

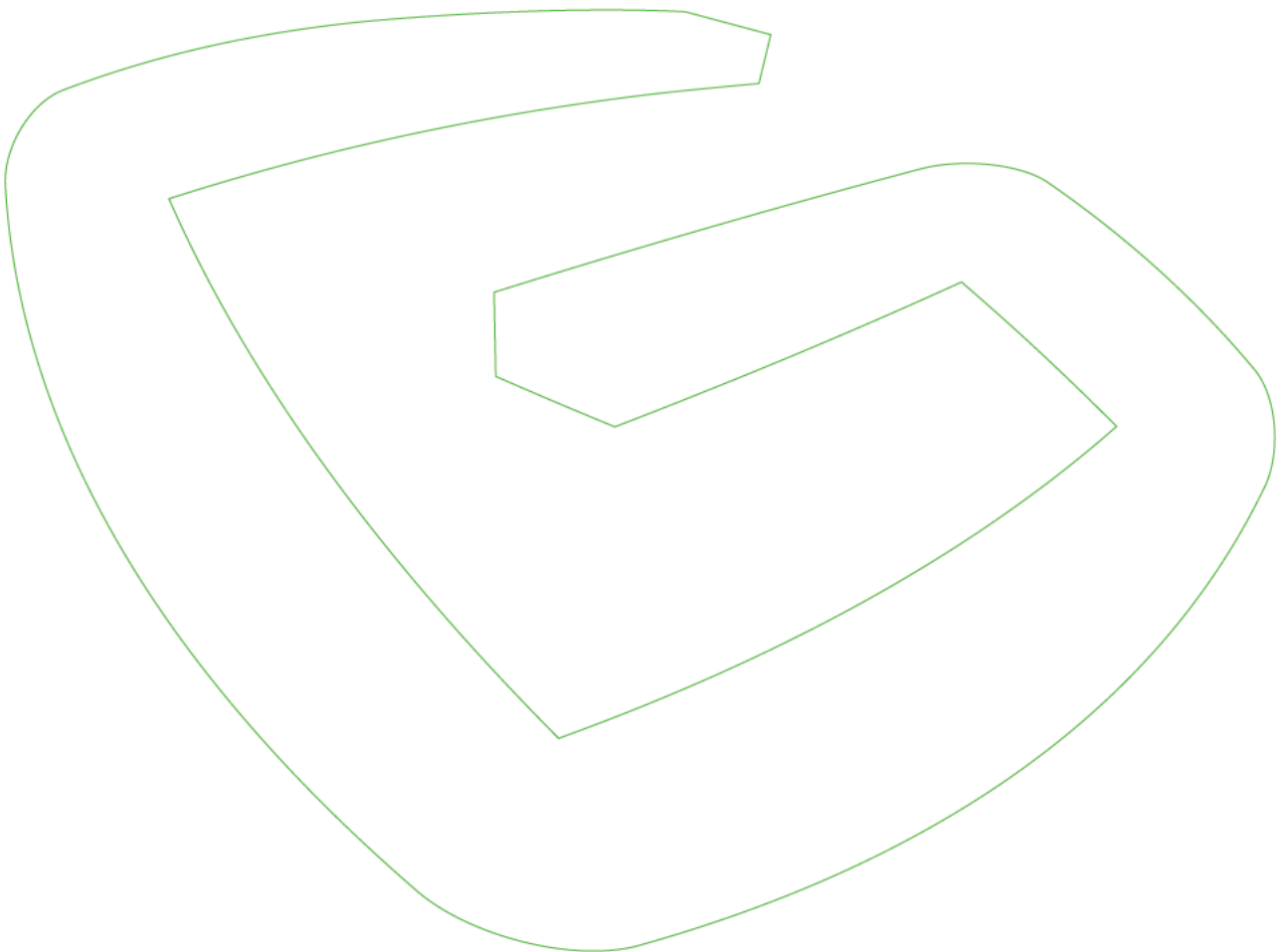
Das vorliegende Dokument gibt einen Ausblick zur Entwicklung des Methan- und Wasserstoffsbedarfs bis zum Jahr 2032 und darüber hinaus bis zum Jahr 2050. Die Basis hierfür bildet das dena-TM95-Szenario, welches durch die Fernleitungsnetzbetreiber an die aktuelle Entwicklung des Energiesektors angepasst wurde und das Potenzial gasförmiger Energieträger zur Dekarbonisierung aufzeigt.

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden neben den inländischen Wasserstoffbedarfen für den Zeitraum bis 2032 von 191 TWh (Heizwert) ebenfalls die Bedarfe für die Jahre 2040 und 2050 gemeldet. Die gemeldeten Wasserstoffbedarfe betragen im Jahr 2040 rund 342 TWh (Heizwert) und im Jahr 2050 rund 476 TWh (Heizwert).

Der zukünftige Methanbedarf weist bis zum Zielplanungsjahr 2032 eine stabile Entwicklung auf. Daher kommt auch der Infrastruktur für den Transport von Methan weiterhin eine hohe Bedeutung zu. Dabei legen die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin großen Wert auf die sichere Versorgung ihrer Kunden und berücksichtigen geplante Zusatzbedarfe und Anschlussbegehren.

Zur Erreichung einer zukünftig stärker integrierten Netzplanung zwischen den Energieträgern Strom und Gas sind neben der Diskussion über einen vorgelagerten Prozess zur Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielen auch Anpassungen der Bestandsprozesse der Netzentwicklungsplanung notwendig. Die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen, den Dialog mit der BNetzA fortzuführen, um die nächsten Schritte zur Synchronisierung der Netzentwicklungsplanung in die Wege zu leiten.

Einleitung 1



1 Einleitung

Die deutschen Fernleitungsnetze bilden mit einer Länge von ca. 40.000 km das Rückgrat der Gasinfrastruktur in Deutschland und stellen mit über 30 Grenzübergangspunkten die Drehscheibe im Zentrum Europas dar. Die über das Fernleitungsnetz aufgespeisten Verteilernetze haben eine Länge von mehr als 470.000 km. Mit der bedarfsgerecht ausgebauten Gasinfrastruktur leisten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber einen wesentlichen Beitrag zur sicheren Energieversorgung.

Insbesondere kurz- und mittelfristig ist die sichere Versorgung mit Erdgas für das deutsche Energiesystem und den Wirtschaftsstandort entscheidend. Die Fernleitungsnetzbetreiber nehmen sich dieser Aufgabe auch weiterhin verantwortungsvoll an.

Im zukünftigen Energiesystem leistet die bestehende Gasinfrastruktur einen entscheidenden Beitrag, indem sehr große regenerative Energiemengen sowohl durch Deutschland transportiert als auch gespeichert und zur sicheren Deckung von saisonalen oder kurzfristigen Produktions- und Bedarfsspitzen genutzt werden können. Durch die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Infrastruktur kann zügig und kosteneffizient ein signifikanter Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen geleistet werden.

Wasserstoff und Grüne Gase stellen einen flexiblen, speicherbaren und kosteneffizienten Energieträger dar. Insbesondere Power-to-Gas (PtG) bietet ein großes, bislang noch nicht genutztes Potenzial für die Sektorkopplung. Als intelligente Verbindung von Gas-, Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastruktur ist diese eine der entscheidenden Stellschrauben für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende.

Bereits im letzten Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleistungsnetzbetreiber mit der Planung zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur begonnen und gezeigt, dass diese bereits mittelfristig zur Verfügung gestellt werden kann.

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist der Aufbau einer ökonomischen und bedarfsgerechten Gasinfrastruktur nur bei einer integrierten Methan- und Wasserstoffnetzplanung möglich. So kann sichergestellt werden, dass die zukünftigen Produktionspotenziale von Wasserstoff und Grünen Gasen mit den heutigen und zukünftigen Verwendungsmöglichkeiten optimal kombiniert werden.

Deshalb haben die Fernleitungsnetzbetreiber eine erneute Marktabfrage WEB und Grüne Gase (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf) für Grüngasprojekte vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 zur Ermittlung von Wasserstofftransportbedarfen durchgeführt. Auf dieser und der Basis weiterer Eingangsparameter werden der Methan- und Wasserstofftransportbedarf ermittelt und geplant. Dieses Vorgehen schafft eine gesicherte Planungsgrundlage für Marktteilnehmer und eröffnet zukünftige Verwendungsperspektiven für Wasserstoff.

Die Planung, Vorbereitung und Durchführung einer Umstellung von Erdgastransportsystemen ist die originäre Aufgabe von Gasnetzbetreibern. Hierfür sind verschiedene Gründe anzuführen:

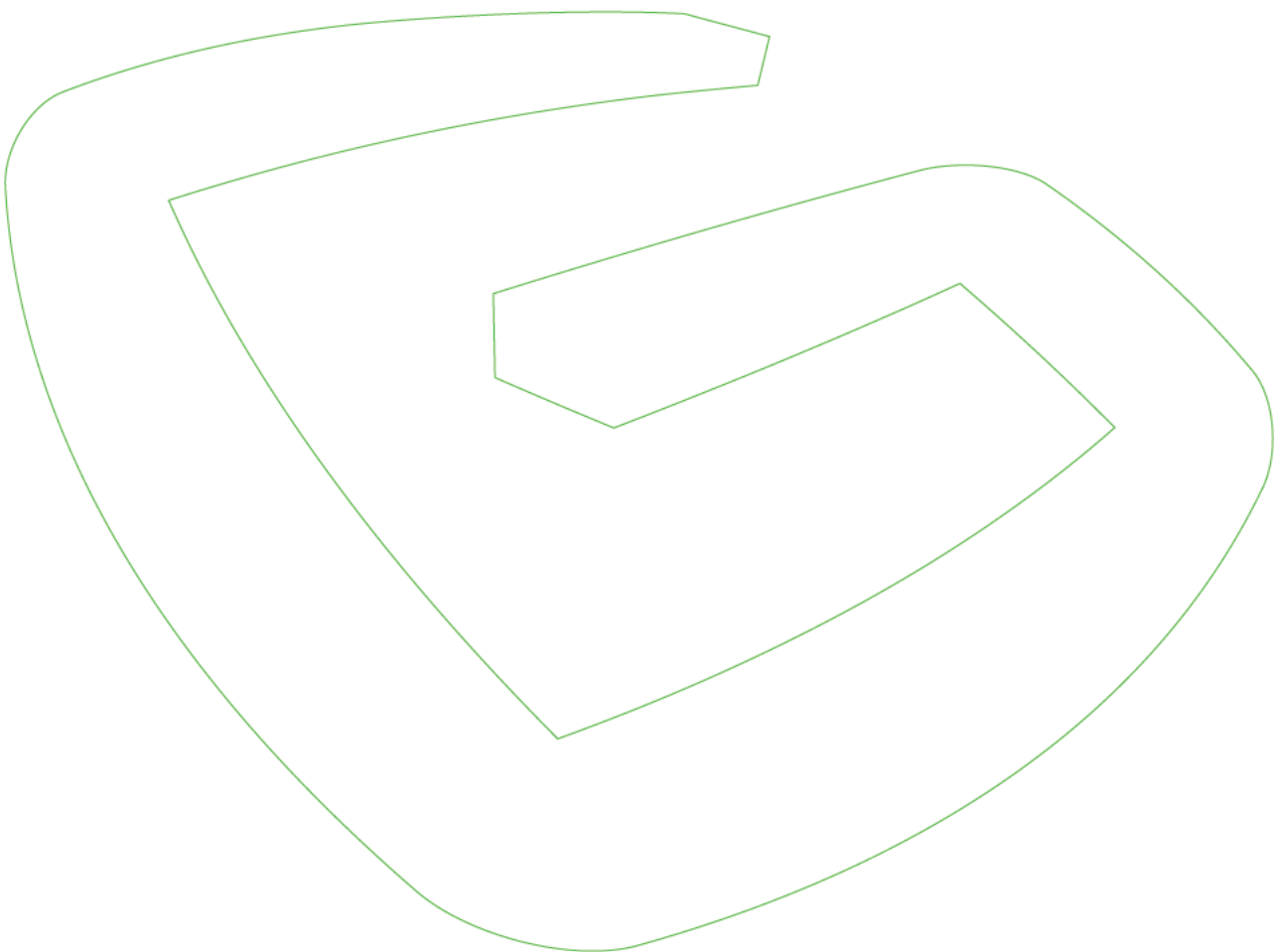
- Die Verbindung von Quellen und Senken durch leitungsgebundene Infrastruktur über Landesgrenzen hinweg ist die klassische Aufgabe von Fernleitungsnetzbetreibern.
- Die Standortwahl für PtG-Anlagen ist von den Marktteilnehmern in Abstimmung mit den Fernleitungsnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern zu treffen. So können Anlagen mit einer netzdienlichen Funktion sowohl innerhalb des Strom- als auch des Gasnetzes positioniert und Kosten für den Ausbau der Netzinfrastrukturen verringert werden.
- In den letzten Jahren haben die Fernleitungsnetzbetreiber gezeigt, dass die integrierte Umstellungsplanung von L-Gas auf H-Gas der beste Weg ist, optimal, effektiv und schnell die Umstellung durchzuführen.

Für die L-H-Gas-Umstellung hat sich der Netzentwicklungsplan Gas als zentrales Steuerungsinstrument, insbesondere für die langfristige Planung der Umstellung, bewährt. Durch verschiedene öffentliche Konsultationsverfahren wird die Einbeziehung der relevanten Marktteilnehmer sichergestellt. Ferner wird durch die Abbildung der L-H-Gas-Umstellung im Netzentwicklungsplan Gas dem engen Zusammenhang zwischen L-H-Gas-Umstellung und Netzausbau Rechnung getragen. Die für die L-H-Gas-Umstellung zutreffenden Aspekte lassen sich analog auch für eine Umstellung auf Wasserstoff anwenden.

Mit dem vorliegenden Dokument kommen die Fernleitungsnetzbetreiber ihrer gesetzlichen Pflicht zur Erstellung des Szenariorahmens gemäß § 15a EnWG nach. Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen Szenarien mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden bis zum Jahr 2050 vor, welche das politische Ziel einer klimaneutralen Energiewende berücksichtigen.

Mit diesem Szenariorahmen schaffen die Fernleitungsnetzbetreiber die Grundlagen für ihre Modellierungen von Lastflüssen und die daraus abzuleitenden Netzausbaumaßnahmen. Grundsätzlich bauen die vorgeschlagenen Modellierungsvarianten auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 auf. Neben der Basisvariante wird erneut eine Wasserstoffvariante betrachtet.

Zeitlicher Ablauf 2



2 Zeitlicher Ablauf Szenariorahmen und Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032

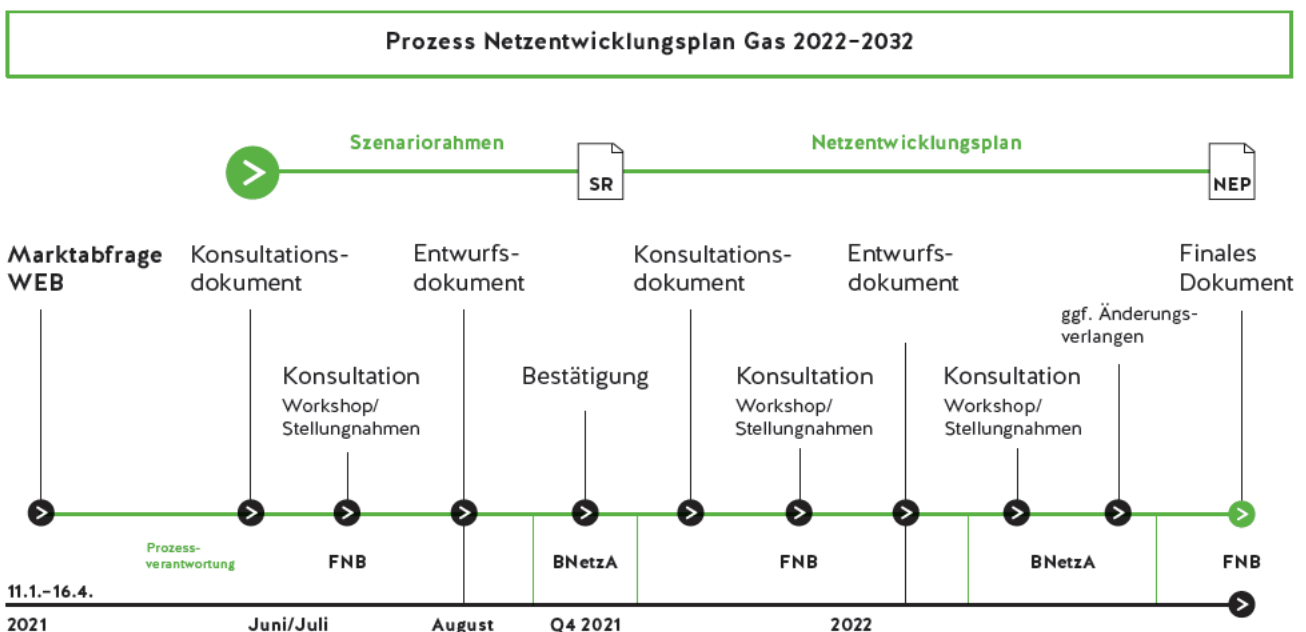
Mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments des Szenariorahmens 2022 am 21. Juni 2021 haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 erreicht. Der Szenariorahmen 2022 wird vom 21. Juni 2021 bis zum 16. Juli 2021 zur Konsultation gestellt und der Öffentlichkeit und dem Markt Gelegenheit zur Äußerung gegeben. Zusätzlich findet am 01. Juli 2021 der Konsultationsworkshop statt.

Nach Abschluss des Konsultationszeitraums werden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und die Konsultationsergebnisse in den Entwurf des Szenariorahmens 2022 eingearbeitet. Die Fernleitungsnetzbetreiber planen der BNetzA im August 2021 den überarbeiteten Szenariorahmen 2022 vorzulegen. Die Regulierungsbehörde bestätigt anschließend den Szenariorahmen 2022 unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeitsbeteiligung.

Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens 2022 werden die Fernleitungsnetzbetreiber die Modellierungen zum Netzentwicklungsplan durchführen. Der Netzentwicklungsplan wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber konsultiert. Nach Abschluss des Konsultationszeitraums werden die eingegangenen Stellungnahmen ausgewertet und das Konsultationsergebnis in den Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 eingefügt.

Anschließend hört die BNetzA zu dem von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgelegten Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 nochmals alle tatsächlichen und potenziellen Netznutzer an und veröffentlicht die Ergebnisse. Die Regulierungsbehörde kann anschließend Änderungen des Netzentwicklungsplans Gas verlangen, welche von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb von drei Monaten einzuarbeiten sind.

Abbildung 1: Übersicht Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032



Q n n r

Synchronisierung der Netzentwicklungsplanprozesse für Strom und Gas

Zur Erreichung einer zukünftig stärker integrierten Netzplanung zwischen den Energieträgern Strom und Gas sind neben der Diskussion über einen vorgelagerten Prozess zur Berücksichtigung von energie- und klimapolitischen Zielen (vgl. dena Netzstudie III) auch Anpassungen der Bestandsprozesse der Netzentwicklungsplanung notwendig.

Dabei zeichnet sich ein Konsens über die Berücksichtigung von gemeinsamen Rahmenparametern in den jeweiligen Prozessen der Netzentwicklungsplanung Strom und Gas ab. Zudem besteht Einigkeit, dass eine Bewertung möglicher Entwicklungspfade wesentlich von der Identifikation sektorübergreifender Optimierungspotenziale abhängt.

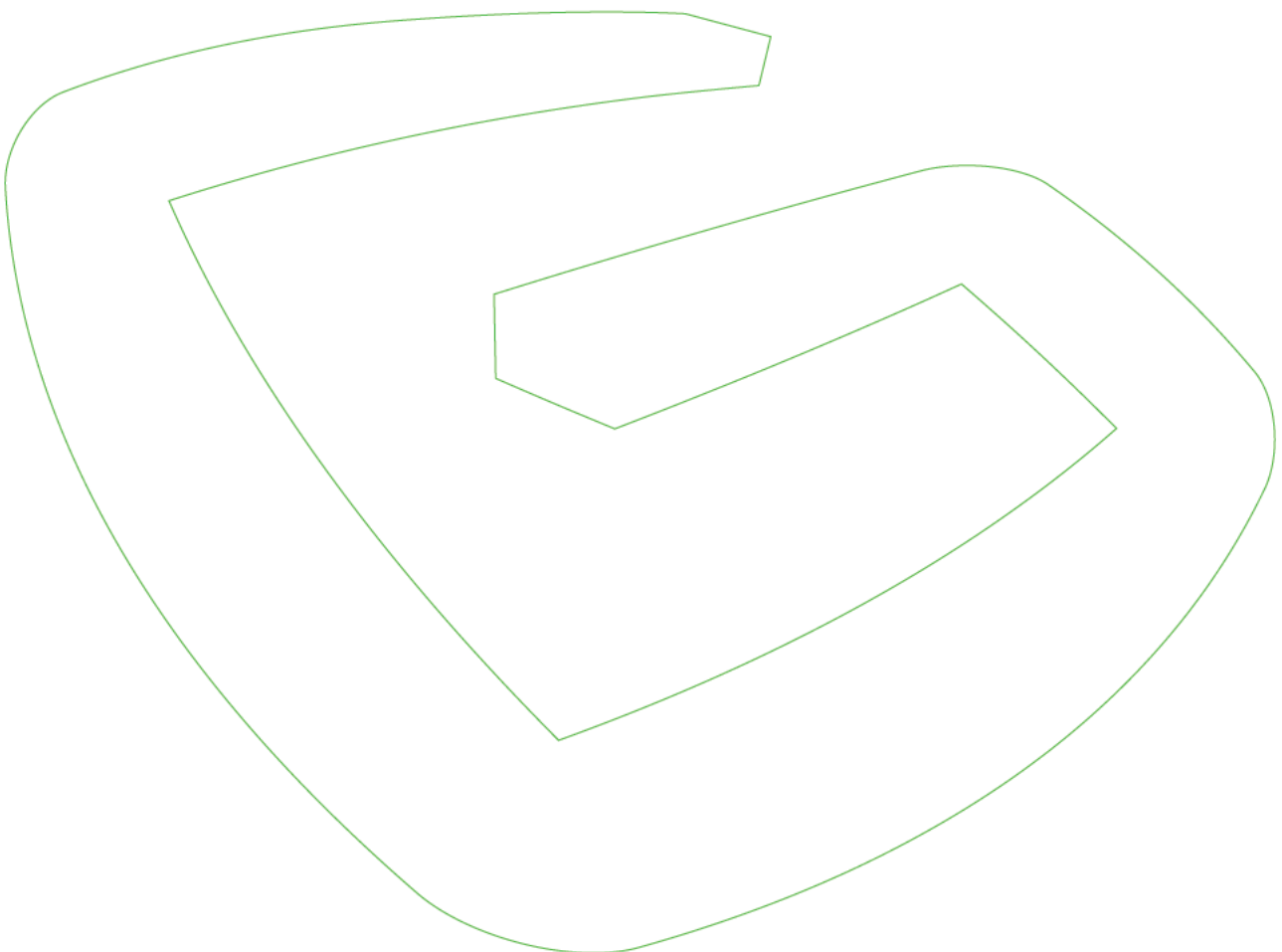
Zwischen der Strom- und Gasnetzplanung der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wird aktuell über die gegenseitige Berücksichtigung von einzelnen Planungsannahmen, wie z. B. Bestands- und Neubaukraftwerke, Größenordnung der Elektrolyseleistung und potenzielle Standorte, ein Abgleich gewährleistet. So wird in den zeitlich nacheinander stattfindenden Erstellungsprozessen für die Planungsannahmen auf das jeweils vorher durch die BNetzA genehmigte oder bestätigte Dokument referenziert.

Dieses bislang praktizierte Vorgehen sollte vor dem Hintergrund einer von den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern angestrebten und gebotenen sektorübergreifend-optimierten Planung noch weiter verbessert werden.

So setzt die Festlegung von Parametern für ein integriertes Energiesystem Strom und Gas sowohl eine Vereinheitlichung der Planungshorizonte als auch eine synchrone Bearbeitung der eigentlichen Planungsprozesse voraus. Nur so kann sichergestellt werden, dass in den jeweiligen Prozessen von den gleichen Prämissen ausgegangen wird.

Die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen den Dialog mit der BNetzA fortzuführen, um die nächsten Schritte zur Synchronisierung der Netzentwicklungsplanung in die Wege zu leiten.

Kapazitätsbedarfe gemäß
§§ 38/39 GasNZV –
Marktabfrage WEB und Grüne Gase



3 Kapazitätsbedarfe gemäß §§ 38/39 GasNZV – Marktabfrage WEB und Grüne Gase

In diesem Kapitel werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern überarbeiteten Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV dargestellt (vgl. Kapitel 3.1). Anschließend wird die Berücksichtigung der Kraftwerke (vgl. Kapitel 3.2), Speicher (vgl. Kapitel 3.3), LNG-Anlagen (vgl. Kapitel 3.4) und Produktionsanlagen (vgl. Kapitel 3.5) erläutert. Dabei wird insbesondere auf neue Projekte entsprechend den, bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen, nach §§ 38/39 GasNZV eingegangen. Kapitel 3.6 zeigt die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, welche die Fernleitungsnetzbetreiber vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 durchgeführt haben.

3.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV

Die Berücksichtigung von Speichern, Produktions- und LNG-Anlagen sowie Kraftwerken erfolgt anhand der bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV. Für die Berücksichtigung neuer Projekte mit Anspruch nach §§ 38/39 GasNZV im Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber am 11. Januar 2021 eine Abfrage auf der Website des FNB Gas veröffentlicht. Der Stichtag für die Prüfung zur Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 war der 31. März 2021. Anträge auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die bis zum 31. März 2021 noch nicht beschieden waren, werden im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 aufgrund der Bearbeitungsfristen vorerst berücksichtigt. Folgende Kriterien, die am 11. Januar 2021 auf der Website des FNB Gas veröffentlicht wurden, werden für die Aufnahme von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV in dem Szenariorahmen 2022 angewandt:

- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 01. Juli 2020 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigt, wenn der Antragsteller von der Möglichkeit zur Reservierung keinen Gebrauch gemacht hat.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum 01. Juli 2020 negativ beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 nicht berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 kein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht wurde.
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischen dem 01. Juli 2020 und dem 31. März 2021 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 positiv beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern zum 01. August 2021 eine Kapazitätsreservierung erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Voraussetzung für eine wirksame Kapazitätsreservierung ist die Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr durch den Anschlusspetenten (§ 38 (3) Satz 6 i. V. m. § 38 (4) Satz 2 GasNZV).
- Der Kapazitätsbedarf eines Projekts, für das der Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 aufgrund der Bearbeitungsfristen gemäß § 38 nicht beschieden wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 enthalten war, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum 31. März 2021 der verbindliche Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Dieses Kriterium kommt nicht zur Anwendung, da das Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 nach dem in den Kriterien vom 11. Januar 2021 veröffentlichten Stichtag 01. Februar 2021 veröffentlicht wurde. Somit werden die entsprechenden Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 noch nicht enthalten war und bis zum 31. März 2021 gestellt wurde, wird im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt, wenn bis zum Ende des Konsultationszeitraums am 16. Juli 2021 der Realisierungsfahrplan nach § 39 (2) GasNZV abgeschlossen wurde oder die Zahlung der Planungspauschale nach § 39 (3) GasNZV durch den Anschlusspetenten erfolgt ist und der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist. Eine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022 erfolgt auch, wenn zumindest zum gegenwärtigen Zeitpunkt Anschlusspetent und Fernleitungsnetzbetreiber konkrete Verhandlungen über den Realisierungsfahrplan und den Netzanschluss führen und der Anschlusspetent einen konkreten Planungsfortschritt seines Projektes nachgewiesen hat.
- Ein Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV, der zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 gestellt wurde, wird berücksichtigt, sofern der Anschlusspetent in der Zwischenzeit nachweislich nicht von seiner Anschlussplanung zurückgetreten ist.

Für die Definition der Kriterien zur Berücksichtigung von Projekten mit Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüchen nach §§ 38/39 GasNZV mussten die Fernleitungsnetzbetreiber verschiedene Stichtage festlegen. Die Beweggründe hierfür sind im Folgenden beschrieben:

- Für die Erarbeitung des Konsultationsdokuments des Szenariorahmens 2022 wurde der Stichtag 31. März 2021 gewählt, um die notwendigen Informationen für die Veröffentlichung aufbereiten zu können. Dieser Stichtag wurde im Januar auf der Website des FNB Gas veröffentlicht.
- Der Stichtag 01. Juli 2020 wurde gewählt, um „alte“ Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV zu ermitteln. Denn dieser Stichtag liegt etwa ein Jahr vor dem Konsultationsbeginn für den Szenariorahmen 2022 und ist aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber notwendig, um Anfragen, bei denen es keinen Projektfortschritt gegeben hat, entsprechend zu bewerten.
- Der Stichtag 16. Juli 2021 legt fest, bis zu welcher Frist einerseits noch Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV gestellt werden können. Andererseits müssen spätestens bis zu diesem Stichtag je nach Kriterium bestimmte Aktivitäten erfolgt sein, damit ein Projekt Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022 findet. An diesem Stichtag endet der Konsultationszeitraum für den Szenariorahmen 2022. Der Stichtag 01. August 2021 gilt für aktuelle Anträge auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV, die zwischen dem 31. März 2021 und dem 16. Juli 2021 positiv beschieden wurden. Hierbei handelt es sich um den letztmöglichen Zeitpunkt, bis zu dem die Fernleitungsnetzbetreiber noch aktuelle Entwicklungen in den Szenariorahmen 2022 einarbeiten können.

In den folgenden Kapiteln 3.2 bis 3.5 sind die derzeit berücksichtigten und nicht berücksichtigten Projekte zum Stichtag 31. März 2021 aufgeführt. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Berücksichtigung einiger aktuell vorliegender Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2022 auf Basis der formulierten Kriterien noch offen ist. Dies wird in den Tabellen der folgenden Kapitel entsprechend gekennzeichnet. Zudem besteht die Möglichkeit, dass bis zum Ende des Konsultationszeitraums des Szenariorahmens 2022 weitere Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingehen können.

3.2 Kraftwerke

In Kapitel 3.2.1 werden zunächst die systemrelevanten Gaskraftwerke am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber dargestellt. Anschließend wird dargelegt, welche neuen Gaskraftwerke nach §§ 38/39 GasNZV anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigt werden und welche aktuell keine Berücksichtigung finden (vgl. Kapitel 3.2.2). Danach werden die besonderen netz-technischen Betriebsmittel in Süddeutschland (vgl. Kapitel 3.2.3) beschrieben.

3.2.1 Systemrelevante Kraftwerke

Tabelle 1 zeigt die systemrelevanten Gaskraftwerke, die direkt an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen sind. Die detaillierte Kraftwerksliste mit sämtlichen systemrelevanten Kraftwerken ist in der [NEP-Gas-Datenbank](#) veröffentlicht.

Tabelle 1: Systemrelevante Kraftwerke direkt am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber

Lfd. Nr.	Kraftwerksnummer	Kraftwerksname	Eingeplante Aus-speisekapazität in MWh/h	FNB	Zuordnungspunkt	2027	2032
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	710	bayernets	-	BZK	BZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1.914	OGE	-	FZK	FZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1.500	OGE	-	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 11, Nürnberg	0**	OGE	-	-	-
8	BNA0745	Franken 12, Nürnberg	0**	OGE	-	-	-
9	BNA0857	GuD-Anlage Rüsselsheim	445	OGE	-	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1.700	OGE	-	FZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1.100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets	-	FZK	FZK
			180	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets	-	FZK	FZK
			70	bayernets	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn, Wolfersberg, Inzenham-West USP	fDZK	fDZK

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

** Bivalente Feuerung

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber in Anlehnung an Kraftwerksliste und Bescheide zu systemrelevanten Gaskraftwerken der BNetzA, BNetzA 2021a, BNetzA 2021b

Die am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossenen systemrelevanten Kraftwerke werden für die Zieljahre 2027 und 2032 durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 modelliert. In der aktuell veröffentlichten Kraftwerksrückbauliste der BNetzA findet sich keines der in Tabelle 1 dargestellten Kraftwerke.

3.2.2 Berücksichtigung von neuen Gaskraftwerken im Szenariorahmen

Entsprechend den in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022.

Tabelle 2: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Gaskraftwerksneubau-planungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)

FNB	BNetzA-Nummer	Projektname	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2022 (ja/nein/offen)	Zuordnungspunkt	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
bayernets	BNAP 114	GK Leipheim (Block 1)	H-Gas	950	§39 GasNZV	ja	ja	Überackern 2, Überackern	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten, Besonderes netztechnisches Betriebsmittel
bayernets	BNAP 219	GK Leipheim (Block 2)	H-Gas	950	§39 GasNZV	ja	ja	Überackern 2, Überackern	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
bayernets	BNAP 124	KW Gundremmingen	H-Gas	1.500	§39 GasNZV	ja	ja	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale nicht gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GASCADE	n. v.	Staudinger	H-Gas	-*	§38 GasNZV	ja	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	n. v.	Kraftwerk Mehrum	H-Gas	1.450	§38 GasNZV	ja	offen	wird im Rahmen der Modellierung festgelegt	<ul style="list-style-type: none"> § 38-Anfrage noch nicht beschieden
GUD	BNAP 116	GHWW VW2	H-Gas	920	§39 GasNZV	ja	ja	Ellund, Greifswald, UGS Harsefeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE	BNAP 180	Kraftwerk Scholven	H-Gas	40	§38 GasNZV	ja	ja	Speicher Epe H	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
OGE	BNAP 215	Kraftwerk Irsching	H-Gas	1.000	§38 GasNZV	ja	ja	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten, Besonderes netztechnisches Betriebsmittel
OGE	n. v.	Kraftwerk Biblis	H-Gas	973	§38 GasNZV	ja	ja	Dornum	<ul style="list-style-type: none"> Kapazitätsreservierung erfolgt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten, Besonderes netztechnisches Betriebsmittel

FNB	BNetzA- Nummer	Projekt- name	Gasart (H-Gas / L-Gas)	Gasan- schluss- kapazität [MW]	Status	Berück- sichtigung im Konsul- tations- dokument des SR 2022 (ja/nein)	Berück- sichtigung im Entwurfs- dokument des SR 2022 (ja/nein/ offen)	Zuordnungs- punkt	Begründung/ geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
terrane	BNAP 137	Gasturbine Heilbronn	H-Gas	1.200	§39 GasNZV	ja	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terrane	BNAP 135	GuD-Anlage Altbach	H-Gas	1.200	§39 GasNZV	ja	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terrane	BNAP 231	GuD-Anlage Marbach	H-Gas	800	§39 GasNZV	ja	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terrane	n. v.	GuD-Anlage Aalen	H-Gas	316	§39 GasNZV	ja	ja	Haiming 2-7F/bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES/bn	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
terrane	n. v.	KWK- Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	H-Gas	120	§39 GasNZV	ja	ja	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
Thyssen- gas	BNAP 125	GuD-KW Herne	H-Gas	1.191	§39 GasNZV	ja	ja	Epe / Xanten I (UGS-E; Innogy)	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten

* Keine Veröffentlichung aufgrund Geschäftsgeheimnisse Dritter

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Entsprechend den in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien finden verschiedene Kraftwerksanfragen nach §§ 38/39 GasNZV keine Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022. Hierbei ist jedoch zwischen Anfragen zu unterscheiden, die je nach Kriterium noch im Entwurfsdokument des Szenariorahmens 2022 nach erfolgter Konsultation berücksichtigt werden könnten und solchen, die unabhängig von der Entwicklung bis zum 01. August 2021 nicht mehr berücksichtigt werden.

Tabelle 3: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 nicht berücksichtigte Gaskraftwerksneubauplanungen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)

FNB	BNetzA-Nummer	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2022 (ja/nein/offen)	Zuordnungspunkt	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
ONTRAS	n. v.	Innovatives Hybridkraftwerk Boxberg	H-Gas	40	§39 GasNZV	nein	offen	–	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen, Planungspauschale nicht gezahlt
ONTRAS	n. v.	Innovatives Hybridkraftwerk Jänschwalde	H-Gas	1.000	§39 GasNZV	nein	offen	–	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen, Planungspauschale nicht gezahlt
ONTRAS	n. v.	GUD Schwarze Pumpe	H-Gas	973	§39 GasNZV	nein	offen	–	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan nicht abgeschlossen, Planungspauschale nicht gezahlt
ONTRAS	n. v.	Innovatives Hybridkraftwerk Lippendorf	H-Gas	1.450	§38 GasNZV	nein	offen	–	<ul style="list-style-type: none"> Reservierungsgebühr noch nicht bezahlt
Thyssen-gas	BNAP XX15	GuD-KW Walsum	H-Gas	950	§38 GasNZV	nein	nein	–	<ul style="list-style-type: none"> Antrag positiv beschieden, keine Kapazitätsreservierung erfolgt, keine Zahlung der jährlichen Reservierungsgebühr

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.2.3 Besondere netztechnische Betriebsmittel in Süddeutschland

Die Berücksichtigung neuer Gaskraftwerke wurde in Kapitel 3.2.2 beschrieben. Einige der im Szenariorahmen 2022 berücksichtigten neuen Gaskraftwerke in Süddeutschland werden als besondere netztechnische Betriebsmittel (bnBm) eingesetzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber können gemäß § 11 Abs. 3 EnWG Dritte beauftragen bnBm zu errichten und zu betreiben, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Die bnBm dienen ausschließlich der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes und stehen dem Markt nicht zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dazu der BNetzA im Februar 2017 Analysen vorgelegt, aus denen sich die Erforderlichkeit der bnBm ergibt. Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber hatten die Zielsetzung für den Zeitraum zwischen der planmäßigen Abschaltung der Kernkraftwerke in Süddeutschland und der Fertigstellung des erforderlichen Stromnetzausbaus den Bedarf an bnBm zu ermitteln. Die BNetzA hat den von den Übertragungsnetzbetreibern für Süddeutschland ermittelten Bedarf an bnBm nach § 11 Abs. 3 EnWG geprüft und einen Bedarf in Höhe von 1.200 MW_{el} bestätigt [BNetzA 2017].

Die Übertragungsnetzbetreiber Amprion, TenneT und TransnetBW führten über vier Regionen im Süden Deutschlands Ausschreibungen mit jeweils einer Kapazität von 300 MW_{el} durch. Die Ergebnisse der Zuschlagserteilungen sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 4: Übersicht Zuschlagserteilung Ausschreibung bnBm

Los-gruppe	ÜNB	Region	Zuschlagserteilung	Standort	Betreiber	Einsatz spätestens ab
A	Amprion	Süd-Hessen/Nord-Bayern	November 2020	Biblis	RWE	01.10.2022
B	TransnetBW	Baden-Württemberg	August 2019	Marbach	EnBW AG	01.10.2022
C	Amprion	Bayerisch-Schwaben	Februar 2021	Leipheim	GKL	05.08.2023
D	TenneT	südl. Bayern	Januar 2019	Irsching	Uniper	01.10.2022

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis Amprion 2021, Amprion 2020, Tennet 2019, TransnetBW 2019

Im Szenariorahmen 2022 werden als bnBm die Kraftwerke Irsching, Biblis und Leipheim mit einer Kapazität in Höhe von jeweils 300 MW_{el} berücksichtigt. Da das Kraftwerk Marbach mit leichtem Heizöl befeuert werden soll, erfolgt keine Berücksichtigung im Szenariorahmen 2022.

3.3 Speicher

In Kapitel 3.3.1 wird auf die Rolle der Gasspeicher für die Energieversorgung eingegangen. Anschließend wird in Kapitel 3.3.2 gezeigt, welche Speicherprojekte anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden und welche keine Berücksichtigung finden.

3.3.1 Rolle der Speicher

Erdgasspeicher dienen primär dem Ausgleich zwischen einem gleichmäßigen Erdgasbezug an Grenzimportpunkten sowie Produktionsstätten und einem temperaturabhängig stark schwankenden Erdgasverbrauch der Letztverbraucher.

Durch den netzdienlichen Einsatz der Speicher ist eine volkswirtschaftlich sinnvolle Dimensionierung der Transportsysteme möglich und das Gesamtsystem kann hinsichtlich einer effizienten Auslastung optimiert werden. Darüber hinaus sind die Speicher technisch in der Lage, bei Höchstlast oder im Fall eines physischen Engpasses im Netz, schnell und lokal größere Gasmengen zur Verfügung zu stellen (z. B. durch die Bereitstellung von Regelenergie). Damit können die Speicher einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und Systemstabilität leisten. Der zunehmende Einsatz der Speicher unter kommerziellen Gesichtspunkten im Handelsbereich führt jedoch dazu, dass eine netzdienliche Funktion der Speicher nicht ohne weitere Rahmenbedingungen gewährleistet ist.

Analog zu vorangegangenen Netzentwicklungsplänen beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis einer unveränderten Ausgangssituation auch für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 einen durchschnittlichen Speicherfüllstand von mindestens 35 % als Planungsprämisse in der Spitzenlastsituation anzusetzen.

3.3.2 Berücksichtigung von Speicherprojekten im Szenariorahmen

Entsprechend den in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien finden folgende Speicherprojekte nach §§ 38/39 GasNZV im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 Berücksichtigung.

Tabelle 5: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Speicherprojekte am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2022 (ja/nein/offen)	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
bayernets	Speicher Nussdorf/Zagling (7F)	H-Gas	346 Entry / 230 Exit	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Realisierungsfahrplan abgeschlossen, Planungspauschale gezahlt, Anschlusspetent nicht zurückgetreten

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.4 LNG-Anlagen

In Kapitel 3.4.1 wird die aktuelle Situation der geplanten LNG-Anlagen mit Anbindung an das Fernleitungsnetz in Deutschland beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 3.4.2 gezeigt, welche neuen LNG-Anlagen anhand der zuvor beschriebenen Kriterien im Szenariorahmen 2022 berücksichtigt werden.

3.4.1 Aktuelle Situation der LNG-Anlagen in Deutschland

Die Errichtung von LNG-Anlagen in Deutschland, die dazugehörige Anbindung an das Fernleitungsnetz und die entsprechende Bereitstellung von Kapazitäten waren bereits Gegenstand der beiden zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungspläne Gas.

Während der Projektträger der LNG-Anlage Wilhelmshaven die Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV zurückgezogen hat, führen die Vorhabenträger der LNG-Anlagen in Stade und Brunsbüttel die Planungen fort.

Für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 liegen den Fernleitungsnetzbetreibern zusätzliche Kapazitätsreservierungen/Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für die Erweiterung der Kapazitäten der geplanten LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade vor.

Brunsbüttel

Das Projekt LNG-Anlage Brunsbüttel fand über einen Antrag auf Kapazitätsausbau nach § 39 GasNZV Eingang in den Netzentwicklungsplan Gas 2018–2028. Die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der Einspeisekapazität in Höhe von 8,7 GW wurden seitens der BNetzA bestätigt.

Der Terminalbetreiber hat im August 2019 einen zweiten Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend gemacht und darüber hinaus am 29. März 2021 einen weiteren Antrag auf Reservierung von zusätzlicher Kapazität nach § 38 GasNZV gestellt. Aufgrund der Bearbeitungsfristen nach § 38 GasNZV wurde dieser Antrag bis zum 31. März 2021 nicht beschieden. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden entsprechend der genannten Kriterien das LNG-Projekt in Brunsbüttel im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigen.

Stade

Für die geplante LNG-Anlage in Stade wurde erstmals im Juni 2019 ein Antrag auf Kapazitätsreservierung nach § 38 GasNZV gestellt. Da die angefragte Kapazität nicht zur Verfügung gestellt werden konnte, machte der Projektträger seinen Kapazitätsausbauanspruch nach § 39 GasNZV geltend. Die daraus resultierenden Ausbaumaßnahmen wurden im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 von der BNetzA bestätigt.

Die aktualisierte Planung des Projektträgers sieht eine deutliche Steigerung zur ursprünglich vorgesehenen Kapazität vor. Infolgedessen wurden im November 2020 und im März 2021 weitere Kapazitätsausbauansprüche nach § 39 GasNZV geltend gemacht.

3.4.2 Berücksichtigung von LNG-Anlagen im Szenariorahmen

Nach Anwendung der in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien und Berücksichtigung der in Kapitel 3.4.1 dargestellten aktuellen Situation finden folgende Anfragen für LNG-Anlagen nach §§ 38/39 GasNZV Eingang in das Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022.

Tabelle 6: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2022 (ja/nein/offen)	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	9.300	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	6.950	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Stade	H-Gas	5.450	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	8.700	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	1.975	§ 39 GasNZV	ja	ja	<ul style="list-style-type: none"> Projekt im NEP Gas 2020–2030 enthalten, Anschlusspetent nicht zurückgetreten
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-Gas	3.125	§ 38 GasNZV	ja	offen	<ul style="list-style-type: none"> § 38-Anfrage noch nicht beschieden

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aufgrund des Umfangs der vorliegenden Anfragen werden die Fernleitungsnetzbetreiber den konkreten Modellierungsansatz der LNG-Anlagen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 darstellen.

3.5 Produktionsanlagen

Produktionsanlagen sind wie auch Speicher, Kraftwerke und LNG-Anlagen privilegierte Anlagen im Sinne von §§ 38/39 GasNZV. Nach Anwendung der in Kapitel 3.1 beschriebenen Kriterien findet die vorliegende Anfrage für eine Produktionsanlage nach § 38 GasNZV Eingang in das Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022.

Tabelle 7: Im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigte Produktionsanlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stichtag 31. März 2021)

FNB	Projektname	Gasart (H-Gas/L-Gas)	Gasanschlusskapazität [MW]	Status	Berücksichtigung im Konsultationsdokument des SR 2022 (ja/nein)	Berücksichtigung im Entwurfsdokument des SR 2022 (ja/nein/offen)	Begründung/geltendes Kriterium (Stand 31. März 2021)
GUD	Produktion Raum Dalum	H-Gas	624	§ 38 GasNZV	ja	offen	§ 38-Anfrage noch nicht beschieden

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

3.6 Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Nach Darstellung der Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase in Kapitel 3.6.1 wird in Kapitel 3.6.2 ein Überblick der Projektmeldungen gegeben. Das Kapitel 3.6.3 stellt anschließend detaillierte Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase dar und beschreibt die Berücksichtigung der Projektmeldungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

3.6.1 Kriterien für die Berücksichtigung von Projekten der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Kriterien für Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen zur Berücksichtigung im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben am 11. Januar 2021 die Abfrage von Projekten für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen für den Szenariorahmen 2022 gestartet. Gleichzeitig haben die Fernleitungsnetzbetreiber die folgenden Kriterien für Wasserstoff- und Grüngasprojekte, die im Rahmen des Szenariorahmens 2022 Anwendung finden, veröffentlicht:

- Ein Projektvorhaben kann im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigt werden, wenn im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 eine Meldung erfolgt ist.
- Die Meldung hat über das veröffentlichte Formular an einen Fernleitungsnetzbetreiber zu erfolgen. Bereits im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 gemeldete Vorhaben sind in aktualisierter Fassung erneut zu melden.
- Ein Projektvorhaben wird im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigt, wenn die angefragten Informationen zur Berücksichtigung eines Anschlusses an das Fernleitungsnetz in dem veröffentlichten Formular vollständig vorliegen und von den Fernleitungsnetzbetreibern plausibilisiert worden sind.
- Ein Projektvorhaben wird im Konsultationsdokument des Szenariorahmens 2022 berücksichtigt, wenn die im Formular zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase entsprechend gekennzeichneten Felder veröffentlicht werden können.

Kriterien für Projekte für die Erzeugung und den Bedarf von Wasserstoff und Grünen Gasen zur Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Des Weiteren sind die Projektträger angehalten, die tatsächliche Umsetzungsabsicht als Voraussetzung für die Berücksichtigung in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 nachzuweisen. Insoweit wird vom Projektträger verlangt, eine Absichtserklärung – im Sinne eines Memorandum of Understanding (MoU) – abzuschließen. Gegenstand des MoU sollten Vereinbarungen zu folgenden Aspekten sein:

- a. Festlegung des Realisierungszeitpunkts, der Kapazität und der Gasbeschaffensanforderungen,
- b. Einführung eines Steuerungskonzepts zur Anpassung der zugehörigen Ein- und Ausspeiseleistungen,
- c. Pflicht des Abschlusses eines verbindlichen Realisierungsfahrplans (inkl. Zahlung einer Planungspauschale) nach Klärung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen (u. a. Einspeisedruckbereitstellung, Netzentgelte, Netzzugangsbedingungen), soweit diese für sämtliche Beteiligten wirtschaftlich zumutbar geregelt sind.

Ein Projektvorhaben wird im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt, wenn das MoU bis spätestens zum 01. Oktober 2021 mit dem Fernleitungsnetzbetreiber vereinbart wurde.

Weitere Voraussetzungen für die Umsetzung von Netzausbaumaßnahmen zu Wasserstoffprojekten

Nach der Entscheidung zum Änderungsverlangen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 durch die BNetzA (voraussichtlich im 4. Quartal 2022) verpflichtet sich der einzelne Vorhabensträger weiter, einen Realisierungsfahrplan mit folgendem Regelungsinhalt abzuschließen:

- a. Zahlung einer noch zu bestimmenden Planungspauschale,
- b. Pflicht zum Abschluss eines Netzanschlussvertrags,
- c. Pflicht der verbindlichen Kapazitätsbuchung zu den mit der BNetzA festgelegten regulatorischen Rahmenbedingungen.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Schaffung der notwendigen rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung von Wasserstoffnetzen durch den Gesetzgeber, die Bundesregierung und die Regulierungsbehörde für die Fernleitungsnetzbetreiber eine zwingende Voraussetzung für den Abschluss eines verbindlichen Realisierungsfahrplans sowie für die Umsetzung entsprechender Neubau- bzw. Umstellungsvorhaben ist.

Ergänzende Hinweise zu Verteilernetzbetreibern

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase waren Meldungen der Verteilernetzbetreiber explizit erwünscht, um das Ziel einer umfassenden Zusammenstellung der Wasserstoff- und Grüngasprojekte zu erreichen. Dementsprechend sind Wasserstoff- und Grüngasprojekte der Verteilernetzbetreiber bzw. in den Versorgungsgebieten der Verteilernetzbetreiber über das Formular zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase durch den jeweiligen Verteilernetzbetreiber zu melden.

Gleichzeitig wurde durch die Fernleitungsnetzbetreiber ein Prozess zur Anpassung des Formulars für die Abgabe der Langfristprognose gemäß KoV angestoßen. Hier soll die Möglichkeit ergänzt werden, einen möglicherweise entsprechenden verminderten Erdgasbedarf (z. B. bei einer Substitution von Erdgas zu Wasserstoff durch ein gemeldetes Projekt) zu melden.

Ist demnach ein Anschluss eines Wasserstoff- oder Grüngasprojektes an das Verteilernetz geplant oder ergibt sich ein Wasserstoffbedarf zur Herstellung eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches und kommt es hierbei zu einer Substitution von Erdgas, kann das Projektvorhaben im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 berücksichtigt werden, indem der Verteilernetzbetreiber, an dessen Netz das Projektvorhaben angeschlossen werden soll, dieses bei der Meldung seiner Langfristprognose einbezieht.

3.6.2 Überblick zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Für den Szenariorahmen 2022 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die Marktabfrage WEB und Grüne Gase für Wasserstoff und Grüne Gase durchgeführt. 500 Projektmeldungen wurden im Zeitraum zwischen dem 11. Januar 2021 und dem 16. April 2021 eingereicht. Diese sind in der Anlage 2 dargestellt. Darüber hinaus gab es 121 sonstige Rückmeldungen und 42 Doppelmeldungen, die im Weiteren nicht betrachtet werden. Die folgende Tabelle 8 zeigt eine Gesamtübersicht der gemeldeten Projekte je Bundesland.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Rückmeldungen wie folgt klassifiziert:

- Kategorie 1: Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- Kategorie 2: Meldungen von Speicherprojekten,
- Kategorie 3: Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz,
- Kategorie 4: Meldungen von Projekten aus dem Ausland,
- Kategorie 5: Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz,
- Kategorie 6: Sonstige Projektmeldungen (nicht vollständige Projektmeldungen, Nullmeldungen und Meldungen, die der Veröffentlichung nicht zugestimmt haben).

Die Projektmeldungen (PM) werden in Tabelle 8 nach den Parametern Klassifizierung der Projekte, Einspeisung/Auspeisung und Gasart quantitativ dargestellt. Im Zuge der Auswertung der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden bereits zahlreiche Doppelmeldungen identifiziert und in Anlage 2 kenntlich gemacht. Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass weitere Doppelmeldungen (z. B. zwei Projektmeldungen für eigentlich ein konkretes Projekt, für welches es aktuell noch alternative Standorte gibt) in der Projektübersicht enthalten sind. Es ist das Ziel der Fernleitungsnetzbetreiber, diese im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 zu ermitteln.

Tabelle 8: Übersicht der Meldungen zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Bundesland	PM 2022-2050	PM Speicher	Weitere PM im VNB-Netz	PM Ausland	PM VNB-Netz	Einspeisung (Quelle)	Ausspeisung (Senke)	Wasserstoff	Synthetisches Methan	Biomethan	Elektrolyseur
BW	20	-	43	-	-	11	55	62	-	4	7
BY	24	1	9	2	3	14	32	39	-	3	6
BE	2	-	1	-	-	1	3	3	-	1	-
BB	9	-	1	-	-	5	5	9	-	1	4
HB	1	-	-	-	-	1	1	1	-	-	1
HH	8	-	3	-	-	4	8	11	-	1	2
HE	9	-	10	-	-	3	17	19	-	-	3
MV	12	-	5	-	-	13	5	17	-	1	9
NI	68	3	15	3	-	44	51	88	1	2	26
NW	105	3	72	-	1	41	154	175	-	7	26
RP	8	-	8	-	1	2	16	16	-	2	-
SH	13	-	1	1	-	12	3	15	-	-	11
SL	-	-	1	-	2	1	2	3	-	-	1
SN	2	-	6	-	1	2	7	9	-	1	2
ST	12	-	5	-	-	8	10	15	-	3	4
TH	1	-	5	-	-	-	6	6	-	-	-
Summe	294	7	185	6	8	162	375	488	1	26	102

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle zeigt die gesamten Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für die verschiedenen Gasarten sowie die Summe der gemeldeten Elektrolyseleistung.

Tabelle 9: Ergebnisse der Meldungen aller Projekte

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,3	0,8	2,2	4,9	14,3	20,2	24,9	38,3	42,8	47,1	97,8	153,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	3	11	23	82	106	131	196	216	233	467	783
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,9	1,4	2,7	5,2	6,7	10,1	12,2	15,7	29,4	36,8	58,9	124,3	193,7
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	5	7	12	26	34	54	63	85	145	180	231	427	598
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	7,8	7,8	8,4	8,4	9,0	9,0	9,7	11,6
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	68	68	74	74	79	79	85	102
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,2	0,4	0,8	3,0	4,6	7,8	10,8	13,4	24,5	26,7	28,9	47,9	56,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die Ergebnisse entsprechend den Kategorien aggregiert dargestellt und das weitere geplante Vorgehen im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 skizziert. Eine vollständige Auflistung der Projektmeldungen befindet sich in der Anlage 2.

3.6.3 Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Kategorie 1: Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff, synthetisches Methan und Biomethan sowie die gesamte Elektrolyseleistung für diese Projektkategorie.

Tabelle 10: Ergebnisse der Meldungen von Projekten für die Jahre 2022–2050 der Projektvorhabenträger und Verteilernetzbetreibern mit Relevanz für das Fernleitungsnetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,3	0,7	2,1	3,1	10,0	13,7	16,3	25,4	27,8	30,2	54,7	91,7
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	3	11	17	67	83	100	153	167	179	340	607
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,9	1,4	2,5	4,9	6,0	8,9	9,9	12,9	22,6	28,1	31,3	49,8	52,7
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	5	7	11	25	32	50	56	76	125	154	169	222	269
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	7,8	7,8	8,4	8,4	9,0	9,0	9,7	11,6
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	68	68	74	74	79	79	85	102
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,2	0,4	0,8	3,0	4,2	6,9	9,4	11,5	21,5	23,6	25,8	40,8	49,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Ein- und Ausspeiseleistungen sowie -mengen bilden die wesentliche Grundlage für die Modellierung der Wasserstoffvariante (vgl. Kapitel 10.3). Es werden die Meldungen in der Modellierung berücksichtigt, die die Kriterien nach 3.6.1 erfüllen, insbesondere bei denen die jeweiligen Projektvorhabenträger bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgeschlossen haben. Hierzu kommen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Projektvorhabenträger zu.

Die Modellierung findet für die Jahre 2027 und 2032 statt.

Die gemeldeten Elektrolyseleistungen werden ebenso berücksichtigt. Diese werden jedoch, wenn notwendig, nicht unmittelbar in die Modellierung übernommen, sondern zunächst mit den Elektrolyseleistungen gemäß der Netzentwicklungsplanung Strom verschnitten (vgl. hierzu auch Kapitel 7.2).

Neben Projektmeldungen für Wasserstoff sind im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase ebenfalls Projektmeldungen für Biomethan und synthetisches Methan (SNG) eingegangen. Der Anschluss einer Biogasanlage an das Gasfernleitungsnetz ist durch den Teil 6 "Biogas" der Gasnetzzugangsverordnung gesetzlich geregelt. Biogas umfasst gemäß § 3 EnWG sowohl Biomethan als auch SNG, welches weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen gewonnen wurde. Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen dementsprechend die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist. Darüber hinaus werden diese Projekte auch in der Basisvariante berücksichtigt (vgl. Kapitel 10.2).

Kategorie 2: Meldungen von Speicherprojekten

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen von gemeldeten Speicherprojekten für Wasserstoff für diese Projektkategorie.

Tabelle 11: Ergebnisse der Meldungen von Speicherprojekten

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	0,1	0,1	0,2	0,7	1,0	1,1	3,1	3,7	4,2	15,8	24,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	0	0	0	1	2	2	5	6	6	24	36
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	-	-	0,1	0,1	0,4	0,6	1,0	1,0	2,9	3,6	4,1	14,2	21,8
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	0	0	1	1	2	2	5	6	6	24	36
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrolyseleistung	GW _{el}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Speicherkapazitäten werden ebenfalls bei der Erstellung der Wasserstoffvariante berücksichtigt. Es werden die Meldungen in der Modellierung berücksichtigt, die die Kriterien nach 3.6.1 erfüllen und bei denen die jeweiligen Projektvorhabenträger bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU mit den Fernleitungsnetzbetreibern abgeschlossen haben. Hierzu kommen die Fernleitungsnetzbetreiber auf die Projektvorhabenträger zu. Die Modellierung findet für die Jahre 2027 und 2032 statt.

Kategorie 3: Meldungen von weiteren Projekten im Verteilernetz

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff und Biomethan für diese Projektkategorie.

Tabelle 12: Ergebnisse der weiteren Meldungen von Projekten im Verteilernetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	-	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5	1,2	1,6	3,7	4,8	23,3	70,1	118,9
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	-	0	0	1	1	2	4	6	14	19	54	180	290
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Elektrolyseleistung	GW _{el}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber handelt es sich bei den gemeldeten Ausspeiseleistungen und -mengen für die Beimischung in das Methanetz der Verteilernetzbetreiber nicht um potenziell ausbaurelevante Projektvorhaben. Daher ist der Abschluss eines MoU nicht vorgesehen.

Stattdessen führen die Fernleitungsnetzbetreiber für diese Meldungen für das Jahr 2032 eine sogenannte „Wasserstoffprüfung“ durch, basierend auf den Modellierungsergebnissen der Wasserstoffvariante 2032. Dies stellt keine eigenständige Modellierung dar.

In der Wasserstoffprüfung wird zunächst untersucht, welche Netzkopplungspunkte bzw. Ausspeisezonen ohne weitere Netzausbaumaßnahmen auf Basis der Ergebnisse der Wasserstoffvariante für das Jahr 2032 mit Wasserstoff versorgt werden könnten.

In diesem Zuge wird dann geprüft, ob eine Beimischung erfolgen könnte oder sogar bereits die Möglichkeit bestünde, erste Bereiche bzw. einzelne Netzkopplungspunkte in diesen Netzen auf 100 % Wasserstoff umzustellen. Analog zu dem Planungsprozess der L-H-Gas-Umstellung könnten so erste potenzielle „Wasserstoffumstellungsbereiche“ ermittelt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen eine flächendeckende und ggf. stufenweise Anhebung der Beimischung von Wasserstoff in die Methantransportnetze in Deutschland auf Fernleitungsnetzebene grundsätzlich als nicht zielführend an. Bei einer solchen Beimischung wäre die Sicherstellung eines konstanten Wasserstoffanteils nicht gegeben, welche für diverse Abnehmer, wie beispielsweise einige Industriekunden, CNG-Tankstellen oder Haushaltskunden, essenziell ist. Entsprechend wären aufwendige Maßnahmen notwendig, um bei Bedarf den beigemischten Wasserstoff wieder vom Methan zu separieren. Dies wäre außerdem an Grenzübergangspunkten notwendig, insofern Nachbarstaaten keine oder nur eine geringe Beimischung in das Fernleitungsnetz zulassen. Zum anderen können lediglich einzelne Netzkopplungspunkte gleichzeitig mit Methan und Wasserstoff gleichermaßen versorgt werden.

In diesem Fall müssten Teile des Fernleitungsnetzes gedoppelt werden. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ist es wünschenswert, ausgewählte Netzkopplungspunkte direkt und vollständig auf Wasserstoff umzustellen. Nach eben dieser Vorgehensweise wurde die L-H-Gas-Umstellung, die seit 2015 in Deutschland sukzessive erfolgreich durchgeführt wird, geplant. Dementsprechend werden die Fernleitungsnetzbetreiber anhand der eingegangenen Meldungen der Verteilernetzbetreiber und der Modellierungsergebnisse der Wasserstoffvariante 2032 erste Ideen für eine mögliche regionale Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt ermitteln. Dies ist aber nur in enger und intensiver Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber begrüßen die rege Beteiligung und die zahlreichen Meldungen der Verteilernetzbetreiber. Einige Meldungen wiesen bereits Ausspeisebedarfe vor dem Jahr 2032 aus. Dies verdeutlicht die Bestrebungen der Verteilernetzbetreiber, die Dekarbonisierung insbesondere des Wärmemarkts zügig voranzutreiben. Diese Meldungen finden ebenfalls Eingang in die Wasserstoffprüfung für 2032. Der Abschluss eines MoU ist auch hierbei nicht vorgesehen.

Im Kapitel 7.4 befinden sich weitere Informationen für die Jahre 2040 und 2050. Die Fernleitungsnetzbetreiber behalten sich vor, bis zur Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 weitere Auswertungen vorzunehmen.

Kategorie 4: Meldungen von Projekten aus dem Ausland

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Einspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff sowie die gesamte Elektrolyseleistung für Projektmeldungen aus dem Ausland.

Tabelle 13: Ergebnisse der Meldungen von Projekten aus dem Ausland

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	1,6	3,6	5,5	7,4	9,8	11,2	12,6	27,2	37,2
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	5	14	21	29	38	43	48	104	139
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Elektrolyseleistung	GW _{el}	-	-	-	-	0,4	0,9	1,4	1,9	3,0	3,0	3,0	7,0	7,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die gemeldeten Einspeiseleistungen sowie -mengen aus dem Ausland werden bei der Modellierung der Wasserstoffvariante als Importpotenziale berücksichtigt. Nähere Informationen zur Berücksichtigung der Meldungen aus dem Ausland befinden sich ebenfalls in Kapitel 7.3. Die Fernleitungsnetzbetreiber bitten hierzu um weitere Stellungnahmen und zusätzliche Informationen zu Übergabeleistungen und -mengen an Grenzübergangspunkten im Rahmen der Konsultation. Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 werden die gemeldeten Projekte im Zuge der Wasserstoffquellenverteilung berücksichtigt. Der Abschluss eines MoU ist daher nicht vorgesehen.

Kategorie 5: Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der Ein- und Ausspeiseleistungen und -mengen für Wasserstoff und Biomethan sowie die Elektrolyseleistung für diese Projektkategorie.

Tabelle 14: Ergebnisse der Meldungen von Projekten am Verteilernetz ohne Relevanz für das Fernleitungsnetz

	Einheit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Wasserstoff Einspeiseleistung	GW _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Wasserstoff Einspeisemenge pro Jahr	TWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Wasserstoff Ausspeiseleistung	GW _{th}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Wasserstoff Ausspeisemenge pro Jahr	TWh	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2
Synthetisches Methan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetisches Methan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethan Einspeiseleistung	GW _{th}	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomethan Einspeisemenge pro Jahr	TWh	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Elektrolyseleistung	GW _{el}	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

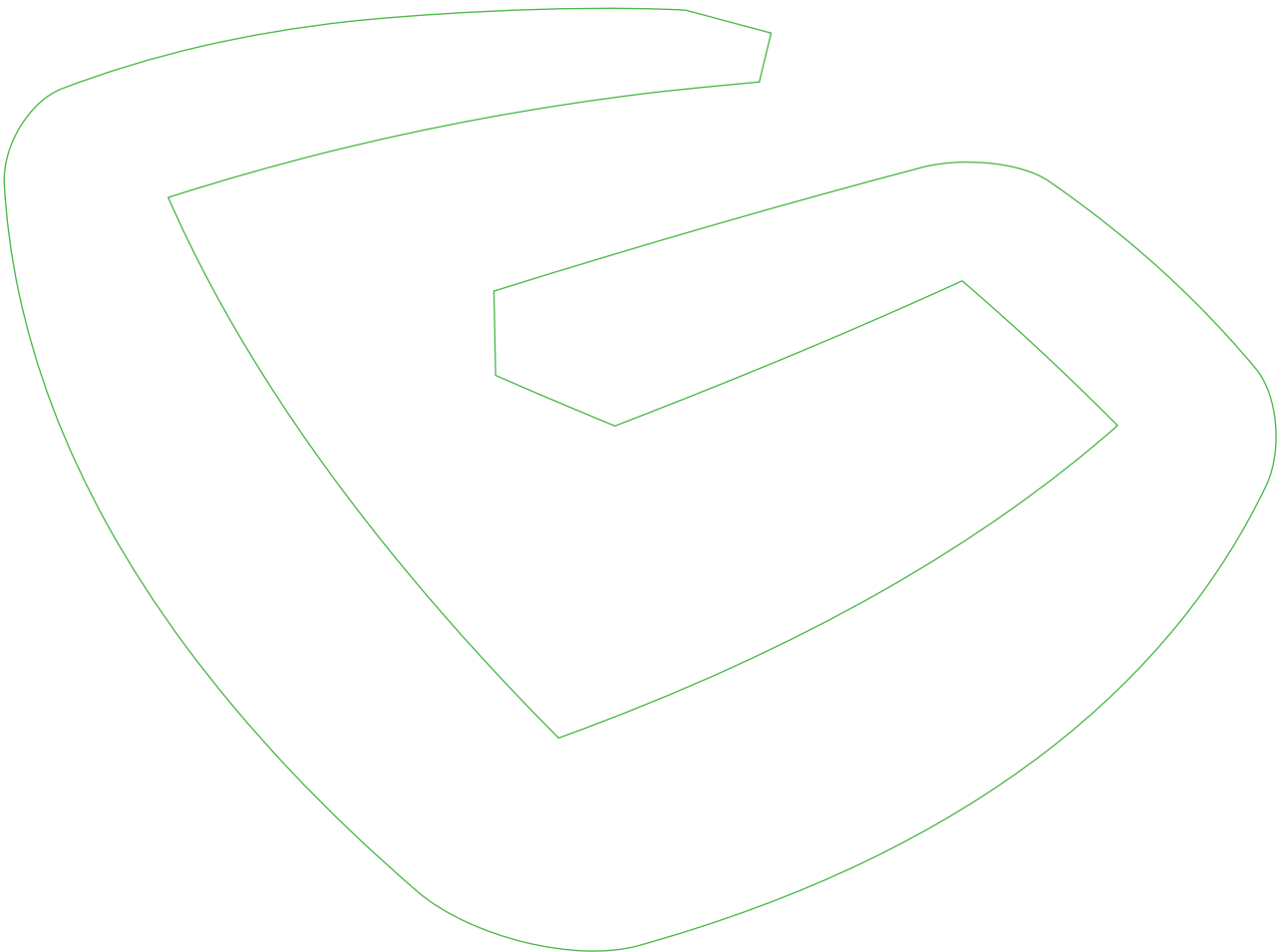
Projektmeldungen, bei denen kein Anschluss an das Fernleitungsnetz vorgesehen ist und somit keine Ausbaurelevanz gegeben ist, werden bei der Modellierung der Wasserstoffvariante nicht unmittelbar berücksichtigt und hier nur informativ aufgeführt.

Allerdings werden die gemeldeten Elektrolyseleistungen bei der möglicherweise notwendigen Verschneidung mit dem Netzentwicklungsplan Strom berücksichtigt. Eine Darstellung dieses Vorgehens wird in Kapitel 7.2. beschrieben.

Kategorie 6: Sonstige Projektmeldungen

Neben den oben dargestellten Meldungen der Kategorien 1–5 erhielten die Fernleitungsnetzbetreiber ebenfalls Formulare, die unvollständige oder gänzlich fehlende Angaben enthielten, bei denen die Projektvorhabenträger einer Veröffentlichung im Netzentwicklungsplan Gas nicht zustimmten oder die nach Ablauf der Frist vom 16. April 2021 eingegangen sind. Gemäß den aufgestellten Kriterien zur Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (vgl. Kapitel 3.6.1), werden diese als sonstige Projektmeldungen klassifiziert und können bei der Modellierung der Wasserstoffvariante nicht berücksichtigt werden.

Gasbedarfsentwicklung 4



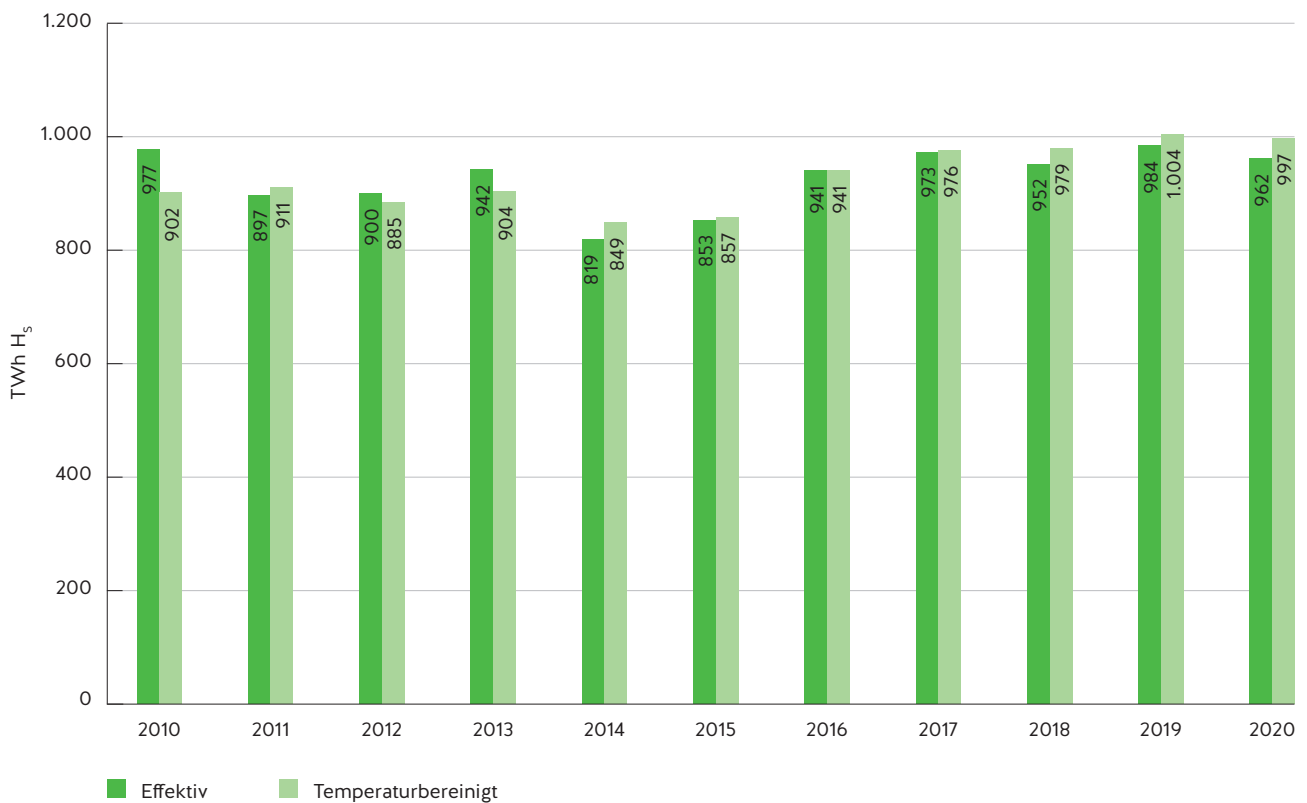
4 Gasbedarfsentwicklung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Gasbedarfsentwicklung in Deutschland. Nach der Ist-Analyse des Gasverbrauchs seit dem Jahr 2010 (vgl. Kapitel 4.1) werden anschließend verschiedene zukünftige Gasbedarfsentwicklungen für Deutschland untersucht und konkrete Gasbedarfsszenarien für diesen Szenariorahmen definiert (vgl. Kapitel 4.2).

4.1 Ist-Analyse

Der Gasbedarf setzt sich aus dem Gasenergiebedarf, dem Gaseinsatz im Umwandlungssektor (Strom- und Wärmeerzeugung) und dem nichtenergetischen Gasverbrauch zusammen.

Abbildung 2: Erdgasverbrauch (Primärenergieverbrauch) in Deutschland in TWh (H_s, Brennwert)



Quelle: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (Primärenergieverbrauch Erdgas) Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Der in Abbildung 2 dargestellte temperaturbereinigte Erdgasverbrauch in Deutschland lag in den letzten zehn Jahren zwischen 850 TWh und 1.000 TWh und ist zwischen den Jahren 2014 und 2019 angestiegen.

Abbildung 3: Temperaturbereinigter Erdgasverbrauch in Deutschland nach Sektoren in TWh (H_s, Brennwert)

Hinweis: NEV - Nichtenergetischer Verbrauch, nicht energetisch genutzter Teil der Energieträger (z. B. als Rohstoff für chemische Prozesse)

Quelle: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (Endenergieverbrauch Erdgas), Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte)

Die in Abbildung 3 dargestellte Entwicklung des temperaturbereinigten Erdgasverbrauchs in Deutschland nach Sektoren zeigt, dass der Umwandlungssektor, d. h. insbesondere die gasbasierte Strom- und Wärmeerzeugung, einen wesentlichen Anteil an der fluktuierenden Verbrauchsentwicklung hat und seit 2015 deutlich gestiegen ist.

Dagegen ist der durch Konjunkturschwankungen beeinflusste Erdgasverbrauch der Industrie und des GHD-Sektors seit dem Jahr 2010 auf relativ konstantem Niveau, während der Erdgasverbrauch der Haushalte in den letzten Jahren zugenommen hat.

Im Jahr 2020 setzte sich die vergleichsweise hohe Neubautätigkeit der letzten Jahre mit rund 320.000 genehmigten Wohnungen fort. Der Erdgasmarktanteil im Neubau ist von ehemals rund 50 % im Jahr 2000 auf aktuell rund 34 % gesunken. Elektrowärmepumpen und Fernwärme konnten in den letzten Jahren kontinuierlich Marktanteile im Neubau gewinnen (vgl. Tabelle 15). Im Wohnungsbestand liegt der Marktanteil von Erdgasheizungen seit dem Jahr 2010 bei rund 50 % (vgl. Tabelle 16).

Tabelle 15: Marktanteile der Energieträger im Neubau

Jahr	Anzahl der Wohnungen ¹	Erdgas ²	Elektro-Wärmepumpen	Fernwärme	Strom	Heizöl	Holz, Holzpellets	Sonstige ³
2010	164.540	50,2	23,5	14,6	1,0	1,8	5,0	4,1
2011	200.061	50,1	22,6	16,3	0,9	1,5	5,6	2,5
2012	211.155	48,5	23,8	18,6	0,6	0,9	6,3	1,4
2013	254.250	48,3	22,5	19,8	0,7	0,8	6,4	1,5
2014	264.332	49,9	19,9	21,5	0,6	0,7	6,1	1,3
2015	285.282	50,3	20,7	20,8	0,7	0,7	5,3	1,5
2016	329.000	44,4	23,4	23,8	0,9	0,7	5,3	1,5
2017	300.349	39,3	27,2	25,2	0,7	0,6	5,5	1,6
2018	302.209	38,6	28,8	25,2	1,1	0,5	4,4	1,4
2019	311.156	36,8	29,8	26,5	1,1	0,5	4,1	1,2
2020*	320.255	33,8	35,7	23,5	1,3	0,3	4,2	1,3

* vorläufig bis 11/2020

1) Zum Bau genehmigte neue Wohneinheiten; bis 2012 in neu zu errichtenden Gebäuden, ab 2013 zudem in Bestandsgebäuden
2) Einschließlich Bioe dgas

Quelle: BDEW 2021 auf Basis Statistisches Bundesamt, Statistische Landesämter, Stand 02/2021

Tabelle 16: Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes

Jahr	Anzahl der Wohnungen in Mio. ¹	Gas ²	Fernwärme	Strom	Elektro-Wärmepumpen	Heizöl	Sonstige ³
2010	40,3	49,0	12,8	3,4	1,0	28,9	4,9
2011	40,4	49,1	12,9	3,2	1,1	28,3	5,4
2012	40,6	49,2	13,1	3,1	1,2	27,8	5,6
2013	40,8	49,2	13,3	3,0	1,4	27,2	5,9
2014	41,0	49,3	13,5	2,9	1,5	26,8	6,0
2015	41,3	49,3	13,6	2,8	1,7	26,5	6,1
2016	41,5	49,4	13,7	2,7	1,8	26,3	6,1
2017	41,7	49,4	13,8	2,6	2,0	26,1	6,1
2018	42,0	49,4	13,9	2,5	2,2	25,9	6,1
2019	42,3	49,5	14,0	2,6	2,4	25,3	6,2
2020*	42,6	49,5	14,1	2,6	2,6	25,0	6,2

* vorläufig

1) Anzahl der Wohnungen in Gebäuden mit Wohnraum; Heizung vor handen
2) Einschließlich Bioe dgas und Flüssiggas
3) Holz, Holzpellets, sonstige Biomasse, Koks/Kohle, sonstige Heizenergie

Quelle: BDEW 2021, Stand 02/2021

4.2 Gasbedarfsentwicklung

Grundsätzlich ist zwischen den Begriffen Szenarien und Modellierungsvarianten zu unterscheiden. Im Szenariorahmen 2022 werden im Folgenden zwei Szenarien zur Gasbedarfsentwicklung in Deutschland dargestellt. Die detailliert in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten bilden die Grundlage für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032. Es besteht keine Verbindung zwischen den hier dargestellten Gasbedarfsszenarien und den in Kapitel 10 beschriebenen Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032, da sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf Grund der Vorgaben der BNetzA bei ihren Modellierungsvarianten an konkreten Bedarfsmeldungen orientieren.

Angesichts der Herausforderungen der Energiewende erfolgt zudem ein Ausblick bis zum Jahr 2050.

Das EU-Klimagesetz verfolgt das Ziel, die Treibhausgasemissionen in der EU verbindlich zu senken und bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen. Für das Jahr 2030 wird eine Emissionsminderung von 55 % gegenüber 1990 angestrebt.

Das Bundesverfassungsgericht hat am 29. April 2021 entschieden, dass Verfassungsbeschwerden gegen das deutsche Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich sind [BVG 2021]. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung am 12. Mai 2021 eine Verschärfung der deutschen Klimaziele beschlossen. Bis zum Jahr 2030 sollen die nationalen Treibhausgasemissionen nun um 65 % (bisher 55 %) gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Das Ziel der Treibhausgasneutralität soll demnach bereits bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

Die Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Erhöhung der Energieeffizienz sind wesentliche Zielsetzungen der europäischen und deutschen Energie- und Klimapolitik. Die energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen bilden eine wichtige Grundlage für die Vielzahl der existierenden Energie- und Gasbedarfsszenarien.

Im Szenariorahmen 2020 wurde das dena-TM95-Szenario als ein mögliches Zukunftsbild detaillierter betrachtet. Es handelt sich hierbei um ein anerkanntes Technologiemixszenario. In diesem Szenario wird ein hoher Methaneinsatz angenommen, Wasserstoff spielt noch eine begrenzte Rolle. Aus aktueller Sicht wird Wasserstoff jedoch eine bedeutendere Rolle im Zuge der Energiewende spielen. Daher haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber dazu entschieden, das dena-TM95-Szenario für den Szenariorahmen 2022 mit Unterstützung des Beratungsunternehmens FourManagement anzupassen.

Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber sowohl die Aufkommens- als auch die Verbrauchsseite hinsichtlich eines stärkeren Einsatzes von Wasserstoff analysiert. Für die Beantwortung von Detailfragen wurden verschiedene Studien herangezogen und zahlreiche Expertengespräche geführt.

Im Ergebnis wird verstärkt Wasserstoff anstelle von Methan genutzt, da die Herstellung von Wasserstoff im Vergleich zu synthetischem Methan eine energieeffizientere Lösung darstellt. Der Import von Wasserstoff wird einen erheblichen Beitrag zur Bedarfsdeckung leisten.

Aktuell befinden sich weitere Studien in Bearbeitung, die auch verstärkt die Rolle von Wasserstoff darstellen, jedoch noch nicht veröffentlicht sind und daher in diesem Szenariorahmen nicht verwendet werden konnten.

Für den Szenariorahmen 2022 hat die Prognos AG im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber renommierte Studien und Veröffentlichungen zur zukünftigen Entwicklung von Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland analysiert. Aufgrund der oben skizzierten Rahmenbedingungen liegt der Fokus grundsätzlich auf solchen Szenarien, die mindestens einen Emissionsminderungsgrad von 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990 erreichen. Unter Gasbedarf wird im Folgenden der Bedarf an Methan (Erdgas, Biomethan sowie synthetische Gase) und Wasserstoff verstanden.

Die folgende Tabelle 17 zeigt eine Auflistung der analysierten Gasbedarfsszenarien für Deutschland.

Tabelle 17: Betrachtete Studien und Szenarien

Studie	Szenarien
dena-Leitstudie [dena 2018] „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“	Elektrifizierungsszenario –95 % (dena-EL95)
	Technologiemixszenario –95 % (dena-TM95)
BDI-Studie [BDI 2018] „Klimapfade für Deutschland“	Zielszenario Globaler Klimaschutz –95 % (BDI-G95)
NECP-Szenarien [BMWi 2020a] „Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan“	Klimaschutzszenario –87,5 % (NECP-KSP 87,5)
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität [Agora Energiewende 2020] „Klimaneutrales Deutschland“	KNDE –100 % (KNDE 100)
Forschungszentrum Jülich [FZJ 2019] „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“	Szenario 95 –95 % (FZJ 95)
Fraunhofer ISE [ISE 2020] „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“	Szenario Referenz –95 % (ISE 95)
FNB/FourManagement auf Basis von dena [FourMan 2020] „Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft“	Szenario 1 –95 % (dena-TM95/FNB)

Quelle: Agora Energiewende 2020, BDI 2018, BMWi 2020a, dena 2018, FNB/FourMan 2020, FZJ 2019, ISE 2020

Kurzbeschreibung der Studien/Szenarien

Dena-EL95: Das Szenario „dena-EL95“ innerhalb der dena-Leitstudie geht im Vergleich zu dem „dena-TM95“-Szenario von einer höheren Elektrifizierung in allen Sektoren aus. Dies führt jedoch zu einer weiteren Zunahme der Stromnachfrage. In diesem Szenario werden Wasserstoff und synthetisch erzeugte Energieträger berücksichtigt, wenn sie zwingend erforderlich werden. Fossiles Erdgas und Biomethan sind weitere gasförmige Energieträger.

Agora Energiewende: Die Studie „Klimaneutrales Deutschland (KNDE)“ der Agora Energiewende et al. zeigt einen aus Kostensicht optimierten Weg zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2050. In dem Szenario spielt Wasserstoff neben Strom eine wichtige Rolle. Die Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 beträgt etwa 270 TWh. Zusätzlich zum Wasserstoff werden auch weitere synthetische Energieträger in dem Szenario eingesetzt. Insgesamt ergibt sich für 2050 ein Bedarf an Wasserstoff und sonstigen synthetischen Brennstoffen und Feedstocks in Höhe von 432 TWh. Fossiles Erdgas kommt in 2050 nicht mehr zur Anwendung. Die Biomethannachfrage beträgt 46 TWh.

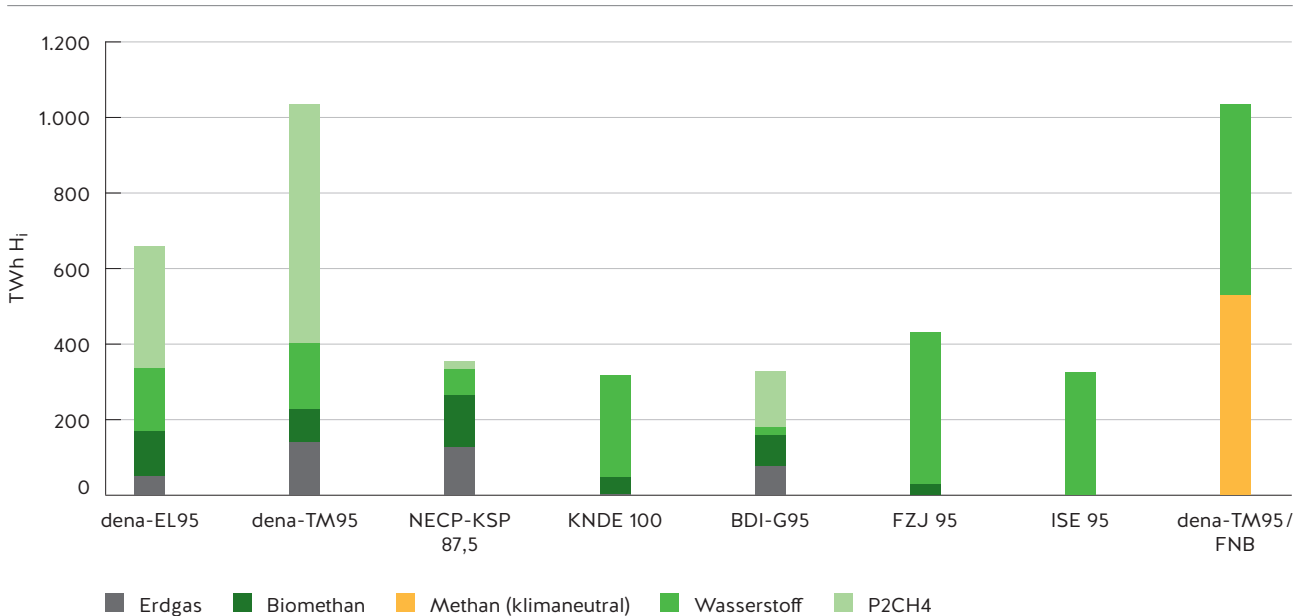
BDI: Die Studie „Klimapfade für Deutschland“ des BDI beschreibt in dem Szenario „BDI-G95“ technische Maßnahmen, mit denen eine volkswirtschaftlich kosteneffiziente und gesellschaftlich akzeptable Erreichung des Reduktionsziels möglich ist. Wasserstoff wird als „Game-Changer“ betrachtet, der die Erreichung der Klimaziele in den nächsten Jahrzehnten potenziell erleichtern könnte. Innerhalb der Studie wird die Einsatzreife von Wasserstoff als nicht absehbar angesehen und wird daher zur Erreichung der Ziele mit nur 23 TWh unterstellt. Da in dem Szenario noch keine vollständige Dekarbonisierung vorgesehen ist, kommt fossiles Erdgas noch zum Einsatz. Biomethan und synthetisches Methan sind weitere gasförmige Energieträger.

ISE: Die Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, zeigt die Reduktion energiebedingter Treibhausgasemissionen in mehreren konsistenten Szenarien. In dem Szenario „ISE 95“ wird eine Reduktion der Treibhausgasemission um mindestens 95% bis zum Jahr 2050 angestrebt. Wasserstoff spielt eine wichtige Rolle für die Dekarbonisierung und ist im Jahr 2050 in diesem Szenario mit 325 TWh der einzig verbleibende gasförmige Energieträger.

FZJ: Die Studie „Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“ des Forschungszentrum Jülich (FZJ) zeigt in zwei Szenarien CO₂-Minderungsstrategien zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland. In dem Szenario „FZJ 95“ kommt Wasserstoff in allen Sektoren außer für die Herstellung von chemischen Rohstoffen zum Einsatz. Dementsprechend hoch ist der Bedarf mit rund 400 TWh in 2050. Zudem kommt in diesem Szenario auch noch ein geringer Anteil fossiles Erdgas zum Einsatz.

Die Vielzahl der betrachteten Szenarien zeigt ein breites Spektrum möglicher Gasbedarfsentwicklungen. Für die Erreichung der Klimaschutzziele muss sich auch die Zusammensetzung des Gasbedarfs in Richtung klimaneutraler Gase verändern (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Gasbedarfsentwicklung in den betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i, Heizwert)



Quelle: Agora Energiewende 2020, BDI 2018, BMWi 2020a, dena 2018, FNB/ FourMa 2020, FZJ 2019, ISE 2020

Für den Szenariorahmen 2022 haben sich die Fernleitungsnetzbetreiber entschieden, die folgenden Szenarien, die das Spektrum möglicher Entwicklungen des Gasbedarfs abbilden, detaillierter zu betrachten:

- Szenario I: dena-TM95-Szenario mit Anpassungen durch die FNB/ FourManagement (dena-TM95/FNB)**
 Dieses Szenario basiert auf dem Szenario dena-TM95. Das Technologiemiixszenario geht von einer breiten Variation eingesetzter Technologien und Energieträger aus. In diesem Szenario wird eine Treibhausgas-minderung von 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht. Das Szenario dena-TM95 war bereits Bestandteil des Szenariorahmens 2020. Es wurde nun durch die Fernleitungsnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Beratungsunternehmen FourManagement angepasst, um der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoff gerecht zu werden, die sich auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung widerspiegelt. Das gesamte Gasmengengerüst des Szenarios dena-TM95 wurde hierbei grundsätzlich konstant gehalten und eine Verschiebung von Methanbedarf in Richtung von Wasserstoffbedarf vorgenommen. Außerdem wurden Anteile der Nutzung von Öl durch Methan und Wasserstoff substituiert sowie der anteilige Einsatz von Wasserstoff bei der Primärenergie- und Fernwärmeproduktion unterstellt. Das Szenario I berücksichtigt einen hohen Gasanteil, insbesondere auch einen hohen Wasserstoffanteil, und ist daher relevant für die Auslegung der Gasinfrastruktur. Das Szenario wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern aufgenommen, da es das Potenzial von Gas für die Dekarbonisierung widerspiegelt.
- Szenario II: NECP-Szenario mit Klimaschutzprogramm (NECP KSP)**
 Ziel des integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan (National Energy and Climate Plan – NECP) ist eine verbesserte Koordinierung der europäischen Energie- und Klimapolitik, um die Klimaziele im Jahr 2030 zu erreichen. Entsprechend den Verordnungen [EC 2018] müssen alle EU-Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2021 bis 2030 einen NECP erstellen. Die ersten NECP-Entwürfe waren bereits bis zum 31. Dezember 2018 an die EU-Kommission zu übermitteln. Die finale Fassung des deutschen NECP wurde am 10. Juni 2020 durch das Bundeskabinett beschlossen und anschließend an die EU-Kommission übermittelt [BMWi 2020a]. Vor diesem Hintergrund besitzen die NECP-Szenarien eine große Bedeutung auf europäischer Ebene. Der deutsche NECP beinhaltet ein Referenzszenario und ein Szenario mit Klimaschutzprogramm. Im Szenariorahmen 2022 wird auf das Szenario mit Klimaschutzprogramm bis zum Jahr 2050 Bezug genommen.

In diesem Szenario wird im Jahr 2050 eine Treibhausgasminderung von rund 87,5 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 1990 erreicht. Die Bedeutung von Wasserstoff steigt auch in diesem Szenario, allerdings bleibt die Entwicklung hinter den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie zurück. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass sich im künftigen NECP-Prozess die zunehmende Bedeutung von Wasserstoff ebenfalls niederschlagen wird.

Die folgenden Tabellen 18 und 19 zeigen den gesamtdeutschen Gaseinsatz in den betrachteten Szenarien, dargestellt jeweils als Heizwert (H_i) abweichend von den sonstigen Darstellungen im Szenariorahmen 2022. Diese Darstellung dient der besseren Vergleichbarkeit mit anderen Energieszenarien. Es erfolgt jeweils eine Unterteilung für Methan (Erdgas, Biomethan sowie synthetisches Methan) und Wasserstoff. Abbildung 5 stellt die Gasbedarfentwicklung in den Szenarien grafisch dar.

Tabelle 18: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario I, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)

Gasverbrauch nach Sektor	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H_i					
Methan	913	925	940	903	697	529
Endenergieverbrauch	602	578	550	523	434	342
private Haushalte/GHD	377	349	314	278	212	138
Industrie	223	223	221	182	131	114
Verkehr	2	6	16	63	92	91
Nichtenergetischer Verbrauch	40	53	69	83	42	5
Umwandlungssektor	271	294	320	297	221	182
Wasserstoff	0	3	27	92	315	504
Nachfragesektoren	0	3	25	86	217	321
private Haushalte/GHD	0	0	1	3	15	22
Industrie	0	2	21	75	142	204
Verkehr	0	1	2	8	60	95
Nichtenergetischer Verbrauch	0	0	0	1	68	136
Umwandlung	0	0	2	4	30	47
Gas gesamt	913	928	966	995	1.012	1.033
Nachfragesektoren	602	581	576	609	652	663
private Haushalte/GHD	377	349	315	281	227	159
Industrie	223	225	242	257	273	318
Verkehr	2	7	18	71	152	186
Nichtenergetischer Verbrauch	40	53	69	84	110	141
Umwandlung	271	294	322	301	251	229

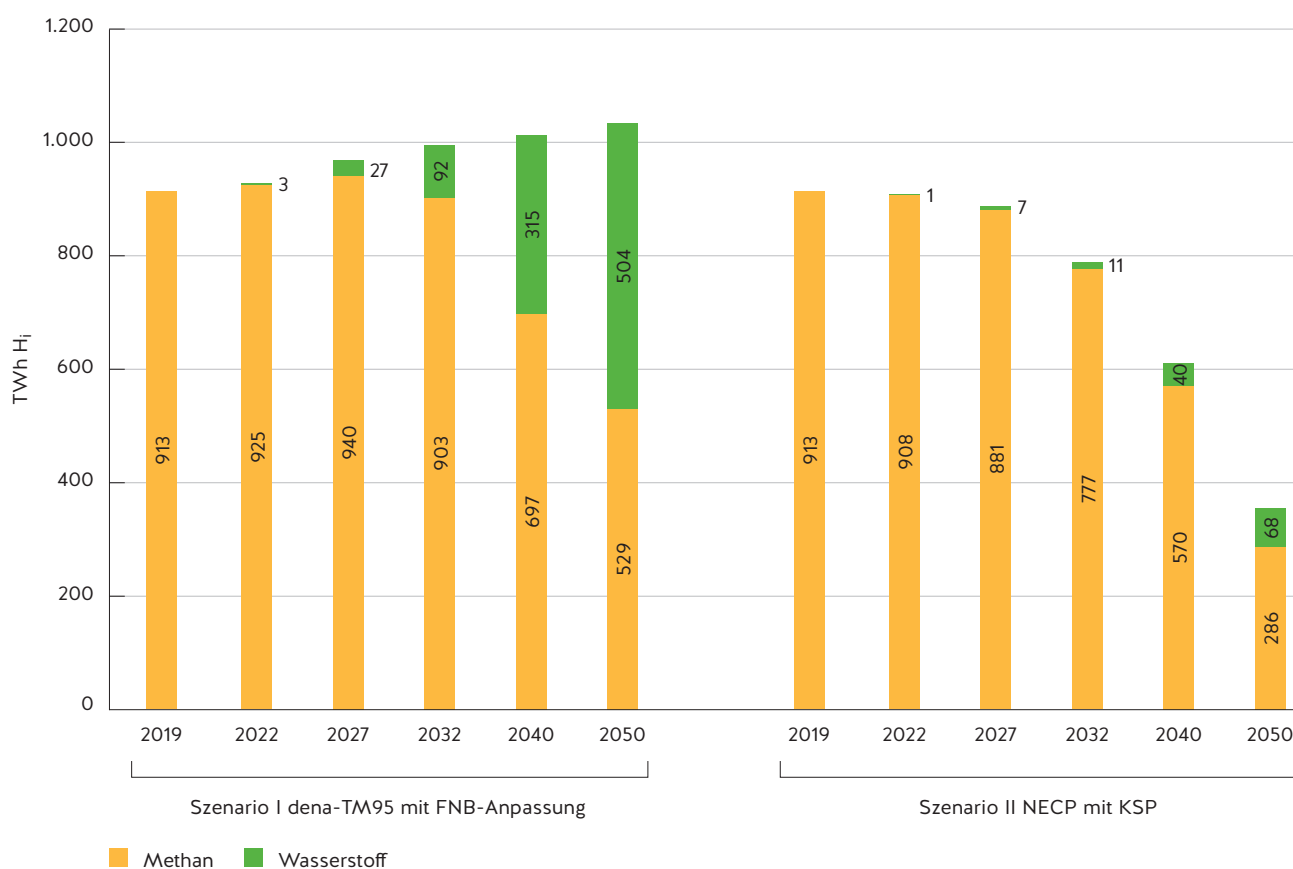
Quelle: BDEW/AG Energiebilanzen, Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), dena 2018, Fernleitungsnetzbetreiber/FourManagement 2020

Tabelle 19: Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Heizwert (H_i)

Gasverbrauch nach Sektor	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H _i					
Methan	913	908	881	777	570	286
Endenergieverbrauch	602	547	483	429	301	171
private Haushalte/GHD	377	343	302	257	176	101
Industrie	223	198	167	149	100	53
Verkehr	2	5	14	23	26	17
Nichtenergetischer Verbrauch	40	32	33	32	24	18
Umwandlungssektor	271	329	366	316	245	97
Wasserstoff	0	1	7	11	40	68
Nachfragesektoren	0	1	2	7	38	67
private Haushalte/GHD	0	0	0	0	0	0
Industrie	0	0	0	2	26	43
Verkehr	0	1	2	5	11	24
Nichtenergetischer Verbrauch	0	0	0	0	0	0
Umwandlung	0	0	5	4	2	1
Gas gesamt	913	909	889	788	610	354
Nachfragesektoren	602	547	486	436	339	238
private Haushalte/GHD	377	343	302	257	176	101
Industrie	223	198	167	151	126	96
Verkehr	2	6	16	28	38	41
Nichtenergetischer Verbrauch	40	32	33	32	24	18
Umwandlung	271	329	370	320	248	98

Quelle: BDEW/AG Energiebilanzen, Berechnung der Fernleitungsnetzbetreiber (temperaturbereinigte Werte), BMWi 2020a

Abbildung 5: Grafische Darstellung der Gasbedarfsentwicklung (Methan, Wasserstoff) in den näher betrachteten Szenarien bis zum Jahr 2050 in TWh (H_i, Heizwert)



Quelle: dena 2018, Fernleitungsnetzbetreiber / FourManagement 2020, BMWi 2020a

Gesamtgasbedarfsentwicklung

Das Szenario I zeigt einen insgesamt leicht steigenden Gasbedarf, wobei angenommen wird, dass im Jahr 2050 ausschließlich erneuerbare Gase zum Einsatz kommen. Der Wasserstoffbedarf wird deutlich steigen. In diesem Szenario entwickelt sich der Wasserstoffbedarf bis 2030 in der von der Nationalen Wasserstoffstrategie gezeigten Größenordnung. Diese sieht bis zum Jahr 2030 einen Wasserstoffeinsatz von rund 90 TWh bis 110 TWh [BMW_i 2020b].

In Szenario II hingegen geht der Gasbedarf langfristig zurück. Die Bedeutung von Wasserstoff steigt auch in diesem Szenario, allerdings bleibt die Entwicklung hinter den Zielen der Nationalen Wasserstoffstrategie zurück.

Endenergieverbrauch

In Szenario I kommt es zwischen den Jahren 2019 und 2032 zu einem leichten Rückgang des Methanendenergieverbrauchs. Hingegen steigt der Wasserstoffendenergieverbrauch in diesem Zeitraum stetig an. Dies ist insbesondere auf einen verstärkten Wasserstoffeinsatz in der Industrie und im Verkehrsbereich zurückzuführen. Insgesamt steigt der Gasendenergieverbrauch (Methan und Wasserstoff) bis zum Jahr 2032 leicht an. Von 2032 bis 2050 verstärkt sich der Substitutionseffekt und Wasserstoff kommt immer stärker zur Anwendung, während der Methanbedarf kontinuierlich sinkt. Trotz Effizienzsteigerung in vielen Verbrauchsbereichen steigt der Wasserstoffbedarf an, da auch neue Anwendungen (z. B. Wasserstoff in der Stahlerzeugung oder stoffliche Nutzung in der Chemie) hinzukommen.

In Szenario II kommt es im Betrachtungszeitraum 2019 bis 2032 zu einem etwas stärkeren Rückgang des Methanendenergieverbrauchs im Vergleich zu Szenario I. Auch hier steigt der Wasserstoffverbrauch im gleichen Zeitraum an, allerdings auf einem wesentlich niedrigeren Niveau. Insgesamt sinkt der Gasendenergieverbrauch (Methan und Wasserstoff) bis 2032 deutlich. Danach sinkt der Methanendenergieverbrauch im Szenario II weiter bis 2050, während der Wasserstoffendenergieverbrauch steigt. Der Anstieg des Wasserstoffverbrauchs findet jedoch im Szenario II in einem deutlich geringeren Umfang als im Szenario I statt.

Umwandlungssektor

Die Umstrukturierung des Energiesystems steht vor einer Vielzahl von Herausforderungen. Für den Kraftwerkspark haben hierbei u. a. die Themen Netzreserve, Netzstabilitätsanlagen und systemrelevante Kraftwerke eine besondere Relevanz, um die Stabilität des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Diese Sachverhalte haben einen wesentlichen Einfluss auf die Gaskraftwerke und die Anschlussleistung. Mittel- und langfristig erfolgt auch hier eine teilweise Umstellung auf Wasserstoff. Die folgenden Abschnitte beziehen sich somit auf Erdgas- bzw. Methan- und Wasserstoffkraftwerke.

Für den Gasbedarf der Kraftwerke wurde der Entwicklungspfad der Gasverstromung mit dem Kraftwerksmodell der Prognos AG analysiert. Ausgangspunkte der Modellierung sind die Kraftwerksliste, d. h. die Liste der BNetzA zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zum Zu- und Rückbau in Deutschland [BNetzA 2021a] und die bei den Fernleitungsnetzbetreibern vorliegenden aktuellen Kapazitätsreservierungen nach § 38 sowie Kapazitätsausbauansprüchen nach § 39 GasNZV. Zudem werden Informationen aus der BDEW-Kraftwerksliste herangezogen [BDEW 2019]. Wie in den vergangenen Szenariorahmen erfolgt zudem ein regional unbestimmter Zubau dezentraler KWK-Anlagen entsprechend dem Netzentwicklungsplan Strom.

Von der BNetzA als systemrelevant geführte Kraftwerke werden bis zum Jahr 2032 weitergeführt, es sei denn, es erfolgt ein Rückbau entsprechend der BNetzA-Kraftwerksrückbauliste. Anlagen, die bis zum Jahr 2032 das Ende ihrer Laufzeit von 45 Jahren erreichen, werden grundsätzlich nur baugleich ersetzt, wenn an dem Standort eine Fernwärmeversorgung besteht. Entsprechend der dargestellten Vorgehensweise zur Berücksichtigung von (neuen) Gaskraftwerken ergibt sich folgende installierte Leistung von Gaskraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2032. Für die Jahre 2040 und 2050 wurden die Ergebnisse der ausgewählten Szenarien angesetzt.

Tabelle 20: In Gaskraftwerken installierte elektrische Kraftwerksleistung (netto) in Deutschland

Gaskraftwerke in Deutschland Nettokraftwerksleistung	2020	2022	2027	2032	2040	2050	Veränderung 2032 zu 2020	Veränderung 2032 zu 2022	Veränderung 2050 zu 2022
	GW _{el}						Prozent		
Szenario I	29	31	36	37	63	57	32	19	79
Szenario II	29	31	36	37	44	45	32	19	41

Quelle: Prognos AG

Die Studien, welche den Szenarien I und II zugrunde liegen, weisen für das Jahr 2032 eine höhere installierte Gaskraftwerksleistung als in Tabelle 20 dargestellt aus. Beispielsweise liegt die installierte Gaskraftwerksleistung im Jahr 2030 in den dena-Szenarien [dena 2018] zwischen 48 GW_{el} und 75 GW_{el}. Im NECP-Szenario mit Klimaschutzprogramm liegt die installierte Gaskraftwerksleistung im Jahr 2032 bei rund 41 GW_{el}. Im Zubau entsprechend der Tabelle 20 finden sich bereits einige Projekte für neue Gaskraftwerke, die im Rahmen des Kohleausstiegs geplant sind.

In den betrachteten Szenarien steigt der Gaseinsatz im Umwandlungssektor (vgl. Tabellen 18 und 19) mittelfristig an. Im Szenario I bleibt der Gaseinsatz bis zum Jahr 2050 auf einem höheren Niveau. Der Wasserstoffeinsatz im Umwandlungseinsatz bleibt in den Szenarien I und II auf einem vergleichsweise geringen Niveau.

Die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigen in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 direkt am Fernleitungsnetz angeschlossene neue Gaskraftwerke gemäß der in Kapitel 3.1 dargestellten Kriterien. Die betrachteten Studien gehen langfristig von einer höheren Gaskraftwerkskapazität aus. Zusätzliche Kraftwerkskapazitäten werden die Fernleitungsnetzbetreiber über die etablierten Prozesse (z. B. §§ 38/39 GasNZV, interne Bestellung / Langfristprognosen, BNetzA-Kraftwerksliste) berücksichtigen.

Auswahl des Szenarios für die langfristige Infrastrukturdimensionierung

Wasserstoff und Grüne Gase werden nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber eine wesentliche Rolle bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Erreichung der Klimaschutzziele spielen. Die zunehmende Bedeutung zeigt sich auch in den Ergebnissen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6). Vor diesem Hintergrund entscheiden sich die Fernleitungsnetzbetreiber, Szenario I für die langfristige Planung einer robusten Gasinfrastruktur zu verwenden.

Regionalisierung des Gasbedarfs

Die Ergebnisse der Gasbedarfsermittlung für Deutschland werden regionalisiert, d. h. es erfolgt eine kreis-scharfe Zuordnung des Gasbedarfs. Dabei werden folgende Verteilungsfaktoren verwendet:

- Für die Regionalisierung des Endenergiebedarfs, des nichtenergetischen Verbrauchs, des Gasbedarfs der Fernheizwerke und des Eigenverbrauchs im Umwandlungssektor wird auf Datenbestände der Prognos AG zurückgegriffen, in denen mit einem regionalen Modell der Bedarf auf Kreisebene analysiert wurde. Für den Energieträger Wasserstoff wird zusätzlich auf die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) und auf FNB-interne Analysen zurückgegriffen.
- Für die Regionalisierung der Ergebnisse zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Gas werden die Ergebnisse des europäischen Strommarktmodells der Prognos AG verwendet. Grundlage der Regionalisierung sind die Standorte der Kraftwerke aus der Kraftwerksliste der BNetzA.

Hinweis zur folgenden Kartendarstellung

Die Regionalisierung erfolgt für das Szenario I. Die Gasbedarfsentwicklung auf Kreisebene wird in einer folgenden Karte als Indexentwicklung (vgl. Abbildung 6 links) für den Zeitraum 2022 bis 2032 dargestellt. Ein Index von 1,00 im Jahr 2032 ist somit gleichbedeutend mit einem konstanten Gasbedarf. Die jeweils gewählte Farbskala verdeutlicht zudem, wie die Entwicklung in den einzelnen Kreisen relativ zueinander erfolgt.

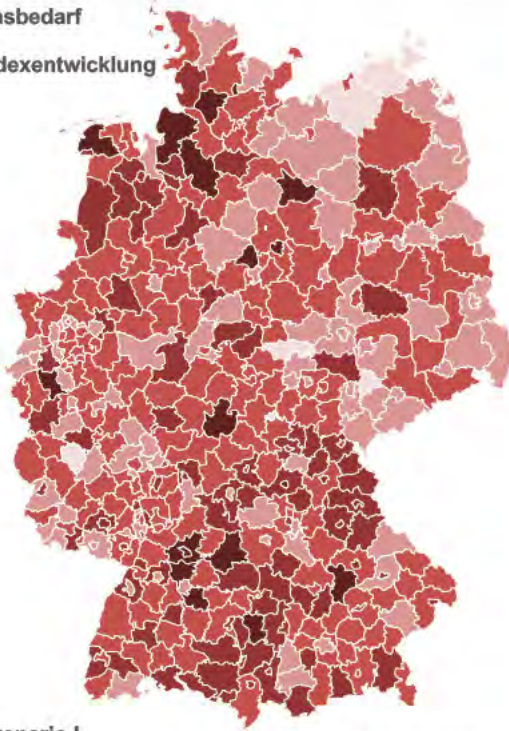
Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung des gesamten Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren Private Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie/Kraftwerke. Abbildung 6 zeigt auf der rechten Karte den absoluten Gasbedarf im Szenario I. Die linke Karte verdeutlicht die relative Entwicklung im Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2032.

Der Gasbedarf auf Kreisebene ist stark abhängig von regionalen Besonderheiten, wie beispielsweise der Ansiedlung von Industrie- und Kraftwerksstandorten oder dem Anschlussgrad der Wohnungen an das Gasnetz. In der Entwicklung bis zum Jahr 2032 zeigen sich übergreifende Trends, wie beispielsweise eine positivere demografische und wirtschaftliche Entwicklung in Süddeutschland.

Abbildung 6: Szenario I: Regionaler Gasbedarf des Jahres 2032 insgesamt

Gasbedarf

Indexentwicklung



Szenario I

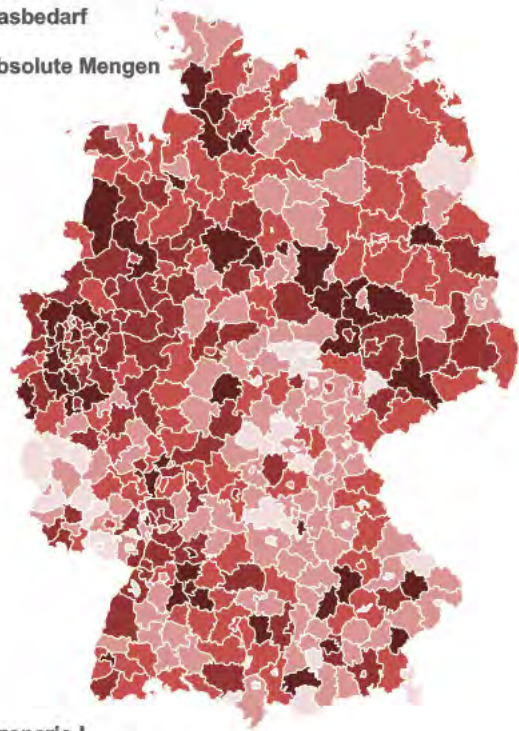
Veränderung des regionalen Gasbedarfs 2022 bis 2032
Indexentwicklung auf Kreisebene (2022 = 1 00)

Index: Gasbedarf 2032 ist...

kleiner als 0 88
von 0 88 bis unter 1
von 1 bis unter 1 12
von 1 12 bis unter 1 24
mindestens 1 24

Gasbedarf

Absolute Mengen



Szenario I

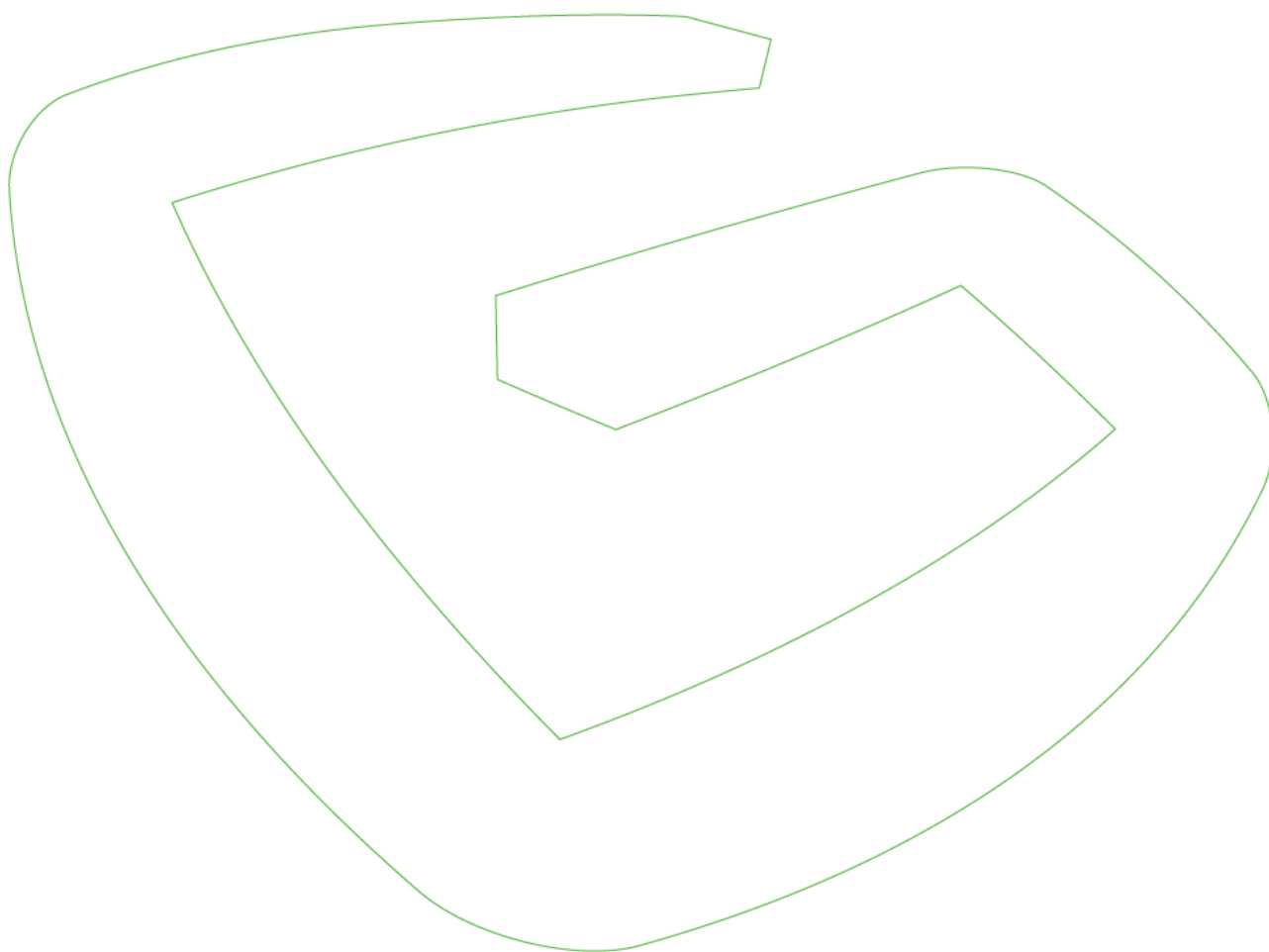
Regionaler Gasbedarf 2032
Absolute Mengen auf Kreisebene in GWh

Gasbedarf 2032...

geringer als 500 GWh
von 500 bis unter 1000 GWh
von 1000 bis unter 2000 GWh
von 2000 bis unter 4000 GWh
höher als 4000 GWh

Quelle: Prognos AG

Gasaufkommen 5



5 Gasaufkommen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der vergangenen und einer Einschätzung der zukünftigen Gasaufkommensentwicklung in Deutschland. In Kapitel 5.1 wird die Vorgehensweise zur Analyse des Gasaufkommens beschrieben. In den danach folgenden Kapiteln erfolgt eine Einschätzung zur Entwicklung der konventionellen Erdgasförderung (vgl. Kapitel 5.2) sowie zur Biomethaneinspeisung und zum Aufkommen von Wasserstoff (vgl. Kapitel 5.3). Anschließend erfolgt in Kapitel 5.4 die zusammenfassende Darstellung des deutschlandweiten Gasaufkommens, inkl. einer Regionalisierung.

5.1 Vorgehensweise

Für die Einschätzung der Entwicklung des Gasaufkommens in Deutschland bis zum Jahr 2032 werden die Inlandsförderung von Erdgas und Erdölgas sowie die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan und Wasserstoff berücksichtigt. Hierfür stehen folgende Quellen zur Verfügung:

- Inlandsförderung Erdgas: Der Entwicklungspfad wird aus einer aktuellen Untersuchung des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) übernommen [BVEG 2021].
- Einspeisung Biomethan: Die deutschlandweite Regionalisierung der Biomethaneinspeisung zur Strom- und Wärmebereitstellung basiert auf der Auswertung des aktuellen Monitoringberichts 2020 der BNetzA [BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2021] und der von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Projektliste zur Biomethaneinspeisung [dena 2021]. Zudem werden die zusätzlich in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) gemeldeten Projekte für Biomethananlagen in der Entwicklung berücksichtigt.
- Wasserstoff: Auf Basis der Nationalen Wasserstoffstrategie und der durchgeführten Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) wird eine Abschätzung vorgenommen, wie sich das Wasserstoffaufkommen in Deutschland entwickelt.

5.2 Erdgasförderung

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung in Deutschland bis zum Jahr 2032 beruht auf der aktuellen Vorausschau des BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne Altmark und Weser-Ems ohne Ostfriesland) sowie Deutschland gesamt.

Tabelle 21: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)			Deutschland gesamt		
	Produktion	Kapazität (8.000 h)		Produktion	Kapazität (8.000 h)		Produktion	Produktion	Kapazität
	L-Gas			L-Gas (volle Blendingkapazität Großenkneten)			L-Gas + H-Gas		
		gemäß Planung	mit Sicher- heitsabschlag		gemäß Planung	mit Sicher- heitsabschlag			
	Mio. m ³	1.000 m ³ /h	1.000 m ³ /h	Mio. m ³	1.000 m ³ /h	1.000 m ³ /h	Mio. m ³	Mio. m ³	1.000 m ³ /h
2021	2.189	274	251	1.757	319	292	2.522	5.226	661
2022	1.963	245	223	1.615	295	267	2.329	4.851	615
2023	1.997	250	225	1.420	264	238	2.085	4.688	594
2024	1.882	235	211	1.252	240	215	1.897	4.381	554
2025	1.697	212	187	1.103	217	192	1.713	3.919	496
2026	1.598	200	175	986	195	171	1.539	3.592	454
2027	1.469	184	158	878	178	153	1.398	3.275	414
2028	1.324	166	140	771	160	135	1.259	2.953	373
2029	1.203	150	125	687	146	122	1.150	2.681	339
2030	1.099	137	112	609	134	109	1.052	2.441	308
2031	1.003	125	99	196	116	92	910	2.131	269
2032	941	118	91	183	107	83	841	1.977	249

*Deutschland insgesamt beinhaltet die beiden Hauptfördergebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) sowie die Produktion und Kapazität weiterer kleiner Gebiete.

Quelle: BVEG 2021

Die Angaben zur Produktion und zur „Kapazität gemäß Planung“ beruhen auf den Angaben des BVEG. Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren nicht erreicht wurde, weist die vom BVEG erstellte Tabelle für die Gebiete Elbe-Weser (ohne Altmark) und Weser-Ems (ohne Ostfriesland) zusätzlich die „Kapazität mit Sicherheitsabschlag“ aus.

Außerhalb dieser beiden wichtigsten Förderregionen ist das Erdgasaufkommen in Deutschland gering. Zu den weiteren Förderregionen zählen „Zwischen Oder/Neiße und Elbe“, „Nördlich der Elbe“, „Westlich der Ems“, „Thüringer Becken“, „Oberrheintal“ und „Alpenvorland“. Die zukünftige gesamte Gasproduktion dieser Gebiete ergibt sich aus der deutschen Gesamtförderung abzüglich der Produktion der Gebiete „Elbe-Weser“ und „Weser-Ems“. Die Verteilung dieser Restsumme bis zum Jahr 2032 auf die kleineren Förderregionen erfolgte anhand ihres heutigen Produktionsanteils (Stand 2020).

Die Darstellung der Erdgasförderung erfolgt in der Gaswirtschaft üblicherweise in Kubikmetern. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgt im Szenariorahmen 2022 eine Umrechnung in TWh.

Tabelle 22: Deutsche Erdgasförderung in verschiedenen Einheiten

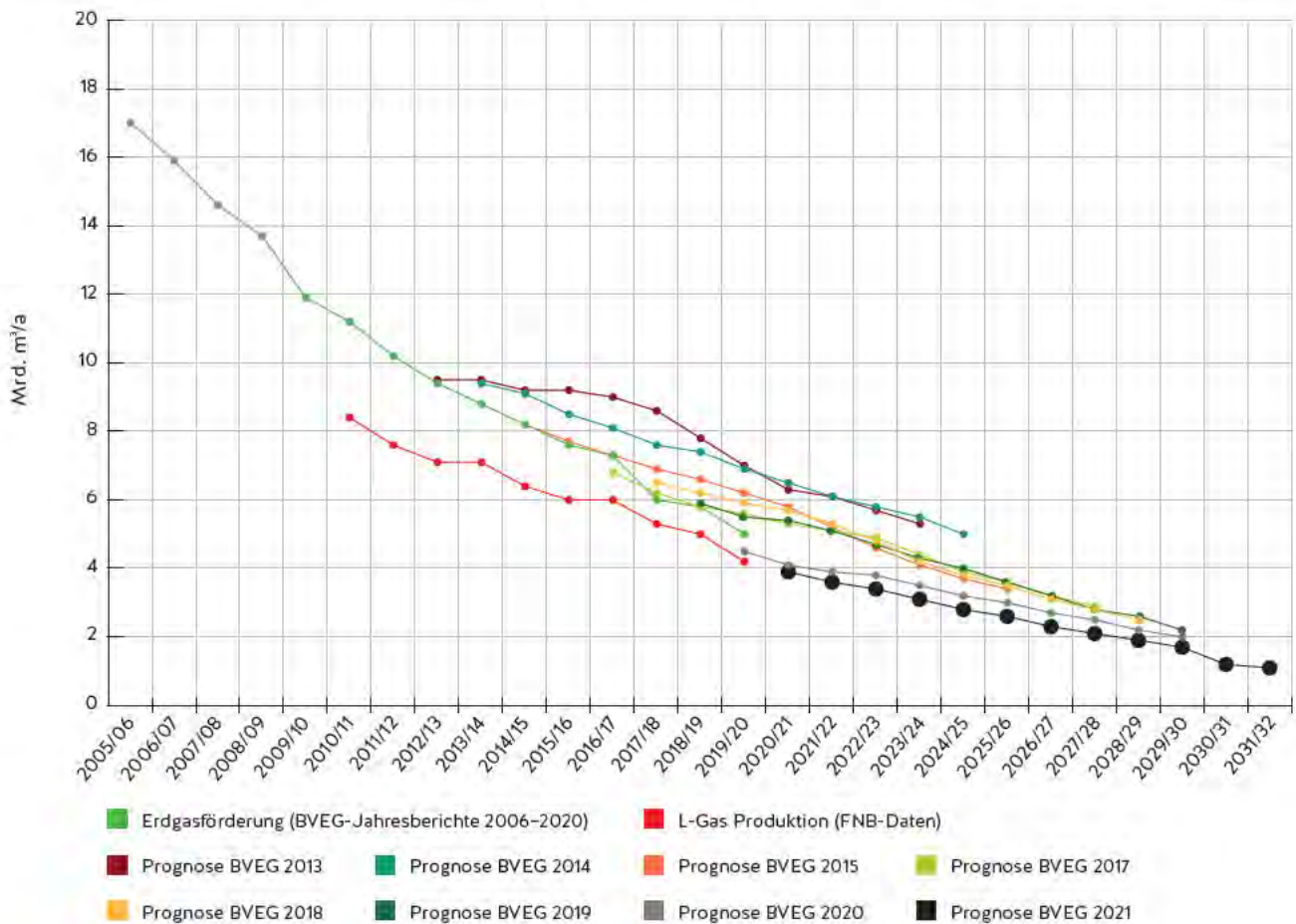
Erdgasförderung in Deutschland Szenario I und II	Einheit	2019	2022	2027	2032	Veränderung 2027 zu 2019	Veränderung 2032 zu 2019
Konventionelles Erdgas	Mrd. m ³ *	6,1	4,9	3,3	2,0	-46 %	-67 %
Konventionelles Erdgas	TWh H ₅	59	47	32	19		
Konventionelles Erdgas	TWh H _i	54	43	29	18		

* Mengenangaben beziehen sich auf Erdgas mit einem einheitlichen Brennwert (H₅) von 9,7692 kWh/m³.

Quelle: Prognos AG, BVEG 2021

Abbildung 7 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen L-Gas-Förderung im Zeitraum 2006 bis 2032 für die Gebiete Elbe-Weser und Weser-Ems.

Abbildung 7: Erdgasförderung in den Fördergebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf der Basis von BVEG 2007–2021, BVEG 2021

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2020 basieren auf den veröffentlichten Zahlen des BVEG für die beiden wichtigsten Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2021]. Für die Zeit ab 2021 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2032.

In den L-Gas-Mengenbilanzen der bisher veröffentlichten Netzentwicklungspläne wurde die deutsche Produktion mit den Prognosen des BVEG für die Erdgasförderung der Aufkommensgebiete Elbe-Weser und Weser-Ems unter Berücksichtigung eines mengenseitigen Sicherheitsabschlages zu Grunde gelegt.

Die aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen signifikanten Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021, welche die Prognosewerte der letzten Jahre wiederum merklich unterschreitet. Die Auswirkungen der neuen Produktionsprognose des BVEG auf die deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz werden von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 analysiert. Es erscheint jedoch zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass dieser aktuell vom BVEG prognostizierte Rückgang Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im L-Gas haben könnte.

Im Angesicht dieser Entwicklungen weisen die Fernleitungsnetzbetreiber erneut darauf hin, dass ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden sollte. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht dringender Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender zusätzlicher Instrumente bzw. Marktanreize. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten zeitnahe Diskussionen auf politischer und regulatorischer Ebene für erforderlich und stehen hierfür gerne zur Verfügung.

5.3 Aufkommensentwicklung Wasserstoff und Grüne Gase

5.3.1 Biomethaneinspeisung

Die Ist-Analyse und Einschätzung der Entwicklung der Biomethaneinspeisung erfolgte unter Verwendung des aktuellen Monitoringberichts 2020 der BNetzA und des Bundeskartellamts [BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2021] und dem von der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichten Einspeiseatlas zur Biomethaneinspeisung [dena 2021].

Die in Betrieb befindlichen Anlagen zur Biomethaneinspeisung wurden auf Basis des Einspeiseatlas [dena 2021] regionalisiert. Im Einspeiseatlas der dena finden sich zudem Informationen zu im Bau befindlichen und geplanten Biomethanaufbereitungsanlagen. Für die künftige Entwicklung der Biomethaneinspeisung wird angenommen, dass diese Anlagen in Betrieb genommen werden und langfristig eine verbesserte Auslastung der Biomethaneinspeiseanlagen erreicht wird.

Tabelle 23: Biomethaneinspeisung in Deutschland

	Einheit	2019	2022	2027	2032	Veränderung 2027 zu 2019	Veränderung 2032 zu 2019
Biomethaneinspeisung	TWh H _s	9	10	11	11	15 %	18 %
Biomethaneinspeisung	TWh H _i	8	9	10	10		

Quelle: Prognos AG, dena 2021, BNetzA/BKartA Monitoringbericht 2020

Zusätzlich sind im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase Anfragen für Biomethananlagen in Höhe von 2,3 TWh für das Jahr 2027 und 2,8 TWh für das Jahr 2032 (jeweils Brennwert, H_s) eingegangen.

5.3.2 Wasserstoff

Die Nationale Wasserstoffstrategie schreibt zum Thema Erzeugung von Wasserstoff: „Für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologien und deren Export ist eine starke, nachhaltige und zur Energiewende beitragende inländische Wasserstoffproduktion und Wasserstoffverwendung – ein „Heimatmarkt“ – unverzichtbar. Für eine langfristig wirtschaftliche und nachhaltige Nutzung von Wasserstoff müssen Erzeugungskapazitäten für Strom aus erneuerbaren Energien (insb. Wind und Photovoltaik) konsequent weiter erhöht werden.“ Es wird davon ausgegangen, dass „mittel- und langfristig [...] Deutschland Wasserstoff auch in erheblichem Umfang importieren“ wird. Deshalb sieht die Nationale Wasserstoffstrategie eine „Integration von Wasserstoff in bestehende Energiepartnerschaften und [den] Aufbau neuer Partnerschaften mit strategischen Export- und Importländern“ vor.

In Kapitel 4.2 wurde die Entwicklung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland abgeschätzt. Die Deckung dieses Wasserstoffbedarfs ist eine zentrale Frage für die künftige Wasserstoffwirtschaft. In der Nationalen Wasserstoffstrategie heißt es: „Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh. Um einen Teil dieses Bedarfs zu decken, sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW_{el} Gesamtleistung einschließlich der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnung entstehen. Dies entspricht einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh [Annahme: 4.000 Volllaststunden und ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen von 70 Prozent] und einer benötigten erneuerbaren Strommenge von bis zu 20 TWh.“

Im Szenariorahmen 2022 wird davon ausgegangen, dass zumindest die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten rund 14 TWh Wasserstoff im Jahr 2030 in Deutschland erzeugt werden. Bis zum Jahr 2032 steigt diese Menge auf rund 20 TWh.

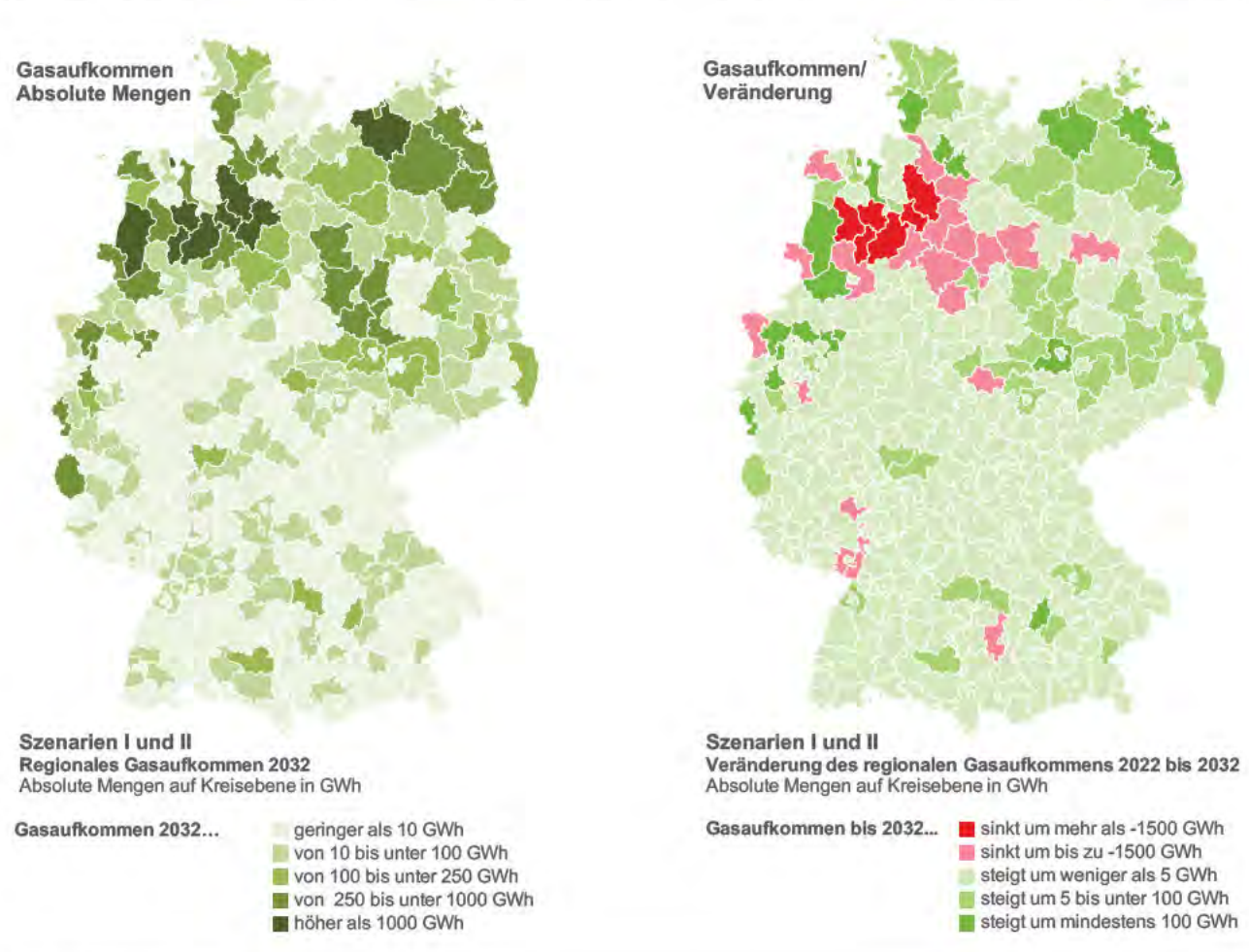
Die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6) zeigen, dass aktuell Projektmeldungen für Elektrolyseure in Höhe von rund 21 GW_{el} für Deutschland bis zum Jahr 2030 vorliegen. Dieser Wert übersteigt die in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannten 5 GW_{el} deutlich. Für das Jahr 2050 liegt der Wert aus den gemeldeten inländischen Projekten bei rund 49 GW_{el}. Die Wasserstoffeinspeisemenge der in der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Projekte beträgt rund 607 TWh (Brennwert) im Jahr 2050. Im Vergleich dazu weist das Szenario dena-TM95 eine inländische PtX-Produktion im Jahr 2050 von rund 164 TWh (Heizwert, H_i) aus. Hinzu kommt ein Import von PtX in Höhe von 744 TWh (Heizwert, H_i).

In der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden ab dem Jahr 2027 Einspeisemengen für synthetisches Methan gemeldet. Auf den Ansatz von synthetischem Methan wird an dieser Stelle aktuell verzichtet, da in dem dena-TM95-Szenario bis zum Jahr 2030 kein Einsatz von synthetischem Methan erfolgt.

5.4 Gesamtgasaufkommen

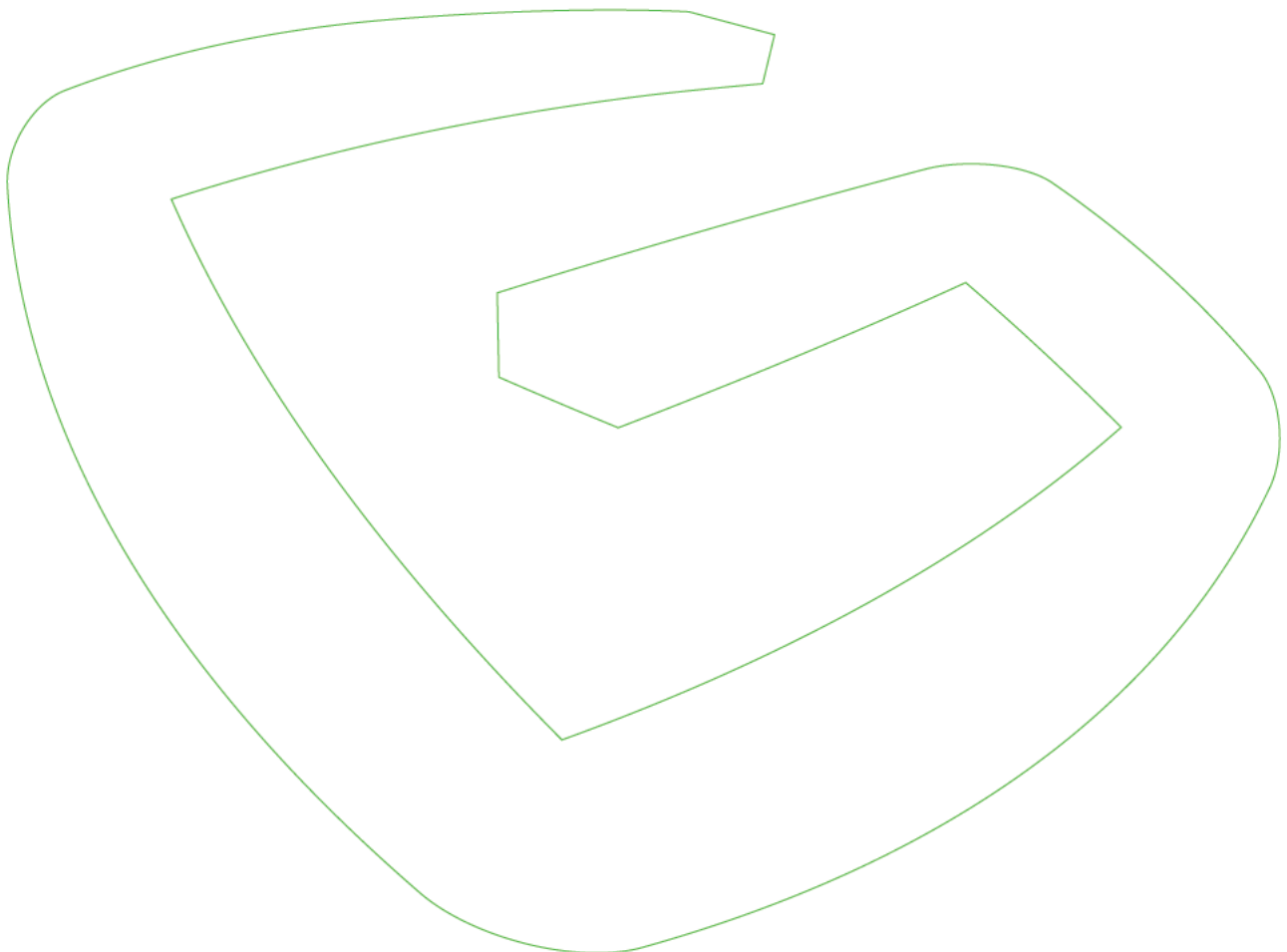
Das gesamte regionale Gasaufkommen aus Inlandsförderung, Biomethan- und Wasserstoffproduktion im Jahr 2032 und deren Veränderung gegenüber dem Jahr 2022 zeigt die folgende Abbildung. Der Rückgang der deutschen Erdgasförderung wird in der rechten Karte der Abbildung 8, in der die absolute Veränderung des Gasaufkommens dargestellt ist, deutlich.

Abbildung 8: Regionales Gasaufkommen des Jahres 2032 und Veränderung gegenüber 2022 (absolut in GWh)



Quelle: Prognos AG

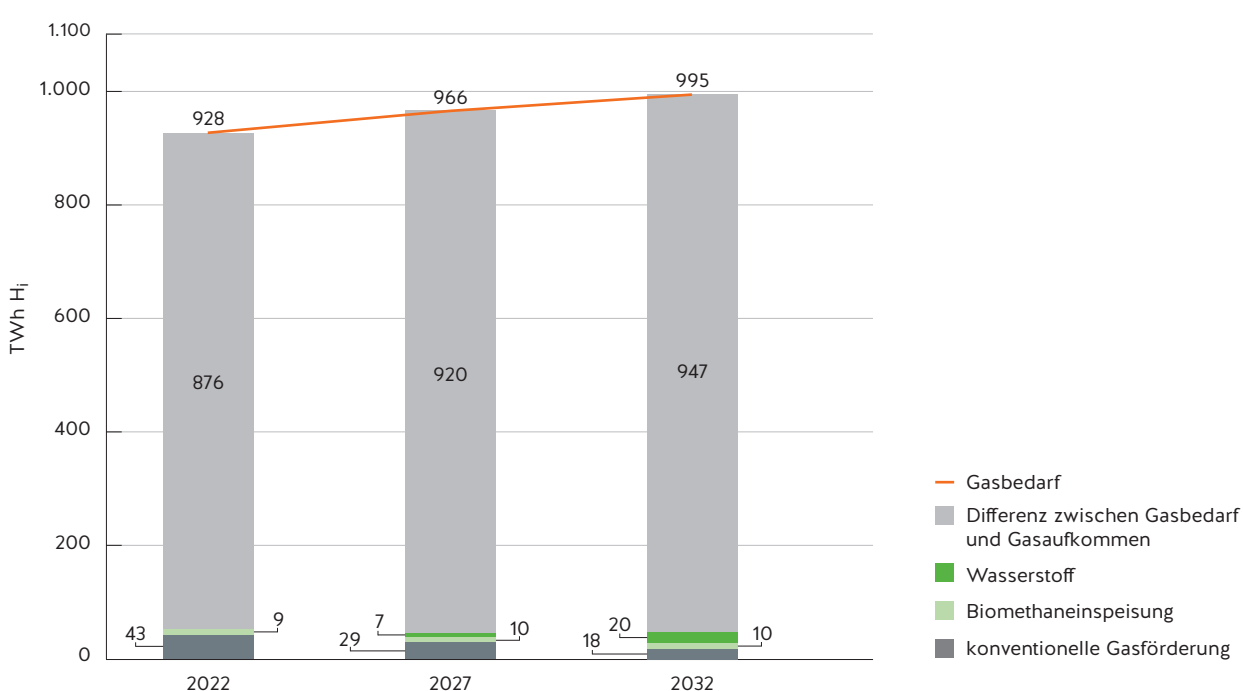
Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen 6



6 Vergleich Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland

Gemäß den dargestellten Gasbedarfsszenarien ergibt sich (ohne Transitmengen) eine Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen. Diese Differenz ist in der folgenden Abbildung 9 und der Tabelle 24 dargestellt. Bei dieser Betrachtung handelt es sich um eine einfache Mengenbilanz auf Basis der detaillierter betrachteten Gasbedarfsszenarien, beispielsweise ohne eine Unterscheidung zwischen L-Gas- und H-Gas-Mengen. Die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind nicht in den dargestellten Werten enthalten, da hier auf die Nationale Wasserstoffstrategie Bezug genommen wird. Die für die Netzmodellierung relevanten Bilanzen werden erst im Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 dargestellt.

Abbildung 9: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I (H_i, Heizwert)



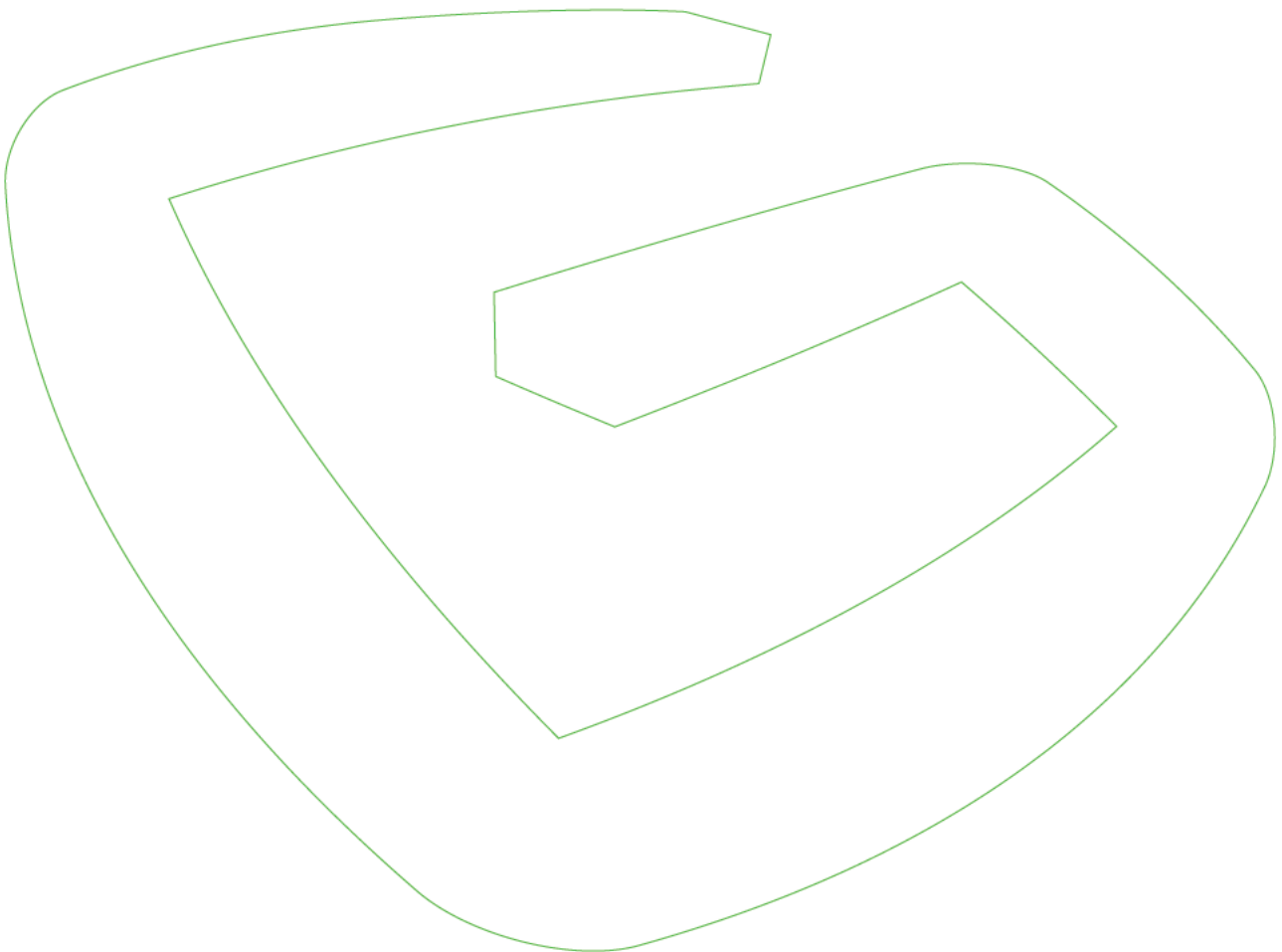
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Entwicklung der Differenz zwischen Gasbedarf und Gasaufkommen in Deutschland gemäß Szenario I, (H_i, Heizwert)

Ergebnisse Szenario I Darstellung Heizwert (H _i)	2022	2027	2032
	TW/h H _i		
Gasbedarf	928	966	995
Gasaufkommen	52	46	48
- Konventionelle Gasförderung	43	29	18
- Biomethaneinspeisung	9	10	10
- Wasserstoff	0	7	20

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Wasserstoff und Grüne Gase 7



7 Wasserstoff und Grüne Gase

Kapitel 7 beschäftigt sich mit dem Thema Wasserstoff und Grüne Gase. In Kapitel 7.1 wird die geplante grundsätzliche Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Wasserstoff und Grünen Gase im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 beschrieben. Anschließend wird in Kapitel 7.2 die Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom skizziert. Die Wasserstoffquellenverteilung wird in Kapitel 7.3 thematisiert. Abschließend gibt Kapitel 7.4 einen Ausblick auf die Jahre 2040 und 2050.

7.1 Beschreibung der grundsätzlichen Vorgehensweise zu Wasserstoff und Grünen Gasen

Die Modellierung der Wasserstoffvariante (ehemals Grüngasvariante im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030) orientiert sich grundsätzlich an der erstmalig im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 vorgestellten Methodik.

Die Wasserstoffvariante besteht aus zwei Modellierungsbestandteilen:

- **Methanmodellierung:**

Überprüfung, welche Leitungen des bestehenden Fernleitungsnetzes von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können. Dies beinhaltet ggf. auch die Ermittlung von verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz, um die Umstellung von Erdgasinfrastruktur zu ermöglichen. Zusätzlich wird die Beimischung von Wasserstoff, Biomethan oder synthetischem Methan in das bestehende Erdgasnetz modelliert.

- **Wasserstoffmodellierung:**

Wasserstofftransport in einem separaten Wasserstoffnetz (umgestellte Erdgasleitungen oder neue Wasserstoffnetzausbaumaßnahmen).

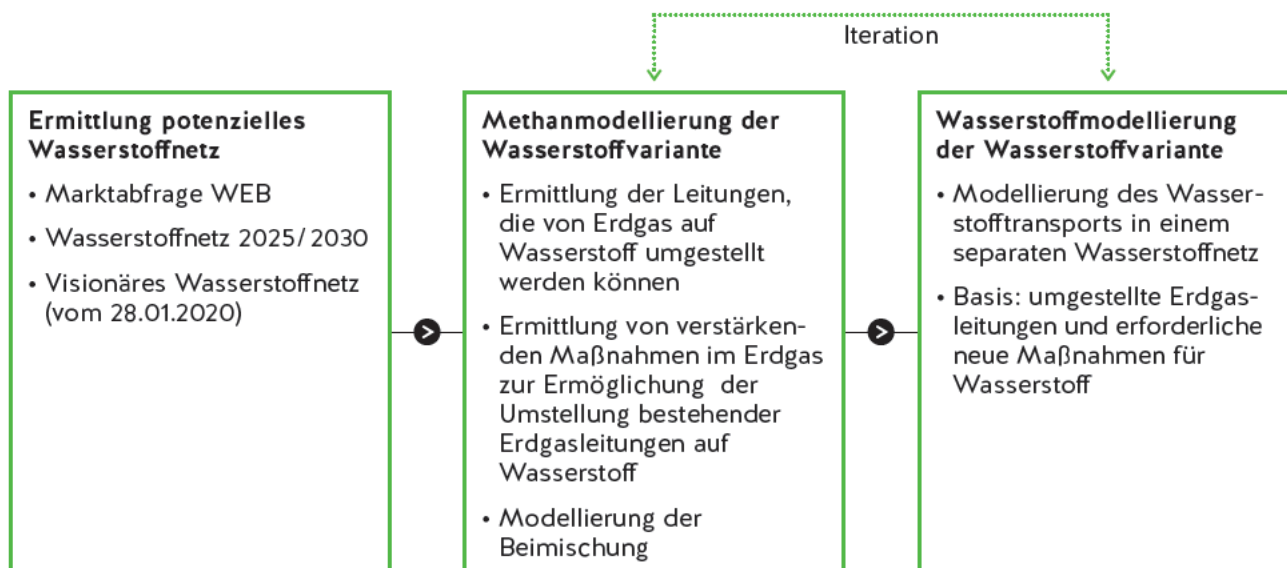
Die Wahl der Modellierung ist projektspezifisch davon abhängig, ob für den Transport umgestellte Wasserstoffleitungen zur Verfügung stehen bzw. ein Neubau von Wasserstoffleitungen sinnvoll erscheint. Falls dies nicht möglich ist, erfolgt die Prüfung einer Beimischung von reinem Wasserstoff in das Erdgasnetz. Für Projektmeldungen, die Biomethan und synthetisches Methan betreffen, ist grundsätzlich eine Einspeisung in das Erdgasnetz vorgesehen.

Die Vorgehensweise stellt sich dabei wie folgt dar:

1. Ermittlung eines potenziellen Wasserstoffnetzes (Basis: Marktabfrage WEB und Grüne Gase (vgl. Kapitel 3.6), Wasserstoffnetz 2025/2030 des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 und das vom FNB Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz).
2. Auf Basis der Informationsgrundlage von Schritt 1 werden die Leitungen ermittelt, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt werden können, sowie notwendige verstärkende Maßnahmen im Erdgasnetz zur Ermöglichung der Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff identifiziert (Methanmodellierung der Wasserstoffvariante).
3. Modellierung des Wasserstofftransports in einem separaten Wasserstoffnetz aus den identifizierten umstellbaren Erdgasleitungen und von erforderlichen neuen Maßnahmen für Wasserstoff (Wasserstoffmodellierung).

Die folgende Abbildung zeigt die grundsätzliche Vorgehensweise. Im Anschluss daran werden die einzelnen Schritte ausführlich beschrieben.

Abbildung 10: Vorgehensweise der Modellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

7.1.1 Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes

Ausgangsbasis für die Ermittlung des potenziellen Wasserstoffnetzes sind die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, die vom 11. Januar 2021 bis zum 16. April 2021 durchgeführt wurde, das im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermittelte Wasserstoffnetz 2025/2030 sowie das vom FNB Gas am 28. Januar 2020 veröffentlichte visionäre Wasserstoffnetz.

Das Wasserstoffnetz 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 mit einer Länge von über 1.200 km verbindet im Wesentlichen Bedarfsschwerpunkte in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit Grüngasprojekten zur Wasserstoffherzeugung in Norddeutschland. Ausgangspunkt für das Wasserstoffnetz 2030 war die Marktabfrage des FNB Gas zu Grüngasprojekten (heute Marktabfrage WEB und Grüne Gase) vom 12. Juli 2019.

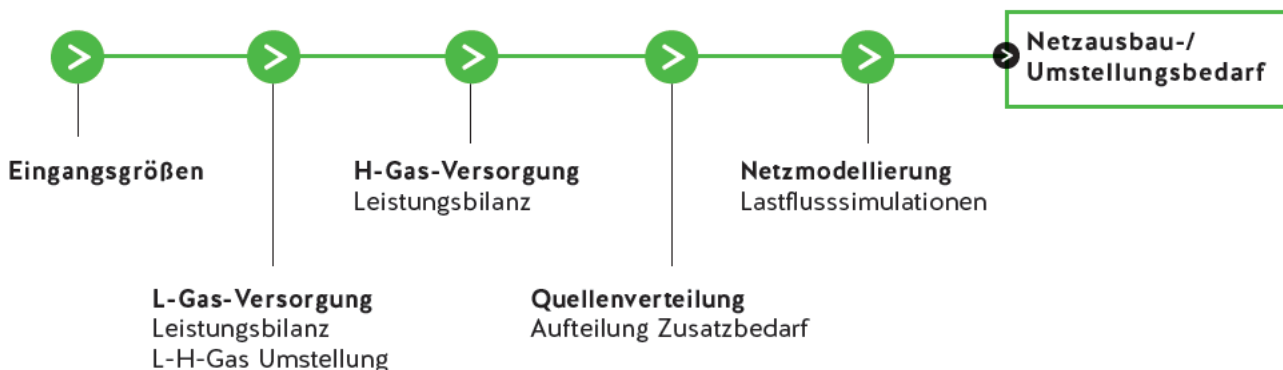
Das im Januar 2020 vorgestellte visionäre Wasserstoffnetz der Fernleitungsnetzbetreiber beinhaltet ein erstes, mögliches Zukunftsbild für ein überregionales Wasserstoffnetz. Die in dem Netz dargestellten Leitungen verbinden Regionen der Wasserstoffherzeugung und des Wasserstoffverbrauchs unter Nutzung überwiegend existierender Erdgasinfrastrukturen (zu über 90 %). Es umfasst eine Gesamtlänge von rund 5.900 km und wird auf Basis neuer Erkenntnisse im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 weiterentwickelt.

In einem ersten Analyseschritt werden Leitungen aus den oben genannten Wasserstoffnetzen ausgewählt, über welche die Projekte der Marktabfrage WEB und Grüne Gase für die Jahre 2027 bzw. 2032 erreicht werden könnten. Dies ergibt ein „potenzielles Wasserstoffnetz“ für den nächsten Prüfungsschritt.

7.1.2 Methanmodellierung der Wasserstoffvariante

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante ist in Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Grundsätzliches Vorgehen der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Grundlage der Methanmodellierung ist die Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Im Rahmen der Methanmodellierung wird geprüft, welche Leitungen des potenziellen Wasserstoffnetzes aus dem Erdgasnetz herausgelöst werden können, so dass der zukünftige Methanbedarf über die verbleibenden Leitungen noch gedeckt werden kann und das Gesamtoptimum zur sicheren Methan- und Wasserstoffversorgung aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber erreicht wird. Ist dies der Fall, stehen die identifizierten Leitungsabschnitte grundsätzlich für den Wasserstofftransport zur Verfügung.

Die Analyse beinhaltet zudem die Prüfung, ob ggf. längere Abschnitte einer Leitung des potenziellen Wasserstoffnetzes, z. B. durch den Neubau einer kürzeren Erdgasleitung, für den Wasserstofftransport genutzt werden können.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten an dieser Stelle darauf hinweisen, dass es sich bei den identifizierten potenziellen Wasserstoffleitungen um Erdgasleitungen handelt, die grundsätzlich für den Erdgastransport benötigt werden. Der Erdgasbedarf kann jedoch in Verbindung mit den Verstärkungen des Erdgasnetzes auch ohne diese Leitungen gedeckt werden.

Hieraus ergeben sich die folgenden Grundsätze für die Herausnahme von Erdgasleitungen in der Modellierung:

1. Eine Leitung für den Wasserstofftransport ist notwendig,
2. Eine Kapazitätsdarbietung im Methannetz kann grundsätzlich ohne die Leitung gewährleistet werden,
3. Investitionen in geringem Umfang in die Methaninfrastruktur zur Ermöglichung der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff bei Beibehaltung des Kapazitätsangebots.

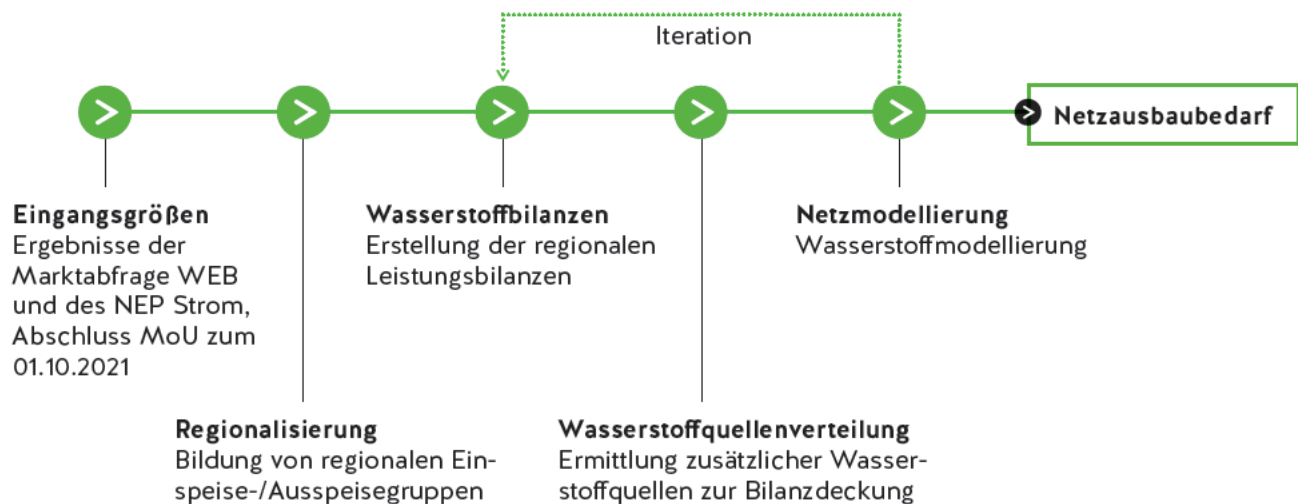
Hinsichtlich der Beimischung beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 eine maximale Beimischungskonzentration in Höhe von 2 Volumenprozent planerisch zugrunde zu legen. Die Festlegung erfolgt auf Basis der Einschätzung, dass sich bis zu dieser Grenzkonzentration eine weitestgehende Verträglichkeit des Methan-Wasserstoff-Gemisches bei den Verbrauchern ergibt, ohne einen wesentlichen Investitionsbedarf sowohl in die Netzinfrastuktur als auch auf Verbraucherseite hervorzurufen. Die Fernleitungsnetzbetreiber schließen nicht aus, dass zukünftig auch höhere Beimischungskonzentrationen möglich werden.

Wasserstoffeinspeisebegehren zur Beimischung unterliegen grundsätzlich der Prüfung der Kompatibilität des Mischgases mit den Gasbeschaffenheitsanforderungen gemäß den aktuell gültigen Regelwerken und der Interoperabilität mit im Netz direkt und indirekt betroffener Gasinfrastruktur.

7.1.3 Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante

Die grundsätzliche Vorgehensweise der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante ist in Abbildung 12 dargestellt.

Abbildung 12: Grundsätzliches Vorgehen der Wasserstoffmodellierung der Wasserstoffvariante



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

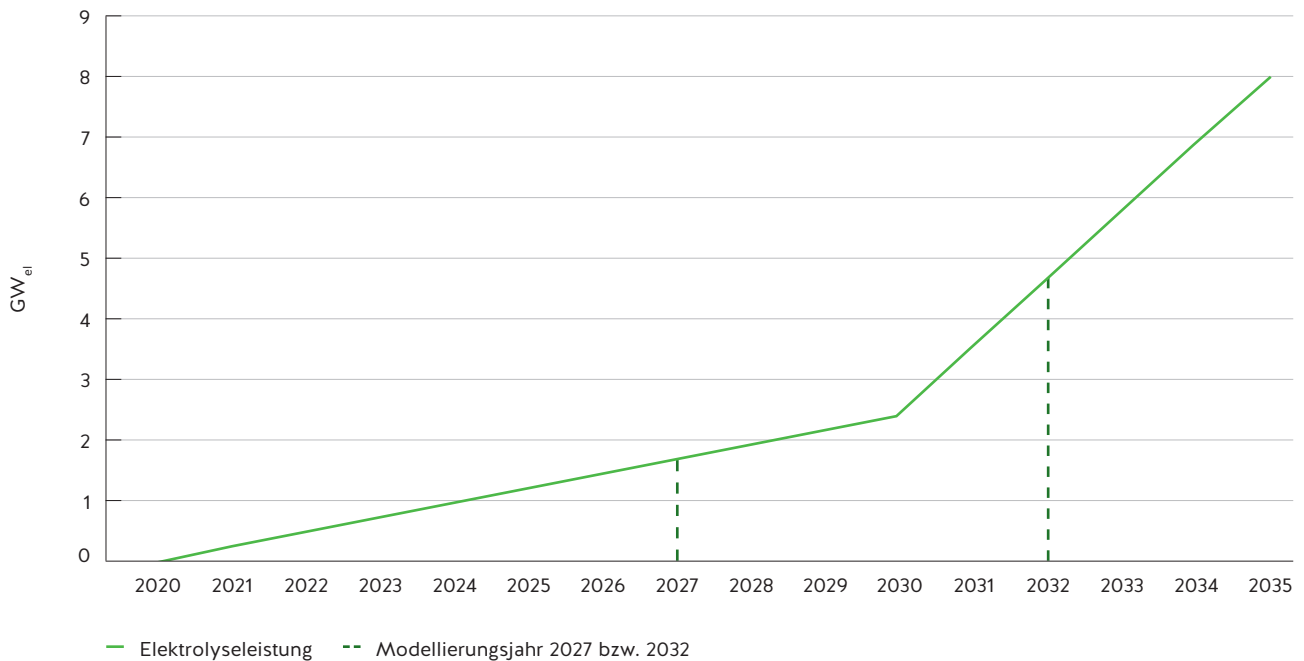
Ausgangspunkt sind die Eingangsgrößen der Netzmodellierung der Wasserstoffvariante, d. h. die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase zum 16. April 2021 (sofern bis zum 01. Oktober 2021 mit den jeweiligen Projektverantwortlichen ein MoU abgeschlossen wurde) sowie die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans Strom 2021–2032 (NEP Strom). Unter Berücksichtigung dieser Eingangsgrößen erfolgt im nächsten Schritt die Bildung von regionalen Einspeise-/Auspeisegruppen. Nach Bildung der entsprechenden Gruppen werden für die identifizierten Regionen Wasserstoffleistungsbilanzen erstellt und der über die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und des NEP Strom zusätzlich zur Bilanzdeckung erforderliche Wasserstoffleistungsbedarf ermittelt. Anschließend wird auf Basis dieser Ergebnisse der benötigte Wasserstoffzusatzbedarf auf die im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung ermittelten Einspeisepunkte aufgeteilt. Danach erfolgt die Netzmodellierung der Fernleitungsnetzbetreiber, wobei der erforderliche Netzausbaubedarf ermittelt wird. Für die Ermittlung des Wasserstoffnetzausbaus sind ggf. im Rahmen der Modellierung Iterationen erforderlich.

7.2 Berücksichtigung Elektrolyseleistungen NEP Strom

Analog zur Vorgehensweise im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 streben die Fernleitungsnetzbetreiber an, die von den Übertragungsnetzbetreibern getroffenen und von der BNetzA bestätigten Annahmen zu den Elektrolyseleistungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 neben den Ergebnissen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase zu berücksichtigen.

Da die Netzentwicklungspläne Strom nicht die konkreten, durch den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu betrachtenden Modellierungsjahre 2027 und 2032 abbilden, müssen diese mithilfe einer Interpolation ermittelt werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber wollen den gewählten Ansatz für die Interpolation, folgend dargestellt in Abbildung 13, zur Konsultation stellen.

Abbildung 13: Interpolation der Elektrolyseleistungen für die Modellierungsjahre 2027 und 2032



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Der Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), mit dem Zieljahr 2035, liegt außerhalb des betrachteten Modellierungszeitraums des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, sich sowohl am Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) als auch am Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) zu orientieren, um daraus die Elektrolyseleistungen für die Jahre 2027 und 2032 zu ermitteln. Hierfür wird jeweils das Szenario C als Grundlage gewählt, da aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber dieses Szenario am ehesten die Pläne der Bundesregierung in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) abbildet. Demnach sieht die NWS für 2030 eine installierte Gesamtelektrolyseleistung von 5 GW_{el} vor, bis zum Jahr 2035 bzw. spätestens bis 2040 sollen weitere 5 GW_{el} ausgebaut werden.

Das Jahr 2030 wird durch den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019) und das Jahr 2035 durch den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021), jeweils anhand des Szenarios C, vorgegeben. Die ausgewiesenen Elektrolyseleistungen mit einer anschließenden Methanisierung werden dabei nicht betrachtet, da die reine Wasserstoffherstellung berücksichtigt werden soll. Somit ergibt sich für das Jahr 2030 eine Elektrolyseleistung von 2,4 GW_{el} und für 2035 eine Leistung von 8 GW_{el}. Für das Jahr 2020 nehmen die Fernleitungsnetzbetreiber eine installierte Elektrolyseleistung von 0 GW_{el} an. Durch die lineare Interpolation ergibt sich somit für das Jahr 2027 eine Elektrolyseleistung von 1,7 GW_{el} und für 2032 eine Leistung von insgesamt 4,6 GW_{el}.

Um eine doppelte Berücksichtigung von Projekten zu vermeiden, werden im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase mit den ermittelten Elektrolyseleistungen des Netzentwicklungsplans Strom verschnitten. Dies betrifft die zu berücksichtigenden Elektrolyseleistungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase nach Vorliegen der MoU bis zum 01. Oktober 2021 (vgl. Kapitel 3.6).

7.3 Wasserstoffquellenverteilung für 2027 und 2032

Bereits mit Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber unter Verweis auf diverse Studien und die seinerzeit durchgeführte Marktabfrage für Wasserstoff und Grüne Gase darauf hingewiesen, dass der Wasserstoffbedarf in Deutschland nicht allein durch die zur Verfügung stehende inländische Elektrolysekapazität gedeckt werden kann. Demnach ist es erforderlich, weitere Aufkommensquellen für eine ausgeglichene Wasserstoffbilanz zu erschließen. In der Nationalen Wasserstoffstrategie beschreibt die Bundesregierung, dass für die zukünftige Bedarfsdeckung der überwiegende Teil des Wasserstoffs importiert werden müsste und nicht nur mit der lokalen Produktion von grünem Wasserstoff bedient werden könnte.

Aus der in Kapitel 3.6 von den Fernleitungsnetzbetreibern dargestellten Übersicht zur Marktabfrage WEB und Grüne Gase lässt sich ableiten, dass auch im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 ein zusätzliches Wasserstoffaufkommen erforderlich sein könnte. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden daher zusätzliche Wasserstoffbezugsquellen zur Schließung der Bedarfslücke heranziehen. Diese sind:

- Import von Wasserstoff,
- Inländische Produktion von Wasserstoff durch den Einsatz aus der EEG-Förderung fallender Onshore-Windparks,
- Speicher, insbesondere zur Strukturierung für volatile Quellen und zur Spitzenlastabdeckung.

Nachfolgend werden die aufgeführten zusätzlichen Wasserstoffbezugsquellen detailliert beschrieben.

Import von Wasserstoff

Bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein wesentliches Potenzial zum Ausgleich der Wasserstoffbilanz in dem länderübergreifenden Import aus den angrenzenden Nachbarstaaten gesehen. Dabei haben sich insbesondere die Niederlande durch konkrete Großprojekte als geeignete Quelle dargestellt. Zahlreiche Projektentwicklungen für Wasserstoffherstellungskapazitäten in weiteren Ländern zeigen, dass Wasserstoff aus weiteren Bezugsquellen nach Deutschland importiert werden kann. Die Bundesregierung setzt sich gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie dafür ein, diese Potenziale für den Wasserstoffimport zu erschließen.

Im Zuge der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind gemäß Kapitel 3.6.3 sechs Projektmeldungen von ausländischen Projektvorhabensträgern oder Netzbetreibern mit einer Einspeiseleistung in Höhe von rund 12,6 GW_{th} für das Jahr 2032 eingegangen.

Zur Determination zusätzlicher Wasserstoffimportleistungen bitten die Fernleitungsnetzbetreiber ausländische Netzbetreiber, vor allem aus angrenzenden Nachbarstaaten, im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2022 mit konkreten oder prognostizierten Leistungsangaben, insbesondere für die Modellierungsjahre 2027 und 2032, Stellung zu nehmen.

Inländische Wasserstoffproduktion durch Windenergieanlagen

Eine Vielzahl von Onshore-Windenergieanlagen erreicht in den kommenden Jahren das Ende der 20-jährigen Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die ausbleibende Subventionierung könnte zukünftig zu einem unwirtschaftlichen Betrieb der Anlagen führen, mit der Konsequenz der Abschaltung und des Rückbaus einiger dieser Windenergieanlagen. Damit dieses Potenzial erneuerbarer Energie nicht verloren geht, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Möglichkeit, diese Anlagen in die Wasserstoffproduktion mittels Power-to-Gas-Technologie einzubinden und einer Folgenutzung zuzuführen. Zur Ermittlung des Potenzials der Wasserstoffherzeugung aus Windenergie, werden die Jahresrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für das Marktstammdatenregister herangezogen. Die Auswertung ergibt ein Windenergiepotenzial bis zum Jahr 2032 in Höhe von rund 29 GW_{el}. Ausgehend von diesem Potenzial beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase eine angemessene Leistung im Rahmen der Wasserstoffquellenverteilung zu berücksichtigen.

Wasserstoffspeicher

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen Gasspeicher als wesentlichen Baustein für ein funktionierendes Wasserstoffnetz an. Bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber ein wesentliches Potenzial zum Ausgleich der Wasserstoffbilanz in der Berücksichtigung von zusätzlichen Speicherleistungen gesehen. Speichieranlagen stellen zwar im technischen Sinne keine Wasserstofferzeugungsanlagen dar, dennoch können sie zur Strukturierung beitragen und besitzen die Eigenschaft, die Spitzenlast im Bedarfsfall durch Auspeisung des eingespeicherten Wasserstoffs teilweise decken zu können. Im Zuge der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind gemäß Kapitel 3.6.3 sieben Projektmeldungen von Speicherbetreibern eingegangen, die zusammen eine Einspeiseleistung von rund 4,2 GW_{th} im Jahr 2032 in das Fernleitungsnetz bereitstellen können.

Bei der Berücksichtigung von Gasspeichern im Wasserstoffnetz ist zusätzlich zur Spitzenlastabdeckung auch ein großes Arbeitsgasvolumen erforderlich, da die Elektrolyseleistung nicht zu jeder Zeit und nicht ganzjährig zur Verfügung stehen wird. Insoweit stellt sich für die Fernleitungsnetzbetreiber die Frage, ob über die bereits gemeldeten Speicherleistungen hinaus, weitere berücksichtigt werden sollten. Daher bitten die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens 2022, insbesondere für die Jahre 2027 und 2032, um Stellungnahmen hinsichtlich der Berücksichtigung weiterer, über die Marktabfrage WEB und Grüne Gase hinausgehende Speicherleistungen und -mengen.

Weiteres Vorgehen

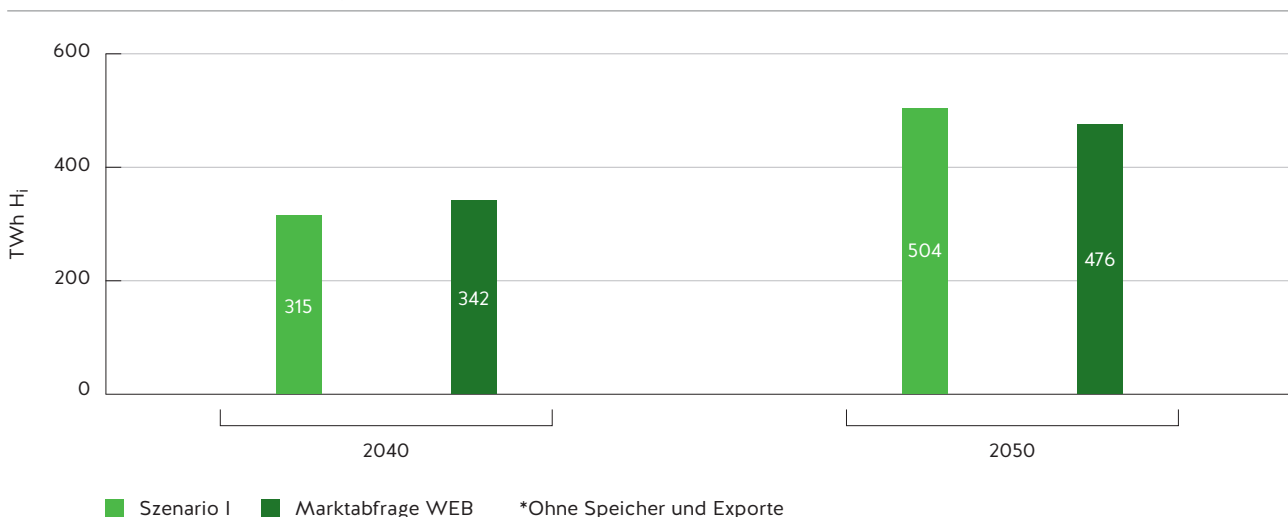
Für die im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase gemeldeten Wasserstoffprojekte sollen, zur schrittweisen Anhebung der Verbindlichkeit, bis zum 01. Oktober 2021 MoU abgeschlossen werden. Nach Abschluss der MoU wird im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 eine Wasserstoffbilanz aus den dann konkreten Meldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase und unter Berücksichtigung der Elektrolyseleistung des NEP Strom erstellt. Des Weiteren werden die Stellungnahmen zu zusätzlichen Wasserstoffimportkapazitäten und Speicherpotenzialen ausgewertet sowie eine Wasserstoffquellenverteilung zur Deckung der Wasserstoffbilanz erstellt.

7.4 Wasserstoffausblick 2040 und 2050

Im Rahmen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase wurden, neben den Wasserstoffbedarfen für den Zeitraum bis 2032, ebenfalls die Bedarfe für die Jahre 2040 und 2050 gemeldet. Wenngleich auch diese beiden Jahre nicht Bestandteil der Modellierung sind, ermöglichen die gemeldeten Bedarfe eine Gegenüberstellung mit dem im Dokument dargestellten Szenario I (vgl. Abbildung 14).

Die gemeldeten Wasserstoffbedarfe aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase betragen im Jahr 2040 rund 342 TWh (Heizwert) und im Jahr 2050 rund 476 TWh (Heizwert). Diese Werte liegen damit in der Größenordnung des Szenarios I.

Abbildung 14: Gegenüberstellung des Wasserstoffbedarfs* für 2040 und 2050, Darstellung in TWh (H_i, Heizwert)

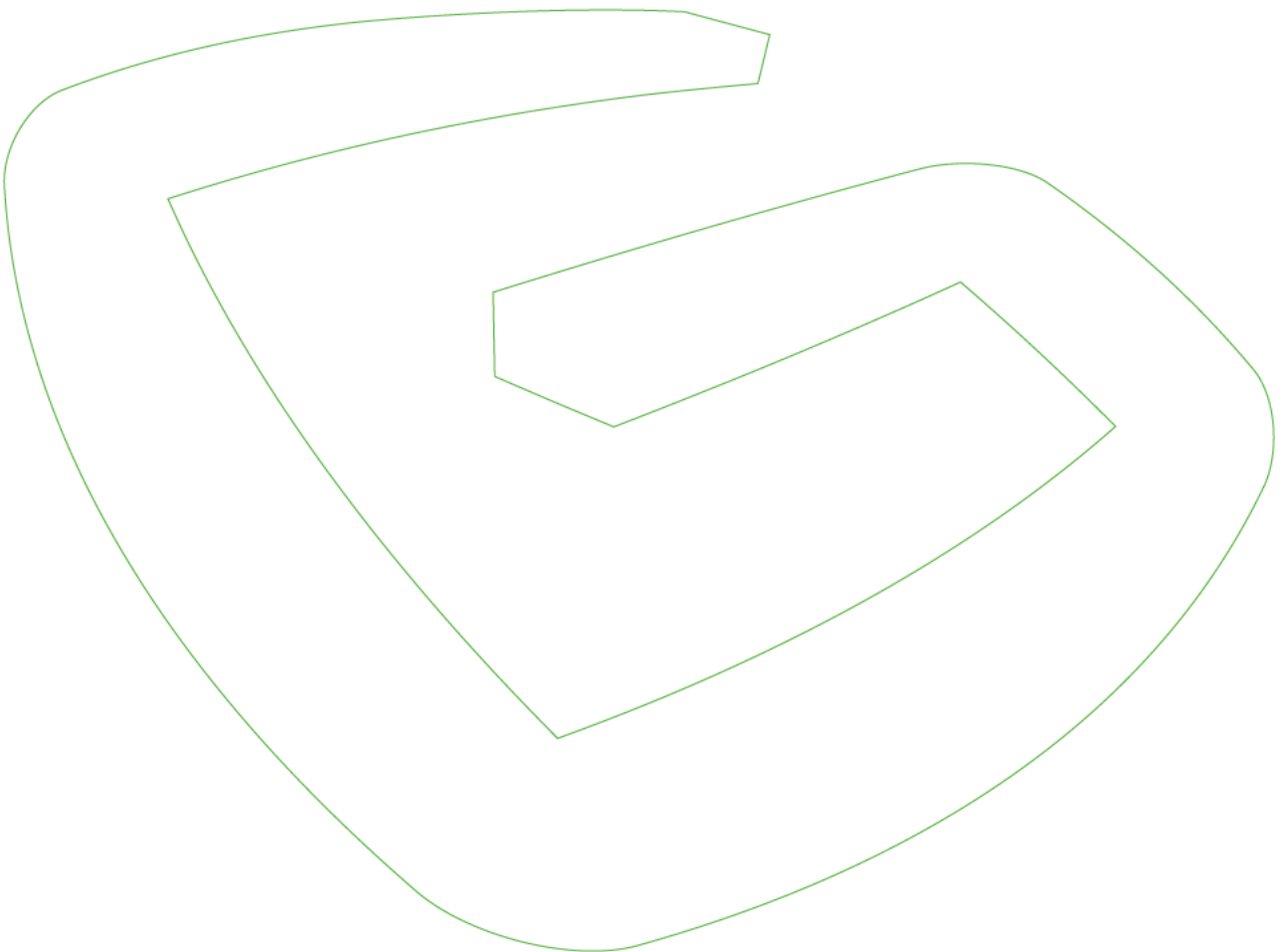


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Stand: 21. Juni 2021

Gasaustausch Deutschland | Nachbarländer

8



8 Gasaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern

In diesem Kapitel werden aktuelle Entwicklungen zum Prozess Incremental Capacity dargestellt (vgl. Kapitel 8.1). Anschließend werden die Annahmen und Ergebnisse zur H-Gas-Quellenverteilung beschrieben (vgl. Kapitel 8.2), bevor in Kapitel 8.3 auf die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten eingegangen wird. Im Kapitel 8.4 erfolgt eine Darstellung der virtuellen Kopplungspunkte (VIP).

8.1 Incremental Capacity

Seit 2017 ist die Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) in Kraft. Diese sieht einen europäischen Prozess für neu zu schaffende Kapazitäten (Incremental Capacity) vor. Über dieses Instrument sollen Kapazitätsnachfragen der Transportkunden in einem marktbasieren Verfahren in eine nachhaltige Weiterentwicklung der Gasfernleitungsinfrastruktur eingehen.

Der seit 2017 etablierte Prozess startet mindestens zweijährlich zur Jahresauktion mit einer unverbindlichen Marktabfrage nach dem Bedarf an zusätzlichen marktgebietsüberschreitenden Kapazitäten. Die Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen daraufhin Analysen dieser Bedarfe. Falls die benötigten Kapazitäten ohne Ausbau bereitgestellt werden können, endet der Prozess. Andernfalls veröffentlichen die Fernleitungsnetzbetreiber einen Entwurf ihres Projektvorschlags zur Schaffung der nachgefragten Transportkapazität, inklusive einer technischen Studie. Nach einer öffentlichen Konsultation überarbeiten sie das Entwurfsdokument und reichen den Projektvorschlag zur Genehmigung bei der BNetzA ein. Abhängig von dieser Genehmigung werden Angebotslevel mit neu zu schaffenden Kapazitäten in der nächsten Jahresauktion angeboten. Nach den Buchungen erfolgt ein Wirtschaftlichkeitstest. In diesem prüft die BNetzA, ob ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität tatsächlich umgesetzt wird. Dafür müssen neu zu schaffende Kapazitäten in einem Umfang gebucht worden sein, der einen angemessenen Teil der voraussichtlichen Projektkosten deckt.

Im Rahmen des Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 wird in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 für folgende Marktraumgrenzen neu zu schaffende Ein- und Ausspeisekapazitäten angeboten.

Tabelle 25: Übersicht der in der Jahresauktion am 05. Juli 2021 angebotenen neu zu schaffenden Ein- und Ausspeisekapazitäten

Ein- / Ausspeisung	von	nach	Kapazitätsprodukt
Ausspeisung	THE	Schweiz	DZK
Einspeisung	Russland	THE	Upgrade DZK -> FZK
Einspeisung	Russland	THE	FZK
Einspeisung	Polen (E-Gas Transmission System)	THE	FZK
Einspeisung	Polen TGPS	THE	FZK
Einspeisung	Dänemark	THE	FZK

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Auktionen finden während der Konsultationsphase des Szenariorahmens 2022 statt.

Verbindliche Buchungen, die den Wirtschaftlichkeitstest bestehen, werden in den Entwurf des Szenariorahmens 2022 aufgenommen und bei der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas berücksichtigt.

Dokumente zum Incremental Capacity-Zyklus 2019–2021 sind auf der Homepage www.fnb-gas-capacity.de veröffentlicht.

Mit den Jahresauktionen am 05. Juli 2021 beginnt der Incremental Capacity-Zyklus 2021–2023. Dessen Ergebnisse finden jedoch frühestens Eingang in den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2024–2034.

8.2 H-Gas-Quellenverteilung

Aufgrund der rückläufigen Eigenproduktion und der L-H-Gas-Umstellung wird der H-Gas-Importbedarf in Deutschland in den nächsten Jahren zunehmen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben erstmals im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2013 ein in den folgenden Netzentwicklungsplänen weiterentwickeltes Modell verwendet, um die Auswirkungen zukünftiger Ausbauten der H-Gas-Importinfrastruktur nach Europa auf die deutschen Fernleitungsnetze abschätzen zu können.

Hierbei wird unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen TYNDP und der darin enthaltenen Angaben zur Entwicklung des Erdgasverbrauchs, des Erdgasaufkommens und der Infrastrukturprojekte abgeschätzt, aus welchen Regionen zusätzliches Erdgas nach Europa bzw. Deutschland transportiert werden könnte.

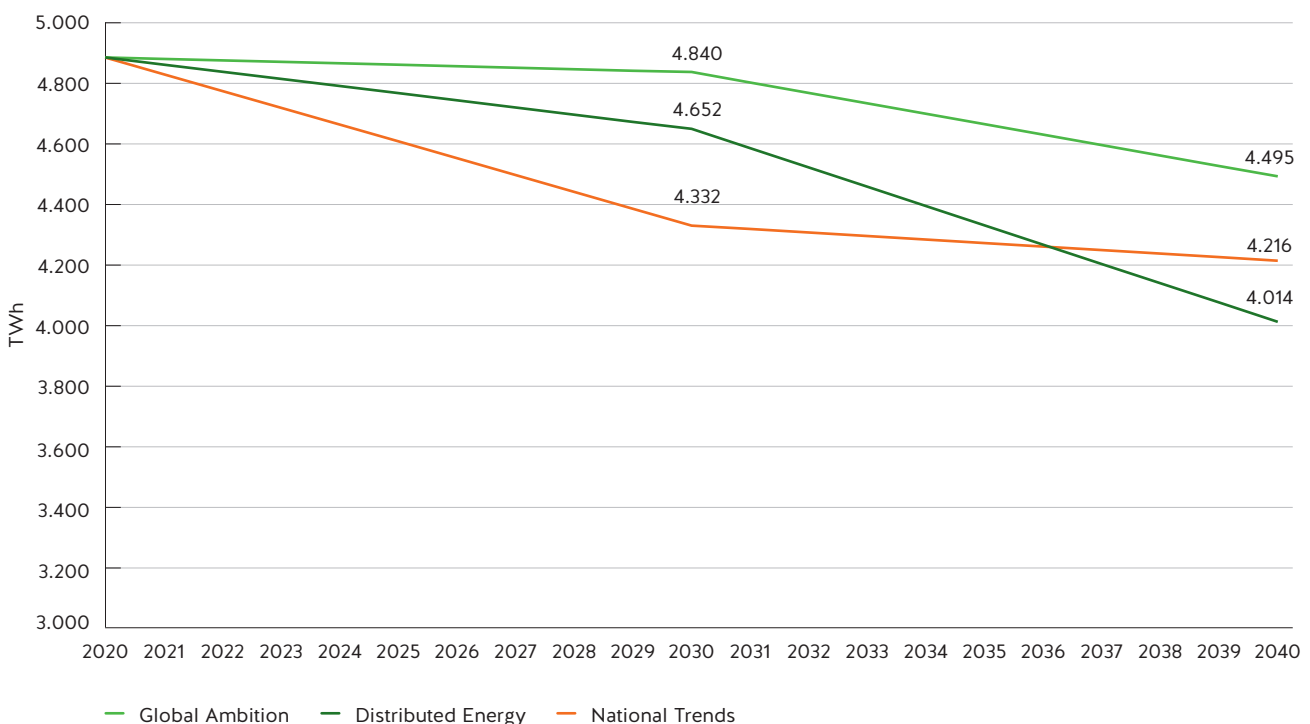
Wesentlicher Bestandteil der verwendeten Methodik ist, die in den bisherigen TYNDP hinterlegte Annahme eines steigenden Erdgasverbrauchs in Europa, der gemäß dem von den Fernleitungsnetzbetreibern unterstellten Modellansatz primär durch neue Infrastrukturprojekte und zusätzlich durch ungenutzte LNG-Kapazitäten gedeckt wird.

Aus der regionalen Zuordnung der Infrastrukturprojekte ergeben sich dann zusammen mit den Annahmen zur Nutzung der LNG-Terminals die Ergebnisse der H-Gas-Quellenverteilung, d.h. die Importregionen und deren anteiliger Beitrag an der Deckung des zusätzlichen Bedarfs.

Auf Basis der Daten des aktuellen TYNDP 2020 ergibt sich die in Abbildung 15 dargestellte Entwicklung des europäischen Gasverbrauchs bis zum Jahr 2040 in den drei Szenarien „National Trends“, „Distributed Energy“ und „Global Ambition“. Dargestellt sind neben den EU28-Staaten die Schweiz, Bosnien-Herzegowina, Serbien und Nordmazedonien.

Im Ergebnis ist der Gasbedarf in Europa sowohl bis 2030 als auch bis 2040 in allen drei Szenarien rückläufig.

Abbildung 15: Entwicklung des Gasbedarfs in Europa gemäß TYNDP 2020



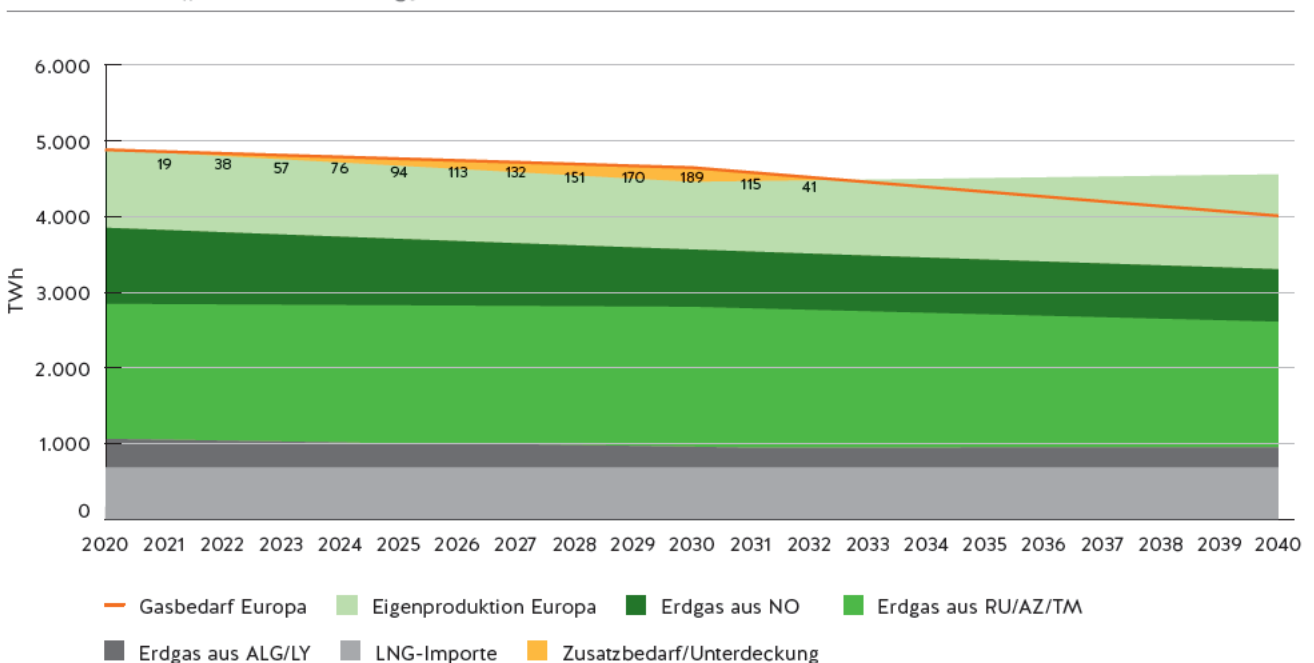
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2020

Analog zur Vorgehensweise in den bisherigen Netzentwicklungsplänen Gas für die Bedarfsseite wird der mittlere Pfad des TYNDP berücksichtigt. Somit bildet das Szenario „Distributed Energy“ die Grundlage für die Bilanz-erstellung. Dieses Szenario bildet zudem entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens 2021–2035 des Netzentwicklungsplans Strom vom 26. Juni 2020 die Grundlage der Szenarien des Netzentwicklungsplans Strom.

Für die Angebotsseite wird aus dem Szenario „Distributed Energy“ für Pipeline-Lieferungen jeweils der Mittelwert aus Minimum- und Maximum-Szenario zu Grunde gelegt, sowie das LNG-Aufkommen auf dem planerisch unterstellten Niveau des Basisjahres 2020 konstant über alle Jahre angenommen.

Da die innereuropäischen und norwegischen Produktionsmengen rückläufig sind, ergibt sich für das Jahr 2030 zusammen mit der unterstellten Entwicklung des Gasbedarfs noch ein planerischer, zusätzlicher Importbedarf von rund 189 TWh (rund 18 Mrd. m³/a) bezogen auf das Basisjahr. Für das Modellierungsjahr 2032 reduziert sich der bilanzielle Importbedarf auf rund 41 TWh (rund 4 Mrd. m³/a), bevor sich in den Folgejahren eine bilanzielle Überdeckung ergibt. Im Vergleich hierzu lag der zusätzliche Importbedarf basierend auf dem TYNDP 2018 für das Jahr 2030 bei rund 57 Mrd. m³/a.

Abbildung 16: Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2020

Da sich die planerisch unterstellten Aufkommensentwicklungen jeweils auf den mittleren Pfad beziehen und das Maximum aller Aufkommensquellen für das Jahr 2030 im Szenario „Distributed Energy“ bei mehr als 6.000 TWh liegt, sind neben den bisher bereits berücksichtigten Aufkommensquellen bilanziell keine zusätzlichen Infrastrukturprojekte zur Deckung des europäischen Gasbedarfs erforderlich.

Diese Einschätzung findet sich neben weiteren Detailinformationen zur Aufkommenseite auch im „Scenario Report zum TYNDP 2020“ von ENTSOG:

„The supply potential assessment run by ENTSOG and discussed with stakeholders in July 2019 concludes that for all scenarios, the import potentials are high enough to ensure the supply and demand adequacy of the EU until 2050. This is despite the decline of the conventional indigenous production.“

Im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung werden die Auswirkungen des Ausbaus der Import-Infrastrukturprojekte auf Deutschland ermittelt.

Wie die Auswertung des TYNDP 2020 zeigt, kann der prognostizierte europäische Gasbedarf über die bereits bestehende Importinfrastruktur, einschließlich der bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 berücksichtigten Projekte Nord Stream 2 und TAP, gedeckt werden.

Dies spiegelt sich auch darin wider, dass der TYNDP 2020 keine darüberhinausgehenden, zusätzlichen Infrastrukturprojekte zur Erschließung neuer Aufkommensquellen zur Versorgung Europas mit entsprechend getroffener finaler Investitionsentscheidung enthält (abgesehen von einigen Erweiterungen bestehender LNG-Terminals).

Die im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 getroffenen Annahmen der H-Gas-Quellenverteilung erweisen sich somit als robust gegenüber den Infrastrukturannahmen des TYNDP 2020.

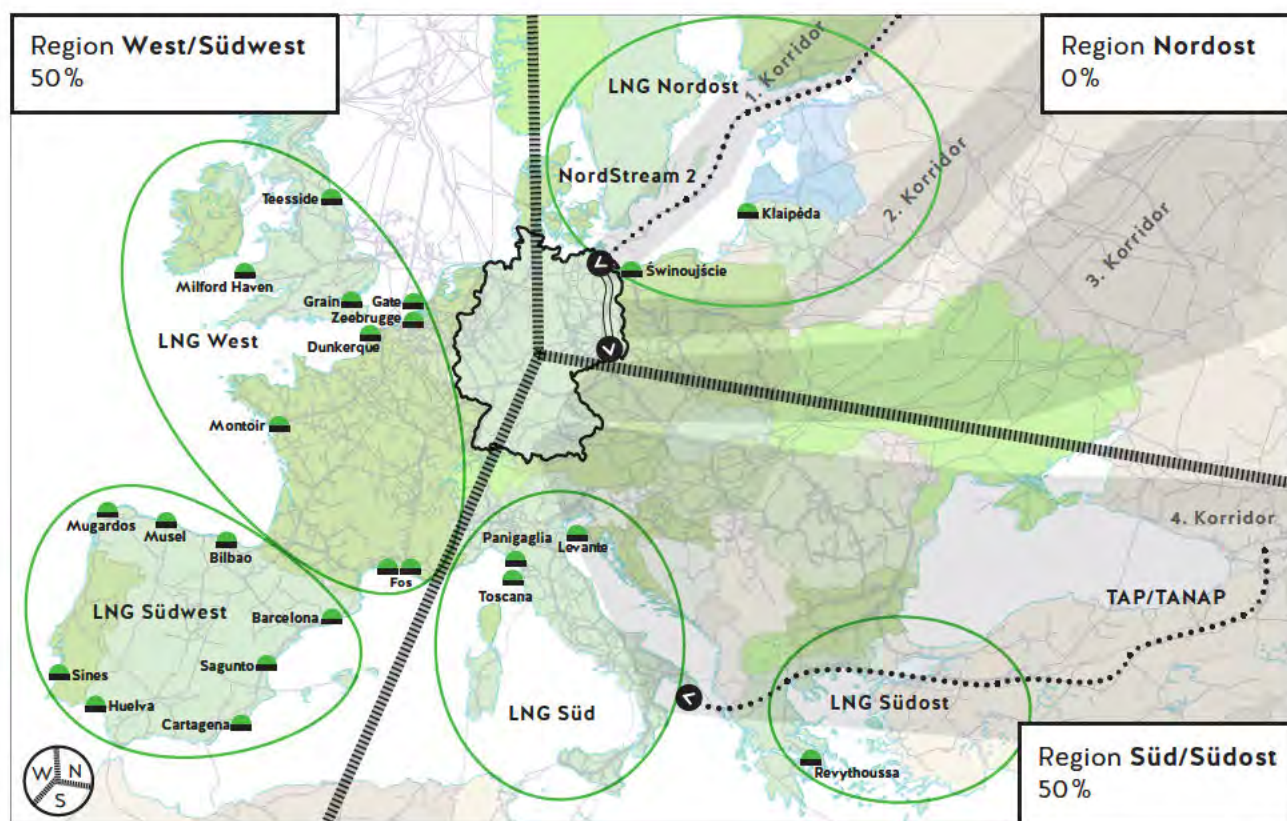
Daher schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, die im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 getroffenen Annahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 als Basis zu übernehmen, wodurch die Stabilität und Kontinuität der bisherigen Planungsannahmen gewährleistet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass über die Leitungsprojekte Nord Stream 2 und TAP/TANAP sowie die gut ausgebaute europäische LNG-Infrastruktur der deutsche Zusatzbedarf analog zu den Annahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 über die Region „West/Südwest“ und über die Region „Süd/Südost“ zu je rund 50 % gedeckt werden kann.

Insgesamt ergibt sich folgende prozentuale Verteilung nach Regionen (vgl. Abbildung 17):

- Anteil Region Nordost: 0 %,
- Anteil Region West/ Südwest: 50 %,
- Anteil Region Süd/ Südost: 50 %.

Abbildung 17: H-Gas-Quellenverteilung



Quelle: ENTSOE, Fernleitungsnetzbetreiber

○ LNG-Region ■ LNG-Anlagen ... Pipeline-Projekte — EUGAL ■ Korridor

Meldungen der Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation des vorliegenden Szenariorahmens 2022 über zusätzliche, bisher nicht berücksichtigte, möglichst konkrete Projekte zur Deckung des H-Gas-Bedarfs in Deutschland werden von den Fernleitungsnetzbetreibern gerne entgegengenommen und entsprechend geprüft.

8.3 Entwicklungen an Grenzübergangspunkten

In diesem Kapitel werden die Entwicklungen an den Grenzübergangspunkten betrachtet. Die folgende Tabelle zeigt, wie die einzelnen deutschen Grenzübergangspunkte im Rahmen der H-Gas-Quellenverteilung in der Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 berücksichtigt werden. Anschließend werden zusätzliche Ausführungen zu den Grenzübergangspunkten Überackern 2 und Ellund dargestellt.

Tabelle 26: Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte in der H-Gas-Quellenverteilung

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Bemerkung / Kriterium
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung angesetzt und die Höhe der zu übernehmenden Leistungen im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:			
Bocholtz-Vetschau	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch regional zusätzliche Absatzpotenziale mit fortschreitender Marktraumumstellung.
Eynatten / Raeren / Lichtenbusch	Belgien	West- / Südwesteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch Potenzial aus LNG-Anlagen.
Medelsheim	Frankreich	West- / Südwesteuropa	Möglicher Ansatz von Einspeiseleistungen im Gegenstrom durch Potenzial aus LNG-Anlagen. Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen die Transportkunden darauf hin, dass Ausspeise-FZK, die in der Jahresauktion an diesem Punkt angeboten, aber nicht gebucht wird, unter Umständen zur Befriedigung von internen Bestellungen vom Punkt Medelsheim bzw. VIP France – Germany wegverlagert werden kann.
Wallbach	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	Möglicher Ansatz von Einspeiseleistungen nach Reversierung der TENP.
Überackern	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistung auf Basis der im Netzentwicklungsplan (KNEP 2020) ausgewiesenen Kapazitäten.
Überackern 2	Österreich	Süd- / Südosteuropa	
Oberkappel	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Mögliche Erhöhung der Einspeiseleistungen durch zusätzliche Leitungsbauprojekte des TYNDP.
Der Ansatz der folgenden Grenzübergangspunkte wird in der H-Gas-Quellenverteilung im Rahmen der Erstellung der H-Gas-Bilanz zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 geprüft:			
Bunde/Oude Stanzijl	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Potenzielle Einspeiseleistungen nach Umstellung der L-Gas Infrastruktur auf H-Gas.
Vreden	Niederlande	West- / Südwesteuropa	
Elten / Zevenaar	Niederlande	West- / Südwesteuropa	
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung nicht angesetzt:			
Dornum, Emden EPT	Norwegen	West- / Südwesteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Tegelen	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Erst mit einer auch auf niederländischer Seite vollzogenen L-H-Gas-Umstellung könnte eine weitere Einspeisung aus den Niederlanden in diesen Netzbereich erfolgen. Aktuell ist dies nicht geplant.
Haanrade	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Regional beschränktes Inselnetz.
Bocholtz	Niederlande	West- / Südwesteuropa	Die H-Gas-Importkapazitäten sind vollständig verplant. Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des nördlichen TENP-Transportsystems nach sich ziehen.
Remich	Luxemburg	West- / Südwesteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen.
RC Basel	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	
RC Thayngen-Fallentor	Schweiz	Süd- / Südosteuropa	
RC Lindau	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen. Im Zeitraum vom 01. April bis 01. Oktober stellt bayernets jährlich zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten in Höhe von 300.000 kWh/h bereit.
Zone Kiefersfelden-Pfronten	Österreich	Süd- / Südosteuropa	Reine Ausspeisepunkte, keine Reversierung vorgesehen. In der Jahresauktion 2020 wurde zusätzliche TVK in Höhe von 250.000 kWh/h angeboten. Da die zusätzliche Kapazität von Transportkunden nicht vollständig gebucht wurde, erfolgte – nach vorheriger Ankündigung auf Prisma – eine Verlagerung der nicht gebuchten Kapazität zu anderen Bedarfsschwerpunkten.

Grenzübergangspunkt	Land	Region	Bemerkung / Kriterium
Folgende Grenzübergangspunkte werden in der H-Gas-Quellenverteilung nicht angesetzt:			
Waidhaus	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Eine Erhöhung der Import-Kapazitäten würde einen sofortigen Netzausbaubedarf des MEGAL-Transportsystems nach sich ziehen.
Brandov-STEGAL	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Olbernhau II	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Reiner Ausspeisepunkt, keine Reversierung vorgesehen.
Deutschneudorf	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen gemäß des TYNDP 2020 vorgesehen.
Deutschneudorf-EUGAL	Tschechische Republik	Süd- / Südosteuropa	Reiner Ausspeisepunkt, keine Reversierung vorgesehen.
GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS	Polen	Nordost	Keine Erhöhung der Einspeiseleistungen, da keine zusätzlichen Aufkommensquellen gemäß Quellenverteilung identifiziert wurden.
Mallnow	Polen	Nordost	
Greifswald	Russische Föderation	Nordost	
Lubmin II	Russische Föderation	Nordost	
Ellund	Dänemark	Nordost	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Österreich: Grenzübergangspunkt Überackern 2

Im aktuellen KNEP 2020 ist eine technische Ausspeisekapazität (Exit A / Entry DE) von rund 7,3 GWh/h und eine technische Einspeisekapazität (Exit DE / Entry A) von rund 4,8 GWh/h ausgewiesen. bayernets weist eine technische Ausspeisekapazität (Exit DE / Entry A) von 9,0 GWh/h und eine technische Einspeisekapazität (Exit DE / Entry A) von ca. 9,6 GWh/h aus (vgl. [NEP-Gas-Datenbank](#)). Darüber hinaus wird im KNEP 2020, wie in den KNEP der letzten Jahre zuvor, ein Zusatzbedarf an FZK (Exit DE / Entry A) am Grenzübergangspunkt Überackern 2 in Höhe von 2.500 MWh/h dargestellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden diesen Bedarf in der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unter Verweis auf den Incremental Capacity-Prozess nicht berücksichtigen.

Ein von der Gas Connect Austria (GCA) in den KNEP 2018 eingebrachtes Projekt (GCA-2018/01), welches den oben genannten Zusatzbedarf unter anderem mittels Verdichterneubau in Überackern decken sollte, wird nach Aufforderung der österreichischen Regulierungsbehörde nicht weiterverfolgt.

Um den aktuellen Diskussionen und Bestrebungen in Richtung Klimaneutralität und den Interessen der Europäischen Union, Märkte einfach und kosteneffizient miteinander zu verbinden, gerecht zu werden, haben GCA und bayernets eine intelligente und zeitgemäße Lösung entwickelt. Der „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) – Service wird es Transportkunden in Deutschland ermöglichen, sich direkt über den Central European Gas Hub (CEGH), dem virtuellen Handlungspunkt im Marktgebiet Ost, zu versorgen. Die regulatorische Umsetzbarkeit in Richtung Schweiz und dem Marktgebiet Tirol wird derzeit geprüft.

Weitere Informationen zu TRUD!Y sind auf der Internetseite von bayernets zugänglich.

Dänemark: Grenzübergangspunkt Ellund

Der dänische Netzbetreiber Energinet.dk (ENDK) hat auf Basis eigener Analysen kurz- und mittelfristiger Lastflusszenarien einen Bedarf an Einspeisekapazität (DK nach DE) in der Größenordnung zwischen 1,0 GW und 1,5 GW am Grenzübergangspunkt Ellund abgeleitet und diesen Bedarf im Rahmen der Erstellung des Szenariorahmens 2022 beim FNB Gas adressiert. Der Bedarf begründet sich insbesondere auf die geplante Wiederinbetriebnahme des Tyra-Feldes sowie auf die geplante Inbetriebnahme der Baltic Pipe. Mit der Verfügbarkeit dieser beiden Aufkommensquellen ergäbe sich ein Bedarf, auf Basis entsprechender Marktsignale Gasmengen mit Hilfe fester Transportkapazitäten nach Deutschland exportieren zu können.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sehen über den bestehenden Incremental Capacity-Prozess hinaus keine Möglichkeit, feste Einspeisekapazitäten am Grenzübergangspunkt Ellund in den Szenariorahmen 2022 aufzunehmen.

Da es sich hierbei um eine Anfrage nach Einspeisekapazitäten in Richtung Deutschland handelt, kann es sich nicht um eine Anfrage im Rahmen der Versorgungssicherheit in Dänemark handeln.

Ferner erscheint es den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern als wahrscheinlich, dass das in der Nordsee geförderte Erdgas alternativ auch über bestehende Grenzübergangspunkte transportiert und importiert werden kann. Nachdem der Betreiber der LNG-Anlage Wilhelmshaven seine Kapazitätsreservierung zurückgezogen hat, wurde die im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 diesbezüglich reduzierte Kapazität an den norwegischen Grenzübergangspunkten wieder zurückallokiert. Somit wird in Summe wieder eine höhere Entry-Kapazität norwegischer Grenzübergangspunkte erreicht.

Aufgrund der Ausführungen seitens ENDK war nicht klar erkennbar, dass die zu erwartenden Gasflüsse den erforderlichen Grad an Verbindlichkeit aufweisen werden, um auch im Spitzenlastfall als sicher verfügbar zu gelten.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verweisen daher in diesem Zusammenhang auf den Incremental Capacity-Prozess, der als marktbasierendes Verfahren zur Deckung kommerziell begründeter Kapazitätsbedarfe vorgesehen ist.

8.4 Virtuelle Kopplungspunkte

Gemäß Artikel 19 Abs. 9 Verordnung (EU) 2017/459 (NC CAM) sind die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, an den Marktraumgrenzen virtuelle Kopplungspunkte (VIP), an denen Transportkunden Kapazitäten buchen können, einzurichten. Verfügbare Kapazitäten an den physischen Grenzübergangspunkten der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber werden am VIP vermarktet. Allerdings konnten noch nicht sämtliche VIP eingerichtet werden, da für die Implementierung gemäß NC CAM noch Klärungsbedarf zu einzelnen Anforderungen aus der Verordnung besteht.

Eine Übersicht der bereits bestehenden sowie noch geplanten VIP ist in Tabelle 27 dargestellt. In der [NEP-Gas-Datenbank](#) sind die zum Stichtag 01. April 2021 bestehenden VIP dargestellt.

Tabelle 27: Übersicht der VIP für Deutschland (Stand 01. April 2021)

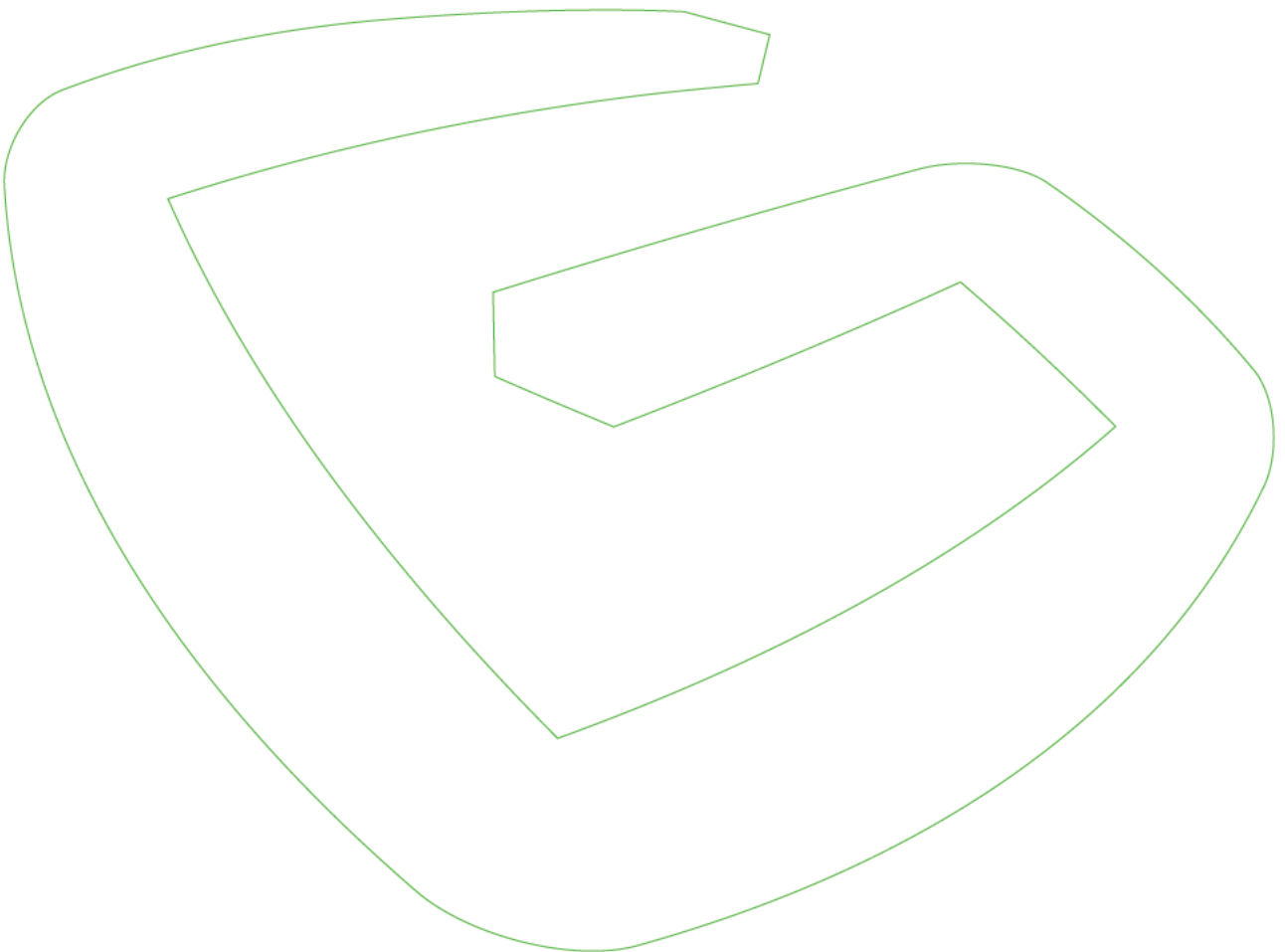
VIP	verbundene IP	verantwortlicher TSO	ITSO	Start	Ende
VIP-TTF-NCG-H	Bocholtz (Fluxys TENP) Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (TG)	OGE	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-NCG-L	Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (TG)	TG	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-H	Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-L	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP Belgium-NCG	Eynatten/Raeren (Fluxys TENP), Eynatten (TG), Eynatten/Raeren (OGE)	OGE	Fluxys Belgium	01.07.2019	01.10.2021
VIP France-Germany	Medelsheim (GRTD), Medelsheim (OGE)	GRTD	GRTgaz France	01.03.2019	
VIP Germany-CH	Wallbach (Fluxys TENP), Wallbach (OGE)	Fluxys TENP	Fluxyswiss, SwissGas	01.07.2019	
VIP Oberkappel	Oberkappel (OGE), Oberkappel (GRTD)	OGE	GCA	01.03.2019	
VIP Waidhaus NCG	Waidhaus (GRTD), Waidhaus (OGE)	OGE	Net4Gas	01.03.2019	

VIP	verbundene IP	verantwortlicher TSO	ITSO	Start	Ende
VIP Brandov-GASPOOL	Oibernhau II (GASCADE), Brandov-STEAL (GASCADE), IP Deutschneudorf EUGAL Brandov (Fluxys, GASCADE, GUD, ONTRAS), Brandov-OPAL (OGT), Deutschneudorf (ONTRAS)	GASCADE	Net4Gas	01.11.2018	
VIP L GASPOOL-NCG	Zone OGE L, Ahlten, Steinbrink	Nowega	OGE	01.11.2018	01.10.2021
VIP L GASPOOL-NCG	Zone GUD L, Ahlten, Steinbrink	OGE	Nowega, GUD	01.11.2018	01.10.2021
GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS	Lasow (ONTRAS), Gubin (ONTRAS), Kamminke (ONTRAS)	ONTRAS	GAZ-System	01.04.2016	
VIP	verbundene IP	verantwortlicher TSO	ITSO	geplanter Start	Ende
VIP TTF-THE H-Gas	Bocholtz (Fluxys TENP), Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD), Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (TG)	GUD	GTS	01.10.2021	
VIP TTF-THE L-Gas	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD), Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (TG)	TG	GTS	01.10.2021	
VIP THE-ZTP	Eynatten/Raeren (Fluxys TENP), Eynatten (GASCADE), Eynatten/Raeren (OGE), Eynatten (TG)	OGE	Fluxys Belgium	01.10.2021	
VIP DK-THE	Ellund (GUD), Ellund (OGE)	OGE	ENERGINET	01.10.2021	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Zum 01. Oktober 2021 werden die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG zum Marktgebiet Trading Hub Europe (THE) zusammengelegt. In Folge dessen fallen bereits eingerichtete VIP an den Marktgebietsübergängen von GASPOOL und NCG weg.

Ferner werden Grenzübergangspunkte und VIP von GASPOOL und NCG zusammengefasst. Buchungen an bereits existierenden VIP gehen in den neuen gemeinsamen VIP über. Der VIP Brandov-GASPOOL und der VIP Waidhaus NCG zum Marktgebiet der Net4Gas werden separat weitergeführt.



9 Versorgungssicherheit

Entsprechend § 15a Abs. 1 EnWG werden im Szenariorahmen 2022 Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen.

- In den Netzentwicklungsplänen Gas 2018–2028 und 2020–2030 haben die Fernleitungsnetzbetreiber mehrere Versorgungssicherheitsszenarien detailliert behandelt. Zum einen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der L-Gas-Versorgung – mit einer weiteren Konkretisierung und Detaillierung der Umstellungsplanung vorgelegt. Zum anderen wurde das Versorgungssicherheitsszenario – Entwicklung der H-Gas-Versorgung – anhand einer aktuellen detaillierten H-Gas-Leistungsbilanz bis 2030 untersucht und der bilanziell ermittelte Zusatzbedarf gemäß der H-Gas-Quellenverteilung auf die identifizierten Grenzübergangspunkte aufgeteilt.
- Darüber hinaus haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 die Versorgungssicherheitsvariante TENP vorgelegt, die Auswirkungen einer eventuell dauerhaft eingeschränkten Verfügbarkeit der Transportkapazitäten des TENP-Systems untersucht.

Das BMWi wird in seinen Präventions- und Notfallplänen Gas die Risikobewertung gemäß Art. 7 VO (EU) 2017/1938 (SoS-VO) für Deutschland in Zusammenarbeit mit der BNetzA und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchführen. Diese Risikobewertung umfasst neben der nationalen auch eine regionale Analyse, die innerhalb der entsprechenden Risikogruppen gemäß Anhang 1 SoS-VO¹ vorzunehmen ist. Der darauf aufbauende Risikobericht über die Folgen potenzieller Störungen der Gasinfrastruktur sowohl für die Versorgungssituation in Deutschland als auch innerhalb der Risikogruppen wird bei der EU-KOM notifiziert. Im Folgenden werden die Präventions- und Notfallpläne veröffentlicht und der EU-KOM übergeben. Diese übermittelt innerhalb von vier Monaten eine Stellungnahme inklusive möglicher Änderungsempfehlungen an das BMWi, wobei die entsprechenden Änderungsempfehlungen nicht verpflichtend sind. Eine mögliche Nichtberücksichtigung ist jedoch vom BMWi umfassend zu begründen.

Das BMWi hat den „Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas“ (Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG) mit Stand Juni 2020 veröffentlicht [BMWⁱ 2020c]. Zusammenfassend wird u. a. festgestellt:

„Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungssicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Marktrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.“

Vor diesem Hintergrund besteht nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 keine Notwendigkeit, eine fiktive Versorgungsstörung zu modellieren. Vielmehr sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, aufgrund der zukünftig reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit für den deutschen Markt, die detaillierte Umstellungsplanung bis zum Jahr 2030 weiter zu konkretisieren. Darüber hinaus soll die deutschlandweite H-Gas-Verfügbarkeit untersucht und in einer aktuellen H-Gas-Leistungsbilanz bis 2032 dargestellt werden. Hierbei werden u. a. die verfügbaren Einspeiseleistungen aus Speichern und an Grenzübergangspunkten näher betrachtet.

¹ Deutschland ist Mitglied der Risikogruppen „Gasversorgung Ost“ und „Gasversorgung Nordsee“.

9.1 Entwicklung der L-Gas-Versorgung

In diesem Kapitel wird im Hinblick auf das Thema Versorgungssicherheit die Entwicklung der L-Gas-Versorgung und der L-H-Gas-Umstellung beschrieben. Nach einer kurzen Beschreibung der aktuellen Situation (vgl. Kapitel 9.1.1) wird auf die Gasimportsituation aus den Niederlanden (vgl. Kapitel 9.1.2) und die inländische Produktion (vgl. Kapitel 9.1.3) eingegangen. Abschließend erfolgt ein Ausblick auf das geplante Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 (vgl. Kapitel 9.1.4).

9.1.1 Beschreibung der Situation

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion. Das hochkalorische Erdgas (H-Gas) stammt im Wesentlichen aus Norwegen und Russland oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

Die L-Gas-Produktion in Deutschland geht kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen so lange wie möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden. Die rückläufige L-Gas-Produktion hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Seit Oktober 2020 erfolgt zusätzlich ein kontinuierlicher Rückgang der aus den Niederlanden anstehenden L-Gas-Leistung. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B. V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

9.1.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Am 08. Januar 2018 sowie am 22. Mai 2019 hatten Erdbeben jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala die Region Groningen erschüttert. Insbesondere das Erdbeben im Jahr 2019 hat in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Um den Risiken aus der Erdgasförderung Rechnung zu tragen, hat das niederländische Wirtschaftsministerium angekündigt, die reguläre Erdgasförderung im Raum Groningen ab 2022 einzustellen. Um gleichzeitig die Versorgungssicherheit auch in besonderen Situationen sicherstellen zu können, bleibt das Groningen-Feld mit einer minimalen Produktion aktiv. Derzeit wird geprüft, ob alternativ der niederländische Erdgasspeicher „Grijpskerk“ ab dem Jahr 2022 als Kapazitätsreserve, beispielsweise für Ausfälle der Gasinfrastruktur während einer Kälteperiode, genutzt werden kann [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a](#)].

Für das Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 war eine Fördermenge in Groningen von zunächst 11,8 Mrd. m³ vorgesehen [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019](#)], die im März 2020 auf 10,7 Mrd. m³ reduziert wurde [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b](#)]. Tatsächlich gefördert wurde eine Gasmenge von 8,7 Mrd. m³ [[GTS 2020](#)], begünstigt im Wesentlichen durch die milden Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2019/2020.

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 hat das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 8,1 Mrd. m³ festgelegt, im darauffolgenden Gaswirtschaftsjahr 2021/2022 wird eine Größenordnung von rund 4 Mrd. m³ in Aussicht gestellt. Diese Mengen gelten jeweils für durchschnittliche Jahrestemperaturen, wobei die erlaubte Produktionsmenge anhand der tatsächlichen Temperaturentwicklung auf Basis einer festgelegten Formel nach oben bzw. unten angepasst wird.

Um die Einstellung der regulären Groningen-Produktion ab dem Jahr 2022 gewährleisten zu können, müssen nach Angaben des niederländischen Wirtschaftsministeriums die folgenden vier Bedingungen erfüllt werden [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]:

1. Inbetriebnahme einer zusätzlichen Konvertierungsanlage in Zuidbroek,
2. Planmäßige Reduktion der L-Gas-Nachfrage in den L-Gas-Abnehmerländern Belgien, Deutschland und Frankreich,
3. Ausreichende H-Gas-Importmöglichkeiten,
4. Weitere Verfügbarkeit des Gasspeichers Norg über 2022 hinaus.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen in diesem Zusammenhang sowie auch zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland in einem engen Austausch mit der GTS. Der Austausch auf internationaler Ebene erfolgt seit 2019 insbesondere auch über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen der oben genannten Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der dritte Bericht der Task Force wurde im Februar 2021 veröffentlicht. Die Task Force bietet eine ideale Plattform, um harmonisierte Planungsannahmen mit hoher Transparenz zu gewährleisten.

9.1.3 Inländische Produktion

Die in der folgenden Tabelle dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG aus dem Mai 2021. Die Produktionskapazitäten sind durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden. Die Prognose enthält zusätzlich eine Aufteilung der Produktionskapazitäten nach L-Gas und H-Gas.

Tabelle 28: Kapazitätsprognose gemäß BVEG

Jahr	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021	Summe beide Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2021		Summe beide Gebiete mit Sicherheitsabschlag gem. BVEG 2020	Differenz zwischen BVEG 2021 und 2020
			(L-Gas)	(L-Gas)		
	Mio. m ³ /h		GWh/h		GWh/h	
2021	0,25	0,29	0,54	5,3	6,0	-0,7
2022	0,22	0,27	0,49	4,8	5,6	-0,8
2023	0,23	0,24	0,46	4,5	5,5	-0,9
2024	0,21	0,22	0,43	4,2	4,9	-0,8
2025	0,19	0,19	0,38	3,7	4,4	-0,7
2026	0,18	0,17	0,35	3,4	4,0	-0,6
2027	0,16	0,15	0,31	3,0	3,5	-0,5
2028	0,14	0,14	0,28	2,7	3,1	-0,4
2029	0,13	0,12	0,25	2,4	2,8	-0,3
2030	0,11	0,11	0,22	2,2	2,4	-0,3
2031	0,10	0,09	0,19	1,9	2,0	-0,1
2032	0,09	0,08	0,17	1,7	-	-

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis von BVEG 2021, BVEG 2020

Die aktuelle Prognose des BVEG zeigt einen deutlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion ab dem Jahr 2021 von bis zu 17 %. Diese Prognose weicht wesentlich von den bisherigen ab und führt zu einer Unterdeckung regionaler Leistungsbilanzen. Es erscheint zum gegenwärtigen Zeitpunkt denkbar, dass dieser aktuell vom BVEG prognostizierte Rückgang Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im L-Gas haben könnte.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass eine verlässliche Produktionsprognose die Basis für die langfristige Umstellungsplanung ist. Eine netzplanerische Reaktion auf den massiven Rückgang bereits im Jahr 2021 ist daher nicht möglich.

9.1.4 Ausblick auf den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Die Fernleitungsnetzbetreiber beabsichtigen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Punkte darzustellen:

- Ermittlung und Darstellung der Leistungs- und Mengenbilanz der nächsten Jahre für L-Gas unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten bis zum Ende der Marktraumumstellung im Jahr 2030,
- Entwicklung einer Vorschau für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit über die dann noch vorhandenen Quellen (inländische Produktion, UGS Empelde, Konvertierungsanlage Rehden),
- Weiterentwicklung der im Umsetzungsbericht 2021 vorgestellten Umstellungsplanung sowie der Übersicht aller L-Gas-Umstellungsbereiche.
- Anpassung der Umstellungsbereiche, um eine optimierte Auslastung der Ressourcen zu erreichen,
- Berücksichtigung der vorliegenden aktuellen Detailplanungen der Verteilernetzbetreiber,
- Berücksichtigung der Anzahl der pro Jahr anzupassenden Gasgeräte,
- Identifikation konkreter Ausbaumaßnahmen zur Sicherstellung der Versorgung,
- Fortsetzung der Abstimmungen zur Umstellung von Speichern,
- Berücksichtigung des verbleibenden L-Gas-Marktes, der benötigten Strukturierungsinstrumente sowie der Untersuchung zur Beimischung des verbleibenden L-Gas-Produktionsaufkommens.

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird der aktuelle L-H-Gas-Umstellungsprozess dargestellt. Stichtag für die Abstimmungen der Umstellungskonzepte zwischen den Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreibern ist hierfür der 01. Oktober 2021. Nach dem 01. Oktober 2021 eingehende Umstellungsänderungen können erst im Umsetzungsbericht 2023 berücksichtigt werden.

9.2 Entwicklung der H-Gas-Versorgung

Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit, neben der reduzierten L-Gas-Verfügbarkeit auch die H-Gas-Verfügbarkeit weiterhin zu untersuchen.

Die sich aus der Umsetzung der Energiewende für die Gasinfrastruktur ergebenden Anforderungen werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der Entwicklung der H-Gas-Versorgung untersucht.

Zusätzlich werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 die folgenden Punkte dargestellt, die die H-Gas-Versorgung wesentlich beeinflussen:

- Erläuterung der Berücksichtigung der Einspeisekapazitäten (Grenzübergangspunkte, Speicher, Konvertierung, Produktion sowie LNG-Anlagen),
 - Wesentliche Annahmen sind dabei, dass Grenzübergangspunkte grundsätzlich im Rahmen der technisch verfügbaren Kapazitäten berücksichtigt werden und dass für Speicher eine saisonale Beschäftigung angenommen wird, wobei im Spitzenlastfall eine Auslagerung unterstellt wird,

- Aufschlüsselung der Ausspeisekapazitäten auf Bedarfsgruppen (Kraftwerke, Industrie, Verteilernetzbetreiber, Grenzübergangspunkte),
- Ermittlung und Darstellung der H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032,
- Ermittlung des Zusatzbedarfs auf Basis der H-Gas-Leistungsbilanz,
- Aufteilung eines etwaigen zusätzlichen Importbedarfs auf einzelne Grenzübergangspunkte sowie Erläuterungen zur Vorgehensweise bei der Aufteilung gemäß H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 8.2).

9.3 Unterbrechungen

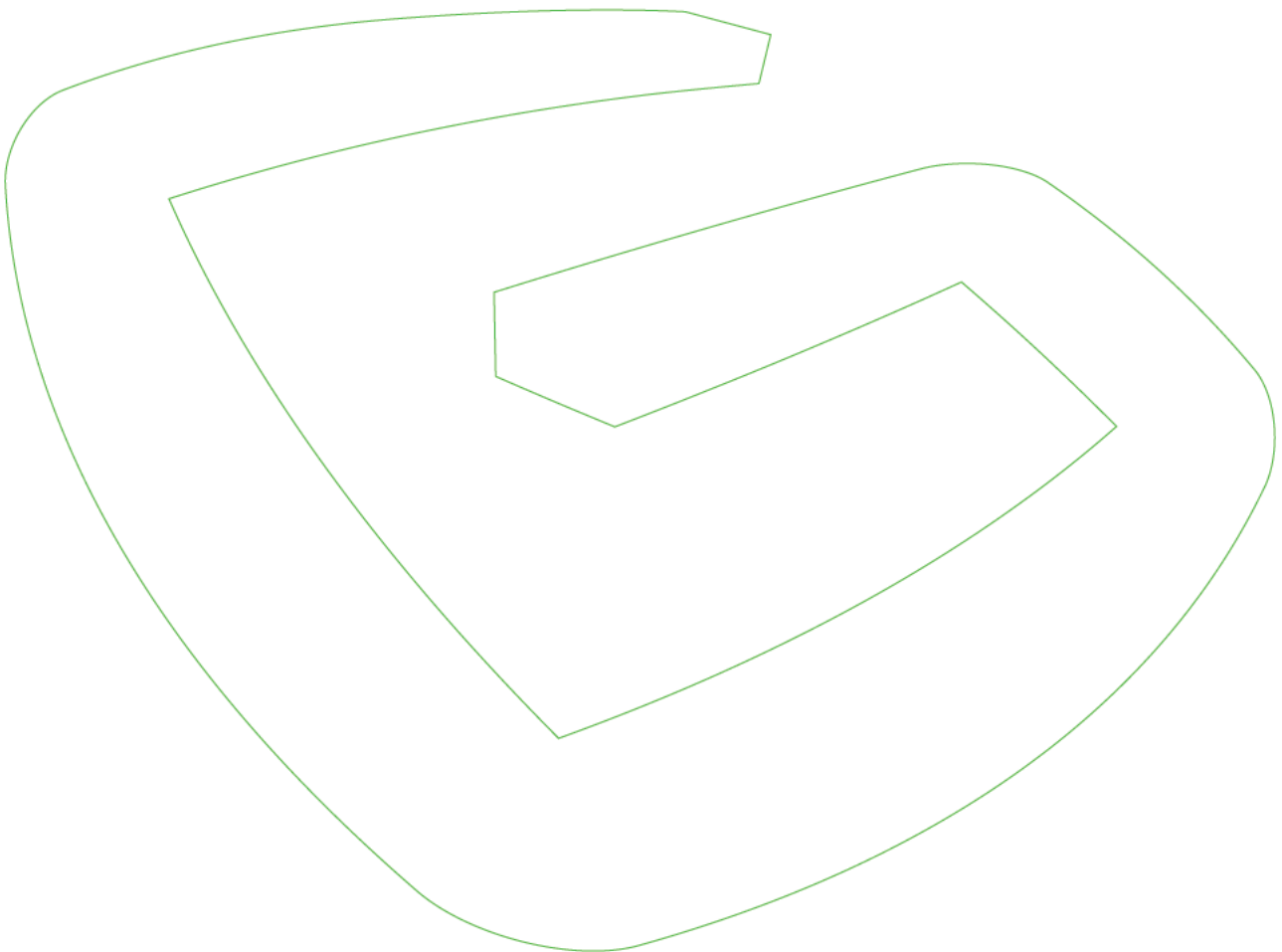
Die Fernleitungsnetzbetreiber haben in den Netzentwicklungsplänen Gas 2013 bis 2018–2028 detaillierte Untersuchungen historischer Unterbrechungen durchgeführt. Hierzu wurde regelmäßig ausgeführt, dass historische Unterbrechungen allenfalls als Indikation zu weitergehenden Untersuchungen der zukünftigen Entwicklung an den betreffenden Grenzübergangspunkten dienen können. Isoliert betrachtet, stellen historische Unterbrechungen keine Basis für eine Ausbauentscheidung dar. Die Entwicklung zukünftiger Unterbrechungen lässt sich aufgrund der Vielzahl bereits im Bau befindlicher Maßnahmen und regulatorischer Änderungen, wie der Einführung von VIP und insbesondere der Marktgebietszusammenlegung, nicht abschätzen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen explizit darauf hin, dass die geplanten und ungeplanten Unterbrechungen fester und unterbrechbarer Kapazitäten auf den Internetplattformen der Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht werden. Darüber hinaus werden Daten zu Unterbrechungen auch auf der ENTSOG-Transparenzplattform veröffentlicht.

Vor diesem Hintergrund verzichten die Fernleitungsnetzbetreiber auf eine gesonderte Auswertung der historischen Unterbrechungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032.

Modellierung und Modellierungsvarianten

10



10 Modellierung und Modellierungsvarianten

In diesem Kapitel schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor. Kapitel 10.1 gibt eine Übersicht der vorgesehenen Modellierungsvarianten. Anschließend wird die Modellierung der Basisvariante in Kapitel 10.2 beschrieben. Kapitel 10.3 beschreibt die Modellierung der Wasserstoffvariante. Kapitel 10.4 erläutert die Berechnung des Bedarfs an marktbasierenden Instrumenten (im Folgenden NewCap-Rechnung) für die Modellierung. Die geplante Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ist in Kapitel 10.5 beschrieben, gefolgt von Erläuterungen zum Thema Kohleausstieg in Kapitel 10.6. Die Startnetz Kriterien, welche die Fernleitungsnetzbetreiber für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 vorsehen, sind in Kapitel 10.7 beschrieben.

10.1 Übersicht der Modellierungsvarianten

Der vorliegende Szenariorahmen 2022 bildet die Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032. Die Fernleitungsnetzbetreiber schlagen eine Netzmodellierungsvariante (Basisvariante) vor. Darüber hinaus erfolgt eine Aktualisierung der Versorgungssicherheitsszenarien im L-Gas und H-Gas bis zum Jahr 2032.

Weiterhin verpflichtet die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber zur Netzmodellierung einer Kohleausstiegsvariante auf Grundlage des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVVG). Die weitere Ausgestaltung der Variante erfolgt in Abstimmung mit der BNetzA.

Aufbauend auf dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 setzen die Fernleitungsnetzbetreiber die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Gasinfrastruktur fort und ermitteln die dazu notwendigen Maßnahmen anhand der Modellierung einer Wasserstoffvariante.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stehen durch die gesetzlichen Vorgaben bei der Auswahl der zu berechnenden Modellierungsvarianten für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor der Herausforderung einerseits wesentliche zukünftige Entwicklungen abzubilden und sich andererseits bei den Berechnungen auf einen im gegebenen Zeitrahmen darstellbaren Arbeitsumfang zu beschränken. Die Modellierung von Lastflussszenarien und die Bestimmung des hierdurch ausgelösten Ausbaubedarfs ist ein hochkomplexes, aufwendiges und zeitintensives Verfahren. Die Modellierung im gemeinsamen Marktgebiet erhöht die Komplexität und den Abstimmungsaufwand zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern.

Vor diesem Hintergrund sehen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Auswahl und Spezifizierung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 vor (vgl. Tabelle 29).

Tabelle 29: Modellierungsvarianten im Szenariorahmen 2022

Modellierungs-variante	Basisvariante 2027	Basisvariante 2032	L-Gas-Bilanz 2032	H-Gas-Bilanz 2032	NewCap Basisvariante
Bezeichnung	B.2027	B.2032	L.2032	H.2032	N.2027, N.2032
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2027	Bilanzanalyse	Bilanzanalyse	NewCap-Rechnung
Stichtag	31.12.2027	31.12.2032	01.10.2032	01.10.2032	01.10.2027, 01.10.2032
Verteilernetz-betreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB.	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung bei Wachstum. Plausible Rückgänge werden berücksichtigt.	Versorgungs-sicherheits-szenario L-Gas 2032, Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2032	Versorgungs-sicherheits-szenario H-Gas 2032, Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032	Berechnung der Kosten der Marktbasierten Instrumente (MBI) für die Basisvariante bis zum Jahr 2032
H-Gas-Quellen	Zusatzbedarf gemäß Kapitel 8.2 des Szenariorahmens 2022				
GÜP/VIP	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“, Ausbaubedarf gemäß Kapitel 8 des Szenariorahmens 2022 unter Berücksichtigung des TYNDP				
MBI-Einsatz	Planerischer Einsatz Marktbasierter Instrumente				
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032				
Untergrund-speicher	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“, Neubau gemäß Kapitel 3.3.2: 100 % TaK				
Kraftwerke	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“, heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Kraftwerke gemäß Kapitel 3.2.1, Neubau gemäß Kapitel 3.2.2 100 % FDZK				
LNG	Neubau gemäß Kapitel 3.4				
Industrie	Bestandskapazitäten werden konstant bis 2032 fortgeschrieben, Berücksichtigung des verbindlichen Zusatzbedarfs gemäß Kapitel 10.2, Ansatz von FZK				
Biomethan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“, Neubau gemäß Kapitel 10.2				
Wasserstoff und synthetisches Methan	Bestand gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“				

Modellierungs- variante	Wasserstoffvariante 2027	Wasserstoffvariante 2032	Auslegungsvariante Baden-Württemberg 2032 (nur terranets)	Kohleausstiegsvariante
Bezeichnung	G.2027	G.2032	A.2032	K.2030
Berechnung	vollständig 2027	vollständig 2032	vollständig 2032	in Abstimmung mit der BNetzA
Stichtag	31.12.2027	31.12.2032	31.12.2032	
Verteilernetz- betreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2022, Entwicklung 2023–2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB.	Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung bei Wachstum. Plausible Rückgänge werden berücksichtigt.	Startwert: Interne Bestel- lungen 2022, Entwick- lung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB der terranets bis einschließlich 2032	
H-Gas-Quellen	wie Basisvariante		Aktualisierung auf Basis des Zusatzbedarfs von terranets ggü. der Basisvariante	
GÜP/VIP	wie Basisvariante			
MBI-Einsatz	keine Berechnung			
L-H-Gas- Umstellung	wie Basisvariante			
Untergrund- speicher				
Kraftwerke				
LNG				
Industrie				
Biogas				
Wasserstoff und synthetisches Methan	Berücksichtigung von konkreten Projekten der Marktabfrage WEB, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU (gemäß Kapitel 3.6) abgeschlossen wird, Modellierung gemäß Kapitel 10.3		wie Basisvariante	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

10.2 Erläuterung der Basisvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Im Folgenden werden die Vorgehensweise und Eingangsgrößen der Basisvariante beschrieben:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2027 und 2032.
- Stichtag für die Berechnung der Netzausbaumaßnahmen ist der 31. Dezember des jeweiligen Jahres. Dementsprechend werden die Inbetriebnahmetermine der Netzausbaumaßnahmen in der Regel auf den 31. Dezember des Berechnungsjahres festgelegt.
- **Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber:**
Die BNetzA hat mit ihrer Entscheidung vom 11. Dezember 2015 zur Bestätigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016–2026 (Tenor 6a.) die Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber verpflichtend vorgegeben. Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber für den Szenariorahmen 2022 eine entsprechende Berücksichtigung vor. Mit der Entscheidung der BNetzA entfällt der direkte Bezug zu einem Gasbedarfsszenario des Szenariorahmens 2022. Die dort angesetzten politischen Vorgaben und hier insbesondere die Klimaschutzziele werden somit nicht in vollem Umfang berücksichtigt.
 - > Startwert: Interne Bestellungen des Jahres 2022.
 - > Entwicklung 2023 bis 2027: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber gemäß § 16 der Kooperationsvereinbarung bis einschließlich 2027.
 - > Entwicklung 2028–2032: Konstante Fortschreibung.
- **Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:**
 - > Liegt der Prognosewert für 2027 über bzw. unter dem Bestellwert für das Jahr 2022, so ist eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers hierzu erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilernetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV X § 16 Abs. 3 den Verteilernetzbetreiber kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es nicht zu einer gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einbeziehung der BNetzA erforderlich.
- **Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen:**
 - > Bestandskapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR Konsultation“.
 - > Verteilung des etwaigen Zusatzbedarfs nach H-Gas-Quellenverteilung (vgl. Kapitel 8.2) auf Grenzübergangspunkte.
- **Untergrundspeicher:**
 - > Berücksichtigung der Bestandsspeicher gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR Konsultation“.
 - > Berücksichtigung von neuen Speichern bzw. Speichererweiterungen entsprechend Kapitel 3.3.2 in Höhe der angefragten Leistung als 100 % feste temperaturabhängige Kapazität (TaK).
- **Kraftwerke:**
 - > Berücksichtigung der Bestandskraftwerke gemäß NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2022 – SR Konsultation“.
 - > Berücksichtigung von neuen Kraftwerken entsprechend Kapitel 3.2.2 unter Berücksichtigung der Kriterien in Höhe der angefragten Leistung mit 100 % fDZK.
 - > Berücksichtigung von systemrelevanten Kraftwerken am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend Kapitel 3.2.1.
- **LNG-Anlagen:**
 - > Berücksichtigung gemäß Kapitel 3.4.2.

- **Produktion:**

- > Berücksichtigung von neuen Produktionseinspeisungen in das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber entsprechend Kapitel 3.5 in Höhe der angefragten Leistung.

- **Industrie:**

- > Fortschreibung der Bestandskapazitäten bis 2032 (konstanter Kapazitätsbedarf), sofern durch die Industriekunden keine abweichenden Kapazitätsmeldungen vorliegen.
- > Berücksichtigung des von Industriekunden angefragten verbindlichen Zusatzbedarfs, soweit die Anfrage bis zum 15. Juli 2021 bei den Fernleitungsnetzbetreibern eingegangen ist. Eine Plausibilisierung des angefragten Zusatzbedarfs ist bis zum 31. August 2021 vorgesehen.

- **Biomethan im Sinne des § 3 EnWG 10c:**

- > Bestand: Einspeisungen in das Fernleitungsnetz werden gemäß Datenbankzyklus „2022 – SR Konsultation“ angesetzt.
- > Marktabfrage WEB und Grüne Gase: Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Basisvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nur, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist.

- **L-H-Gas-Umstellung:**

- > Modellierung der Umstellungsbereiche einschließlich Umstellungen bis 2033 zur Ermittlung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen bis zum 31. Dezember 2032.

- **L-Gas-Bilanz 2032:**

- > Analyse der langfristigen L-Gas-Bilanzen bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 9.1.

- **H-Gas-Bilanz 2032:**

- > Analyse der langfristigen H-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 9.2.

10.3 Erläuterung der Wasserstoffvariante für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Die Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen in die bestehende Gasinfrastruktur gewinnt zur Erreichung der Klimaschutzziele zunehmend an Bedeutung. Für die effiziente und zeitnahe Integration von Wasserstoff und Grünen Gasen ist neben der Ertüchtigung der bestehenden Gasinfrastruktur auf steigende Wasserstoffanteile die Umstellung bestehender Gas- und Speicherinfrastrukturen von Erdgas auf Wasserstoff von wesentlicher Bedeutung.

Die Integration Grüner Gase und der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur als Teil der Energieversorgungsinfrastruktur ist im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 zu berücksichtigen, um rechtzeitig die Weichen für die Anforderungen der Energieversorgung von morgen zu stellen.

Die Wasserstoffvariante besteht aus zwei aufeinander aufbauenden Modellierungsbestandteilen, der Methanmodellierung und der Wasserstoffmodellierung. Bei der Modellierung haben die Fernleitungsnetzbetreiber ausschließlich die Projekte einbezogen, welche an das Fernleitungsnetz angeschlossen werden sollen.

Eine Erläuterung der Vorgehensweise bei der Modellierung findet sich in Kapitel 7.1.

Die Wasserstoffvariante wird durch die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 unter folgenden Prämissen modelliert:

- Vollständige Berechnung für die Jahre 2027 und 2032
- Stichtag für die Berechnung der Netzausbaumaßnahmen ist der 31. Dezember des jeweiligen Jahres.

- **Hierbei werden folgende wesentliche Eingangsgrößen identisch zu den Vorgaben der Basisvariante angesetzt:**

- > Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber für das Modellierungsjahr 2027
- > Gasaustausch mit Nachbarländern an den Grenzübergangspunkten und H-Gas-Quellen
- > Unterspeicherung
- > Kraftwerke
- > LNG-Anlagen
- > Industrie
- > Biomethan
- > Marktabfrage WEB und Grüne Gase: Die Fernleitungsnetzbetreiber prüfen die Projektmeldungen zur Berücksichtigung in der Methanmodellierung der Wasserstoffvariante des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 nur, wenn bis zum 01. Oktober 2021 der Prozess zum Netzanschlussbegehren bei dem verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber abgeschlossen ist.
- > L-H-Gas-Umstellung

- **Abweichungen im Ansatz der wesentlichen Eingangsgrößen von der Basisvariante erfolgen für die Kapazitätsbedarfe der Verteilernetzbetreiber für das Modellierungsjahr 2032:**

- > Entwicklung 2028–2032: Bei steigender Langfristprognose nach 2027 wird der Wert für 2027 konstant fortgeschrieben. Plausible Rückgänge, z. B. durch die Substituierung von Erdgas durch Wasserstoff, werden berücksichtigt.

- **Hinsichtlich der Plausibilisierung wenden die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Vorgehensweise an:**

- > Liegt der Prognosewert für 2027 über bzw. unter dem Bestellwert für das Jahr 2022, so ist eine nachvollziehbare Begründung seitens des Verteilernetzbetreibers hierzu erforderlich. Zur Plausibilisierung werden die von den Verteilernetzbetreibern in Teil B des Formulars zur internen Bestellung angegebenen Prämissen der Langfristprognose (unterstellte sektorale Entwicklungen einschließlich nachvollziehbarer Begründungen) von den Fernleitungsnetzbetreibern herangezogen. Bei fehlenden oder nicht nachvollziehbaren Begründungen wird der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß KoV X § 16 Abs. 3 den Verteilernetzbetreiber kontaktieren, um eine abgestimmte Prognose zu entwickeln. Sollte es nicht zu einer gemeinsamen Einschätzung des Kapazitätsbedarfs kommen, ist ggf. die Einbeziehung der BNetzA erforderlich.

- **Wasserstoff, Biomethan und synthetisches Methan**

- > Entwicklung bis 2032: Projekte mit konkreten Umsetzungsabsichten aus der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, welche die Kriterien gemäß Kapitel 3.6.1 erfüllen, werden berücksichtigt, sofern bis zum 01. Oktober 2021 ein MoU vorliegt.

- **Wasserstoffbilanz 2032:**

- > Analyse der langfristigen Wasserstoffleistungsbilanz bis zum Jahr 2032, vgl. Kapitel 7.3.

10.4 Erläuterung der NewCap-Rechnung für die Modellierung im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Gemäß GasNZV sind die beiden deutschen Marktgebiete NCG und GASPOOL bis spätestens 01. April 2022 zu einem Marktgebiet zusammenzulegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber werden die Zusammenlegung zum 01. Oktober 2021 umsetzen.

Mit dem neuen gemeinsamen Marktgebiet entsteht einer der attraktivsten und liquidesten Gashandelsplätze Europas. In Zusammenarbeit mit den Marktgebietsverantwortlichen sowie den Marktteilnehmern und der BNetzA haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber an der Ausgestaltung dieses neuen Marktgebietes gearbeitet und stehen kurz vor der Finalisierung.

10.4.1 Kapazitätsgerüst für den Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Entsprechend der Formulierung von § 21 GasNZV ist es das erklärte Ziel, durch die Zusammenlegung der bisherigen Marktgebiete „die Liquidität des Gasmarktes zu erhöhen“. In Erfüllung dieser gesetzlichen Vorgabe ist es somit geboten, die in den beiden getrennten Marktgebieten GASPOOL und NCG vorhandenen Kapazitäten, sofern in Höhe und Qualität möglich, weitgehend in Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet zu überführen.

Wie bereits im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 beschrieben, ist diese Aufwertung der Kapazitäten aufgrund der deutlichen Vergrößerung des Marktgebietes jedoch nicht ohne Investitionsmaßnahmen oder die Nutzung anderer Instrumente zu gewährleisten. Da nennenswerte Investitionsmaßnahmen bis zur Umsetzung der Marktgebietszusammenlegung nicht realisierbar sind und darüber hinaus wenig effizient erscheinen, wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber Methoden zum Erhalt der Kapazitäten auch ohne weitere bauliche Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt einer sicheren und zugleich kosteneffizienten Energieversorgung entwickelt. Kernpunkt dieser Methodenentwicklung ist der Einsatz sogenannter marktbasierter Instrumente (MBI).

10.4.2 NewCap im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 wird die Ermittlung der Ausbaumaßnahmen aufgrund der neuen Systematik in einem Marktgebiet analog zum Vorgehen im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 durchgeführt. Es wird dazu im Rahmen der Modellierung eine Bewertung stattfinden, ob der Einsatz von MBI oder ein Ausbau des Netzes vorteilhaft ist.

Die Berechnungen im Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 erfolgen für die Basisvariante.

10.4.3 Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs

Im Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 macht die BNetzA den Fernleitungsnetzbetreibern folgende Vorgaben:

„Wie von der Bundesnetzagentur bereits im Verfahren KAP+ geäußert, soll bereits der kommende Szenariorahmen für den NEP Gas 2022–2032 Erkenntnisse über den Bedarf an festen frei zuordenbaren Kapazitäten in einem deutschlandweiten Marktgebiet abbilden. Die Bundesnetzagentur fordert die Fernleitungsnetzbetreiber daher auf, die Diskussion über den langfristigen Kapazitätsbedarf weiterzuführen. Langfristiges Ziel des Prozesses ist es, einen mit dem Markt abgestimmten und hinreichend nachvollziehbaren Kapazitätsbedarf in einem deutschlandweiten Marktgebiet spätestens im Szenariorahmen für den NEP Gas 2024–2034 festzulegen.“

Dazu haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 bereits folgendes ausgeführt: „Vielmehr schlagen die Fernleitungsnetzbetreiber vor, erst Erfahrungen mit den Jahresauktionen 2020 und 2021 und den unterjährigen Buchungen des Gaswirtschaftsjahres 2021/2022 zu sammeln, um eine valide Basis für die Entwicklung von Kriterien zu schaffen. Darüber hinaus sollte die Testphase des Überbuchungs- und Rückkaufsystems (zumindest ein aussagefähiger Teil davon) genutzt werden, um auf Basis der Erkenntnisse eine fundierte, sachgerechte Abwägung zwischen dem Überbuchungs- und Rückkaufsystem auf der einen Seite und dem § 9 Abs. 3 GasNZV auf der anderen Seite zu ermöglichen.“

Die Fernleitungsnetzbetreiber sind weiterhin der Ansicht, dass ein Bewerten und damit auch Aufstellen von Kriterien erst nach dem Gaswirtschaftsjahr 2021/22 sinnvoll möglich ist. Darüber hinaus sollte die grundsätzliche Frage nach der zukünftigen Anwendung entsprechend § 9 (4) oder § 9 (3) GasNZV geklärt sein. Damit eng verbunden ist die Frage der Kostenanerkennung – die Kosten für MBI müssen nach Ansicht der Fernleitungsnetzbetreiber ergebnisneutral für die Fernleitungsnetzbetreiber wirken und dürfen den Effizienzvergleich nicht beeinflussen.

Ungeachtet dessen möchten die Fernleitungsnetzbetreiber den aktuellen Konsultationsprozess zum Szenariorahmen 2022 nutzen, um die Marktteilnehmer hinsichtlich ihrer Vorstellungen zu möglichen Kriterien für einen langfristigen Kapazitätsbedarf bereits jetzt mit einzubeziehen.

Im Zeitraum der Erstellung und Konsultation des Szenariorahmens 2022 liegen Erkenntnisse aus den Jahresauktionen 2020 und 2021 vor, in denen die geplante Marktgebietszusammenlegung für den Zeitraum nach dem 01. Oktober 2021 berücksichtigt wurde.

Die Fernleitungsnetzbetreiber stellen folgende Fragen zur Konsultation:

- Inwiefern sehen die Marktteilnehmer die Auktionsergebnisse für die langfristigen Produkte als einen Indikator für ein Maß des Kapazitätsbedarfs in einem deutschlandweiten Marktgebiet an?
- Wie sehen die Marktteilnehmer die Rolle der Kurzfristbuchungen in der Bestimmung von Kriterien für den langfristigen Kapazitätsbedarf?
- Welche Kriterien spielen neben den Auktionsergebnissen und möglicherweise den Kurzfristbuchungen eine weitere Rolle?

10.5 Erläuterungen zur Auslegungsvariante für Baden-Württemberg

Hintergrund der Betrachtung einer Auslegungsvariante für Baden-Württemberg ist das Zusammenspiel aus kontinuierlich steigendem Kapazitätsbedarf sowie die bereits hohe Auslastung des Hochdrucknetzes in Baden-Württemberg.

Die erstmalige Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ermöglichte es terranets bw in ihrer Netzplanung sicherzustellen, dass das anhaltende Kapazitätswachstum der Verteilernetze in vollem Maße Eingang fand.

Dabei sind die Entwicklungen innerhalb der Verteilernetze signifikant. In Baden-Württemberg bilden diese den größten Anteil der bereitzustellenden Gaskapazitäten für terranets bw. Zuwächse von 10 % innerhalb von zehn Jahren machen diese Entwicklungen zu einem wesentlichen Bestandteil der Netzausbauplanung. Aktuelle Analysen bestätigen die Prognosen der Verteilernetzbetreiber und lassen darüber hinaus die weitere Verdichtung von Neuanschlüssen im Wärmemarkt erwarten.

Abweichend von der Basisvariante betrachtet die Auslegungsvariante daher nur das Modellierungsjahr 2032 unter Verwendung der 10-Jahres-Prognose der Verteilernetzbetreiber im baden-württembergischen Netzgebiet der terranets bw, statt eine konstante Fortschreibung ab 2027.

terranets bw führt eine vollständige Modellierung und Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen und deren Dimensionierung in ihrem Netzgebiet durch. Dabei stimmt terranets bw die Übergabeleistungen an den vorhandenen Netzkopplungspunkten mit den strömungsmechanisch vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreibern bayernets, Fluxys TENP, GASCADE, GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe ab. Die Indikation der zusätzlichen Übergabeleistungen wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 transparent dargestellt.

10.6 Erläuterungen zum Kohleausstieg

Im Jahr 2020 wurde das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, KVVG) beschlossen. Mit dem „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung“ wurden die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (Kohlekommission) umgesetzt, die Kohleverstromung in Deutschland schrittweise zu verringern und bis spätestens Ende 2038 vollständig zu beenden.

Die BNetzA hat durch dieses Gesetz verschiedene Aufgaben zur Umsetzung des Kohleausstiegs erhalten. Dementsprechend hat die BNetzA gemäß § 54 Abs. 4 KVVG zu ermitteln, ob die vorhandenen Gasversorgungsnetze ausreichen, um Stein- und Braunkohleanlagen eine Umrüstung auf den Energieträger Gas zu ermöglichen. Für diese Überprüfung verpflichtet die BNetzA die Fernleitungsnetzbetreiber, im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032, eine entsprechende Netzmodellierung anhand festgelegter Kriterien durchzuführen.

Für die Kriterienentwicklung und die Ausgestaltung der Kohleausstiegsvariante haben erste Gespräche zwischen der BNetzA und den Fernleitungsnetzbetreibern stattgefunden.

10.7 Kriterien für die Aufnahme von Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 in das Startnetz für die Modellierung des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032

Das Startnetz bildet die Basis für die Modellierungen der Fernleitungsnetze zur Ermittlung des zusätzlich erforderlichen Netzausbaubedarfs.

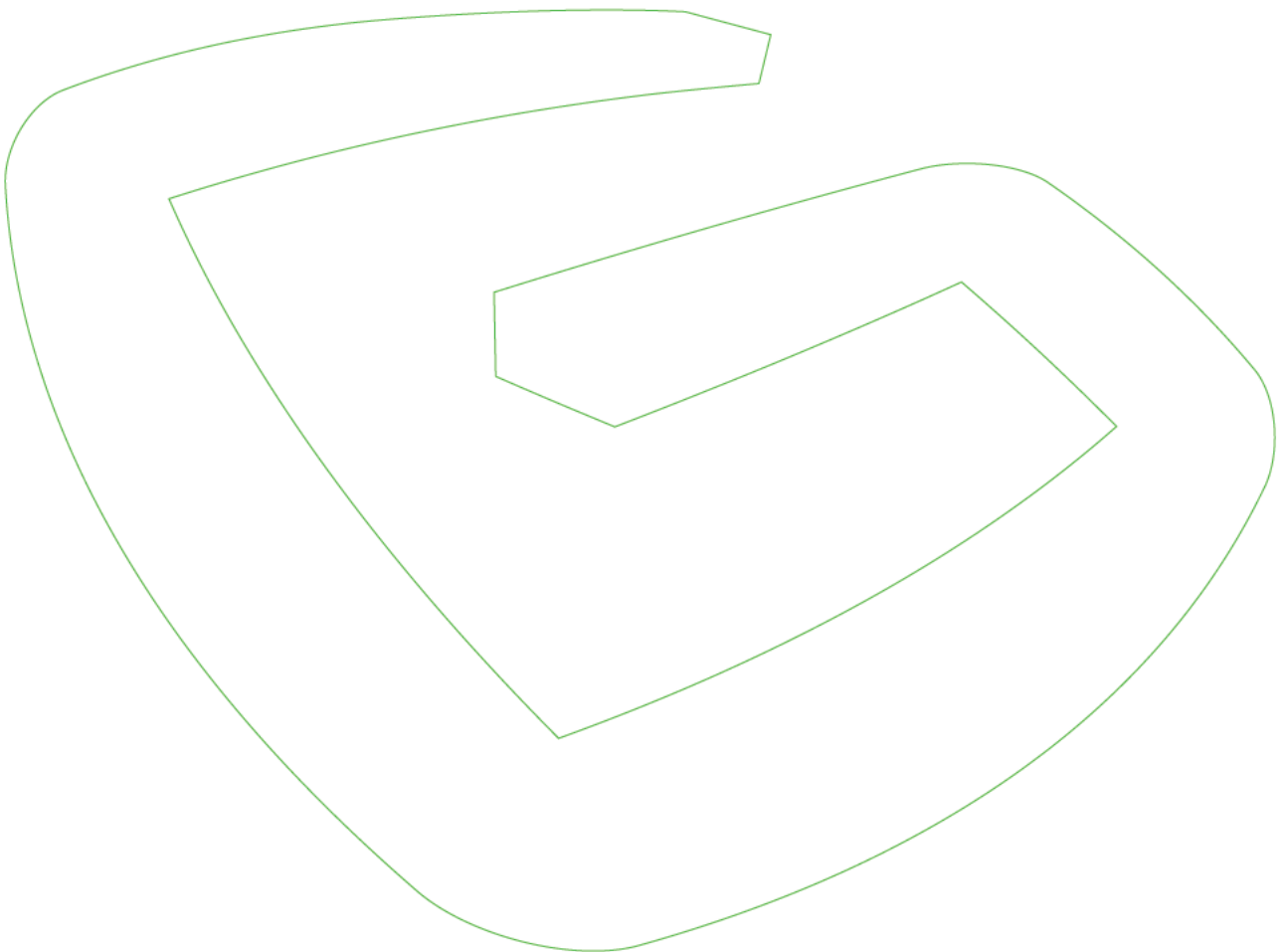
Das für die Modellierung der Fernleitungsnetze definierte Startnetz umfasst den aktuellen Bestand des Fernleitungsnetzes, in Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas und gegenüber den vorhergehenden Umsetzungsberichten sowie im Bau befindliche Maßnahmen.

Darüber hinaus beabsichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber, analog der bisherigen Vorgehensweise, weitere ausgewählte Maßnahmen aus den vorhergehenden Netzentwicklungsplänen Gas in das Startnetz aufzunehmen. Für die Auswahl von zusätzlichen Maßnahmen für das Startnetz des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 sollen die folgenden Kriterien des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 zum Stichtag 01. Januar 2022 verwendet werden:

- Die finale Investitionsentscheidung (FID) durch die Fernleitungsnetzbetreiber ist getroffen und
- die für die Maßnahme erforderlichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungen liegen vor.

Die in das Startnetz aufgenommenen Maßnahmen werden in der Netzsimulation so behandelt wie bereits bestehende Leitungen und Anlagen des Bestandsnetzes. In das Startnetz aufgenommene Maßnahmen können somit nicht mehr Ergebnis der Modellierung werden. Faktisch erhalten sie damit den Status des Bestandsnetzes.

Anlagen



Anlage 1: NEP-Gas-Datenbank

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die NEP-Gas-Datenbank für den Szenariorahmen 2022 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die NEP-Gas-Datenbank beinhaltet für den Zyklus des Szenariorahmens 2022 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2022 – SR Konsultation“) folgende Informationen für die Basisvariante:

- Kapazitäten (Grenzübergangspunkte/VIP, Speicher, Kraftwerke, LNG-Anlagen, Industrie, Produktion, Biomethan, synthetisches Methan, Wasserstoff)

Die Basisvariante bildet die Grundlage für die Wasserstoffvariante und die Auslegungsvariante Baden-Württemberg. Zusätzliche Kapazitätsangaben für die Wasserstoffvariante, insbesondere für Wasserstoff und die Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase, erfolgen erst nach Abschluss der MoU zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. Gleiches gilt für die Auslegungsvariante Baden-Württemberg. Auch hier werden die zusätzlichen Informationen (Langfristprognosen der Verteilernetzbetreiber am Netz der terranets bw) zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 ergänzt.

In der NEP-Gas-Datenbank werden die Kapazitäten jeweils zum 01. Januar des jeweiligen Jahres dargestellt. So sind beispielsweise für das Jahr 2032 die Kapazitäten zum 01. Januar 2032 ausgewiesen. In der Modellierung zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 werden für das Jahr 2027 Ausbaumaßnahmen ermittelt, die zum Teil erst zum Jahresende 2027 abgeschlossen sein können (Realisierungszeiträume von bis zu sechs Jahren). Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01. Januar 2028 in der Modellierung anzusetzen. Aus Konsistenzgründen wird daher für das Modellierungsjahr 2032 ebenfalls der 31. Dezember 2032 zugrunde gelegt. Deshalb ist es geplant, die Kapazitäten für den 01. Januar 2033 in der Modellierung anzusetzen.

In der NEP-Gas-Datenbank findet sich zudem unter folgendem Link die vollständige Gaskraftwerksliste: <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/stammdaten/netzanschlusspunkte/kraftwerke>

Gemäß dem Beschluss der Bundesnetzagentur „Genehmigung eines Überbuchungs- und Rückkaufsystems der Fernleitungsnetzbetreiber für das Angebot zusätzlicher Kapazitäten im deutschlandweiten Marktgebiet („KAP+“) (Az.: BK7-19-037) wenden die Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen der Zusammenlegung der Marktgebiete ein Überbuchungssystem an. Das Überbuchungs- und Rückkaufsystems ist erforderlich, da die technische Kapazität nach der Marktgebietszusammenlegung nicht mehr in dem Umfang wie bisher zur Verfügung steht. Die vermarktbare Kapazität setzt sich gemäß dem oben genannten Beschluss aus technischer Kapazität und Zusatzkapazität zusammen.

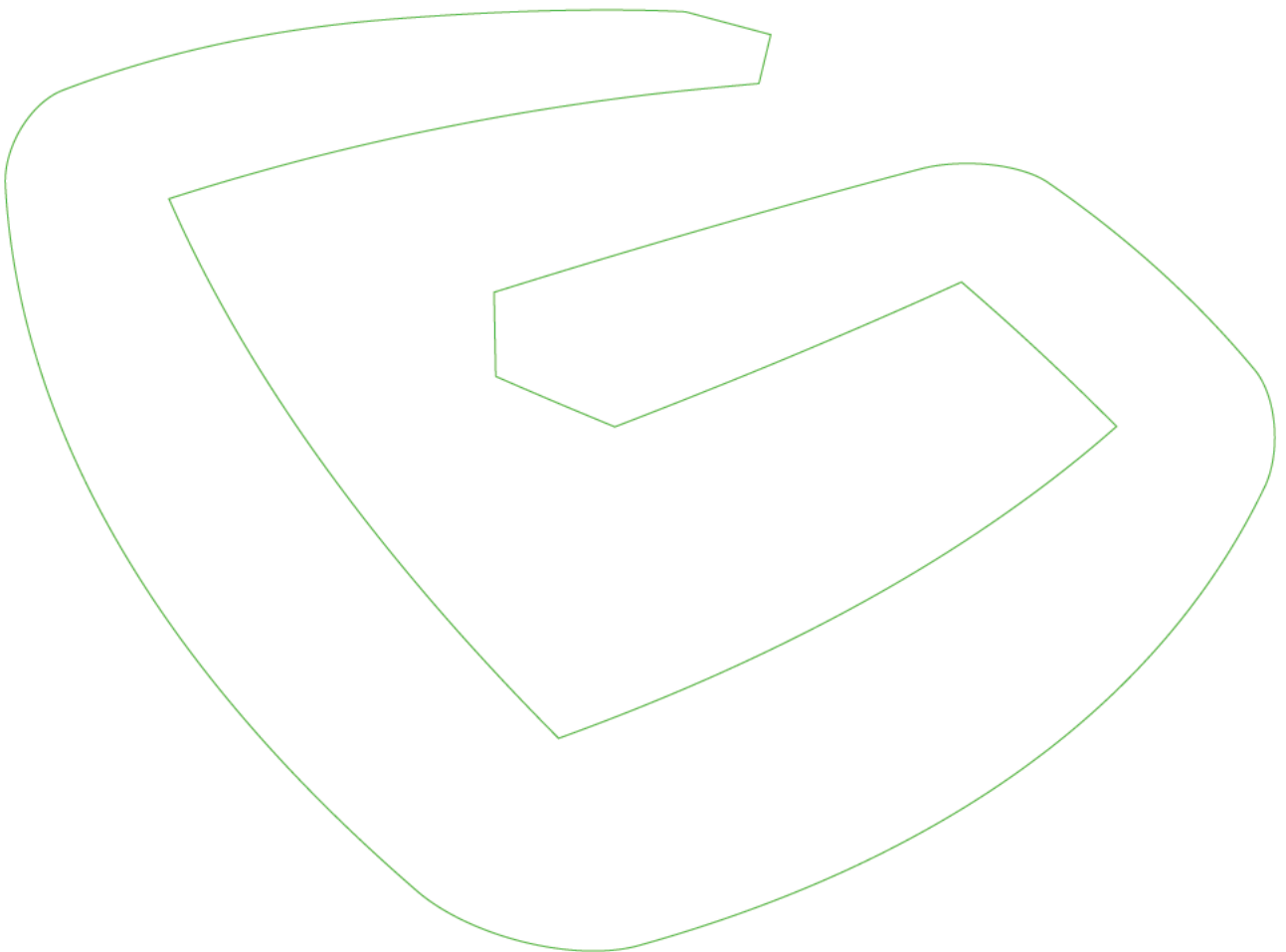
Die im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 und der zugehörigen NEP-Gas-Datenbank angegebenen Kapazitäten (TVK) beinhalten dementsprechend sowohl technische Kapazität als auch Zusatzkapazität.

Anlage 2: Ergebnisse der Marktabfrage WEB und Grüne Gase

Detaillierte Informationen zu den Projektmeldungen der Marktabfrage WEB und Grüne Gase sind auf der Website des FNB Gas in Form einer Excel-Datei veröffentlicht:

<https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/>

Glossar



| Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

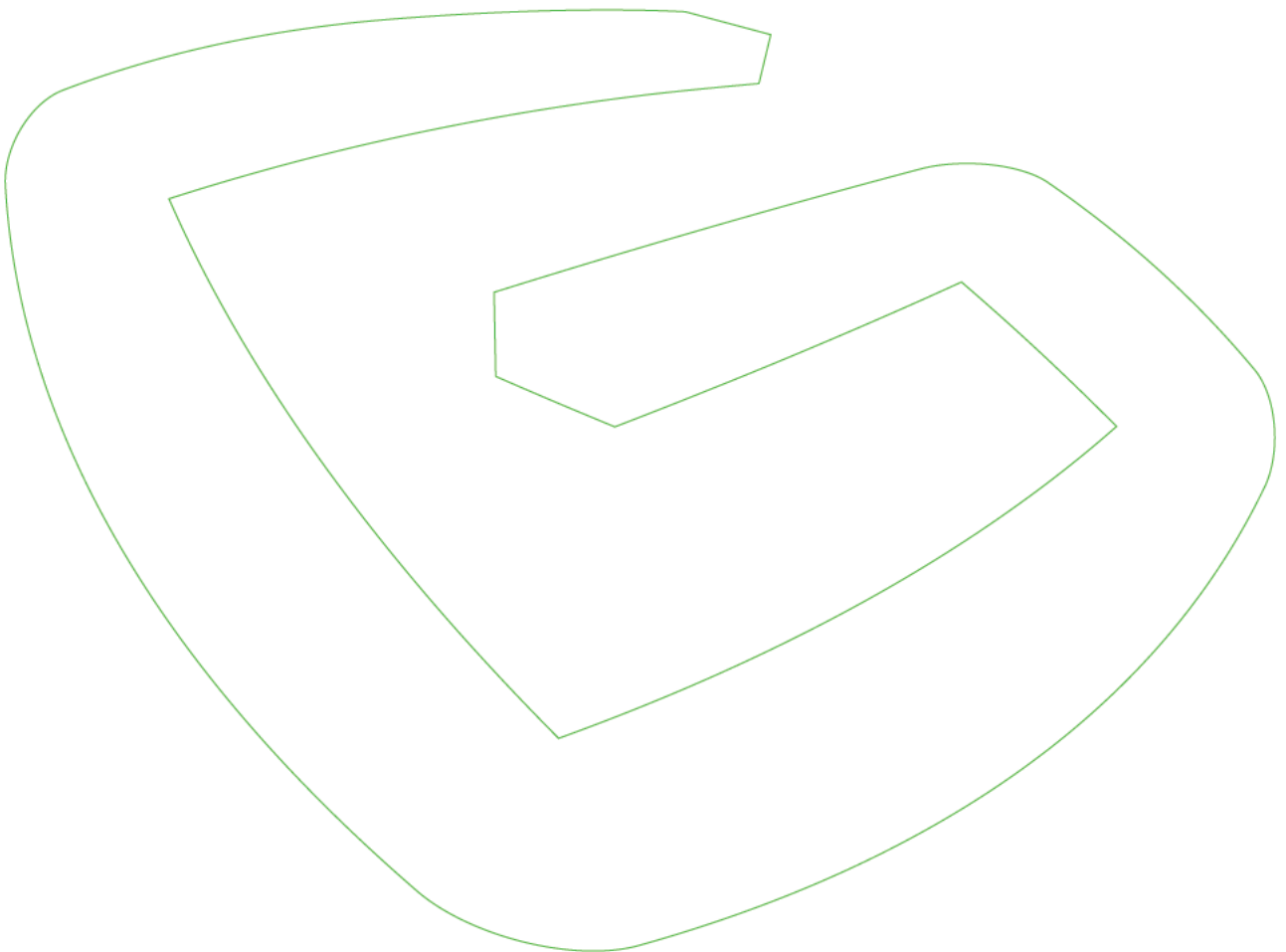
| Sonstige Abkürzungen

BKartA	Bundeskartellamt
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
bnBm	Besondere netztechnische Betriebsmittel
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG)
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
CNG	Compressed Natural Gas
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zum bilanziell ausgeglichenen Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung

fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität
FID	Final Investment Decision
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen.
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GHD	Gewerbe/ Handel/ Dienstleistungen
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan (der Gas Connect Austria)
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
KSP	Klimaschutzprogramm
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
Marktabfrage WEB	Marktabfrage WEB und Grüne Gase
MBI	Marktbasierte Instrumente
MoU	Memorandum of Understanding
NC CAM	Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems
NCG	NetConnect Germany
NECP	Nationaler Energie- und Klimaplan / National Energy and Climate Plan
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PM	Projektmeldung
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
SNG	Synthetisches Methangas
SR	Szenariorahmen

STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TANAP	Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Leitung
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
TVK	Technisch verfügbare Kapazitäten
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (von ENTSOG)
UGS	Untergrundspeicher
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VHP	Virtueller Handelspunkt
VIP	Virtual Interconnection Point
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEB	Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf

Literatur



- [**AG Energiebilanzen 2020**] Energiebilanz bis 2019 für die Bundesrepublik Deutschland, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>
- [**Agora Energiewende 2020**] Klimaneutrales Deutschland, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/langversion-der-studie-klimaneutrales-deutschland-erschienen/>
- [**Amprion 2020**] Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel, Pressemitteilung vom 13. November 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_28608.html
- [**Amprion 2021**] Amprion erteilt Zuschlag für besonderes netztechnisches Betriebsmittel, Pressemitteilung vom 10. Februar 2021, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_30080.html
- [**BDEW 2019**] BDEW-Kraftwerksliste: In Bau oder Planung befindliche Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Leistung, download unter (Download am 03. Juni 2021): https://www.bdew.de/media/documents/PL_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf
- [**BDEW 2021**] BDEW Gaszahlen 2021: Der deutsche Energiemarkt auf einen Blick, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bdew.de/energie/bdew-energiemarkt-deutschland-2021/>
- [**BDI 2018**] Klimapfade für Deutschland, download unter (Download am 27.05.2021): <https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland/>
- [**BMWi 2020a**] Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP), Stand 10.06.2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>
- [**BMWi 2020b**] Die Nationale Wasserstoffstrategie, Stand Juni 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- [**BMWi 2020c**] Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG, Stand 15. Juni 2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zum-stand-und-zur-entwicklung-der-versorgungssicherheit-im-bereich-der-versorgung-mit-erdgas.html>
- [**BNetzA / BKartA Monitoringbericht 2021**] Monitoringbericht 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html
- [**BNetzA 2017**] Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß §13k EnWG, download unter (Download am 31.05.2017): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [**BNetzA 2021a**] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken, Stand 19.01.2021, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html
- [**BNetzA 2021b**] Systemrelevante Kraftwerke, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/Systemrel_KW_node.html
- [**BVEG 2007–2021**] Zahlen und Fakten – Jahresberichte BVEG 2006–2020, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>
- [**BVG 2021**] Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich, Pressemitteilung Nr. 31/2021 vom 29. April 2021, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>

[BVEG 2020] Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland bis 2031

[BVEG 2021] Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2019–2030

[dena 2018] dena-Leitstudie Integrierte Energiewende, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.dena.de/integrierte-energiewende>

[dena 2021] Einspeiseatlas, Stand Januar 2021, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>

[EC 2018] National energy and climate plans, Stand 21.12.2018, download unter (Download am 27.05.2021): <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/energy-union#content-heading-2>

[FourMan 2020] Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft (nicht veröffentlicht)

[FZJ 2019] Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html

[GTS 2020] Market consultation Groningen, Download unter (Download am 19. Februar 2021): <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/information-for-the-virtual-market-session-of-25-november-2020>

[ISE 2020] Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019] Gaswinningsniveau Groningen in 2019–2020, 10. September 2019, Download unter (Download am 26.03.2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a] Brief von Minister Wiebes vom 21. September 2020, Download unter (Download am 19.02.2021): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2020-2021>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b] Verlaging gaswinning Groningenveld gasjaar 2019–2020, 16. März 2020, Download unter (Download am 02.04.2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/03/16/kamerbrief-over-verlaging-gaswinning-groningenveld-gasjaar-2019-2020>

[TenneT 2019] Besondere netztechnische Betriebsmittel: TenneT erteilt Zuschlag an Uniper, Pressemitteilung vom 8. Januar 2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.tennet.eu/de/news/news/besondere-netztechnische-betriebsmittel-tennet-erteilt-zuschlag-an-uniper/>

[TransnetBW 2019] TransnetBW vergibt Auftrag für besondere netztechnische Betriebsmittel, Presseinformation vom 20. August 2019, download unter (Download am 27.05.2021): <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>

[TYNDP 2020] Ten-Year Network Development Plan 2020, download unter (Download am 27.05.2021): https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/TYNDP2020_Executive_Summary.pdf

Gas Network Development Plan 2022–2032

Scenario Framework

Consultation



Transmission system operators

- bayernets GmbH**
Poccistraße 7, 80336 München
www.bayernets.de
- Ferngas Netzgesellschaft mbH**
Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig
www.ferngas.de
- Fluxys Deutschland GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- Fluxys TENP GmbH**
Elisabethstraße 11, 40217 Düsseldorf
www.fluxys.com
- GASCADE Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.gascade.de
- Gastransport Nord GmbH**
Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)
www.gtg-nord.de
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**
Pasteurallee 1, 30655 Hannover
www.gasunie.de
- GRTgaz Deutschland GmbH**
Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin
www.grtgaz-deutschland.de
- Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**
Hutropstraße 60, 45138 Essen
www.lbtg.de
- NEL Gastransport GmbH**
Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel
www.nel-gastransport.de
- Nowega GmbH**
Anton-Bruchausen-Straße 4, 48147 Münster
www.nowega.de
- ONTRAS Gastransport GmbH**
Maximilianallee 4, 04129 Leipzig
www.ontras.com
- OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**
Emmerichstraße 11, 34119 Kassel
www.opal-gastransport.de
- Open Grid Europe GmbH**
Kallenbergstraße 5, 45141 Essen
www.oge.net
- terranets bw GmbH**
Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart
www.terranets-bw.de
- Thyssengas GmbH**
Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund
www.thyssengas.com



prognos

Scenario framework

Gas Network Development Plan

2022–2032 commissioned by the German transmission system operators (TSOs)

Contact:

10.2.e, Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas – Association of German transmission system operators)
Georgenstraße 23, 10117 Berlin
www.fnb-gas.de

10.2.e, Prognos AG
Goethestraße 85, 10623 Berlin
www.prognos.com

Realisation:

CBE DIGIDEN AG

Translation:

EVS Translations GmbH

Legal disclaimer

This document is a translation from the German original; the binding version is exclusively the consultation document of the scenario framework in its German version.

The German transmission system operators have produced this document exclusively in fulfilment of their duties pursuant to Section 15a of the Energiewirtschaftsgesetz (EnWG – German Energy Industry Act). The German transmission system operators assume no liability of any kind for whether contents and information provided by third parties are up to date or complete or for their quality or for their own submissions on future developments and forecasts, which are naturally subject to uncertainties. Liability claims against the German transmission system operators for damage that has been caused directly or indirectly as a result of using the information presented are excluded.

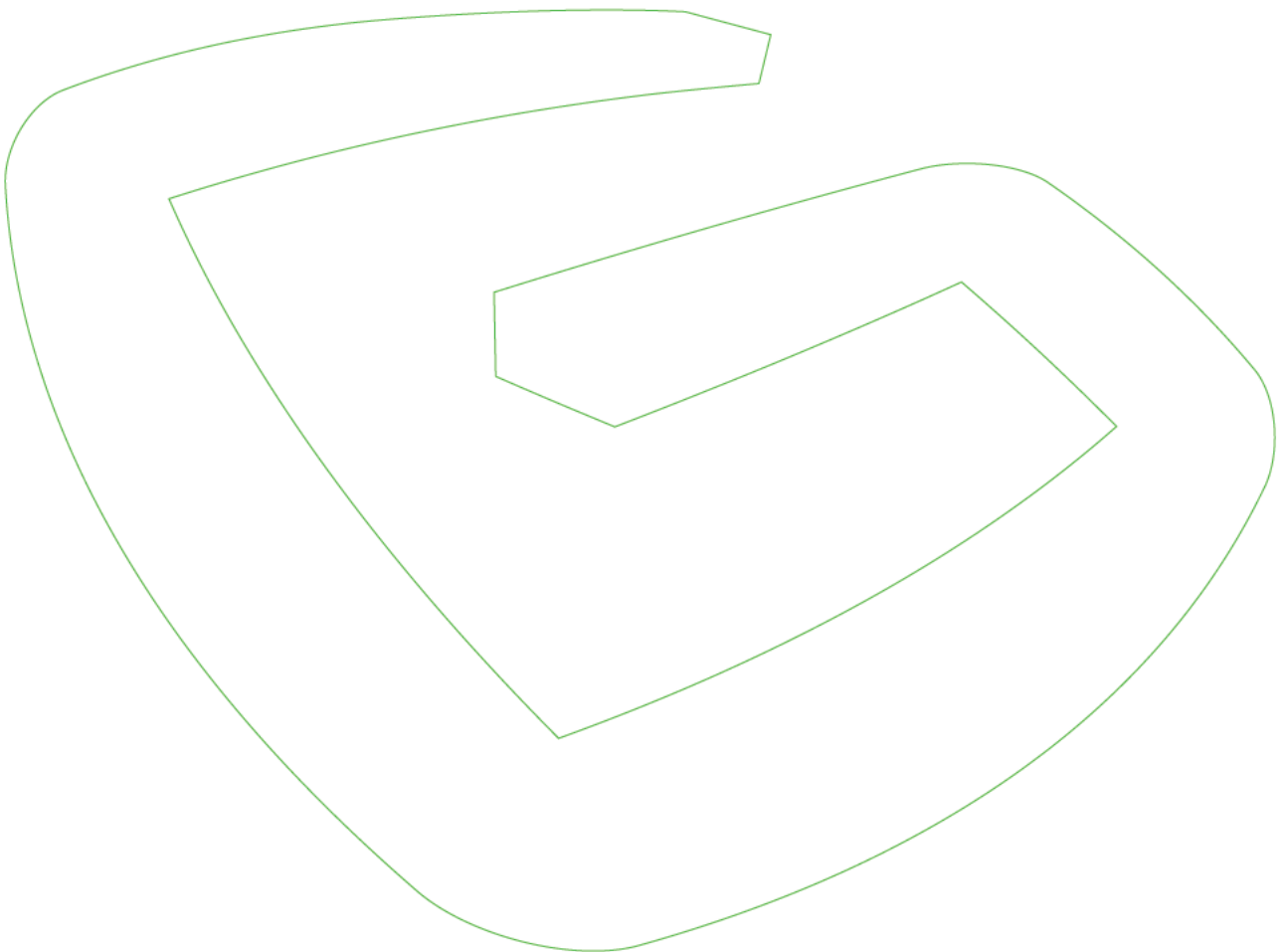
Imprint	2
Contents	3
List of figures	5
List of tables	6
Executive Summary	7
1 Introduction	10
2 Timeline of the Scenario Framework and the Gas Network Development Plan 2022–2032	13
3 Capacity demand pursuant to sections 38/39 GasNZV – WEB and Green Gases Market Survey	16
3.1 Criteria for considering capacity reservations and capacity expansion claims pursuant to sections 38/39 GasNZV	16
3.2 Power plants	18
3.2.1 Systemically important power plants	18
3.2.2 Consideration of new gas power plants in the Scenario Framework	19
3.2.3 Special network operating equipment in southern Germany	21
3.3 Storage facilities	22
3.3.1 Role of the storage facilities	22
3.3.2 Consideration of storage projects in the Scenario Framework	22
3.4 LNG facilities	23
3.4.1 Current situation involving LNG facilities in Germany	23
3.4.2 Consideration of LNG facilities in the Scenario Framework	24
3.5 Production facilities	24
3.6 WEB and Green Gases Market Survey	25
3.6.1 Criteria for considering projects reported in the WEB and Green Gases Market Survey	25
3.6.2 Overview of the WEB and Green Gases Market Survey	26
3.6.3 Results of the market survey and consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032	28
4 Trends in gas demand	34
4.1 State analysis	34
4.2 Trends in gas demand	37
5 Gas supply	47
5.1 Procedure	47
5.2 Natural gas production	47
5.3 Trends in the supply of hydrogen and green gases	50
5.3.1 Injection of biomethane	50
5.3.2 Hydrogen	50
5.4 Total gas supply	51
6 Comparison of gas demand and gas supply in Germany	53

7 Hydrogen and green gases	55
7.1 Description of the basic procedure relating to hydrogen and green gases	55
7.1.1 Identifying the potential hydrogen network	56
7.1.2 Methane modelling for the hydrogen variant	57
7.1.3 Hydrogen modelling for the hydrogen variant	58
7.2 Consideration of electrolysis capacity from the Electricity NDP	58
7.3 Distribution of hydrogen sources for 2027 and 2032	60
7.4 Outlook for hydrogen 2040 and 2050	61
8 Gas exchange between Germany and its neighbouring countries	63
8.1 Incremental capacity	63
8.2 Distribution of H-gas sources	64
8.3 Trends at interconnection points	67
8.4 Virtual interconnection points	69
9 Security of supply	72
9.1 Development of the L-gas supply	73
9.1.1 Description of the situation	73
9.1.2 Situation involving gas imports from the Netherlands	73
9.1.3 Domestic production	74
9.1.4 Outlook for the Gas Network Development Plan 2022–2032	75
9.2 Development of the H-gas supply	75
9.3 Interruptions	76
10 Modelling and modelling variants	78
10.1 Overview of the modelling variants	78
10.2 Explanation of the base variant for the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032	81
10.3 Explanation of the hydrogen variant for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032	82
10.4 Explanation of the NewCap calculation for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032	83
10.4.1 Capacities for the Gas Network Development Plan 2022–2032	84
10.4.2 NewCap in the Gas Network Development Plan 2022–2032	84
10.4.3 Assessment of the long-term capacity demand	84
10.5 Explanations on the design variant for Baden-Württemberg	85
10.6 Explanations on the phase-out of coal	85
10.7 Criteria for including measures from the Gas Network Development Plan 2020–2030 in the base network for the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032	86
Appendices	87
Appendix 1: NDP gas database	88
Appendix 2: Results of the WEB and Green Gases Market Survey	89
Glossary	91
Bibliography	95

Figure 1: Overview of the Scenario Framework for the Gas Network Development Plan 2022–2032.....	13
Figure 2: Consumption of natural gas (primary energy consumption) in Germany in TWh (H _s , calorific value)	34
Figure 3: Temperature-adjusted consumption of natural gas in Germany by sector in TWh (H _s , calorific value).....	35
Figure 4: Trends in gas demand in the scenarios under review up to 2050 in TWh (H _i , calorific value).....	39
Figure 5: Graphic presentation of the trends in gas demand (methane, hydrogen) in the scenarios considered in more detail up to 2050 in TWh (H _i , calorific value)	42
Figure 6: Scenario I: Regional gas demand for 2032 in total.....	45
Figure 7: Natural gas production in the Elbe-Weser and Weser-Ems production regions.....	49
Figure 8: Regional gas supplies in 2032 and change from 2022 (absolute in GWh).....	51
Figure 9: Development of the difference between gas demand and gas supply in Germany according to scenario I (H _i , calorific value).....	53
Figure 10: Modelling procedure.....	56
Figure 11: Basic procedure for the methane modelling of the hydrogen variant	57
Figure 12: Basic procedure for the hydrogen modelling of the hydrogen variant.....	58
Figure 13: Interpolation of the electrolysis capacity for the modelling years 2027 and 2032.....	59
Figure 14: Comparison of the hydrogen demand for 2040 and 2050, presented in TWh (H _i , calorific value)	61
Figure 15: Development of gas demand in Europe according to TYNDP 2020	64
Figure 16: Development of supply and demand in Europe on the basis of the “Distributed energy” scenario of the TYNDP 2020	65
Figure 17: Distribution of H-gas sources	66

Table 1:	Systemically important power plants connected directly to the network of the transmission system operators.....	18
Table 2:	Plans for the construction of new gas power stations on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021).....	19
Table 3:	Plans for the construction of new gas power stations on the network of the transmission system operators not taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021).....	21
Table 4:	Overview of contract awards in tenders for special network operating equipment.....	22
Table 5:	Storage projects on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021).....	23
Table 6:	LNG facilities on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the 2022 scenario report (reporting date: 31 March 2021).....	24
Table 7:	Production facilities on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021).....	24
Table 8:	Overview of the reports for the WEB and Green Gases Market Survey.....	27
Table 9:	Results of the reports of all projects.....	27
Table 10:	Results of the reports of projects for 2022 to 2050 from project owners and distribution system operators of relevance for the transmission network.....	28
Table 11:	Results of the reports of storage projects.....	29
Table 12:	Results of the reports of other projects within the distribution system.....	29
Table 13:	Results of the reports of projects from abroad.....	31
Table 14:	Results of the reports of projects on the distribution system not of relevance for the transmission network.....	32
Table 15:	Market shares of energy sources in new buildings.....	36
Table 16:	Heating structure of the housing stock.....	36
Table 17:	Studies and scenarios considered.....	38
Table 18:	Development of German gas demand in scenario I, temperature-adjusted, presented as low calorific value (H_i).....	40
Table 19:	Development of German gas demand in scenario II, temperature-adjusted, presentation as low calorific value (H_i).....	41
Table 20:	Electrical power plant capacity (net) installed in gas power plants in Germany.....	43
Table 21:	Projection of natural gas production and capacity.....	48
Table 22:	German natural gas production in various units.....	48
Table 23:	Injection of biomethane in Germany.....	50
Table 24:	Development of the difference between gas demand and gas supply in Germany according to scenario II (H_i , calorific value).....	53
Table 25:	Overview of the incremental entry and exit capacity offered in the annual auction on 5 July 2021.....	63
Table 26:	Consideration of the cross-border interconnection points in the distribution of H-gas sources.....	67
Table 27:	Overview of the VIPs for Germany (updated 1 April 2021).....	70
Table 28:	Capacity forecast in accordance with BVEG.....	74
Table 29:	Modelling variants in the Scenario Framework 2022.....	79

Executive summary



Executive summary

Hydrogen and green gases are playing an important role in the transformation of the energy system. The transmission system operators started work on the planning of a hydrogen infrastructure in the Gas Network Development Plan 2020-2030, in which they have shown that a hydrogen infrastructure can already be made available in the medium term.

For the Gas Network Development Plan 2022–2032, the transmission system operators conducted the second WEB and Green Gases Market Survey (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf – hydrogen generation and demand survey), in which 500 project reports were received. In addition to the demand-based planning for the existing natural gas network, the growing importance of hydrogen and green gases demands its own modelling variant.

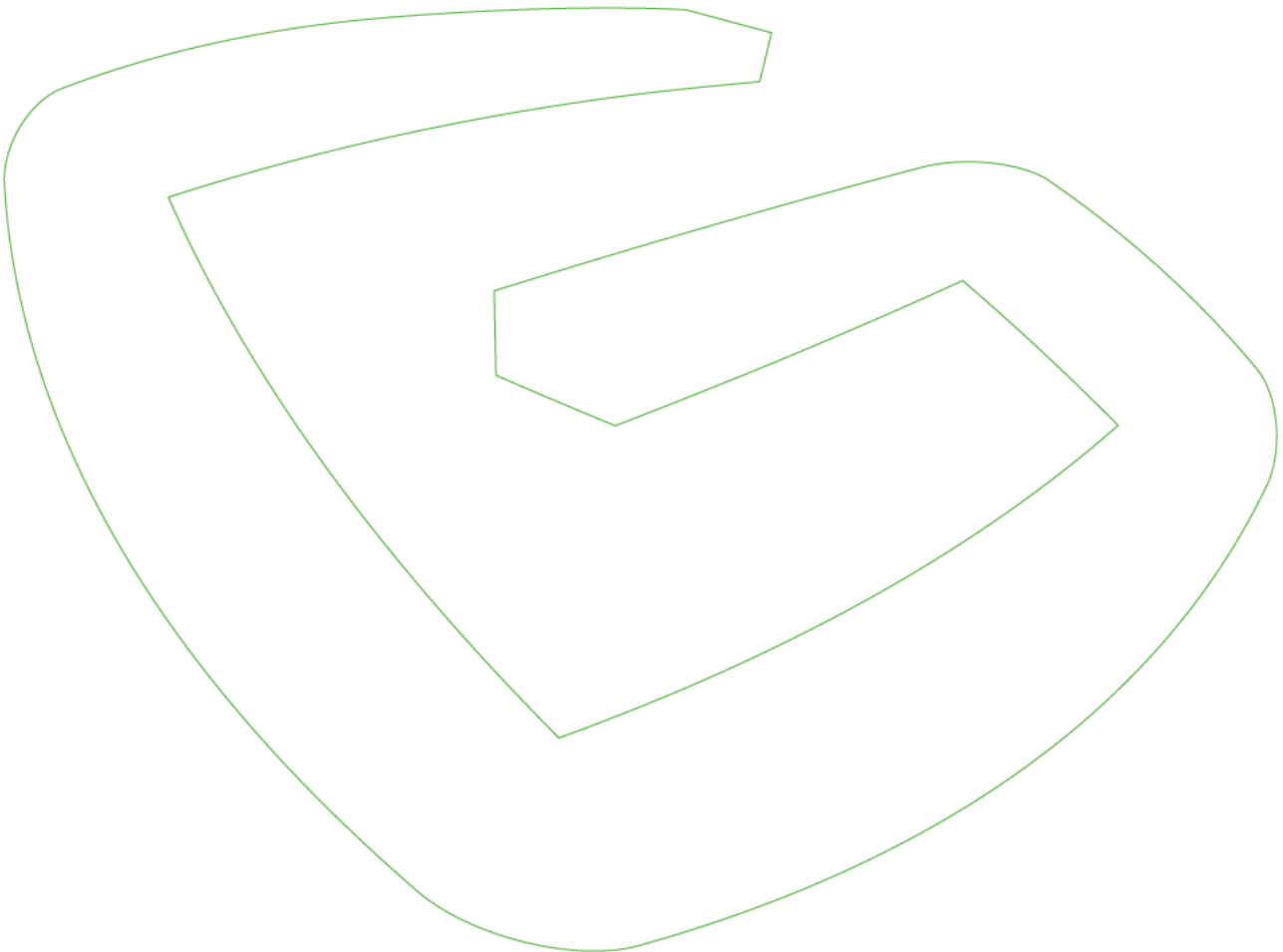
To model the natural gas infrastructure, the transmission system operators propose a base variant that is, from their perspective, based on suitable assumptions concerning a demand-based and forward-looking expansion of the network.

This document provides an outlook on the development of the demand for methane and hydrogen up to 2032 and beyond to 2050. The basis for this is provided by the dena-TM95 scenario, which has been adapted by the transmission system operators to the current trends in the energy sector and shows the potential of gaseous energy sources for the decarbonisation process.

In addition to the domestic demand for hydrogen of 191 TWh (low calorific value) for the period up to 2032, the demand for 2040 and for 2050 were also reported in the WEB and Green Gases Market Survey. The reported demand for hydrogen amounts to around 342 TWh (low calorific value) in 2040 and around 476 TWh (low calorific value) in 2050.

The future demand for methane shows a stable development up to the target planning year of 2032. Thus, the infrastructure for the transport of methane continues to have a great importance. The transmission system operators continue to put great importance to the secure supply of their customers and take planned additional demand and connection requests into account.

In order to achieve a more integrated network planning between the energy carriers electricity and gas in the future, adjustments to the existing processes of network development planning are necessary in addition to the prior discussions on energy and climate policy goals. The electricity and gas transmission system operators intend to continue the dialogue with the BNetzA in order to initiate the next steps for synchronising the network development planning.



1 Introduction

With a network extending approximately 40,000 km in length, the German transmission networks form the backbone of the gas infrastructure in Germany and constitute with over 30 cross-border interconnection points the hub at the heart of Europe. The distribution networks that are fed by the transmission network are more than 470,000 km long. With gas infrastructure that is being expanded to meet demand, the German transmission system operators are making an essential contribution to a secure energy supply.

The secure supply of natural gas is crucial for Germany's energy system and its position as an economic hub especially in the short and medium term. The transmission system operators continue to address this task with a sense of great responsibility.

The existing gas infrastructure will play a decisive role in the energy system of the future, as very large volumes of renewable energy can be both shipped through and stored in Germany and used to securely cover seasonal or short-term production and demand peaks. Through the integration of hydrogen and green gases in the existing infrastructure, a significant contribution can be made swiftly and cost-efficiently to the reduction of greenhouse gas emissions.

Hydrogen and green gases constitute flexible, storable and cost-efficient energy sources. Power-to-gas (PtG) in particular offers great and so far unused potential for sector coupling. Intelligently connecting gas, electricity, heating and mobility infrastructure, sector coupling is one of the crucial levers for the successful implementation of the energy transition.

The transmission system operators started work on the planning for the expansion of hydrogen infrastructure in the last Gas Network Development Plan 2020–2030, where they showed that this can already be made available in the medium term.

In the view of the transmission system operators, the expansion of economic and demand-based gas infrastructure will be possible only if there is an integrated methane and hydrogen network plan. In this way, it can be ensured that the future production potential of hydrogen and green gases can be optimally combined with the potential applications of today and of the future.

For this reason, the transmission system operators conducted a new WEB and Green Gases Market Survey (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf – hydrogen generation and demand survey) of green gas projects from 11 January 2021 to 16 April 2021 in order to identify the demand for transporting hydrogen. The demand for transporting methane and hydrogen will be identified and planned based on this survey and other input parameters. This procedure will create a secure planning basis for market participants and open up a variety of potential uses for hydrogen.

The primary task of gas network operators is to plan, prepare and carry out the conversion of natural gas transport systems. Various reasons can be cited for this:

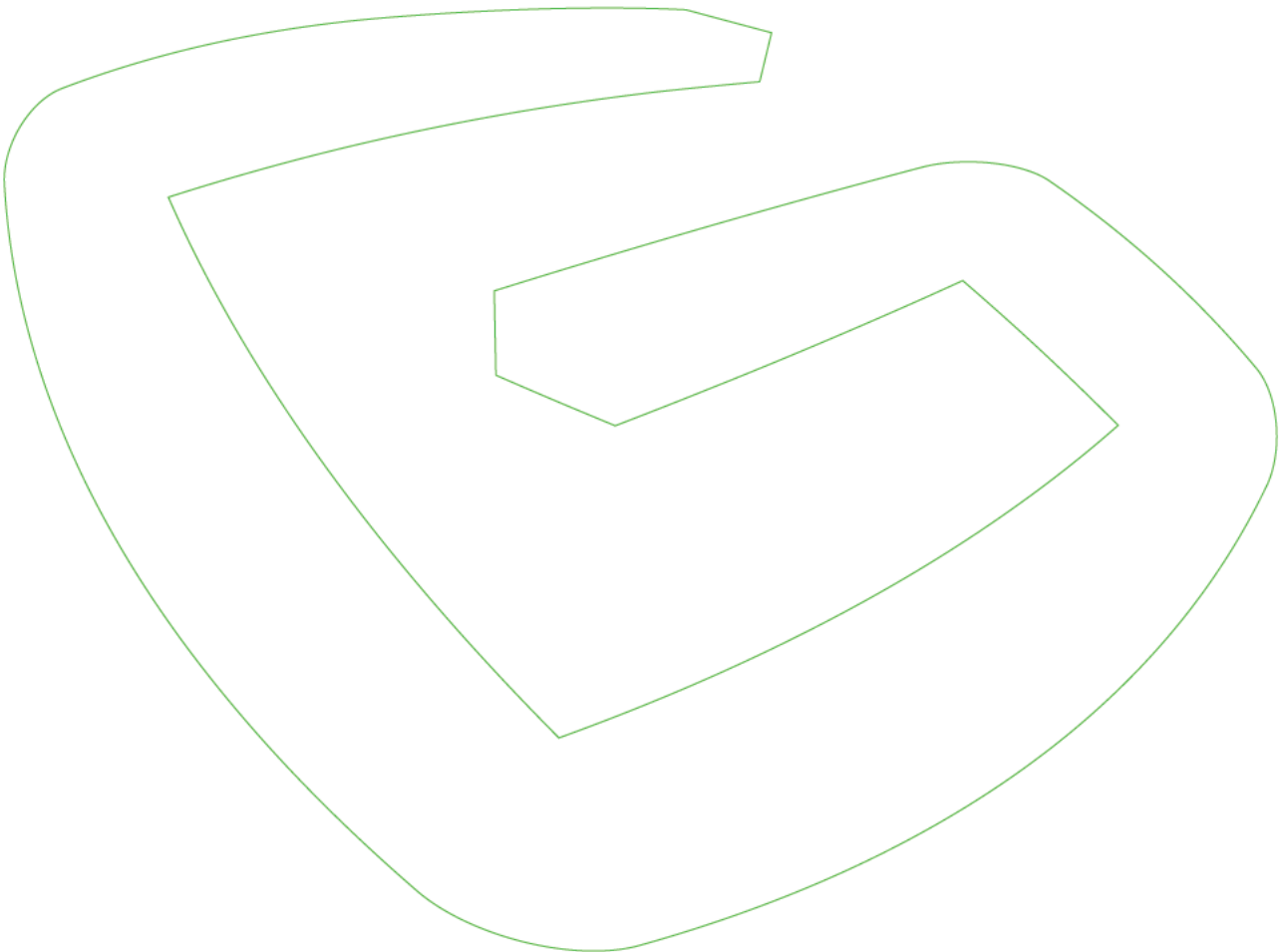
- Connecting sources and sinks through pipeline infrastructure extending across state borders is the traditional task of transmission system operators.
- The choice of locations for P2G facilities has to be made by the market participants in consultation with the gas and electricity transmission system operators. In this way, plants providing grid services can be positioned optimally within both the electricity and gas grids, and the costs of expanding the grid infrastructures can be reduced.
- In the last few years, the transmission system operators have shown that integrated planning for converting L-gas to H-gas is the best way to carry out the conversion optimally, effectively and quickly.

The Gas Network Development Plan has proved successful as a central management instrument for L-to-H-gas conversion, especially for the long-term planning of the conversion. The involvement of the relevant market participants is ensured by a variety of public consultation processes. Furthermore, the close connection between L-to-H-gas conversion and network expansion can be taken into account by mapping the L-to-H-gas conversion in the Gas Network Development Plan. The aspects relevant for the L to H-gas conversion can also be applied in similar fashion to any conversion to hydrogen.

With this document, the transmission system operators fulfil their statutory duty to produce the Scenario Framework pursuant to Section 15a of the Energiewirtschaftsgesetz (EnWG – German Energy Industry Act). The transmission system operators present scenarios with different development paths up to 2050 that take the political target of a climate-neutral energy transition into consideration.

With this Scenario Framework, the transmission system operators create the basis for their modelling of flows and the network expansions measures that will be derived from that. The proposed modelling variants build in principle on the Gas Network Development Plan 2020–2030. A hydrogen variant is again examined in addition to the base variant.

Timeline 2



2 Timeline of the Scenario Framework and the Gas Network Development Plan 2022–2032

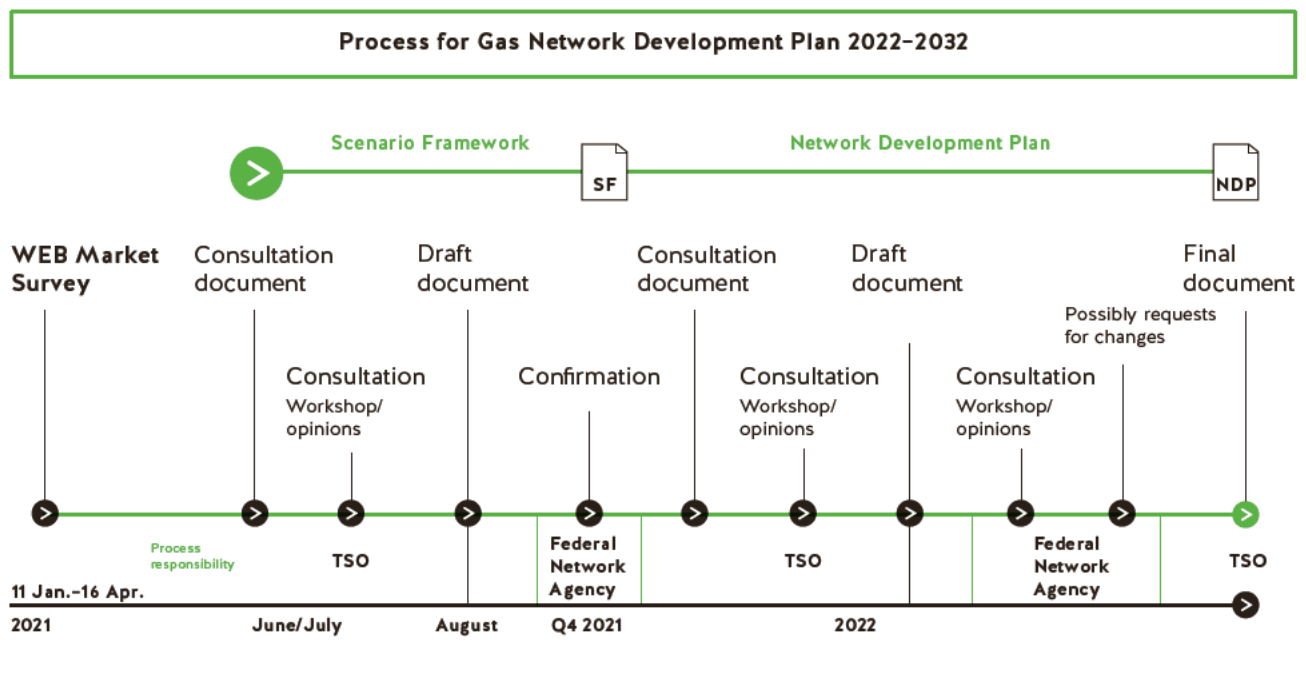
With the publication of the consultation document for the Scenario Framework 2022 on 21 June 2021, the transmission system operators have reached an important milestone on the path to the Gas Network Development Plan 2022–2032. The Scenario Framework 2022 will be published for consultation from 21 June 2021, to 16 July 2021, when the general public and the market will be given the opportunity to express their views on it. The consultation workshop will also be held on 1 July 2021.

After the consultation period has ended, the views that have been received will be assessed and the result of the consultation will be incorporated in the draft Scenario Framework 2022. The transmission system operators plan to submit the revised Scenario Framework 2022 to the BNetzA in August 2021. The regulatory authority will then take the results of the public consultation into consideration and subsequently confirm the Scenario Framework 2022.

The transmission system operators will carry out the modelling for the Network Development Plan on the basis of the confirmed Scenario Framework 2022. They will then open up the Network Development Plan for consultation. After the consultation period has ended, the views that have been received will be assessed and the result of the consultation will be incorporated in the draft Gas Network Development Plan 2022–2032.

The BNetzA will subsequently give a hearing once more to all actual and potential network users concerning the draft Gas Network Development Plan 2022–2032 that has been submitted by the transmission system operators and publish the results. The regulatory authority can subsequently request changes to the Gas Network Development Plan, which have to be incorporated by the transmission system operators within three months.

Figure 1: Overview of the Scenario Framework for the Gas Network Development Plan 2022–2032



Source: Transmission system operators

Synchronisation of the Network Development Plan processes for electricity and gas

In addition to the discussion on an upstream process for taking targets in energy and climate policy into account (cf. dena Network Study III), adjustments to the existing processes involved in the Network Development Plan are also necessary in order to achieve a network plan that is more closely integrated between the energy sources electricity and gas in the future.

A consensus on the consideration of joint framework parameters in the processes of both the electricity and gas network development plans is emerging here. Moreover, the parties involved agree that an assessment of possible development paths depends essentially on identifying cross-sector potential for optimisation.

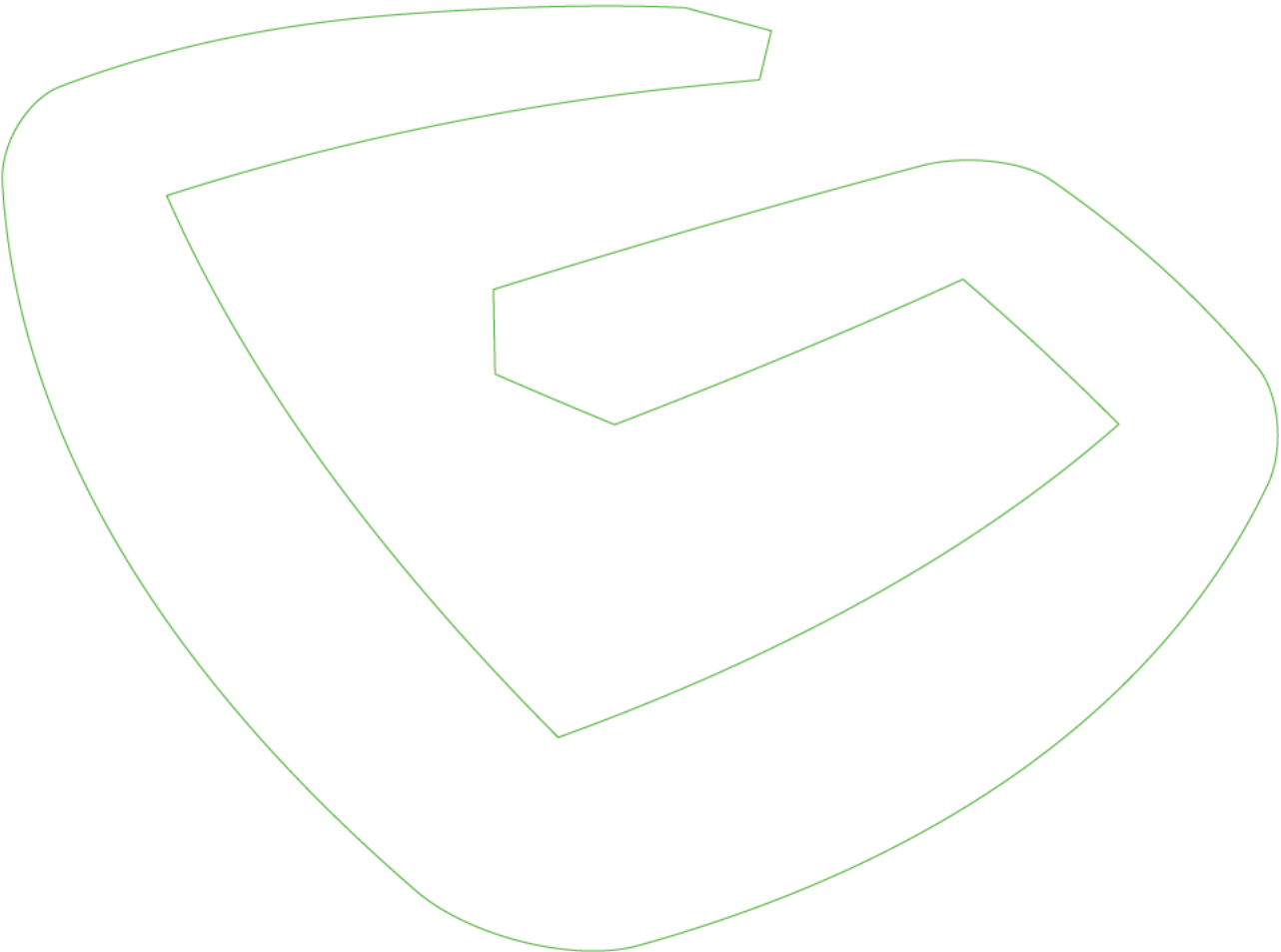
A comparison between the electrical and gas network planning of the electricity and gas transmission system operators is currently guaranteed through the mutual consideration of individual planning assumptions, such as existing and new build power plants, scale of electrolysis capacity and potential locations. Reference is thus made in the processes to draw up the planning assumptions, which are conducted one after the other, to the document that has previously been approved and confirmed by the BNetzA.

Against the background of planning that is optimised on a cross-sector basis and that is envisaged and required by the electricity and gas transmission system operators, this procedure that has been practised up to now should be further improved.

For example, defining parameters for an integrated electricity and gas energy system will require both that the planning horizons are standardised and that the actual planning processes are handled synchronously. Only in this way can it be ensured that the same premises will be assumed in the relevant processes.

The electricity and gas transmission system operators intend to continue the dialogue with the BNetzA in order to initiate the next steps towards synchronising the network development plans.

Capacity demand pursuant to sections 38 / 39 GasNZV – WEB and Green Gases Market Survey



3 Capacity demand pursuant to sections 38/39 GasNZV – WEB and Green Gases Market Survey

This chapter presents the criteria that have been revised by the transmission system operators for considering capacity reservations/capacity expansion claims in accordance with sections 38/39 of the Gasnetzanschlussverordnung (GasNZV – German Gas Network Access Regulation) (cf. chapter 3.1). It then explains the consideration of power plants (cf. chapter 3.2), storage facilities (cf. chapter 3.3), LNG facilities (cf. chapter 3.4) and production facilities (cf. chapter 3.5). New projects based on the capacity reservations/capacity expansion claims pursuant to sections 38/39 GasNZV that have been submitted to the transmission system operators are addressed in particular here. Chapter 3.6 reports the results from the WEB and Green Gases Market Survey, which the transmission system operators conducted from 11 January 2021 to 16 April 2021.

3.1 Criteria for considering capacity reservations and capacity expansion claims pursuant to sections 38/39 GasNZV

Storage, production and LNG facilities and also power plants are taken into consideration based on the capacity reservations/capacity expansion claims pursuant to sections 38/39 GasNZV that have been submitted to the transmission system operators. The transmission system operators published a survey on the website of FNB Gas on 11 January 2021 in order to take new projects with claims pursuant to sections 38/39 GasNZV into consideration in the Scenario Framework 2022. The cut-off date for the review of projects for consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 was 31 March 2021. Applications for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV that had not yet been decided by 31 March 2021 are taken into provisional consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 on account of the processing times. The following criteria, which were published on the FNB Gas website on 11 January 2021, are applied for including projects with capacity reservations/capacity expansion claims pursuant to sections 38/39 GasNZV in the Scenario Framework 2022.

- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV had been approved by 1 July 2020 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if a capacity reservation had been made by 31 March 2021. A precondition for an effective capacity reservation is the payment of the annual reservation fee by the connection applicant (section 38 (3) sentence 6 in conjunction with section 38 (4) sentence 2 GasNZV).
- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV has been approved is not taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the applicant has not made use of the option to make a reservation.
- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV had been rejected by 1 July 2020 is not taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if a capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV had not been asserted by 31 March 2021.
- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV was approved between 1 July 2020 and 31 March 2021 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if a capacity reservation is made by the end of the consultation period on 16 July 2021 and the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime. A precondition for an effective capacity reservation is the payment of the annual reservation fee by the connection applicant (section 38 (3) sentence 6 in conjunction with section 38 (4) sentence 2 GasNZV).
- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV is approved between 31 March 2021 and 16 July 2021 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if a capacity reservation is made by 1 August 2021 and the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime. A precondition for an effective capacity reservation is the payment of the annual reservation fee by the connection applicant (section 38 (3) sentence 6 in conjunction with section 38 (4) sentence 2 GasNZV).
- The capacity demand of a project for which the application for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV has not been decided on by the end of the consultation period on 16 July 2021 on account of the processing times pursuant to section 38 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime.

- A capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV that was already included in the Gas Network Development Plan 2020–2030 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the binding implementation schedule pursuant to section 39 (2) GasNZV has been finalised by 31 March 2021 or the payment of the flat-rate planning fee pursuant to section 39 (3) GasNZV has been made by the applicant and the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime. This criterion is not applied, as the change request concerning the Gas Network Development Plan 2020–2030 was published after the cut-off date of 1 February 2021 published in the criteria of 11 January 2021. The relevant capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime.
- A capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV that was not included in the Gas Network Development Plan 2020–2030 and was submitted by 31 March 2021 is taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the implementation schedule pursuant to section 39 (2) GasNZV has been finalised by the end of the consultation period on 16 July 2021 or the payment of the flat-rate planning fee pursuant to section 39 (3) GasNZV has been made by the applicant and the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime. Projects are also taken into consideration in the Scenario Framework 2022 if the applicant and the transmission system operators are conducting concrete negotiations on the implementation schedule and the network connection at least at the present moment and the applicant has furnished proof that their project has made specific planning progress.
- A capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV that has been submitted between 31 March 2021 and 16 July 2021 is taken into consideration if the applicant has verifiably not withdrawn from its connection planning in the meantime.

The transmission system operators have had to specify various reporting dates for defining the criteria for including projects with capacity reservations / capacity expansion claims in accordance with sections 38 / 39 GasNZV. The reasons for this are described below:

- 31 March 2021 was selected as the reporting date for compiling the consultation document for the Scenario Framework 2022 in order to enable the necessary information for the publication to be prepared. This reporting date was published on the FNB Gas website in January.
- 1 July 2020 was selected as the reporting date in order to identify “old” capacity reservations / capacity expansion claims pursuant to sections 38 / 39 GasNZV. This is because this reporting date is roughly one year before the start of the consultation for the Scenario Framework 2022 and is necessary in the view of the transmission system operators in order to appropriately assess requests where the project has not recorded any progress.
- The reporting date of 16 July 2021 is set as the time limit by which capacity reservations / capacity expansion claims pursuant to sections 38 / 39 GasNZV can still be made on the one hand. On the other, activities specified depending on the criterion have to be carried out by no later than this reporting date for a project to be taken into consideration in the Scenario Framework 2022. The consultation period for the Scenario Framework 2022 ends on this date. The reporting date of 1 August 2021 applies for current applications for capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV that have been approved between 31 March 2021 and 16 July 2021. This is the last possible time by which the transmission system operators can still incorporate current developments in the Scenario Framework 2022.

The projects that are currently considered and not considered as of the reporting date of 31 March 2021 are listed in the chapters 3.2 to 3.5 below. The transmission system operators point out that the inclusion of some current capacity reservations / capacity expansion claims pursuant to sections 38 / 39 GasNZV in the Draft Scenario Framework 2022 is still open based on the criteria that have been formulated. This is flagged accordingly in the tables in the following chapter. Furthermore, there is the possibility that further capacity reservations / capacity expansion claims pursuant to sections 38 / 39 GasNZV will be received by the transmission system operators by the end of the consultation period for the Scenario Framework 2022.

3.2 Power plants

The systemically important gas power stations on the network of the transmission system operators are presented to begin with in chapter 3.2.1. Which new gas power plants are taken into consideration pursuant to sections 38/39 GasNZV in the consultation document of the Scenario Framework 2022 on the basis of the criteria described above and which are currently not considered are presented afterwards (cf. chapter 3.2.2). The special network operating equipment in southern Germany is then described (cf. chapter 3.2.3).

3.2.1 Systemically important power plants

Table 1 shows the systemically important gas power plants that are connected directly to the network of the transmission system operators. The detailed list of power plants with all systemically important power plants is published in the [NDP gas database](#).

Table 1: Systemically important power plants connected directly to the network of the transmission system operators

No.	Power plant number	Name of power plant	Scheduled exit capacity (MWh/h)	TSO	Allocation point	2027	2032
1	BNA0172	Dampfkraftwerk BGH - O1	710	bayernets GmbH	-	BZK	BZK
2	BNA0374	Staudinger 4	1,914	OGE	-	FZK	FFZK
3	BNA0514	Rheinhafen-Dampfkraftwerk, Karlsruhe	740	OGE	Wallbach	fDZK	fDZK
4	BNA0614b	Kraftwerk Mitte, Ludwigshafen	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
5	BNA0615	Kraftwerk Süd, Ludwigshafen	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
6	BNA0626	Kraftwerk Mainz	1,500	OGE	-	FZK	FZK
7	BNA0744	Franken 1 1, Nuremberg	0**	OGE	-	-	-
8	BNA0745	Franken 1 2, Nuremberg	0**	OGE	-	-	-
9	BNA0857	Rüsselsheim gas and steam plant	445	OGE	-	FZK	FZK
10	BNA0994	Gemeinschaftskraftwerk Irsching 5	1,700	OGE	-	FFZK	FZK
11	BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	1,100	OGE	Haiming 2 7F, Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn	fDZK	fDZK
12	BNA1078	HKW Wörth	-*	GASCADE	-	FZK	FZK
13	BNA1248a	UPM Schongau	75	bayernets GmbH	-	FZK	FZK
			180	bayernets GmbH	Haiming 2-7F / bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES / bn, Wolfersberg, Inzenham- West USP	fDZK	fDZK
14	BNA1248b	HKW 3 UPM Schongau	150	bayernets GmbH	-	FZK	FZK
			70	bayernets GmbH	Haiming 2-7F / bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES / bn, Wolfersberg, Inzenham- West USP	fDZK	fDZK

* Not published for reasons of the d-party trade secrets

** Dual firing

Source: Transmission system operators based on power station lists and notices relating to systemically important gas power stations from the BNetzA, BNetzA 2021a, BNetzA 2021b

The systemically important power plants connected to the network of the transmission system operators are modelled by the transmission system operators in the Gas Network Development Plan 2022–2032 for the target years 2027 and 2032. None of the power plants shown in table 1 can be found in the currently published power plant decommissioning list of the BNetzA.

3.2.2 Consideration of new gas power plants in the Scenario Framework

In accordance with the criteria described in chapter 3.1, the following power plant requests pursuant to sections 38/39 GasNZV are taken into consideration in the consultation document for the Scenario Framework 2022.

Table 2: Plans for the construction of new gas power stations on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021)

TSO	Federal Network Agency number	Project name	Gas type (H-gas / L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of the SF 2022 (yes / no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes / no / open)	Allocation point	Reason / applicable criterion (updated 31 March 2021)
bayernets	BNAP 114	GK Leipheim (Block 1)	H-gas	950	Section 39 GasNZV	yes	yes	Überackern 2, Überackern	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn, Special network operating equipment
bayernets	BNAP 219	GK Leipheim (Block 2)	H-gas	950	Section 39 GasNZV	yes	yes	Überackern 2, Überackern	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn
bayernets	BNAP 124	KW Gundremmingen	H-gas	1,500	Section 39 GasNZV	yes	yes	Haiming 2-7F /bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES /bn	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Planning fee not paid, Connection applicant has not withdrawn
GASCADE	not published	Staudinger	H-gas	-*	Section 38 GasNZV	yes	yes	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Capacity reservation made, Connection applicant has not withdrawn
GUD	not published	Kraftwerk Mehrum	H-gas	1,450	Section 38 GasNZV	yes	open	will be defined in the course of the modelling	<ul style="list-style-type: none"> Section 38 application not yet decided
GUD	BNAP 116	GHWW VW2	H-gas	920	Section 39 GasNZV	yes	yes	Ellund, Greifswald, UGS Harsfeld, UGS Uelsen, UGS Etzel, UGS Jemgum EWE	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn
OGE	BNAP 180	Kraftwerk Scholven	H-gas	40	Section 38 GasNZV	yes	yes	Epe H storage facility	<ul style="list-style-type: none"> Capacity reservation made, Connection applicant has not withdrawn
OGE	BNAP 215	Kraftwerk Irsching	H-gas	1,000	Section 38 GasNZV	yes	yes	Speicher Bierwang, Speicher Breitbrunn, Haiming 2 7F	<ul style="list-style-type: none"> Capacity reservation made, Connection applicant has not withdrawn, Special network operating equipment

TSO	Federal Network Agency number	Project name	Gas type (H-gas / L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of the SF 2022 (yes / no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes / no / open)	Allocation point	Reason / applicable criterion (updated 31 March 2021)
OGE	not published	Kraftwerk Biblis	H-gas	973	Section 38 GasNZV	yes	yes	Dornum	<ul style="list-style-type: none"> Capacity reservation made, Connection applicant has not withdrawn, Special network operating equipment
terranets	BNAP 137	Gasturbine Heilbronn	H-gas	1,200	Section 39 GasNZV	yes	yes	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn
terranets	BNAP 135	GuD-Anlage Altbach	H-gas	1,200	Section 39 GasNZV	yes	yes	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
terranets	BNAP 231	GuD-Anlage Marbach	H-gas	800	Section 39 GasNZV	yes	yes	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
terranets	not published	GuD-Anlage Aalen	H-gas	316	Section 39 GasNZV	yes	yes	Haiming 2-7F /bn, USP Haidach, Haiming 2-RAGES /bn	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
terranets b	not published	KWK-Anlage AUDI AG Werk Neckarsulm	H-gas	120	Section 39 GasNZV	yes	yes	Eynatten, Mallnow, Sp. Rehden, Jemgum I, Jemgum III, Nüttermoor, Bobbau	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
Thyssen-gas	BNAP 125	GuD-KW Herne	H-gas	1,191	Section 39 GasNZV	yes	yes	Epe/Xanten I (UGS-E; Innogy)	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn

* Not published for reasons of the d-party trade secrets

Source: Transmission system operators

In accordance with the criteria described in chapter 3.1, various power plant requests pursuant to sections 38/39 GasNZV are not taken into consideration in the consultation document for the Scenario Framework 2022. A distinction has to be drawn here, however, between requests that could still be taken into consideration in the Draft Scenario Framework 2022 depending on the criterion after the consultation and those that can no longer be considered irrespective of any development up to 1 August 2021.

Table 3: Plans for the construction of new gas power stations on the network of the transmission system operators not taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021)

TSO	Federal Network Agency number	Project name	Gas type (H-gas / L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of the SF 2022 (yes / no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes / no / open)	Allocation point	Reason / applicable criterion (updated 31 March 2021)
ONTRAS	not published	Innovatives Hybridkraftwerk Boxberg	H-gas	40	Section 39 GasNZV	no	open	-	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule not finalised, Planning fee not paid
ONTRAS	not published	Innovatives Hybridkraftwerk Jänschwalde	H-gas	1,000	Section 39 GasNZV	no	open	-	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule not finalised, Planning fee not paid
ONTRAS	not published	GUD Schwarze Pumpe	H-gas	973	Section 39 GasNZV	no	open	-	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule not finalised, Planning fee not paid
ONTRAS	not published	Innovative hybrid power plant, Lippendorf	H-gas	1,450	Section 38 GasNZV	no	open	-	<ul style="list-style-type: none"> Reservation fee not yet paid
Thyssen-gas	BNAP XX15	GuD-KW Walsum	H-gas	950	Section 38 GasNZV	no	no	-	<ul style="list-style-type: none"> Application approved, No capacity reservation made, No payment of the annual reservation fee made

Source: Transmission system operators

3.2.3 Special network operating equipment in southern Germany

The consideration of new gas power plants has been described in chapter 3.2.2. Some of the new gas power stations in southern Germany that are taken into consideration in the Scenario Framework 2022 are used as special network operating equipment.

Pursuant to section 11 (3) EnWG, the electricity transmission system operators can commission third parties to build and operate special network operating equipment in order to guarantee the security and reliability of the electricity supply system. The special network operating equipment is used exclusively to guarantee the security and reliability of the transmission network and is not available to the market. The electricity transmission system operators submitted analyses on this to the BNetzA in February 2017 that show the need for the special network operating equipment. The studies by the electricity transmission system operators had the objective of identifying the need for special network operating equipment for the period between the scheduled shutdown of the nuclear power plants in southern Germany and the completion of the necessary expansion of the electricity network. The BNetzA reviewed the need for special network operating equipment identified by the electricity transmission system operators for southern Germany in accordance with section 11 (3) EnWG and confirmed a demand totalling 1,200 MW_e [BNetzA 2017].

The electricity transmission system operators Amprion, TenneT and TransnetBW conducted tenders each with capacity of 300 MW_e for four regions in southern Germany. The results of the contract awards are presented in the table below.

Table 4: Overview of contract awards in tenders for special network operating equipment

Batch group	Electricity TSO	Region	Contract awarded	Location	Operator	In use at the latest form
A	Amprion	Southern Hesse / northern Bavaria	November 2020	Biblis	RWE	01.10.2022
B	Transnet BW	Baden-Wuerttemberg	August 2019	Marbach	EnBW AG	01.10.2022
C	Amprion	Bavarian Swabia	February 2021	Leipheim	GKL	05.08.2023
D	TenneT	Southern Bavaria	January 2019	Irsching	Uniper	01.10.2022

Source: Transmission system operators on the basis of Amprion 2021, Amprion 2020, Tennet 2019, Transnet BW 2019

The Irsching, Biblis and Leipheim power plants each with capacity of 300 MW_e are taken into consideration as special network operating equipment in the Scenario Framework 2022. As the Marbach power plant is to be fired with light heating oil, it is not taken into consideration in the Scenario Framework 2022.

3.3 Storage facilities

The role played by the gas storage facilities in the supply of energy is discussed in chapter 3.3.1. Chapter 3.3.2 then shows which storage facilities are taken into consideration in the Scenario Framework 2022 on the basis of the criteria described above and which are not considered.

3.3.1 Role of the storage facilities

Natural gas storage facilities primarily serve to provide a balance between constant natural gas supply at cross-border import points as well as production plants and the consumption of natural gas by end users that fluctuates sharply depending on the temperature.

The use of storage facilities that is beneficial for the network means that the transmission systems can be dimensioned in an economically sensible way and the overall system can be optimised in terms of efficient utilisation. Furthermore, the storage facilities are technically capable of providing larger gas volumes quickly and locally during peak loads or in the event of a physical bottleneck in the network (e. g. by providing balancing energy). The storage facilities can thus make an important contribution to the security of supply and system stability. The increasing use of storage facilities from commercial perspectives in the trading sector means, however, that a function of the storage facilities that is beneficial for the network cannot be guaranteed if other general conditions are not in place.

In a similar way as in the previous network development plans, the transmission system operators intend to estimate an average storage capacity of no less than 35% as planning premises in the peak load situation also for the Gas Network Development Plan 2022–2032 on the basis of an initial situation that has remained unchanged.

3.3.2 Consideration of storage projects in the Scenario Framework

In accordance with the criteria described in chapter 3.1, the following storage projects pursuant to sections 38/39 GasNZV are taken into consideration in the consultation document for the Scenario Framework 2022.

Table 5: Storage projects on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021)

TSO	Project name	Gas type (H-gas / L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of SR 2022 (yes/no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes/no / open)	Reason / applicable criterion (updated 31 March 2021)
bayernets	Speicher Nussdorf / Zagling (7F)	H-gas	346 entry / 230 exit	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Implementation schedule finalised, Flat-rate planning fee paid, Connection applicant has not withdrawn

Source: Transmission system operators

3.4 LNG facilities

The current situation involving planned LNG facilities with a connection to the transmission system in Germany is described in chapter 3.4.1. Chapter 3.4.2 then shows which new LNG facilities are taken into consideration in the Scenario Framework 2022 on the basis of the criteria described above.

3.4.1 Current situation involving LNG facilities in Germany

The construction of LNG facilities in Germany, the accompanying connection to the transmission system and the related provision of capacity were already the subject of the last two gas network development plans that have been published.

While the project developer of the Wilhelmshaven LNG facility withdrew the capacity reservation pursuant to section 38 GasNZV, the project owners of the LNG facilities in Stade and Brunsbüttel are continuing with the plans.

Additional capacity reservations / capacity expansion claims pursuant to sections 38 / 39 GasNZV for the expansion of the capacity of the planned LNG plants in Brunsbüttel and Stade are available to the transmission system operators for the Gas Network Development Plan 2022–2032.

Brunsbüttel

The Brunsbüttel LNG plant project was included in the Gas Network Development Plan 2018–2028 as the result of an application to expand capacity pursuant to Section 39 GasNZV. The expansion measures necessary to provide the entry capacity of 8.7 GW were confirmed by the BNetzA.

The terminal operator asserted a second capacity expansion claim pursuant to section 39 GasNZV in August 2019 and additionally submitted a further application to reserve additional capacity pursuant to section 38 GasNZV on 29 March 2021. This application had not been decided on by 31 March 2021 on account of the processing times pursuant to section 38 GasNZV. The transmission system operators will take the LNG project in Brunsbüttel into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032 in accordance with the stated criteria.

Stade

An application to reserve capacity pursuant to section 38 GasNZV was submitted for the planned LNG facility in Stade for the first time in June 2019. As it was not possible to provide the requested capacity, the project developer asserted their capacity expansion claim in accordance with section 39 GasNZV. The resulting expansion plans were confirmed by the BNetzA in the Gas Network Development Plan 2020–2030.

The project developer's updated plan provides for a significant increase on the capacity that was originally envisaged. Other capacity expansion claims pursuant to section 39 GasNZV were consequently asserted in November 2020 and in March 2021.

3.4.2 Consideration of LNG facilities in the Scenario Framework

After the criteria described in chapter 3.1 are applied and the current situation presented in chapter 3.4.1 is taken into consideration, the following requests for LNG facilities pursuant to sections 38/39 GasNZV are included in the consultation document of the Scenario Framework 2022.

Table 6: LNG facilities on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the 2022 scenario report (reporting date: 31 March 2021)

TSO	Project name	Gas type (H-gas/L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of the SF 2022 (yes/no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes/no/open)	Reason/applicable criterion (updated 31 March 2021)
GUD	LNG-Terminal Stade	H-gas	9,300	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
GUD	LNG-Terminal Stade	H-gas	6,950	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
GUD	LNG-Terminal Stade	H-gas	5,450	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-gas	8,700	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-gas	1,975	Section 39 GasNZV	yes	yes	<ul style="list-style-type: none"> Project included in Gas NDP 2020–2030, Connection applicant has not withdrawn
GUD	LNG-Terminal Brunsbüttel	H-gas	3,125	Section 38 GasNZV	yes	open	<ul style="list-style-type: none"> Section 38 application not yet decided

Source: Transmission system operators

Based on the scope of these applications, the transmission system operators will present the specific modelling approach for the LNG facilities in the Gas Network Development Plan 2022–2032.

3.5 Production facilities

Like storage facilities, power plants and LNG facilities, production facilities are also privileged facilities within the meaning of sections 38/39 GasNZV. After the criteria described in chapter 3.1 are applied, this application for a production facility pursuant to section 38 GasNZV is included in the consultation document of the Scenario Framework 2022.

Table 7: Production facilities on the network of the transmission system operators taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 (reporting date: 31 March 2021)

TSO	Project name	Gas type (H-gas/L-gas)	Gas connection capacity [MW]	Status	Consideration in the consultation document of the SF 2022 (yes/no)	Consideration in the draft document of the SF 2022 (yes/no/open)	Reason/applicable criterion (updated 31 March 2021)
GUD	Produktion Area of Dalum	H-gas	624	Section 38 GasNZV	yes	open	Section 38 application not yet decided

Source: Transmission system operators

3.6 WEB and Green Gases Market Survey

Following the presentation of the criteria for considering projects from the WEB and Green Gases Market Survey in chapter 3.6.1, an overview of the project reports is provided in chapter 3.6.2. Chapter 3.6.3 then presents detailed results from the WEB and Green Gases Market Survey and describes the consideration of the project reports in the Gas Network Development Plan 2022–2032.

3.6.1 Criteria for considering projects reported in the WEB and Green Gases Market Survey

Criteria for projects for the generation of and the demand for hydrogen and green gases for consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022

The transmission system operators launched the survey of projects for the generation of and the demand for hydrogen and green gases for the Scenario Framework 2022 on 11 January 2021. At the same time, the transmission system operators published the following criteria for hydrogen and green gas projects that will apply in the Scenario Framework 2022.

- A project plan can be taken into consideration in the consultation documents of the Scenario Framework 2022 if a report has been submitted in the course of the WEB and Green Gases Market Survey from 11 January 2021 to 16 April 2021.
- The report has to be submitted to a transmission system operator using the published form. Updated versions of plans already reported in the Scenario Framework for the Gas Network Development Plan 2020–2030 have to be reported again.
- A project plan is taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 if the requested information for consideration of a connection to the transmission network is included in full in the published form and its plausibility has been verified by the transmission system operators.
- A project plan is taken into consideration in the consultation document of the Scenario Framework 2022 if the entry fields that are flagged accordingly in the form for the WEB and Green Gases Market Survey can be published.

Criteria for projects for the generation of and the demand for hydrogen and green gases for consideration in the modelling for the Gas Network Development Plan 2022–2032

Furthermore, the project developers are required to furnish proof of the actual implementation intention as a prerequisite for consideration in the modelling for the Gas Network Development Plan 2022–2032. In this respect, the project developer is requested to enter into a statement of intent – in the sense of a memorandum of understanding (MoU). The subject matter of the MoU should be agreements on the following aspects:

- a. Definition of the implementation date, the capacity and the gas quality requirements,
- b. Introduction of a management concept for adjusting the relevant entry and exit capacities,
- c. Obligation to enter into a binding implementation schedule (including payment of a flat-rate planning fee) after the general legal and regulatory conditions (including provision of feed-in pressure, network charges, network access conditions) have been clarified, in so far as these are regulated in a commercially reasonable way for all the parties involved.

A project plan will be taken into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032 if the MoU has been agreed with the transmission system operator by 1 October 2021 at the latest.

Other requirements for implementing network expansion measures for hydrogen projects

Following the decision on the change request related to the Gas Network Development Plan 2022–2032 from the BNetzA (expected in the fourth quarter of 2022), the individual project developer undertakes to enter into an implementation schedule with the following regulatory content:

- a. Payment of a flat-rate planning fee to be determined,
- b. Obligation to enter into a network connection contract,
- c. Obligation to make a binding capacity booking on the regulatory terms and conditions defined with the BNetzA.

It is expressly pointed out that the creation of the necessary general legal and regulatory conditions for the construction, operation and financing of hydrogen networks by the legislature, the federal government and the regulatory authority competent for the transmission system operators is a necessary precondition for entering into a binding implementation schedule as well as for the implementation of relevant new-build and conversion projects.

Supplementary notes relating to distribution system operators

Reports from the distribution system operators were explicitly requested in the course of the WEB and Green Gases Market Survey in order to achieve the goal of obtaining a comprehensive overview of the hydrogen and green gas projects. Accordingly, hydrogen and green gas projects of the distribution system operators and in the supply areas of the distribution system operators have to be reported by the respective distribution system operator using the WEB and Green Gases Market Survey form.

At the same time, a process to amend the form in order to issue the long-term forecast in accordance with the Cooperation Agreement was launched by the transmission system operators. It is planned here to add the option of reporting any corresponding reduced demand for natural gas (e.g. in the event of the substitution of natural gas by hydrogen as the result of a project that has been reported).

Accordingly, if it is planned to connect a hydrogen or green gas project to the distribution system or demand for hydrogen for creating a hydrogen-natural gas blend is produced and a substitution of natural gas results here, the project plan can be taken into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032 by having the distribution system operator to whose network the project plan is to be connected take this into consideration in the reporting of its long-term forecast.

3.6.2 Overview of the WEB and Green Gases Market Survey

The transmission system operators have conducted the WEB and Green Gases Market Survey for hydrogen and green gases for the Scenario Framework 2022. 500 project reports were submitted in the period from 11 January 2021 to 16 April 2021. These are presented in appendix 2. Moreover, there were 121 other feedback reports and 42 duplicate reports that were not subsequently considered. Table 8 below provides a full overview of the reported projects per federal state.

The transmission system operators have classified the feedback as follows:

- Category 1: Reports of projects for 2022 to 2050 from project owners and distribution system operators of relevance for the transmission network,
- Category 2: Reports of storage projects,
- Category 3: Reports of other projects from DSO,
- Category 4: Reports of projects from abroad,
- Category 5: Reports of projects on the distribution system not of relevance for the transmission network,
- Category 6: Other project reports (incomplete project reports, zero reports and reports that were not approved for publication).

The number of project reports (PR) received based on the parameters classification of the projects, entry/exit and gas type is presented in table 8. Numerous duplicate reports have already been identified in the course of the assessment of the WEB and Green Gases Market Survey and are indicated in appendix 2. It cannot be ruled out, however, that further duplicate reports (e.g. two project reports for actually one specific project for which there are currently still alternative locations) will be contained in the project overview. The transmission system operators will aim to identify these when the Gas Network Development Plan 2022–2032 is drawn up.

Table 8: Overview of the reports for the WEB and Green Gases Market Survey

Federal state	PR 2022–2050	PR Storage facilities	PR on blending (DSOs) 2022–2050	PR International	PR DSO network	Feed in (source)	Withdrawal (sink)	Hydrogen	Synthetic methane	Biome-thane	Electro-lyser
BW	20	–	43	–	–	11	55	62	–	4	7
BY	24	1	9	2	3	14	32	39	–	3	6
BE	2	–	1	–	–	1	3	3	–	1	–
BB	9	–	1	–	–	5	5	9	–	1	4
HB	1	–	–	–	–	1	1	1	–	–	1
HH	8	–	3	–	–	4	8	11	–	1	2
HE	9	–	10	–	–	3	17	19	–	–	3
MV	12	–	5	–	–	13	5	17	–	1	9
NI	68	3	15	3	–	44	51	88	1	2	26
NW	105	3	72	–	1	41	154	175	–	7	26
RP	8	–	8	–	1	2	16	16	–	2	–
SH	13	–	1	1	–	12	3	15	–	–	11
SL	–	–	1	–	2	1	2	3	–	–	1
SN	2	–	6	–	1	2	7	9	–	1	2
ST	12	–	5	–	–	8	10	15	–	3	4
TH	1	–	5	–	–	–	6	6	–	–	–
Total	294	7	185	6	8	162	375	488	1	26	102

Source: Transmission system operators

The table below shows the total entry and exit capacities and volumes for the various gas types as well as the sum of the reported electrolysis capacity.

Table 9: Results of the reports of all projects

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	0.1	0.3	0.8	2.2	4.9	14.3	20.2	24.9	38.3	42.8	47.1	97.8	153.1
Hydrogen entry volume per year	TWh	1	1	3	11	23	82	106	131	196	216	233	467	783
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	0.9	1.4	2.7	5.2	6.7	10.1	12.2	15.7	29.4	36.8	58.9	124.3	193.7
Hydrogen exit volume per year	TWh	5	7	12	26	34	54	63	85	145	180	231	427	598
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	–	–	–	–	–	7.8	7.8	8.4	8.4	9.0	9.0	9.7	11.6
Synthetic methane entry volume per year	TWh	–	–	–	–	–	68	68	74	74	79	79	85	102
Biome-thane entry capacity	GW _{th}	0.1	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5
Biome-thane entry volume per year	TWh	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3
Electrolysis capacity	GW _e	0.2	0.4	0.8	3.0	4.6	7.8	10.8	13.4	24.5	26.7	28.9	47.9	56.3

Source: Transmission system operators

The results are presented in aggregate below based on the categories and the further procedure planned as part of the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032 is outlined. A complete list of the project reports can be found in Appendix 2.

3.6.3 Results of the market survey and consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032

Category 1: Reports of projects for 2022 to 2050 from project owners and distribution system operators of relevance for the transmission network

The table below shows the sum of the entry and exit capacities and volumes for hydrogen, synthetic methane and biomethane as well as the total electrolysis capacity for this project category.

Table 10: Results of the reports of projects for 2022 to 2050 from project owners and distribution system operators of relevance for the transmission network

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	0.1	0.3	0.7	2.1	3.1	10.0	13.7	16.3	25.4	27.8	30.2	54.7	91.7
Hydrogen entry volume per year	TWh	1	1	3	11	17	67	83	100	153	167	179	340	607
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	0.9	1.4	2.5	4.9	6.0	8.9	9.9	12.9	22.6	28.1	31.3	49.8	52.7
Hydrogen exit volume per year	TWh	5	7	11	25	32	50	56	76	125	154	169	222	269
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	7.8	7.8	8.4	8.4	9.0	9.0	9.7	11.6
Synthetic methane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	68	68	74	74	79	79	85	102
Biomethane entry capacity	GW _{th}	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Biomethane entry volume per year	TWh	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Electrolysis capacity	GW _e	0.2	0.4	0.8	3.0	4.2	6.9	9.4	11.5	21.5	23.6	25.8	40.8	49.1

Source: Transmission system operators

The reported entry and exit capacities and volumes form the fundamental basis for the modelling of the hydrogen variant (cf. chapter 10.3). The reports that fulfil the criteria in accordance with 3.6.1, especially where the relevant project owners have entered into a memorandum of understanding (MoU) with the transmission system operators by 1 October 2021, are taken into consideration in the modelling. The transmission system operators approach the project developers to this end. The modelling is carried out for 2027 and 2032.

The reported electrolysis capacity is also taken into consideration. If necessary, these are not taken over directly into the modelling, however, but combined with the electrolysis capacity pursuant to the Electricity Network Development Plan to begin with (also see chapter 7.2 on this).

In addition to project reports for hydrogen, project reports for biomethane and synthetic methane (SNG) were also received in the course of the WEB and Green Gases Market Survey. The connection of a biogas plant to the gas transmission network is regulated by law in Part 6, "Biogas", of the Gas Network Access Regulation. In accordance with section 3 EnWG, biogas includes both biomethane and SNG, the vast majority of which has been produced from renewable energy sources. The transmission system operators accordingly check the project reports to see if they should be considered in the methane modelling of the hydrogen variant of the Gas Network Development Plan 2022–2032 if the process for the network connection requests at the responsible transmission system operator has been concluded by 1 October 2021. Moreover, these projects are also taken into consideration in the base variant (cf. chapter 10.2).

Category 2: Reports of storage projects

The table below shows the sum of the entry and exit capacities and volumes of reported storage projects for hydrogen for this project category.

Table 11: Results of the reports of storage projects

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	-	-	0.1	0.1	0.2	0.7	1.0	1.1	3.1	3.7	4.2	15.8	24.1
Hydrogen entry volume per year	TWh	-	-	0	0	0	1	2	2	5	6	6	24	36
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	-	-	0.1	0.1	0.4	0.6	1.0	1.0	2.9	3.6	4.1	14.2	21.8
Hydrogen exit volume per year	TWh	-	-	0	0	1	1	2	2	5	6	6	24	36
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetic methane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrolysis capacity	GW _e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Source: Transmission system operators

The reported storage capacity is also taken into account in the preparation of the hydrogen variant. The reports that fulfil the criteria in accordance with 3.6.1 and where the relevant project owners have entered into an MoU with the transmission system operators by 1 October 2021, are taken into consideration in the modelling. The transmission system operators approach the project developers to this end. The modelling is carried out for 2027 and 2032.

Category 3: Reports of other projects from DSO

The table below shows the sum of the entry and exit capacities and volumes for hydrogen and biomethane for this project category.

Table 12: Results of the reports of other projects from DSO

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydrogen entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	-	0.0	0.1	0.2	0.3	0.5	1.2	1.6	3.7	4.8	23.3	70.1	118.9
Hydrogen exit volume per year	TWh	-	0	0	1	1	2	4	6	14	19	54	180	290
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetic methane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry capacity	GW _{th}	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3
Biomethane entry volume per year	TWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Electrolysis capacity	GW _e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Source: Transmission system operators

In the view of the transmission system operators, the reported exit capacities and volumes for blending into the methane network of the distribution system operators are not project plans with potential expansion relevance. It is therefore not planned to enter into an MoU.

Instead, the transmission system operators conduct what is known as a “hydrogen review” for these reports for 2032, which is based on the modelling results of the hydrogen variant 2032. This does not constitute a separate modelling procedure.

The hydrogen review first examines what network interconnection points and exit zones could be supplied with hydrogen without further network expansion measures on the basis of the results of the hydrogen variant for 2032.

It is then examined in this process whether blending might be possible or even if the possibility might already exist for converting initial areas or individual network interconnection points to 100% hydrogen. In a similar way to the planning process for the L-to-H-gas conversion, first potential “hydrogen conversion areas” could thus be identified.

The transmission system operators do not see a comprehensive and possibly gradual increase in the blending of hydrogen into the methane transmission networks in Germany at the transmission network level as practical in principle. This kind of blending would not ensure a constant proportion of hydrogen, which is essential for various customers, including some industrial customers, CNG filling stations or household customers for example. Accordingly, complex and expensive measures would be necessary in order to separate the blended hydrogen from the methane again when necessary. This would furthermore be necessary at cross-border interconnection points if neighbouring countries do not permit any or only minor blending in the transmission network. On the other hand, it may not be possible to supply all network interconnection points equally with methane and hydrogen at the same time.

Parts of the transmission network would have to be duplicated in this event. From the perspective of the transmission system operators, it is desirable to convert selected network interconnection points directly and completely to hydrogen. The L-to-H-gas conversion, which has been successfully carried out in Germany in phases since 2015, has been planned on the basis of exactly this approach. Accordingly, the transmission system operators are using the reports received from the distribution system operators and the modelling results of the hydrogen variant 2032 to identify initial ideas for a possible regional use of hydrogen in the heating market. This can be achieved only in close and intensive co-operation with the distribution system operators.

The transmission system operators welcome the active participation and the numerous reports of the distribution system operators. Some reports already include exit demand before 2032. This illustrates the efforts being made by the distribution system operators to quickly accelerate the decarbonisation in particular of the heating market. These reports will also be included in the hydrogen review for 2032. There is also no plan to enter into an MoU here.

More information for 2040 and 2050 can be found in chapter 7.4. The transmission system operators reserve the right to conduct further assessments before the Gas Network Development Plan 2022–2032 is published.

Category 4: Reports of projects from abroad

The table below shows the sum of the entry and exit capacities and volumes for hydrogen as well as the total electrolysis capacity for project reports from abroad.

Table 13: Results of the reports of projects from abroad

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	1.6	3.6	5.5	7.4	9.8	11.2	12.6	27.2	37.2
Hydrogen entry volume per year	TWh	-	-	-	-	5	14	21	29	38	43	48	104	139
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydrogen exit volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetic methane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrolysis capacity	GW _e	-	-	-	-	0.4	0.9	1.4	1.9	3.0	3.0	3.0	7.0	7.0

Source: Transmission system operators

The reported entry and exit capacities and volumes from abroad are taken into consideration in the modelling of the hydrogen variant as potential imports and exports. More detailed information on the consideration of the reports from abroad can also be found in chapter 7.3. In this respect, the transmission system operators request further opinions and additional information on delivery capacity and volumes at cross-border interconnection points as part of the consultation. The reported projects in the course of the distribution of hydrogen sources are taken into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032. It is not therefore planned to enter into an MoU.

Category 5: Reports of projects on the distribution system not of relevance for the transmission network

The table below shows the sum of the entry and exit capacities and volumes for hydrogen and biomethane as well as the electrolysis capacity for this project category.

Table 14: Results of the reports of projects on the distribution system not of relevance for the transmission network

	Unit	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2040	2050
Hydrogen entry capacity	GW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Hydrogen entry volume per year	TWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Hydrogen exit capacity	GW _{th}	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Hydrogen exit volume per year	TWh	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	2	2	2
Synthetic methane entry capacity	GW _{th}	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Synthetic methane entry volume per year	TWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Biomethane entry capacity	GW _{th}	-	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Biomethane entry volume per year	TWh	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electrolysis capacity	GW _e	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2

Source: Transmission system operators

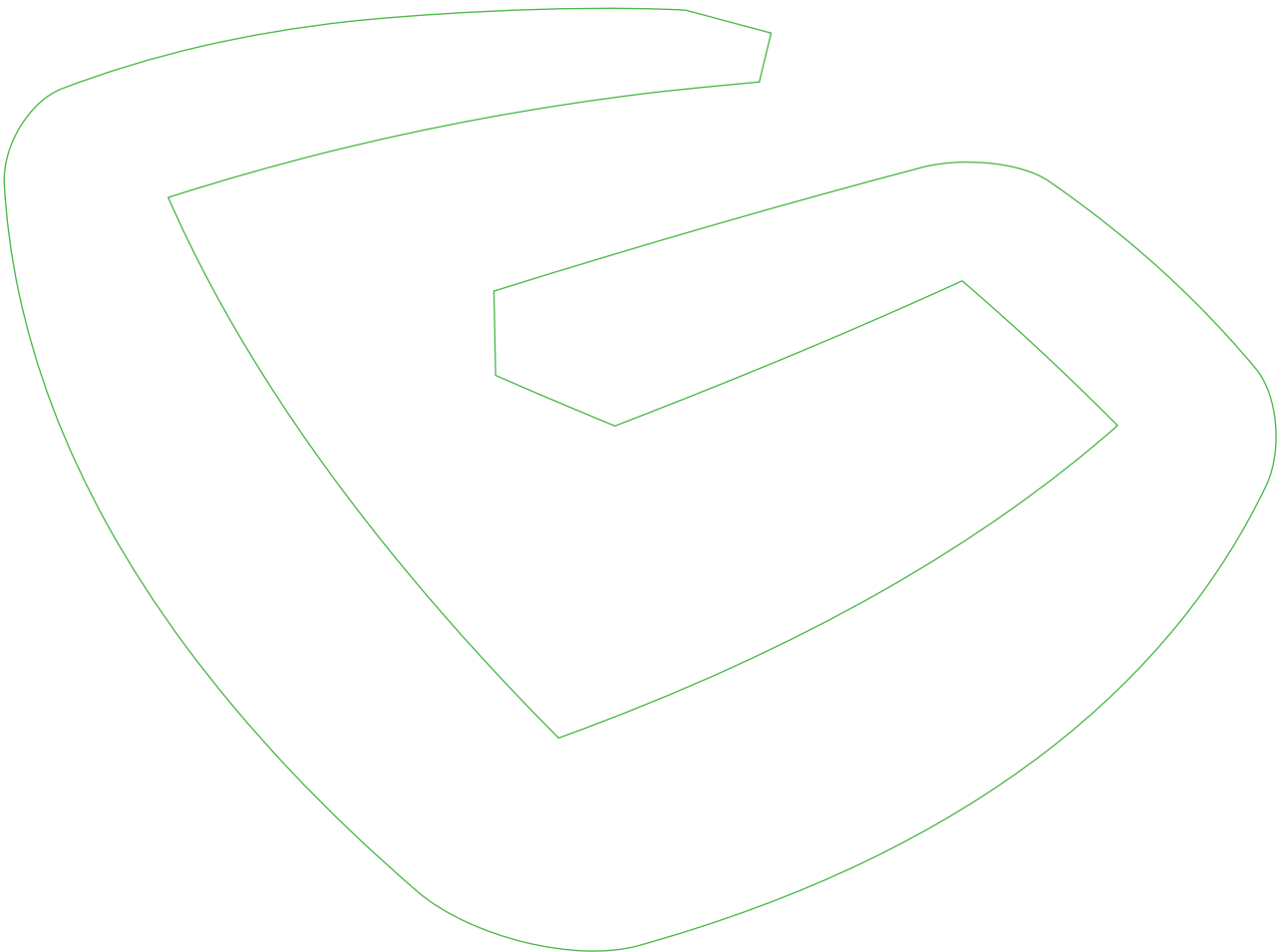
Project reports where no connection to the transmission network is planned and there is thus no relevance for the network expansion are therefore not directly taken into consideration in the modelling of the hydrogen variant and are listed here only for information purposes.

However, the reported electrolysis capacity is taken into consideration in any combination with the Electricity Network Development Plan that may be necessary. A presentation of this procedure is described in chapter 7.2.

Category 6: Other project reports

In addition to the reports of categories 1–5 presented above, the transmission system operators also received forms that contained incomplete data or where data was completely missing, forms where the project developers did not give approval for the projects to be published in the Gas Network Development Plan and forms that arrived after the deadline of 16 April 2021 had expired. In accordance with the criteria drawn up for considering reports in the Gas Network Development Plan 2022–2032 (cf. chapter 3.6.1), these are classified as other project reports and cannot be taken into consideration in the modelling of the hydrogen variant.

Trends in gas demand 4



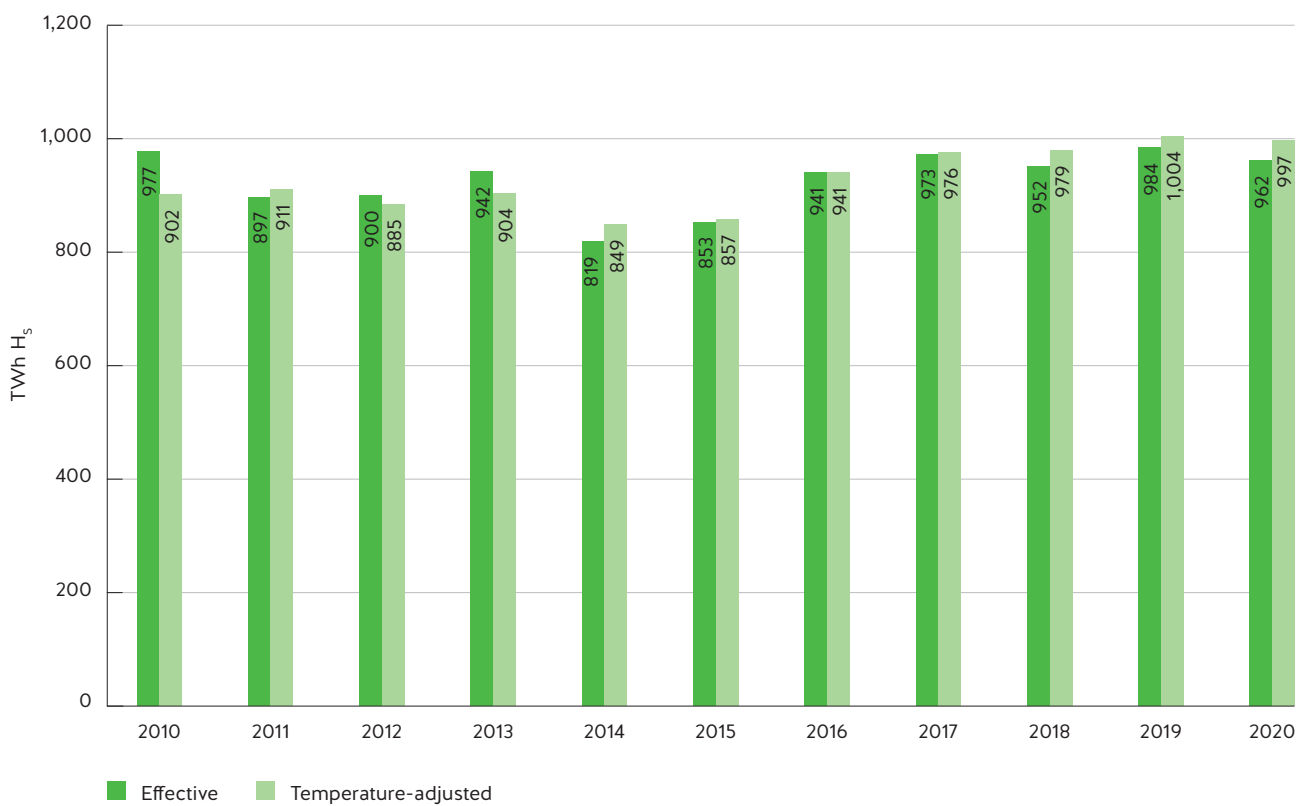
4 Trends in gas demand

This chapter deals with the trends in gas demand in Germany. Following the state analysis of gas consumption since 2010 (cf. chapter 4.1), various future gas demand trends for Germany are subsequently examined and specific gas demand scenarios are defined for this Scenario Framework (cf. chapter 4.2).

4.1 State analysis

The demand for gas is compiled from the final energy demand for gas, gas usage in the transformation sector (generation of electricity and heating) and non-energy gas consumption.

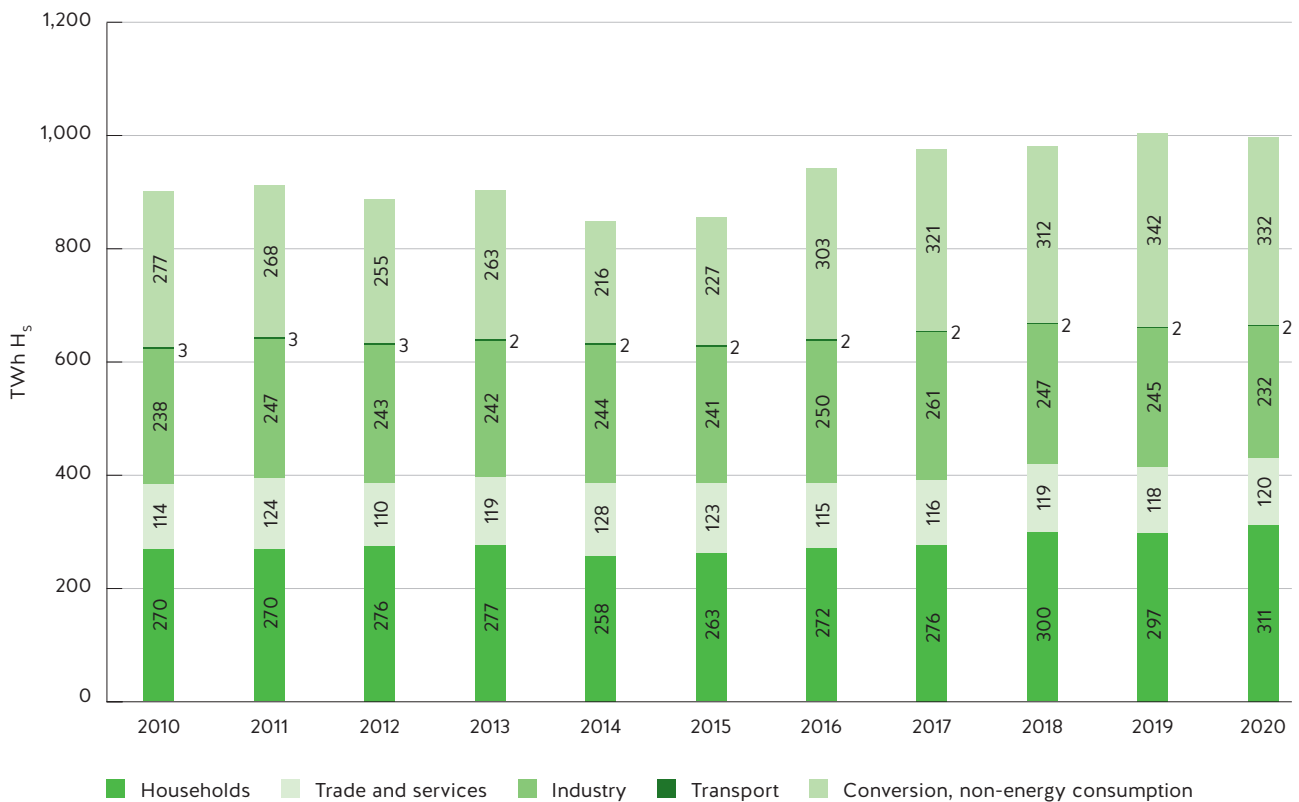
Figure 2: Consumption of natural gas (primary energy consumption) in Germany in TWh (H_s, calorific value)



Source: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (primary energy consumption natural gas), calculation by the transmission system operators (temperature-adjusted values)

The temperature-adjusted consumption of natural gas in Germany, which is presented in figure 2, was between 850 TWh and 1,000 TWh in the last 10 years and increased between 2014 and 2019.

Figure 3: Temperature-adjusted consumption of natural gas in Germany by sector in TWh (H_s, calorific value)



Note: NEV - Nichtenergetischer Verbrauch - non-energy consumption, part of the energy source not used for energy (e.g. as raw material for chemical processes)

Source: BDEW 2021/AG Energiebilanzen 2021 (final energy consumption, natural gas), calculation by the transmission system operators (temperature-adjusted values)

The trend in the temperature-adjusted consumption of natural gas in Germany by sector, which is presented in figure 3, shows that the transformation sector, i.e. in particular the gas-based generation of electricity and heating, accounted for a considerable proportion of the fluctuating consumption trends and has risen significantly since 2015.

In contrast, the consumption of natural gas by industry and by the commerce, trade and services sector, which is influenced by economic fluctuations, has stayed at a relatively constant level since 2010, while the consumption of natural gas in households has increased in the past few years.

The relatively high new construction activity of the last few years continued in 2020 with around 320,000 approved apartments. The market share of natural gas in new buildings has fallen from previously around 50% in 2000 to around 34% now. Electric heat pumps and district heating have continually gained market shares in new buildings in the last few years (cf. table 15). In the housing stock, the market share of natural gas heating systems has been around 50% since 2010 (cf. table 16).

Table 15: Market shares of energy sources in new buildings

Year	Number of apartments ¹	Natural gas ²	Electric heat pumps	District heating	Electricity	Fuel oil	Wood, wood pellets	Others ³
		Share in %						
2010	164,540	50.2	23.5	14.6	1.0	1.8	5.0	4.1
2011	200061	50.1	22.6	16.3	0.9	1.5	5.6	2.5
2012	211,155	48.5	23.8	18.6	0.6	0.9	6.3	1.4
2013	254,250	48.3	22.5	19.8	0.7	0.8	6.4	1.5
2014	264,332	49.9	19.9	21.5	0.6	0.7	6.1	1.3
2015	285,282	50.3	20.7	20.8	0.7	0.7	5.3	1.5
2016	329,000	44.4	23.4	23.8	0.9	0.7	5.3	1.5
2017	300,349	39.3	27.2	25.2	0.7	0.6	5.5	1.6
2018	302,209	38.6	28.8	25.2	1.1	0.5	4.4	1.4
2019	311,156	36.8	29.8	26.5	1.1	0.5	4.1	1.2
2020*	320,255	33.8	35.7	23.5	1.3	0.3	4.2	1.3

* provisional up to November 2020

1) New residential units approved for construction; up to 2012 in new buildings to be constructed, from 2013 additionally in existing buildings

2) Including bio na ural gas

Source: BDEW 2021 on the basis of the Statistisches Bundesamt (German Federal Statistical Office), state statistical offices, updated February 2021

Table 16: Heating structure of the housing stock

Year	Number of apartments in million ¹	Gas ²	District heating	Electricity	Electric heat pumps	Fuel oil	Others ³
		Share in %					
2010	40.3	49.0	12.8	3.4	1.0	28.9	4.9
2011	40.4	49.1	12.9	3.2	1.1	28.3	5.4
2012	40.6	49.2	13.1	3.1	1.2	27.8	5.6
2013	40.8	49.2	13.3	3.0	1.4	27.2	5.9
2014	41.0	49.3	13.5	2.9	1.5	26.8	6.0
2015	41.3	49.3	13.6	2.8	1.7	26.5	6.1
2016	41.5	49.4	13.7	2.7	1.8	26.3	6.1
2017	41.7	49.4	13.8	2.6	2.0	26.1	6.1
2018	42.0	49.4	13.9	2.5	2.2	25.9	6.1
2019	42.3	49.5	14.0	2.6	2.4	25.3	6.2
2020*	42.6	49.5	14.1	2.6	2.6	25.0	6.2

* provisional

1) Number of apartments in buildings with living area; heating present

2) Including bio na ural gas and liquefied gas

3) Wood, wood pellets, other biomass, coke/coal, other heating energy

Source: BDEW 2021, updated February 2021

4.2 Trends in gas demand

A distinction has to be drawn in principle between the terms scenario and modelling variant. Two scenarios for the development of gas demand in Germany are presented below in the Scenario Framework 2022. The modelling variants, which are described in detail in chapter 10, form the basis for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032. There is no connection between the gas demand scenarios presented here and the modelling variants for the Gas Network Development Plan 2022–2032 presented in chapter 10, as the transmission system operators use specific demand reports in their modelling variants as a result of the requirements of the BNetzA.

In light of the challenges posed by the energy transition, an outlook up to 2050 is additionally provided.

EU climate law pursues the goal of reducing greenhouse gas emissions in the EU as a mandatory requirement and achieving climate neutrality by 2050. The target for 2030 is to cut emissions by 55% compared with 1990 levels.

On 29 April 2021, the German Federal Constitutional Court ruled that constitutional objections to the German Climate Protection Act can be successfully upheld in part [BVG 2021]. Against this background, the federal government decided on 12 May 2021 to increase the German climate targets. National greenhouse gas emissions are now set to be reduced by 65% (previously 55%) from 1990 levels by 2030. The target of greenhouse gas neutrality is accordingly to be reached as early as 2045.

The reduction of greenhouse gas emissions, the expansion of renewable energy sources and the increase in energy efficiency are key targets of European and German energy and climate policy. The general conditions of energy and climate policy form an important foundation for the large number of existing scenarios for energy and gas demand.

In the Scenario Framework 2020, the dena-TM95 scenario was examined in greater detail as a possible vision of the future. dena-TM95 is a recognised technology mix scenario, in which a high use of methane is assumed, while hydrogen still plays a limited role. From today's perspective, however, hydrogen will play a more significant role in the course of the energy transition. The transmission system operators have therefore decided to adjust the dena-TM95 scenario for the Scenario Framework 2022 with the support of the Four-Management consulting firm.

The transmission system operators have here analysed both the supply and the demand side in light of a heavier use of hydrogen. Various studies were consulted and numerous discussions were held with experts in order to answer detailed questions.

Ultimately, hydrogen will be increasingly used in place of methane, as the production of hydrogen represents a more energy-efficient solution in comparison with synthetic methane. Imports of hydrogen will make a significant contribution when it comes to covering demand.

Other studies that also increasingly highlight the role to be played by hydrogen are currently in progress, but have not yet been published and it was therefore not possible to use them in this scenario framework.

Prognos AG analysed renowned studies and publications on the future development of gas demand and gas supply in Germany on behalf of the transmission system operators for the Scenario Framework 2022. Based on the general conditions outlined above, the focus is placed in principle on the scenarios that achieve an emissions reduction ratio of 95% by 2050 as a minimum compared with 1990 levels. Gas demand is understood in the following to be the demand for methane (natural gas, biomethane as well as synthetic gases) and hydrogen.

Table 17 below contains a list of the gas demand scenarios for Germany that have been analysed.

Table 17: Studies and scenarios considered

Study	Scenarios
dena study [dena 2018] “dena-Leitstudie Integrierte Energiewende” (“dena study on the integrated energy transition”)	Electrification scenario –95% (dena-EL95)
	Technology mix scenario –95% (dena-TM95)
BDI study [BDI 2018] “Klimapfade für Deutschland” (“Climate paths for Germany”)	Target scenario: global climate protection –95% (BDI-G95)
NECP scenarios [BMWi 2020a] “Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan” (“Integrated National Energy and Climate Plan”)	Climate protection scenario –87.5% (NECP-KSP 87.5)
Agora Energiewende (energy transition think tank), Agora Verkehrswende (transport transition think tank), Stiftung Klimaneutralität (Climate Neutrality Foundation) [Agora Energiewende 2020] “Klimaneutrales Deutschland” (“Climate-neutral Germany”)	KNDE –100% (KNDE 100)
Forschungszentrum Jülich (research centre) [FZJ 2019] “Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050” (“Cost-efficient and climate-friendly transformation strategy for the German energy system up to 2050”)	Scenario 95 –95% (FZJ 95)
Fraunhofer ISE [ISE 2020] “Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem” (“Roads to a climate-neutral energy system”)	Reference scenario –95% (ISE 95)
TSOs / FourManagement on the basis of dena [FourMan 2020] “Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft” (“Development of the hydrogen economy – Network of the future”)	Scenario I –95% (dena-TM95 / TSOs)

Source: Agora Energiewende 2020, BDI 2018, BMWi 2020a, dena 2018, TSOs/FourMan 2020, FZJ 2019, ISE 2020

Brief description of the studies / scenarios

dena-EL95: The “dena-EL95” scenario in the dena study assumes a higher degree of electrification in all sectors in comparison with the “dena-TM95” scenario. This leads, however, to a further increase in the demand for electricity. In this scenario, hydrogen and synthetically produced energy sources are taken into consideration when they are urgently required. Fossil natural gas and biomethane are other gaseous energy sources.

Agora Energiewende: The study “Klimaneutrales Deutschland (KNDE)” (“Climate-neutral Germany”) by Agora Energiewende et. al. shows a path to achieving climate neutrality in 2050 that is optimised from a cost perspective. Hydrogen plays an important role alongside electricity in this scenario. Demand for hydrogen in 2050 amounts to around 270 TWh. Other synthetic energy sources are also used in the scenario in addition to hydrogen. Overall, demand for hydrogen and other synthetic fuels and feedstocks totalling 432 TWh is produced for 2050. Fossil natural gas is no longer used in 2050. Demand for biomethane amounts to 46 TWh.

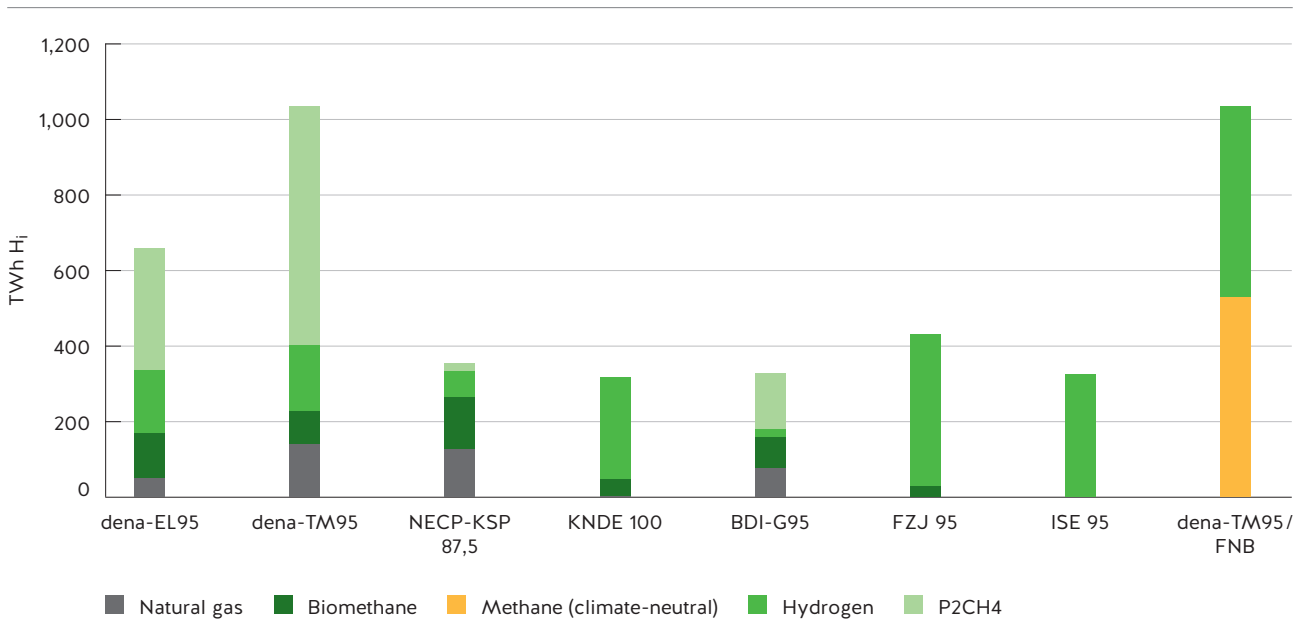
BDI: In the “BDI-G95” scenario, the “Klimapfade für Deutschland” (“Climate paths for Germany”) study of the BDI describes a technical measure with which it will be possible to achieve the reduction target in an economically cost-efficient and socially acceptable way. Hydrogen is regarded as a game-changer that could potentially make it easier to achieve the climate targets in the coming decades. The study regards the operational readiness of hydrogen as something that cannot be foreseen and therefore assumes a figure of only 23 TWh will be available to achieve the targets. As complete decarbonisation is not envisaged in the scenario, fossil natural gas is still in use. Hydrogen and synthetic methane are other gaseous energy sources.

ISE: The study “Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem” (“Roads to a climate-neutral energy system”) of the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE shows the reduction in energy-related greenhouse gas emissions in several consistent scenarios. In the “ISE 95” scenario, a reduction in greenhouse gas emissions of at least 95% by 2050 is pursued. Hydrogen plays an important role in decarbonisation and is the only remaining gaseous energy source in 2050 in this scenario, where it provides 325 TWh.

FZJ: The study “Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050” (“Cost-efficient and climate-friendly transformation strategy for the German energy system up to 2050”) of the Forschungszentrum Jülich (FZJ – research centre) includes two scenarios showing CO₂ reduction strategies for achieving the climate protection targets in Germany. In the “FZJ 95” scenario, hydrogen is used in all sectors except for the production of chemical raw materials. Demand is correspondingly high at around 400 TWh in 2050. Moreover, a small proportion of fossil natural gas is also still in use in this scenario.

The large number of scenarios considered show a broad range of possible developments in the demand for gas. To achieve the climate protection targets, the composition of the gas demand must also change and shift to climate-neutral gases (cf. figure 4).

Figure 4: Trends in gas demand in the scenarios under review up to 2050 in TWh (H_i , calorific value)



Source: Agora Energiewende 2020, BDI 18, BMWi 2020a, dena 2018, TSOs/FourMa 2020, FZJ 2019, ISE 2020

For the Scenario Framework 2022, the transmission system operators decided to consider the following scenarios, which map the range of possible developments in the demand for gas, in more detail:

• **Scenario I: dena-TM95 scenario with adjustments by TSOs/ FourManagement (dena-TM95/TSO)**

This scenario is based on the dena-TM95 Scenario. The technology mix scenario assumes a broad variation in the technologies and energy sources used. In this scenario, a 95% reduction in greenhouse gases from 1990 levels is achieved by 2050. The dena-TM95 scenario was already included as an element of the Scenario Framework 2020. It has now been adapted by the transmission system operators in cooperation with the FourManagement consulting firm in order to do justice to the increasing importance of hydrogen, which is also reflected in the federal government's National Hydrogen Strategy. The total gas quantity structure in the dena-TM95 scenario was essentially kept constant here and a shift from methane demand towards hydrogen demand was carried out. Furthermore, shares accounted for by oil were substituted by methane and hydrogen, while it was assumed that hydrogen was used in the production of primary energy and district heating on a pro rata basis. Scenario I takes a high gas proportion into consideration, including a high share of hydrogen in particular, and is therefore relevant for the design of the gas infrastructure. The scenario was included by the transmission system operators, as it reflects the potential of gas in the decarbonisation process.

• **Scenario II: NECP scenario with climate protection programme (NECP KSP)**

The goal of the integrated National Energy and Climate Plan (NECP) is to improve the coordination of European energy and climate policy in order to achieve the climate targets in 2030. In accordance with the regulations [EC 2018], all EU member states have to draw up an NECP for the period from 2021 to 2030. The first NECP drafts had to be sent to the EU Commission as early as 31 December 2018. The final version of the German NECP was adopted by the German cabinet on 10 June 2020 and subsequently sent to the EU Commission [BMWi 2020a]. Against this background, the NECP scenarios are of a great importance at the European level. The German NECP contains a reference scenario and a scenario with a climate protection programme. Reference is made in the Scenario Framework 2022 to the scenario with the climate protection programme up to 2050.

In this scenario, a reduction of around 87.5% in greenhouse gases from 1990 levels is achieved by 2050. The importance of hydrogen also increases in this scenario, but the development lags behind the targets of the National Hydrogen Strategy. The transmission system operators assume that the increasing importance of hydrogen will also be reflected in the future NECP process.

Tables 18 and 19 below show the total German gas usage in the scenarios examined, which is presented in terms of calorific value (H_i) in each case in deviation from the other presentations in the Scenario Framework 2022. This presentation makes it easier to compare with other energy scenarios. It is broken down into methane (natural gas, biomethane as well as synthetic gases) and hydrogen. Figure 5 provides a graphic presentation of the trends in gas demand in the scenarios.

Table 18: Development of German gas demand in scenario I, temperature-adjusted, presented as low calorific value (H_i)

Gas consumption by sector	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H_i					
Synthetic methane	913	925	940	903	697	529
Final energy consumption	602	578	550	523	434	342
Private households/commerce, trade and services	377	349	314	278	212	138
Industry	223	223	221	182	131	114
Transport	2	6	16	63	92	91
Non-energy consumption	40	53	69	83	42	5
Transformation sector	271	294	320	297	221	182
Hydrogen	0	3	27	92	315	504
Demand sectors	0	3	25	86	217	321
Private households/commerce, trade and services	0	0	1	3	15	22
Industry	0	2	21	75	142	204
Transport	0	1	2	8	60	95
Non-energy consumption	0	0	0	1	68	136
Transformation	0	0	2	4	30	47
Total gas	913	928	966	995	1,012	1,033
Demand sectors	602	581	576	609	652	663
Private households/commerce, trade and services	377	349	315	281	227	159
Industry	223	225	242	257	273	318
Transport	2	7	18	71	152	186
Non-energy consumption	40	53	69	84	110	141
Transformation	271	294	322	301	251	229

Source: BDEW/AG Energiebilanzen, calculation of the transmission system operators (temperature-adjusted values), dena 2018, transmission system operators/FourManagement 2020

Table 19: Development of German gas demand in scenario II, temperature-adjusted, presentation as low calorific value (H_i)

Gas consumption by sector	2019	2022	2027	2032	2040	2050
	TWh H _i					
Synthetic methane	913	908	881	777	570	286
Final energy consumption	602	547	483	429	301	171
Private households / commerce, trade and services	377	343	302	257	176	101
Industry	223	198	167	149	100	53
Transport	2	5	14	23	26	17
Non-energy consumption	40	32	33	32	24	18
Transformation sector	271	329	366	316	245	97
Hydrogen	0	1	7	11	40	68
Demand sectors	0	1	2	7	38	67
Private households / commerce, trade and services	0	0	0	0	0	0
Industry	0	0	0	2	26	43
Transport	0	1	2	5	11	24
Non-energy consumption	0	0	0	0	0	0
Transformation	0	0	5	4	2	1
Total gas	913	909	889	788	610	354
Demand sectors	602	547	486	436	339	238
Private households / commerce, trade and services	377	343	302	257	176	101
Industry	223	198	167	151	126	96
Transport	2	6	16	28	38	41
Non-energy consumption	40	32	33	32	24	18
Transformation	271	329	370	320	248	98

Source: BDEW / AG Energiebilanzen, calculation of the transmission system operators (temperature-adjusted values), BMWi 2020a

Figure 5: Graphic presentation of the trends in gas demand (methane, hydrogen) in the scenarios considered in more detail up to 2050 in TWh (H_i, calorific value)



Source: dena 2018, transmission system operators/FourManagement 2020, BMWi 2020a

Trends in total gas demand

Scenario I shows gas demand increasing slightly overall, where it is assumed that only renewable gases are used in 2050. Demand for hydrogen will increase significantly. In this scenario, the demand for hydrogen develops up to 2030 in the order of magnitude shown by the National Hydrogen Strategy. This sees hydrogen use of around 90 TWh to 110 TWh up to 2030 [BMW_i 2020b].

In scenario II, on the other hand, gas demand declines over the long term. The importance of hydrogen also increases in this scenario, but the development lags behind the targets of the National Hydrogen Strategy.

Final energy consumption

In scenario I, there is a slight decline in the final energy consumption of methane between 2019 and 2032. In contrast, the final energy consumption for hydrogen constantly increases in this period. This can be attributed in particular to increased use of hydrogen in industry and in the transport sector. Overall, the final energy consumption for gas (methane and hydrogen) rises slightly up to 2032. From 2032 to 2050, the substitution effect intensifies and hydrogen is increasingly used, while demand for methane falls continually. Despite increases in efficiency in many areas of consumption, the demand for hydrogen grows, as new applications (e.g. hydrogen in steel production or use as a material in the chemicals industry) are also added.

In scenario II, a slightly sharper decline in the final energy consumption of methane arises in the 2019 to 2032 period under review in comparison with scenario I. Here, too, the consumption of hydrogen increases in the same period, albeit at a significantly lower level. Overall, the final energy consumption for gas (methane and hydrogen) falls significantly up to 2032. Subsequently, the final energy consumption of methane continues to fall up to 2050 in scenario II, while the final energy consumption of hydrogen increases. The rise in the consumption of hydrogen takes place in scenario II to a significantly lower extent than in scenario I, however.

Transformation sector

The restructuring of the energy system faces a large number of challenges. The issues of grid reserves, grid stability equipment and systemically important power plants, among other things, are of particular relevance here for the power plant park when it comes to guaranteeing the stability of the electricity supply system. These factors exert a significant influence on the gas power plants and connected load. A partial conversion to hydrogen also takes place here in the medium and long term. The sections below thus refer to natural gas, methane and hydrogen power plants.

For the gas demand of the power plants, the development path of gas-fired power generation has been analysed using the power plant model of Prognos AG. The starting points for the modelling are the list of power plants, i.e. the BNetzA list of the current stock of power plants and of additional and decommissioned capacity in Germany [BNetzA 2021a] and the current capacity reservations pursuant to Section 38 GasNZV submitted to the transmission system operators and capacity expansion claims pursuant to Section 39 GasNZV. Information from the BDEW's list of power plants is additionally used [BDEW 2019]. As in the previous scenario frameworks, a regionally unspecified addition of local CHP plants is made in line with the Electricity Network Development Plan.

Power plants listed by the BNetzA as systemically important continue to be listed up to 2032, unless they are slated for decommissioning in accordance with the BNetzA power plant decommissioning list. Plants that will reach the end of their life of 45 years by 2032 are replaced in principle on a structurally identical basis only if district heating supply is present at the location. In accordance with the procedure described for considering (new) gas power plants, the following installed capacity of gas power plants in Germany up to 2032 is produced. The results of the selected scenarios have been recognised for 2040 and 2050.

Table 20: Electrical power plant capacity (net) installed in gas power plants in Germany

Gas power plants in Germany Net power plant capacity	2020	2022	2027	2032	2040	2050	Change 2032 from 2020	Change 2032 from 2022	Change 2050 from 2022
	GW _e						Percent		
Scenario I	29	31	36	37	63	57	32	19	79
Scenario II	29	31	36	37	44	45	32	19	41

Source: Prognos AG

The studies that provide the basis for scenarios I and II show a higher installed gas power plant capacity for 2032 than is presented table 20. For example, the installed gas power plant capacity in 2030 lies between 48 GW_e and 75 GW_e in the dena scenarios [dena 2018]. In the NECP scenario with the climate protection programme, the installed gas power plant capacity in 2032 is around 41 GW_e. Some projects for new gas power stations that are planned as part of the coal phase-out are already included in the additional construction based on table 20.

In the scenarios examined, gas usage in the transformation sector increases in the medium term (cf. tables 18 and 19). In scenario I, gas usage remains at a higher level up to 2050. The use of hydrogen in the transformation sector remains at a relatively low level in scenarios I and II.

The transmission system operators take the new gas power plants connected directly to the transmission network into consideration in the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032 in accordance with the criteria described in chapter 3.1. The studies that have been examined assume a higher gas power plant capacity over the long term. The transmission system operators will take additional power plant capacity into consideration using the established processes (e.g. Sections 38/39 GasNZV, internal orders/long-term forecasts, BNetzA power plant list).

Selection of the scenario for the long-term dimensioning of infrastructure

Based on the assessment of the transmission system operators, hydrogen and green gases will play a key role in the decarbonisation of the energy supply required to meet the climate protection targets. Their increasing importance is also shown in the results of the WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6). Against this background, the transmission system operators have decided to use scenario I for the long-term planning of robust gas infrastructure.

Regional breakdown of gas demand

The results of the determination of the gas demand for Germany are broken down on a regional basis, i.e. the gas demand is allocated down to the individual district. The following distribution factors are used here:

- To identify the final energy consumption, the non-energy consumption, the gas demand of the district heating plants and the internal consumption in the transformation sector on a regional level, the databases of Prognos AG, in which demand has been analysed at the district level using a regional model, will be taken into account. For hydrogen as an energy source, use is additionally made of the results of the WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6) and internal TSO analyses.
- To identify the electricity and heat generation from gas on a regional level, the findings of the European electricity market model of Prognos AG will be applied. The location of the power plants included in the list of power plants of the BNetzA serves as a basis for the regional breakdown.

Note on the map view below

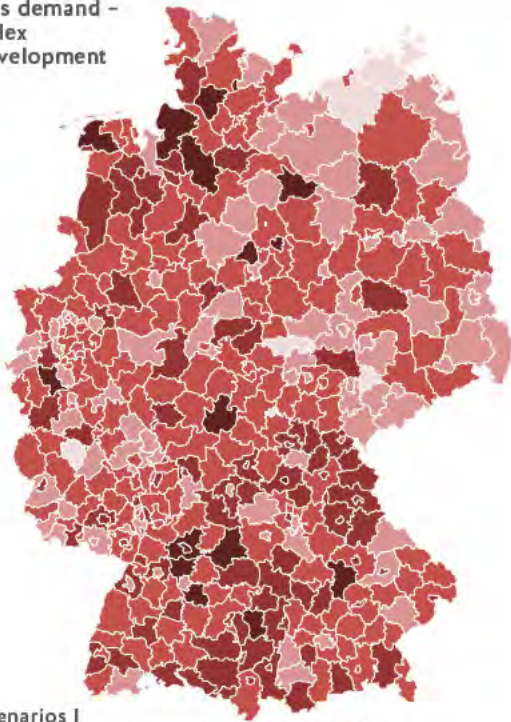
The regional breakdown is carried out for scenario I: the trends in gas demand at the district level are presented in the map below as an index development (cf. figure 6 on the left) for the period from 2022 to 2032. An index of 1.00 in 2032 is thus equivalent to a constant gas demand. The selected colour scale additionally illustrates how the trends in the individual districts are developing relative to each other.

The figures below illustrate the trends in the entire gas demand in the consumption sectors private households, commerce, trade and services and industry/power plants. The map on the right in figure 6 illustrates the absolute gas demand in scenario I, while the map on the left illustrates the relative development in the period under review up to 2032.

Gas demand at the district level is heavily dependent on regional characteristics, such as the establishment of industrial and power plant locations and the connection rate for apartments to the gas network. Overall development up to 2032 foresees trends such as a more positive demographic and economic growth in southern Germany.

Figure 6: Scenario I: Regional gas demand for 2032 in total

Gas demand –
index
development



Scenarios I

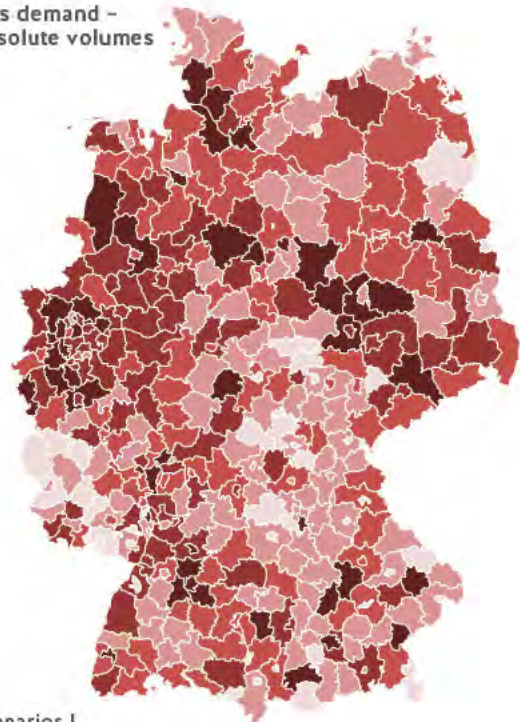
Change in regional gas demand 2022 to 2032

Index development at district level (2022 = 1.00)

Index: gas demand 2032 is ...

□	smaller than 0.88
□	from 0.88 to under 1
□	from 1 to under 1.12
□	from 1.12 to under 1.24
□	at least 1.24

Gas demand –
absolute volumes



Scenarios I

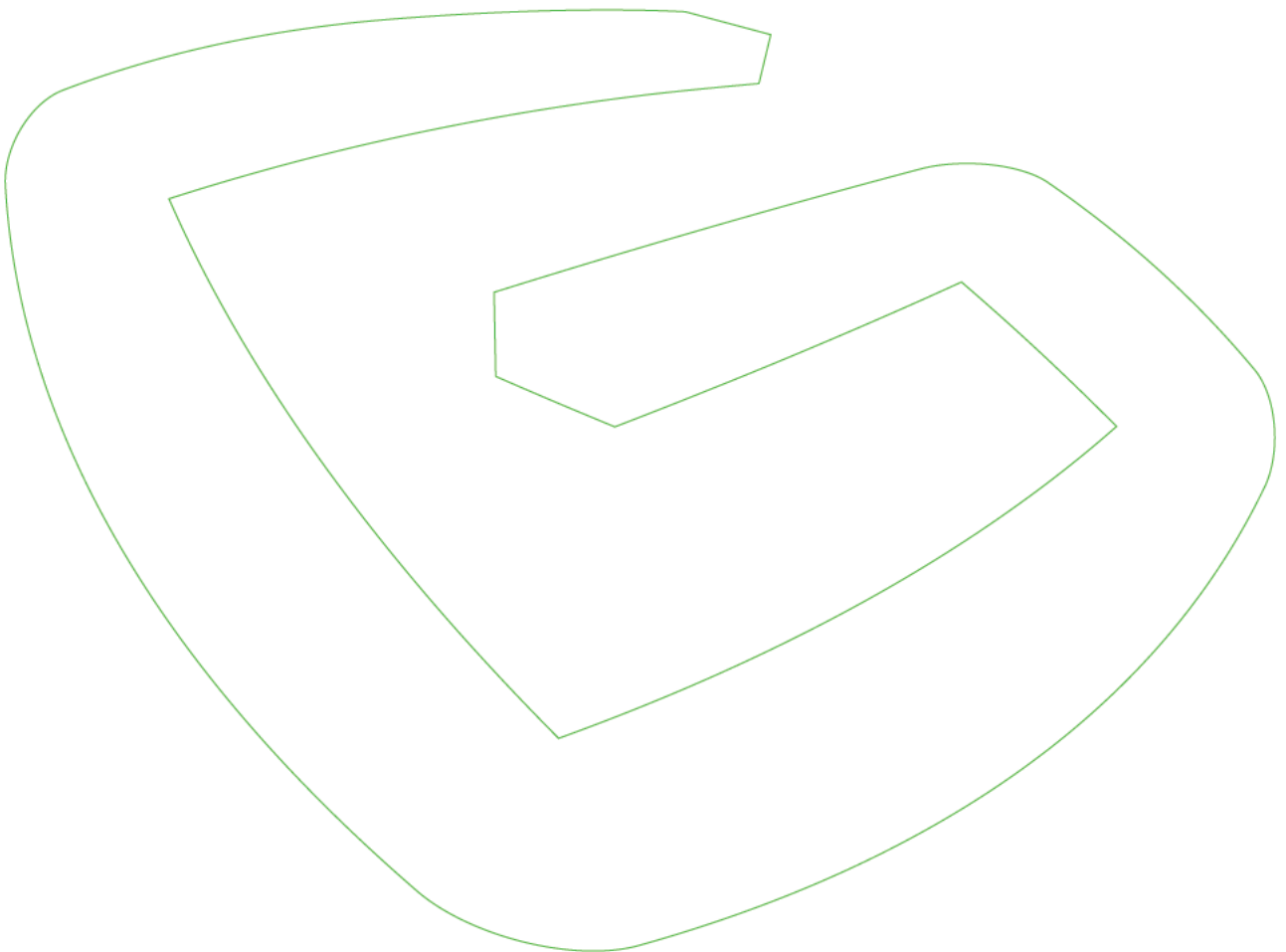
Regional gas demand 2032

Absolute volumes at district level in GWh

Gas demand 2032 is ...

□	lower than 500 GWh
□	from 500 to under 1,000 GWh
□	from 1,000 to under 2,000 GWh
□	from 2,000 to under 4,000 GWh
□	higher than 4,000 GWh

Source: Prognos AG



5 Gas supply

This chapter deals with past and future trends in and an assessment of the gas supply in Germany. The procedure for analysing the gas supply is described in chapter 5.1. The subsequent chapters present an assessment of the trends in conventional natural gas production (cf. chapter 5.2) as well as in biomethane injection and in the supply of hydrogen (cf. chapter 5.3). A summary presentation of the Germany-wide gas supply, including a regional breakdown, is subsequently provided in Chapter 5.4.

5.1 Procedure

Domestic production of natural gas and petroleum gas, the generation and injection of biomethane as well as hydrogen are taken into consideration in the assessment of the trends in the gas supply in Germany up to 2032. The following sources are available for this:

- Domestic production of natural gas: The development path is taken from a current study by the Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG – German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy) [BVEG 2021].
- Injection of biomethane: The Germany-wide regionalisation of the injection of biomethane for providing electricity and heating is based on the assessment of the Federal Network Agency's current 2020 monitoring report [BNetzA/BKartA Monitoring report 2021] and the project list for biomethane injection published by Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena – German Energy Agency) [dena 2021]. Furthermore, the projects for biomethane plants additionally reported in the WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6) are taken into account in the trends.
- Hydrogen: An assessment of how hydrogen supply is developing in Germany is made on the basis of the National Hydrogen Strategy and the WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6).

5.2 Natural gas production

The forecast of the regional natural gas production in Germany up to 2032 is based on the current projection of the BVEG for the two most important production regions (Elbe-Weser excluding "Altmark" and Weser-Ems excluding "Ostfriesland") as well as for Germany as a whole.

Table 21: Projection of natural gas production and capacity

Year	Elbe-Weser region (excluding "Altmark")			Weser-Ems region (excluding "Ostfriesland")			Germany as a whole		
	Production	Capacity (8,000 h)		Production	Capacity (8,000 h)		Production	Production	Capacity
	L-gas			L-gas (full blending capacity, Großenkneten)			L-gas + H-gas		
		according to planning	with safety margin		according to planning	with safety margin			
	Million m ³	1,000 m ³ /h	1,000 m ³ /h	Million m ³	1,000 m ³ /h	1,000 m ³ /h	Million m ³	Million m ³	1,000 m ³ /h
2021	2,189	274	251	1,757	319	292	2,522	5,226	661
2022	1,963	245	223	1,615	295	267	2,329	4,851	615
2023	1,997	250	225	1,420	264	238	2,085	4,688	594
2024	1,882	235	211	1,252	240	215	1,897	4,381	554
2025	1,697	212	187	1,103	217	192	1,713	3,919	496
2026	1,598	200	175	986	195	171	1,539	3,592	454
2027	1,469	184	158	878	178	153	1,398	3,275	414
2028	1,324	166	140	771	160	135	1,259	2,953	373
2029	1,203	150	125	687	146	122	1,150	2,681	339
2030	1,099	137	112	609	134	109	1,052	2,441	308
2031	1,003	125	99	196	116	92	910	2,131	269
2032	941	118	91	183	107	83	841	1,977	249

*Ge many as a whole contains the two main production areas Elbe-Weser (excluding "Altmark") and Weser-Ems (excluding "Ostfriesland") as well as the production and capacity of other small regions.

Source: BVEG 2021

The data on production and on "capacity according to planning" are based on the data from the BVEG. As the planned capacity was not reached in the last few years, the table produced by the BVEG for the Elbe-Weser (excluding "Altmark") and Weser-Ems (excluding "Ostfriesland") regions additionally shows the "capacity with safety margin".

The supply of natural gas in Germany is low outside of the two main production regions. The other production regions include "Between Oder/Neisse and Elbe", "North of the Elbe", "West of the Ems", "Thuringian Basin", "Upper Rhine Valley" and "Pre-Alps". All the future gas production of these regions is calculated from the total German production less the production of the "Elbe-Weser" and "Weser-Ems" regions. This remaining sum is distributed to the smaller production regions up to 2032 based on their current share of production (as of 2020).

Natural gas production is usually presented in cubic metres in the gas industry. To make it easier to compare values, they have been converted into TWh in the Scenario Framework 2022.

Table 22: German natural gas production in various units

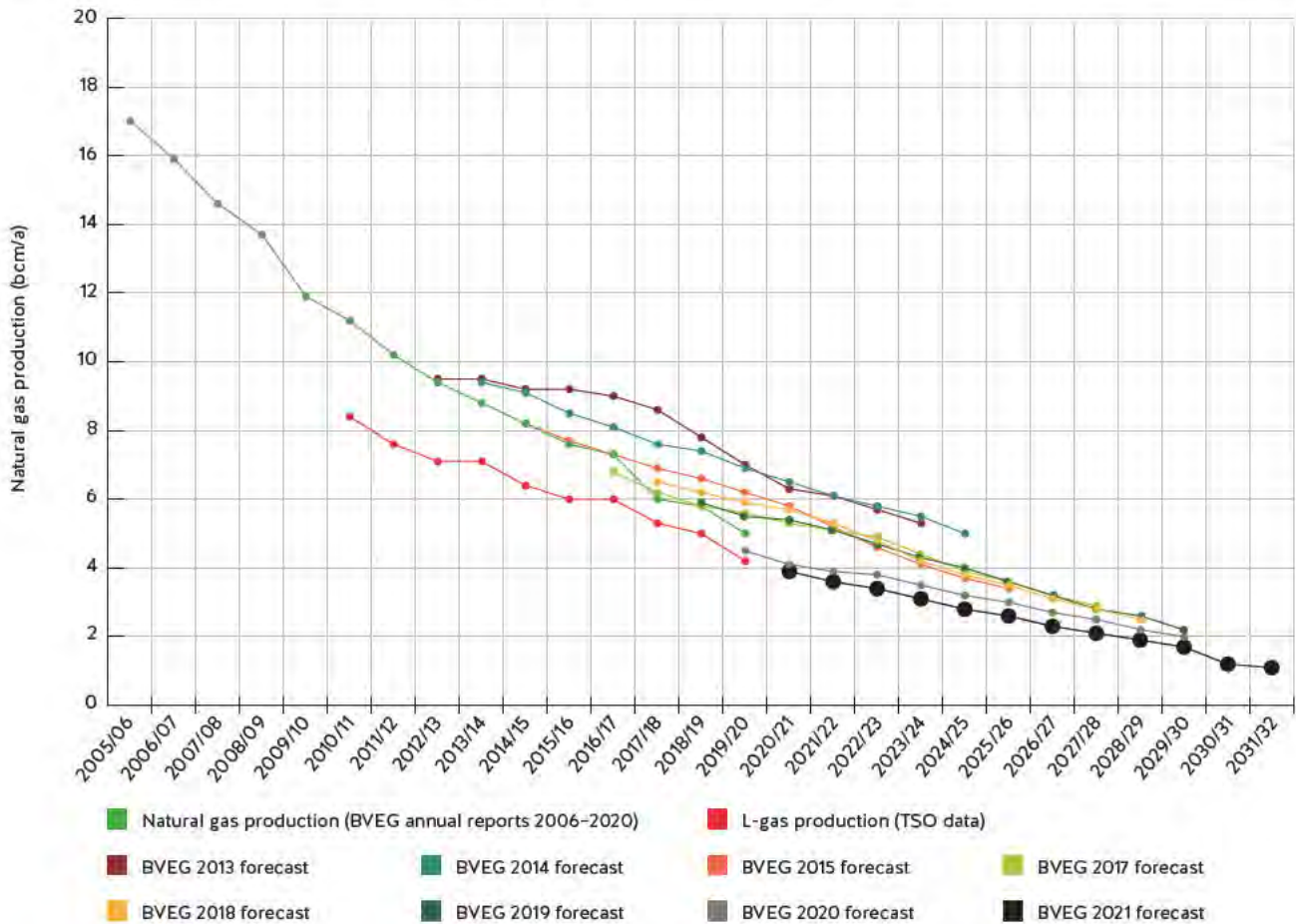
Natural gas production in Germany Scenario I and II	Unit	2019	2022	2027	2032	Change 2027 from 2019	Change 2032 from 2019
Conventional gas	billion m ³ *	6.1	4.9	3.3	2.0	-46%	-67%
Conventional gas	TWh H _s	59	47	32	19		
Conventional gas	TWh H _i	54	43	29	18		

* Quantities relate to natural gas with a uniform high calorific value (H_s) of 9.7692 kWh/m³.

Source: Prognos AG, BVEG 2021

Figure 7 shows the historical and forecast development of German L-gas production in the period from 2006 to 2032 for the Elbe-Weser and Weser-Ems regions.

Figure 7: Natural gas production in the Elbe-Weser and Weser-Ems production regions



Source: Transmission system operators on the basis of BVEG 2007-2021, BVEG 2021

The production data for the years from 2006 to 2020 is based on the figures published by the BVEG for the two most important production regions Elbe-Weser and Weser-Ems [BVEG 2007-2021]. For the period from 2021 onwards, the values are based on the BVEG's projections of regional natural gas production up to 2032.

German production was used as the basis in the L-gas quantity balances of the previously published network development plans using the BVEG's forecasts for natural gas production in the Elbe-Weser and Weser-Ems supply region, while taking a safety margin on the volume side into consideration.

The current BVEG forecast shows a significant decline in German L-gas production from 2021 onwards, which in turn falls noticeably short of the forecast values of the last few years. The effects of the BVEG's new production forecast on the Germany-wide L-gas quantity balance are analysed by the transmission system operators in the course of the modelling of the Gas Network Development Plan 2022-2032. It seems conceivable at the moment, however, that this decline currently forecast by the BVEG could have an impact on the security of supply in L-gas.

In view of these developments, the transmission system operators again point out that as high a share of German production as possible should be provided as L-gas. Achieving this goal does not lie within the transmission system operators' immediate sphere of influence. From the perspective of the transmission system operators, there is an urgent need for action to create appropriate additional instruments and market incentives. The transmission system operators consider prompt discussions at the political and regulatory level to be necessary and will be happy to make themselves available for this.

5.3 Trends in the supply of hydrogen and green gases

5.3.1 Injection of biomethane

The stat analysis and assessment of the development of the injection of biomethane has been carried out using the Federal Network Agency's current 2020 monitoring report [BNetzA/BKartA Monitoring report 2021] and the injection atlas on biomethane injection published by dena [dena 2021].

The facilities for biomethane injection currently in operation have been broken down by region on the basis of the injection atlas [dena 2021]. Information on biomethane production plants under construction and in planning can be found in the dena injection atlas. It is assumed for the future trends in biomethane injection that these plants will be commissioned and improved utilisation of the biomethane production plants will be achieved in the long term.

Table 23: Injection of biomethane in Germany

	Unit	2019	2022	2027	2032	Change 2027 from 2019	Change 2032 from 2019
Injection of biomethane	TWh H _s	9	10	11	11	15%	18%
Injection of biomethane	TWh H _i	8	9	10	10		

Source: Prognos AG, dena 2021, BNetzA/BKartA Monitoring report 2020

In addition, requests for biomethane facilities totalling 2.3 TWh for 2027 and 2.8 TWh for 2032 (each in calorific value, H_s) were received in the course of the WEB and Green Gases Market Survey.

5.3.2 Hydrogen

On the subject of the generation of hydrogen, the National Hydrogen Strategy writes: “Strong, sustainable and domestic hydrogen production and use that makes a contribution to the energy transition – a “home market” – is essential for starting up a market for hydrogen technologies and their export. Generation capacity for electricity from renewable energy sources (especially wind and solar) must be consistently increased further in order to use hydrogen economically and sustainably over the long term.” It is assumed that “in the medium and long term [...] Germany will also import hydrogen to a considerable extent”. For this reason the National Hydrogen Strategy envisages “integration of hydrogen in existing energy partnerships and [the] development of new partnerships with strategic export and import countries.”

The development in hydrogen demand in Germany is estimated in Chapter 4.2. Covering this demand for hydrogen is a key question for the future hydrogen economy. The National Hydrogen Strategy states: “The federal government sees a demand for hydrogen of approximately 90 to 110 TWh by 2030. In order to cover part of this demand, generation plants with a total capacity of up to 5 GW_e, including the offshore and on-shore energy production required for this, will need to be built in Germany by 2030. This is equivalent to green hydrogen production of up to 14 TWh [assumption: 4,000 full load hours and an average efficiency rate of the electrolysis plants of 70 per cent] and a required volume of renewable electricity of up to 20 TWh.”

It is assumed in the Scenario Framework 2022 that the hydrogen of around 14 TWh specified in the National Hydrogen Strategy will be generated as a minimum in Germany in 2030, with this volume rising to around 20 TWh by 2032.

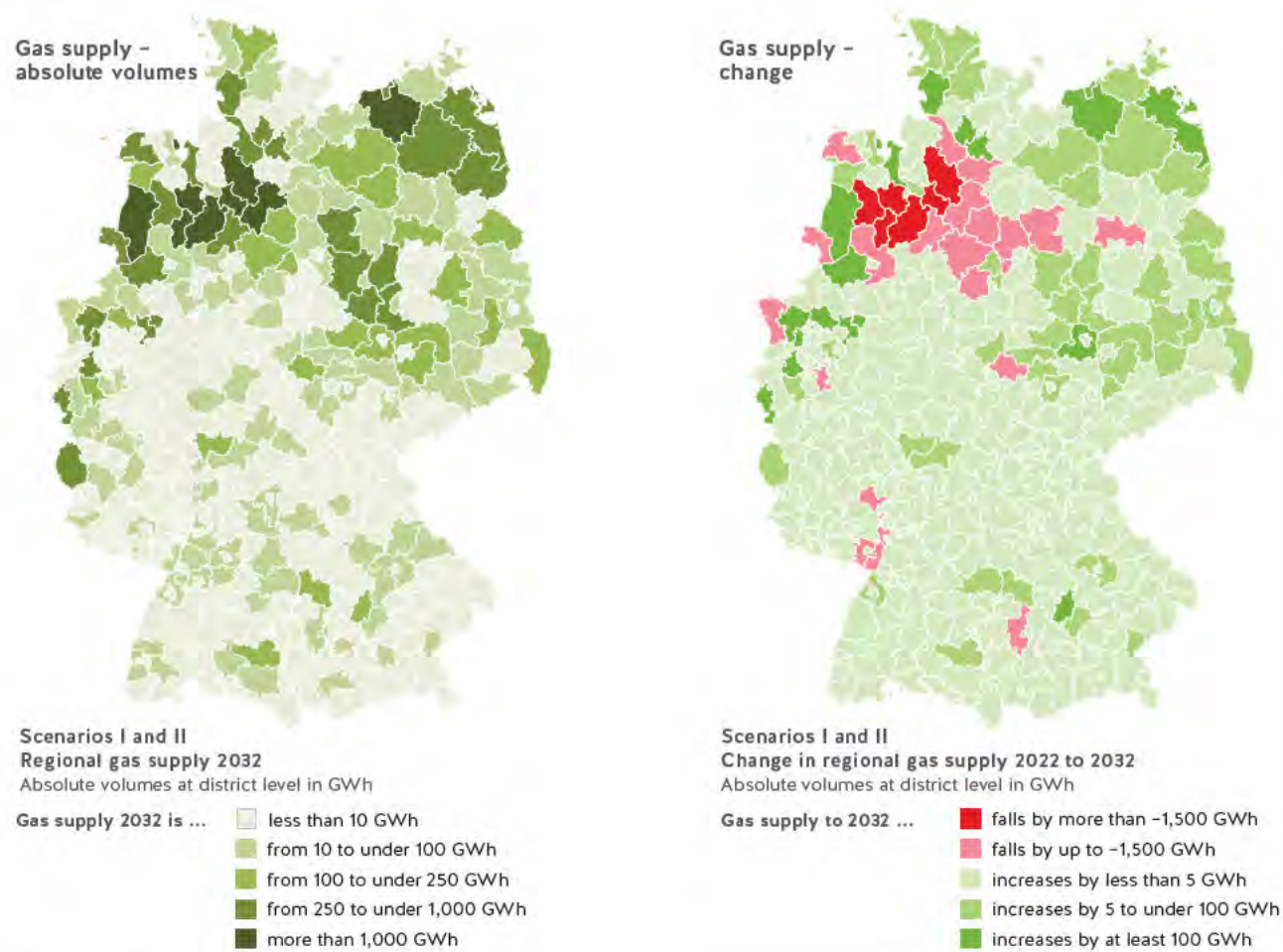
The results of the WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6) show that there are currently project reports for electrolysers totalling around 21 GW_e for Germany up to 2030. This value exceeds by a considerable amount the 5 GW_e mentioned in the National Hydrogen Strategy. For 2050, the value derived from the reported domestic projects is 49 GW_e. The hydrogen injection volume of the projects reported in the WEB and Green Gases Market Survey comes to around 607 TWh (calorific value) in 2050. In comparison, the dena-TM95 scenario shows domestic P2G production in 2050 of around 164 TWh (calorific value, H_i), and added to this are imports of P2G totalling 744 TWh (calorific value, H_i).

Injection volumes for synthetic methane have been reported in the WEB and Green Gases Market Survey from 2027 onwards. The recognition of synthetic methane is dispensed at this juncture at the moment, as no use is made of synthetic methane before 2030 in the dena-TM95 scenario.

5.4 Total gas supply

The total regional gas supply from domestic production, biomethane and hydrogen production in 2032 and its change from 2022 is presented in the following illustration. The decline in the production of natural gas in Germany can clearly be seen in the map on the right in figure 8, in which the absolute change in gas supplies is presented.

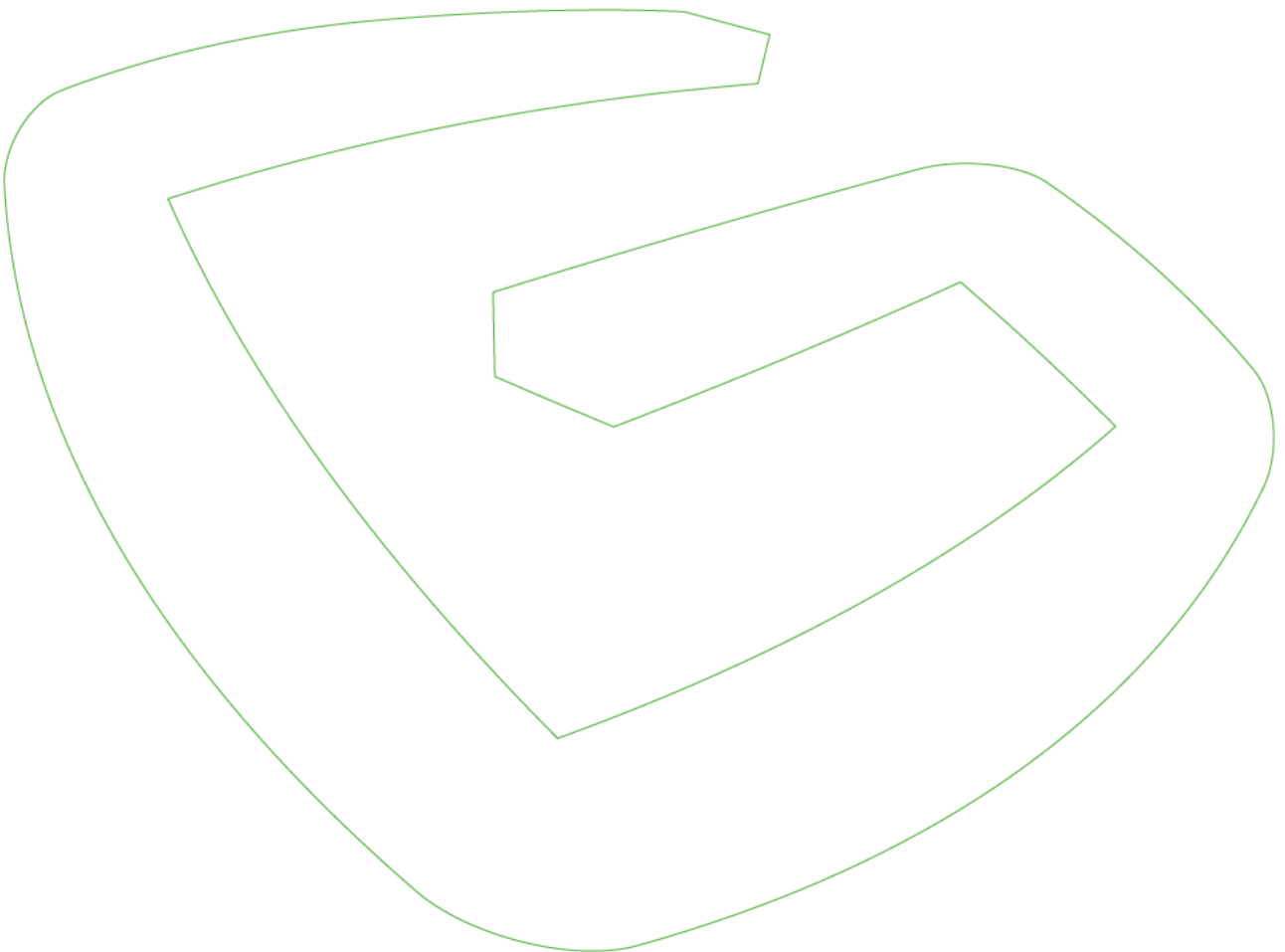
Figure 8: Regional gas supplies in 2032 and change from 2022 (absolute in GWh)



Source: Prognos AG

Comparison of gas demand and gas supply

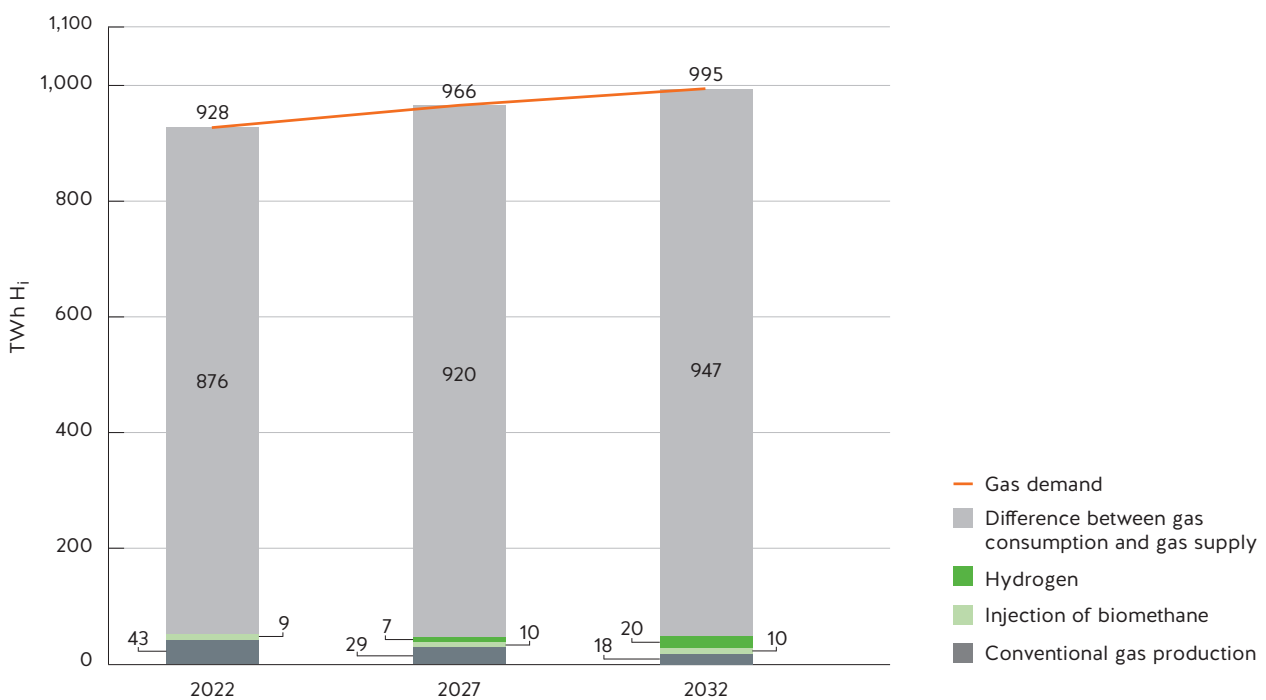
6



6 Comparison of gas demand and gas supply in Germany

Based on the gas demand scenarios presented, a difference arises between gas demand and gas supply (excluding transit quantities). This difference is shown in figure 9 below and in Table 24. This consideration involves a simple quantity balance based on the detailed gas demand scenarios considered, for example without differentiating between L-gas and H-gas volumes. The results of the WEB and Green Gases Market Survey are not included in the values presented, as reference is made here to the national hydrogen strategy. The balances relevant for the network modelling are first presented in the Gas NDP 2022–2032.

Figure 9: Development of the difference between gas demand and gas supply in Germany according to scenario I (H_i, low calorific value)



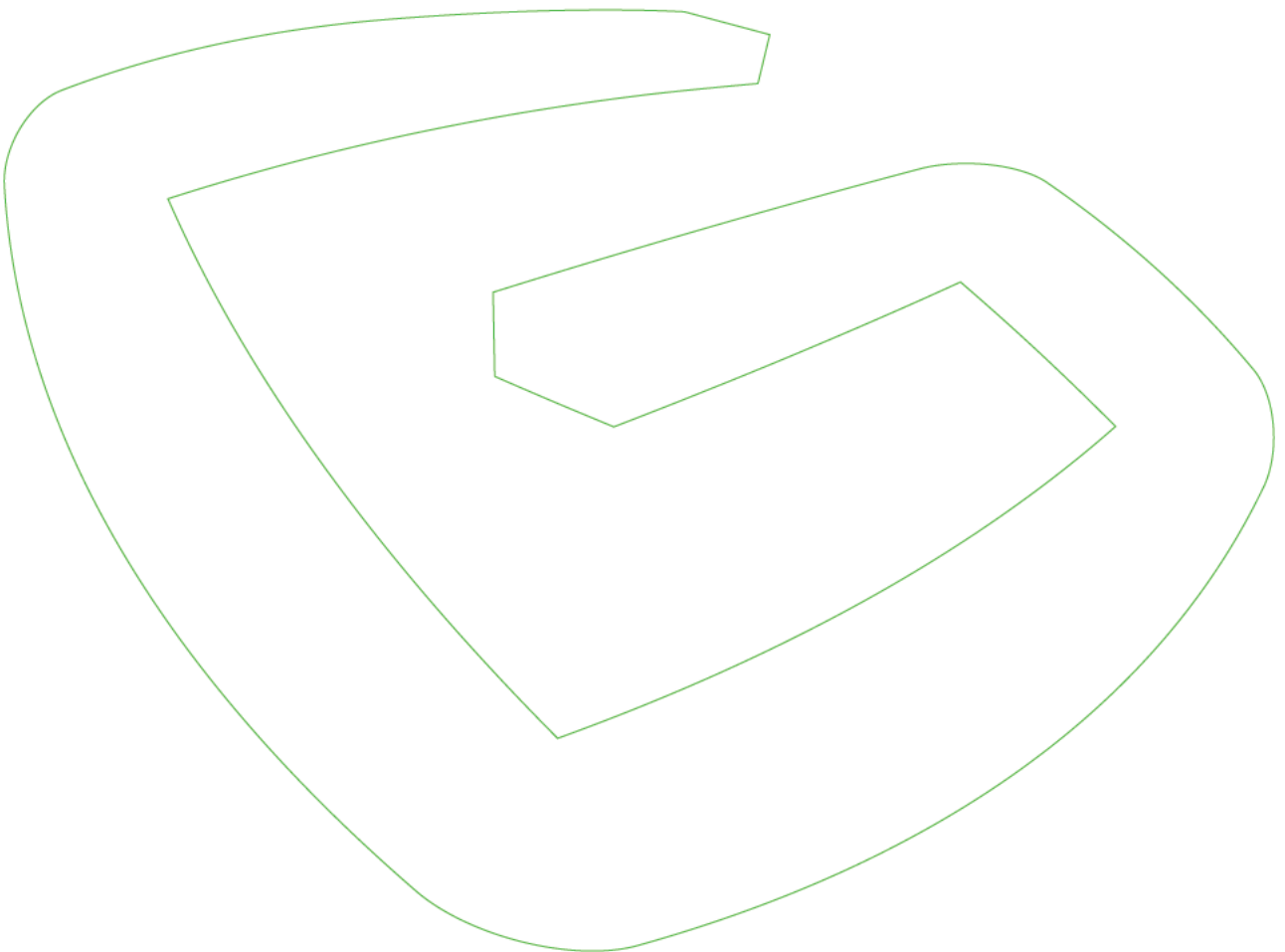
Source: Transmission system operators

Table 24: Development of the difference between gas demand and gas supply in Germany according to scenario II (H_i, low calorific value)

Results of scenario I presented as low calorific value (H _i)	2022	2027	2032
	TWh H _i		
Gas demand	928	966	995
Gas supply	52	46	48
- Conventional gas production	43	29	18
- Injection of biomethane	9	10	10
- Hydrogen	0	7	20

Source: Transmission system operators

Hydrogen and green gases 7



7 Hydrogen and green gases

Chapter 7 deals with the subject of hydrogen and green gases. In chapter 7.1, the planned basic procedure for taking hydrogen and green gases into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032 is described. The consideration of the Electricity Network Development Plan is subsequently outlined in chapter 7.2. The distribution of hydrogen sources is the subject of chapter 7.3. Finally, chapter 7.4 looks ahead to 2040 and 2050.

7.1 Description of the basic procedure relating to hydrogen and green gases

The modelling of the hydrogen variant (formerly the green gas variant in the Gas Network Development Plan 2020–2030) is based essentially on the methodology first introduced in the Gas Network Development Plan 2020–2030).

The hydrogen variant consists of two modelling elements:

- **Methane modelling:** Review of which pipelines of the existing transmission system can be converted from natural gas to hydrogen. Where necessary, this may also include identifying reinforcement measures in the natural gas network to enable the conversion of the natural gas infrastructure. Furthermore, the addition of hydrogen, biomethane or synthetic methane to the existing natural gas network is modelled.
- **Hydrogen modelling:** Transportation of hydrogen in a separate hydrogen network (converted natural gas pipelines or new hydrogen network expansion measures).

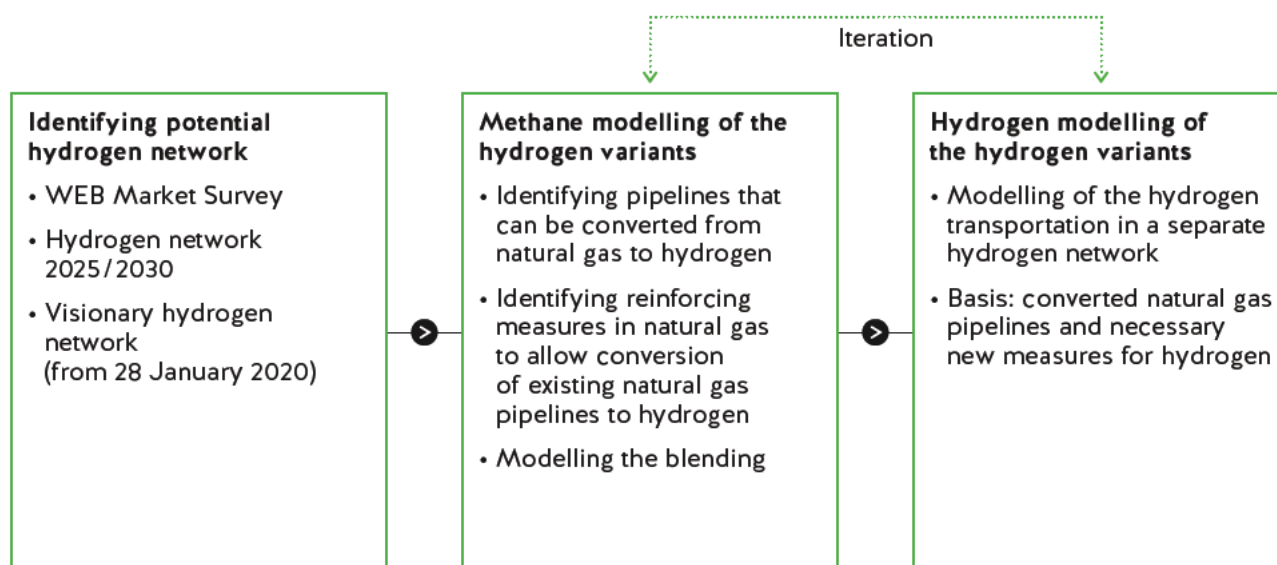
The selection of the modelling for the specific project depends on whether hydrogen pipelines converted for transport are available or whether it makes more sense to build new hydrogen pipelines. If this is not possible, the addition of pure hydrogen to the natural gas network is examined. For project reports that concern biomethane and synthetic methane, injection into the natural gas network is envisaged in principle.

The procedure can be presented here as follows:

1. Identify a potential hydrogen network (basis: WEB and Green Gases Market Survey (cf. chapter 3.6), hydrogen network 2025/2030 of the Gas Network Development Plan 2020–2030 and the visionary hydrogen network published by FNB Gas on 28 January 2020).
2. On the basis of the information provided by step 1, the pipelines that can be converted from natural gas to hydrogen are identified, as are any necessary reinforcement measures in the natural gas network to enable existing natural gas pipelines to be converted to hydrogen (methane modelling of the hydrogen variant).
3. Modelling of hydrogen transport in a separate hydrogen network consisting of the convertible natural gas pipelines that have been identified and of necessary new measures for hydrogen (hydrogen modelling).

The figure below shows the basic procedure. The individual steps are then described in detail.

Figure 10: Modelling procedure



Source: Transmission system operators

7.1.1 Identifying the potential hydrogen network

The starting point for identifying the potential hydrogen network is provided by the results of the WEB and Green Gases Market Survey, which was carried out from 11 January 2021 to 16 April 2021, the 2025/2030 hydrogen network identified in the Gas Network Development Plan 2020–2030 and the visionary hydrogen network published by FNB Gas on 28 January 2020.

Extending over 1,200 km in length, the hydrogen network 2030 from the Gas Network Development Plan 2020–2030 essentially connects demand points in North Rhine-Westphalia and Lower Saxony with green gas projects for generating hydrogen located in northern Germany. The starting point for the hydrogen network 2030 was provided by the market survey conducted by FNB Gas on green gas projects (now the WEB and Green Gases Market Survey) of 12 July 2019.

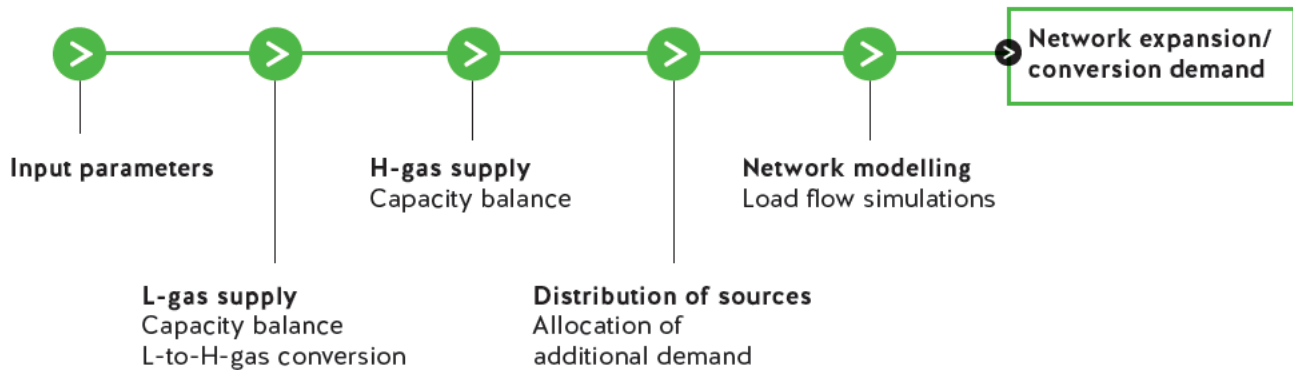
The visionary hydrogen network of the transmission system operators presented in January 2020 contains an initial, possible future vision for a transregional hydrogen network. The pipelines presented in the network connect regions where hydrogen is produced and regions where hydrogen is consumed by using natural gas infrastructure that is largely (over 90%) already in place. It comprises a total length of around 5,900 km and will be further developed on the basis of new findings in the Gas Network Development Plan 2022–2032.

In a first stage of the analysis, pipelines from the above-mentioned hydrogen network through which the projects in the WEB and Green Gases Market Survey for 2027 and 2032 could be achieved are selected. This produces a “potential hydrogen network” for the next step of the study.

7.1.2 Methane modelling for the hydrogen variant

The basic procedure for the methane modelling of the hydrogen variant is presented in figure 11.

Figure 11: Basic procedure for the methane modelling of the hydrogen variant



Source: Transmission system operators

The basis for the methane modelling is the base variant of the Gas Network Development Plan 2022–2032. The methane modelling examines which pipelines of the potential hydrogen network can be removed from the natural gas network so that the future demand for methane can still be covered by the remaining pipelines, thereby achieving an overall optimum for the secure supply of methane and hydrogen from the perspective of the transmission system operators. If this is the case, the identified sections of pipeline are available in principle for hydrogen transportation.

The analysis also includes an examination of whether it will be possible to use longer sections of a pipeline in the potential hydrogen network, e.g. by building a new, shorter natural gas pipeline, to transport hydrogen.

The transmission system operators would like to point out at this juncture that the identified potential hydrogen pipelines are natural gas pipelines needed for natural gas transportation. However, in conjunction with the expansion of the natural gas network, demand for natural gas can also be met without these pipelines.

The following principles for the removal of natural gas pipelines in the modelling are produced from this:

1. Pipeline for transporting hydrogen necessary;
2. Capacity presentation in the methane network can be guaranteed in principle without the pipeline;
3. Minor investments in the methane infrastructure to enable the conversion of natural gas pipelines to hydrogen while maintaining the supply of capacity.

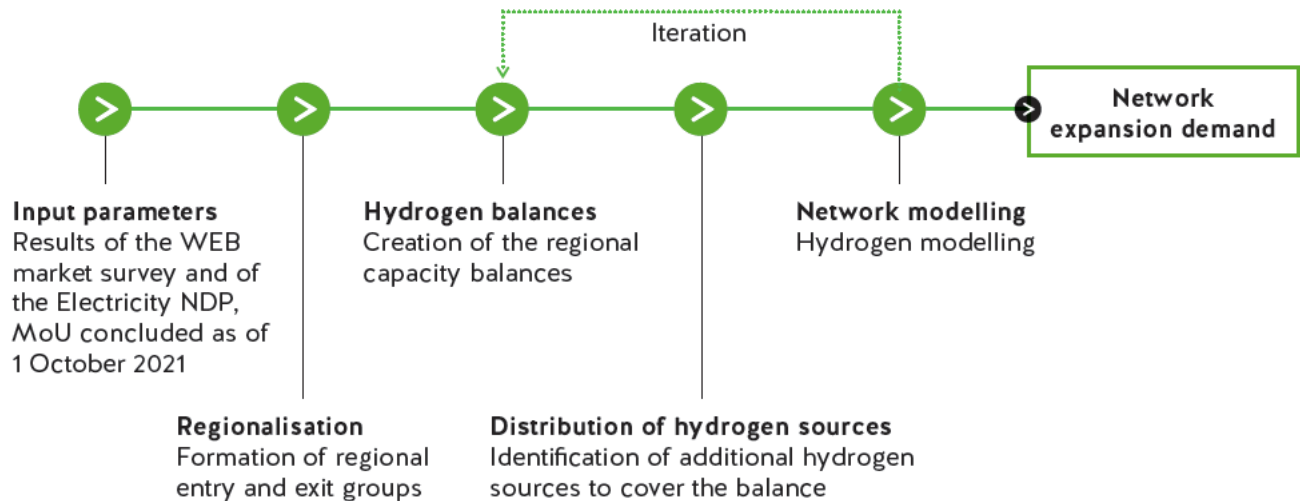
Regarding blending, the transmission system operators intend in a similar way to the procedure in the Gas Network Development Plan 2020–2030 to use a maximum blending concentration of 2% by volume as the basis in the planning. The definition is carried out on the basis of the assessment that the most extensive tolerability of the methane-hydrogen blend is produced among consumers up to this limit concentration without triggering a significant need for investment both in the network infrastructure and on the consumer side. The transmission system operators do not rule out the possibility that higher blending concentrations will also become feasible in the future.

Hydrogen injection requests for addition are subject in principle to the check of whether the blended gas is compatible with the gas property requirement in accordance with the currently applicable rules and regulation and is interoperable with gas infrastructure directly and indirectly affected in the system.

7.1.3 Hydrogen modelling for the hydrogen variant

The basic procedure for the hydrogen modelling of the hydrogen variant is presented in figure 12.

Figure 12: Basic procedure for the hydrogen modelling of the hydrogen variant



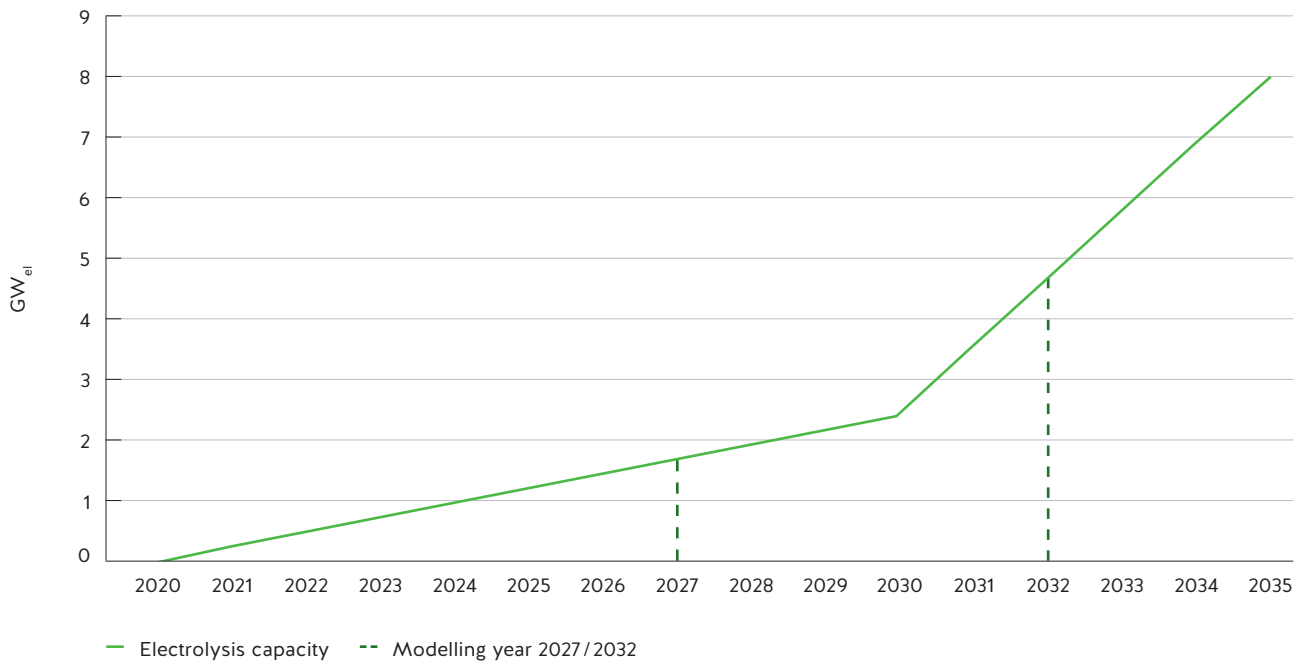
Source: Transmission system operators

The starting point is provided by the input parameters of the network modelling of the hydrogen variant, i.e. the project reports of the WEB and Green Gases Market Survey as at 16 April 2021 (if an MoU has been entered into with the respective project managers by 1 October 2021) as well as the results of the Electricity Network Development Plan 2021–2032 (Electricity NDP). Taking these input parameters into account, regional entry/exit groups are created in the next step. After the relevant groups are formed, hydrogen capacity balances are drawn up for the regions that have been identified and the hydrogen capacity demand additionally necessary to cover the energy balance based on the results of the WEB and Green Gases Market Survey and the Electricity NDP is determined. The additional hydrogen demand required is subsequently allocated on the basis of these results to the entry points identified in the course of the distribution of hydrogen sources. The network modelling of the transmission system operators is then performed, where the necessary network expansion requirement is identified. Iterations are carried out in the course of the modelling if necessary in order to determine the expansion of the hydrogen network.

7.2 Consideration of electrolysis capacity from the Electricity NDP

In a similar way to the procedure in the Gas Network Development Plan 2020–2030, the transmission system operators aim to take the assumptions on the electrolysis capacity made by the electricity transmission system operators and confirmed by the BNetzA into account in the Gas Network Development Plan 2022–2032 in addition to the results of the WEB and Green Gases Market Survey.

As the electricity network development plans do not map the specific modelling years of 2027 and 2032 that are to be examined by the Gas Network Development Plan 2022–2032, these have to be determined by means of an interpolation. The transmission system operators intend to open up the selected approach for the interpolation, presented below in figure 13, for consultation.

Figure 13: Interpolation of the electrolysis capacity for the modelling years 2027 and 2032

Source: Transmission system operators

The Electricity Network Development Plan 2035 (2021), with the target year set as 2035, does not come within the range of the modelling period of the Gas Network Development Plan 2022–2032 under consideration here. The transmission system operators therefore propose using both the Electricity Network Development Plan 2030 (2019) and the Electricity Network Development Plan 2035 (2021) as the basis in order to determine the electrolysis capacity for 2027 and 2032. To this end, scenario C is selected as the basis, as this scenario best maps the federal government’s plans in the National Hydrogen Strategy from the perspective of the transmission system operators. Accordingly, the National Hydrogen Strategy envisages installed total electrolysis capacity of 5 GW_e for 2030, while another 5 GW_e will be developed by 2035 or by 2040 at the latest.

2030 is specified by the Electricity Network Development Plan 2030 (2019) and 2035 is specified by the Electricity Network Development Plan 2035 (2021), both by using scenario C. The reported electrolysis capacity with subsequent methanisation is not examined here, as it is the pure hydrogen generation capacity that is intended to be taken into consideration. Electrolysis capacity of 2.4 GW_e for 2030 and capacity of 8 GW_e for 2035 is thus produced. The transmission system operators assume installed electrolysis capacity of 0 GW_e for 2020. Electrolysis capacity of 1.7 GW_e for 2027 and capacity totalling of 4.6 GW_e for 2032 is thus produced by the linear interpolation.

To avoid projects being taken into consideration twice, the results of the WEB and Green Gases Market Survey are combined with the identified electrolysis capacity of the Electricity Network Development Plan in the Gas Network Development Plan 2022–2032. This concerns the electrolysis capacity to be considered from the WEB and Green Gases Market Survey after the MoU has been presented by 1 October 2021 (cf. chapter 3.6).

7.3 Distribution of hydrogen sources for 2027 and 2032

By reference to various studies and the market survey for hydrogen and green gases that they carried out for their part, the transmission system operators already pointed out with the publication of the Gas Network Development Plan 2020–2030 that the demand for hydrogen in Germany cannot be covered by the available domestic electrolysis capacity alone. Accordingly, it is necessary to tap other supply sources for a well-adjusted hydrogen balance. In the National Hydrogen Strategy, the federal government describes how the majority of the hydrogen to cover future demand would have to be imported and how this demand could not be serviced only with the local production of green hydrogen.

It can be derived from the overview of the WEB and Green Gases Market Survey presented by the transmission system operators in chapter 3.6 that an additional hydrogen supply might also be necessary in the Gas Network Development Plan 2022–2032. The transmission system operators will therefore use additional sources of hydrogen supply to bridge the gap in demand. These are:

- Imports of hydrogen;
- Domestic production of hydrogen through the use of onshore wind farms eligible for the renewable energy sources subsidy;
- Storage facilities, especially for structuring volatile sources and for covering peak loads.

The additional sources of hydrogen supply that are listed are described in detail below.

Imports of hydrogen

The transmission system operators already saw in the Gas Network Development Plan 2020–2030 considerable potential for equalising the hydrogen energy balance in transnational imports from neighbouring states. The Netherlands in particular was shown here to be a suitable source thanks to concrete major projects. Numerous project developments involving hydrogen generation capacity in other countries show that hydrogen can be imported to Germany from other sources of supply. In accordance with the National Hydrogen Strategy, the federal government is committed to tapping this potential for hydrogen imports.

In the course of the WEB and Green Gases Market Survey, six projects reports were received according to chapter 3.6.3 from foreign project owners or network operators with an entry capacity totalling around 12.6 GW_{th} for 2032.

In order to determine additional hydrogen import capacity, the transmission system operators are asking foreign network operators, primarily from neighbouring states, to express their views in the course of the consultation on the Scenario Framework 2022 with concrete or forecast capacity data especially for the 2027 and 2032 modelling years.

Domestic hydrogen production from wind turbines

A large number of onshore wind turbines will come to the end of the 20-year subsidy from the Renewable Energy Sources Act in the next few years. The remaining subsidy could lead in future to the wind turbines being operated uneconomically, with the consequence that some of them may be shut down and decommissioned. So that this renewable energy potential is not lost, the transmission system operators see an opportunity to integrate these turbines in the production of hydrogen by means of power-to-gas technology and to provide for their ongoing use. The annual accounts of the electricity transmission system operators for the core energy market data register will be consulted to determine the potential for hydrogen generation from wind power. The evaluation produces wind energy potential up to 2032 totalling around 29 GW_e. Based on this potential, the transmission system operators intend to examine the results of the WEB and Green Gases Market Survey and take an appropriate capacity into consideration as part of the distribution of hydrogen sources.

Hydrogen storage facilities

The transmission system operators see gas storage facilities as an essential building block of a functioning hydrogen network. The transmission system operators already saw in the Gas Network Development Plan 2020–2030 considerable potential for equalising the hydrogen energy balance in the consideration of additional storage capacity. Although storage facilities do not constitute hydrogen generation plants in the technical sense, they can nevertheless make a contribution to the structuring and have the ability to cover peak loads in part as required by withdrawing the hydrogen that has been stored. In the course of the WEB and Green Gases Market Survey, seven project reports were received according to chapter 3.6.3 from storage system operators that together can provide entry capacity of around 4.2 GW_{th} in 2032 for the transmission network.

In addition to the coverage of peak loads, a large working gas volume is also necessary when considering gas storage facilities in the hydrogen network, as the electrolysis capacity will not be available at all times and throughout the year. In this respect, the question arises for the transmission system operators of whether other storage capacity should be taken into consideration in addition to the capacity already reported. The transmission system operators are therefore calling, in the course of the consultation on the Scenario Framework 2022 and especially for 2027 and 2032, for views on the consideration of other storage capacity and volumes extending beyond the WEB and Green Gases Market Survey.

Next steps

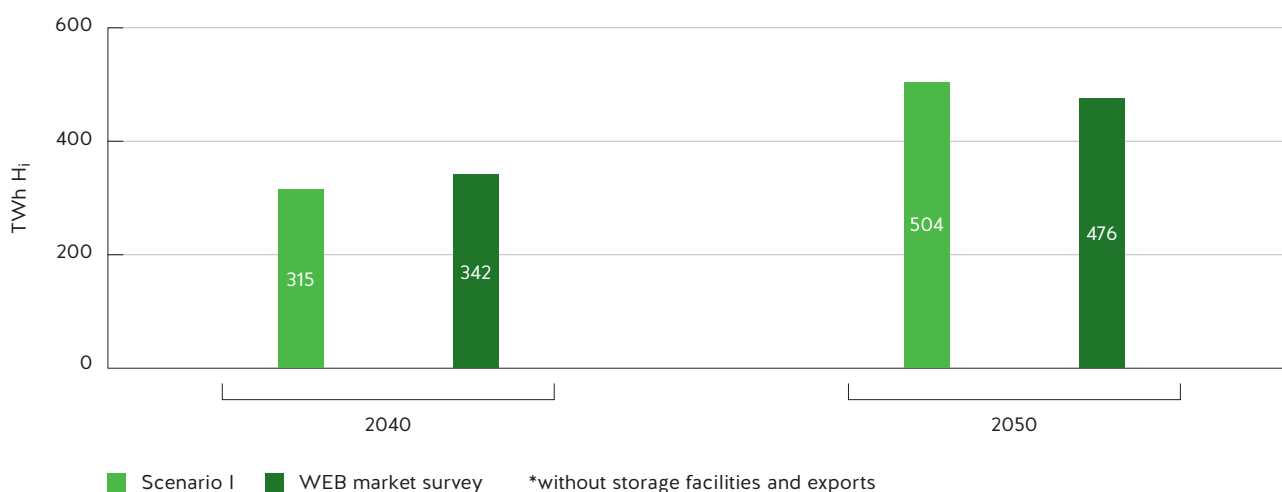
MoUs need to be entered into by 1 October 2021 for the hydrogen projects reported in the course of the WEB and Green Gases Market Survey in order to gradually increase the commitment. After the MoUs are entered into, a hydrogen energy balance will be drawn up from the now concrete reports in the WEB and Green Gases Market Survey and in due consideration of the electrolysis capacity of the Electricity NDP when the Gas Network Development Plan 2022–2032 is prepared. Furthermore, the views on additional hydrogen import capacity and storage potential will be evaluated and a distribution of hydrogen sources for covering the hydrogen energy balance will be drawn up.

7.4 Outlook for hydrogen 2040 and 2050

In addition to the demand for hydrogen for the period up to 2032, the demand for 2040 and for 2050 were also reported in the WEB and Green Gases Market Survey. Although these two years are not an integral part of the modelling, the reported demand enables a comparison with scenario I presented in the document (cf. figure 14).

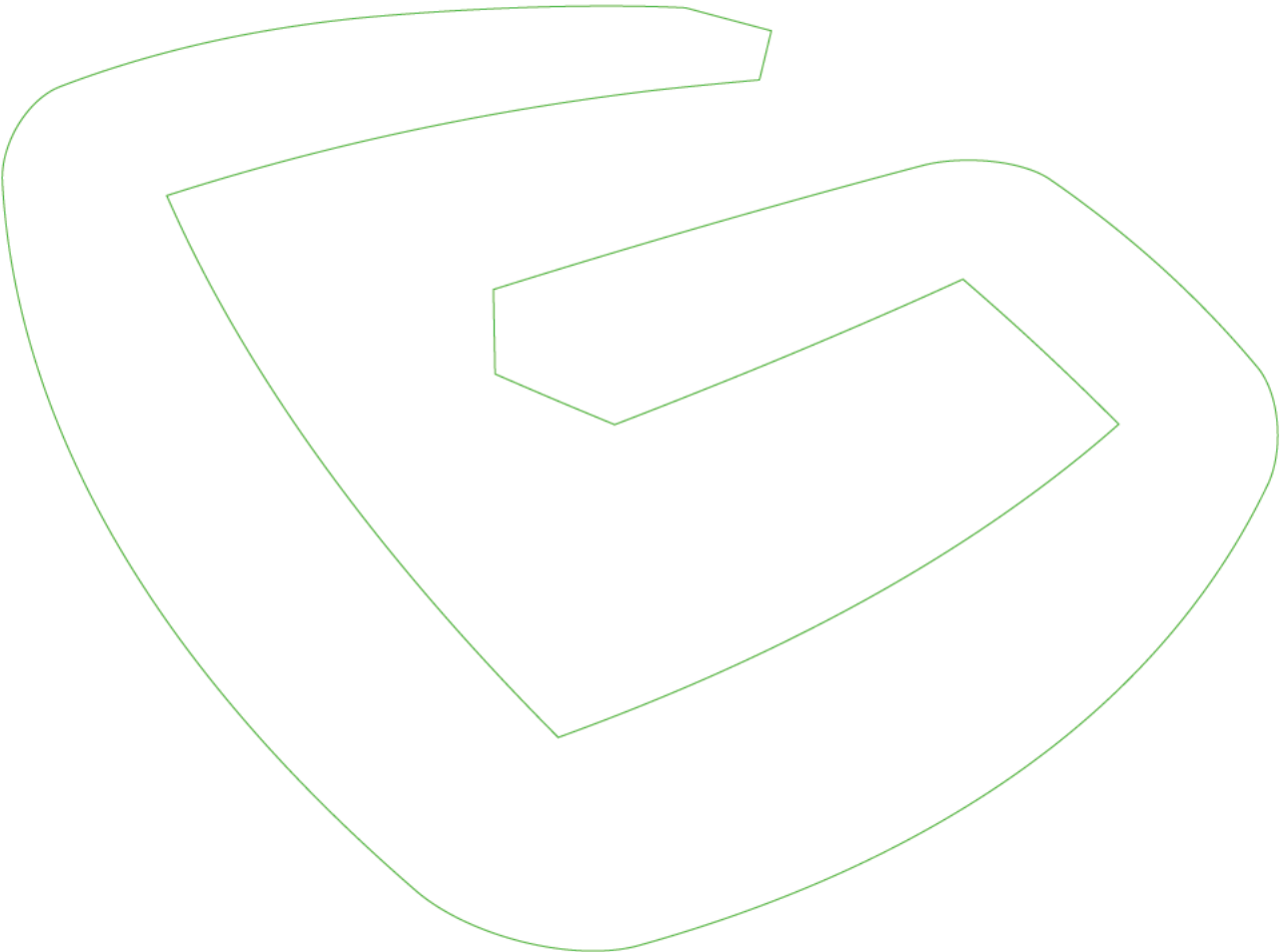
The reported demand for hydrogen shown by the WEB and Green Gases Market Survey amounts to around 342 TWh (calorific value) in 2040 and to around 476 TWh (calorific value) in 2050. These values are thus within the order of magnitude of scenario I.

Figure 14: Comparison of the hydrogen demand* for 2040 and 2050, presented in TWh (H_i, calorific value)



Source: Transmission system operators

Gas exchange Germany | Neighbouring countries



8 Gas exchange between Germany and its neighbouring countries

This chapter presents current trends in the incremental capacity process (cf. chapter 8.1). The assumptions and results related to the distribution of H-gas sources are then described (cf. chapter 8.2), before the developments at the cross-border interconnection points are addressed in chapter 8.3. Chapter 8.4 presents the virtual interconnection points (VIPs).

8.1 Incremental capacity

Regulation (EU) 2017/459 (NC CAM) came into force in 2017. This provides for a European process for incremental capacity. By using this instrument, the capacity demand of the shippers is intended to be included in a sustainable further development of the gas transmission infrastructure in a market-based process using this instrument.

Established in 2017, the process starts at least every two years at the annual auction with a non-binding market survey of the demand for additional cross-market area capacity. The transmission system operators will subsequently publish analyses of this demand. If the capacity required can be provided without expansion, the process ends. Otherwise, the transmission system operators publish a draft of their project proposal for creating the transmission capacity that is in demand, including a technical study. Following a public consultation, they review the draft document and submit the project proposal to the BNetzA for approval. Depending on this approval, supply levels with incremental capacity are offered at the next annual auction. An economic test is carried out after the bookings. The BNetzA examines in this whether a project for incremental capacity will actually be implemented. To this end, incremental capacity must be booked on a scale that covers a reasonable part of the expected project costs.

In the course of the 2019–2021 incremental capacity cycle, incremental entry and exit capacity for the following market area borders will be offered in the annual auction on 5 July 2021.

Table 25: Overview of the incremental entry and exit capacity offered in the annual auction on 5 July 2021

Entry / exit	from	to	Capacity product
Exit	THE	Switzerland	Dynamically allocable capacity
Entry	Russia	THE	Upgrade dynamically allocable capacity -> freely allocable capacity
Entry	Russia	THE	Freely allocable capacity
Entry	Poland (E-Gas Transmission System)	THE	Freely allocable capacity
Entry	Poland TGPS	THE	Freely allocable capacity
Entry	Denmark	THE	Freely allocable capacity

Source: Transmission system operators

The auctions will take place during the consultation phase of the Scenario Framework 2022.

Binding bookings that pass the economic test will be included in the draft Scenario Framework 2022 and will be taken into consideration in the modelling of the Gas Network Development Plan.

The documents on the 2019–2021 incremental capacity cycle are published on the homepage at www.fnb-gas-capacity.de.

With the annual auctions on 5 July 2021, the 2021–2023 incremental capacity cycle begins. Its results will be included at the earliest, however, in the scenario framework for the Gas Network Development Plan 2024–2034.

8.2 Distribution of H-gas sources

The decline in its own production and the conversion from L-gas to H-gas mean that the import demand for H-gas will increase in Germany in the coming years.

The transmission system operators used a model to be able to estimate the effects of future extensions of the infrastructure for importing H-gas into Europe on the German transmission networks for the first time as part of the Gas Network Development Plan 2013, which then continued to be developed in the subsequent network development plans.

Which regions additional natural gas could be shipped to Europe and Germany from, is assessed in this process while taking into consideration the current TYNDP and the information it contains on the trends in the consumption and the supply of natural gas and the development of the infrastructure projects.

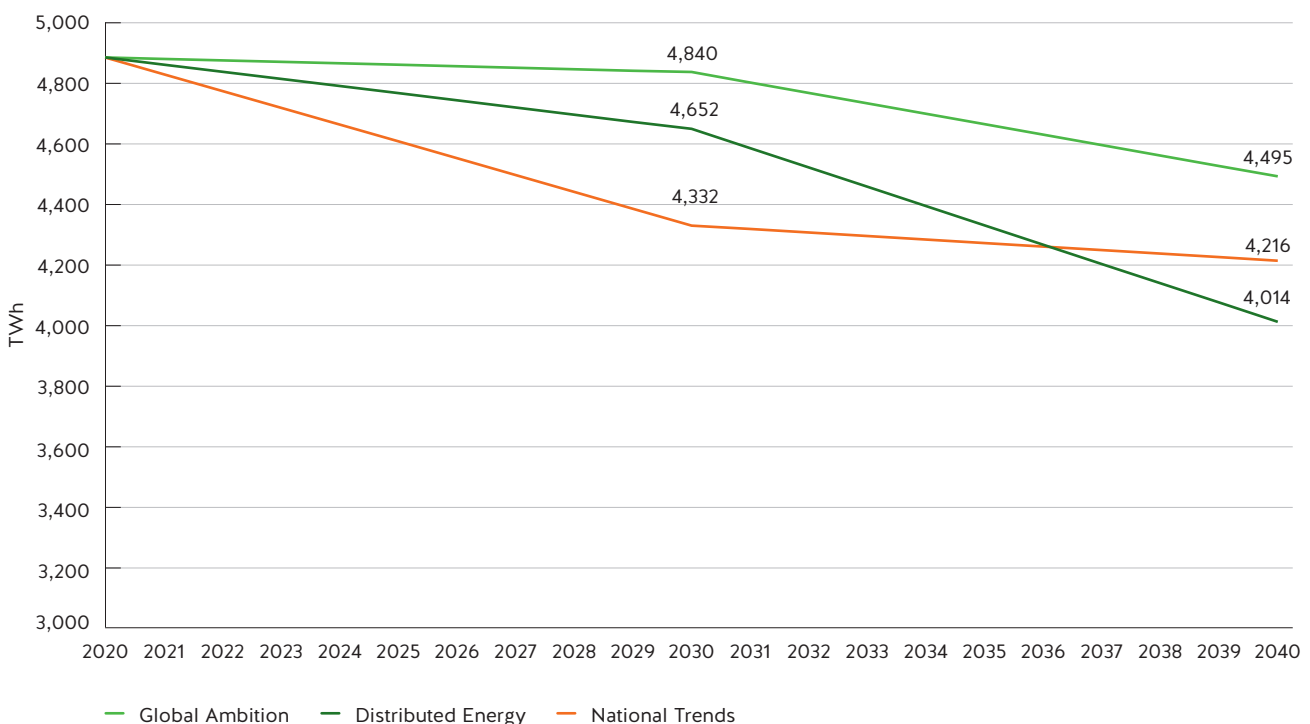
A key element of the methodology that is used is the assumption of increasing natural gas consumption in Europe that is filed in the previous TYNDP and that is covered in accordance with the model approach assumed by the transmission system operators primarily by new infrastructure projects and additionally by unused LNG capacity.

The regional allocation of the infrastructure projects is then used to produce the results of the distribution of H-gas sources together with the assumptions on the use of the LNG terminals, i.e. the import regions and their pro rata contribution to the coverage of the additional demand.

On the basis of the data in the current TYNDP 2020, the development of European gas consumption up to 2040 in the three scenarios “National Trends”, “Distributed Energy” and “Global Ambition”, that is presented in figure 15, is produced. In addition to the 28 EU states, Switzerland, Bosnia Herzegovina, Serbia and North Macedonia are presented.

In the final analysis, gas demand in Europe declines both up to 2030 and up to 2040 in all three scenarios.

Figure 15: Development of gas demand in Europe according to TYNDP 2020



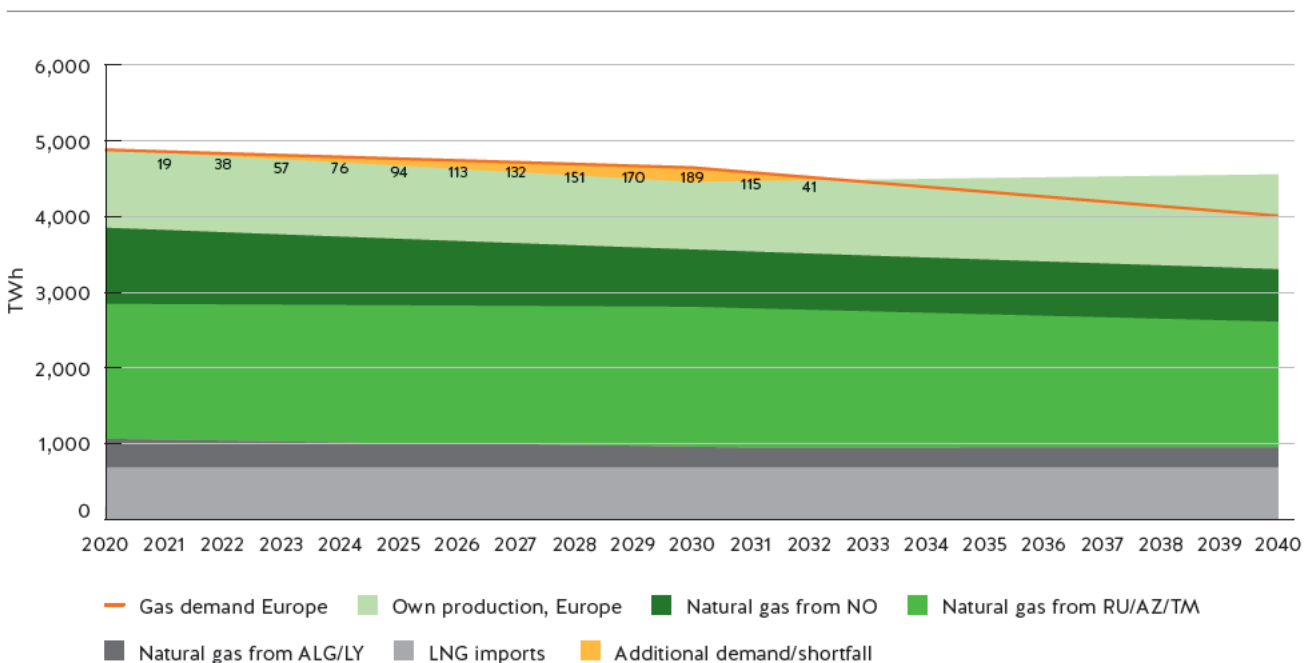
Source: Transmission system operators on the basis of the TYNDP 2020

In the same way as in the procedure in the previous gas network development plans for the demand side, the middle road in the TYNDP is taken into consideration. The “Distributed Energy” scenario thus forms the basis for drawing up the balance. In accordance with the approval of the Scenario Framework 2021–2035 of the Electricity Network Development Plan of 26 June 2020, this scenario also provides the basis for the scenarios in the Electricity Network Development Plan.

On the supply side, the mean value from each of the minimum and maximum scenarios derived from the “Distributed Energy” scenario for pipeline deliveries is taken as the basis, while the LNG supply is assumed to be constant across all years at the level of the base year of 2020 that is assumed in the planning.

As the internal European and Norwegian production volumes are in decline, an additional planning import demand of around 189 TWh (around 18 bcm/a) in relation to the base year is produced for 2030 together with the assumed development of the gas demand. The energy balance import demand is reduced to around 41 TWh (around 4 bcm/a) for the 2032 modelling year, before an energy balance surplus is produced in the subsequent years. In comparison, the additional import demand for 2030 based on the TYNDP 2018 was around 57 bcm/a.

Figure 16: Development of supply and demand in Europe on the basis of the “Distributed energy” scenario of the TYNDP 2020



Source: Transmission system operators on the basis of the TYNDP 2020

As the trends in supply assumed in the planning refer to the middle road and the maximum of all sources of supply for 2030 in the “Distributed Energy” scenario comes to more than 6,000 TWh, no additional infrastructure projects are necessary in terms of the energy balance to cover the gas demand in Europe alongside the sources of supply already taken into consideration previously.

This assessment can also be found together with other detailed information on the supply side in the “Scenario report on the TYNDP 2020” from ENTSOG:

“The supply potential assessment run by ENTSOG and discussed with stakeholders in July 2019 concludes that for all scenarios, the import potentials are high enough to ensure the supply and demand adequacy of the EU until 2050. This is despite the decline of the conventional indigenous production.”

The impact of the expansion of the import infrastructure projects on Germany is determined within the framework of the distribution of H-gas sources.

As the assessment of the TYNDP 2020 shows, the forecast gas demand in Europe can be covered by the existing import infrastructure, including the Nord Stream 2 and TAP projects already taken into account in the Gas Network Development Plan 2020–2030.

This is also reflected in the fact that the TYNDP 2020 does not include any more extensive, additional infrastructure projects for tapping new sources of supply for Europe where a final investment decision has been made to that effect (apart from a few expansions to existing LNG terminals).

The assumptions on the distribution of H-gas sources that were made in the Gas Network Development Plan 2020–2030 have thus proved to be robust when set against the infrastructure assumptions in the TYNDP 2020.

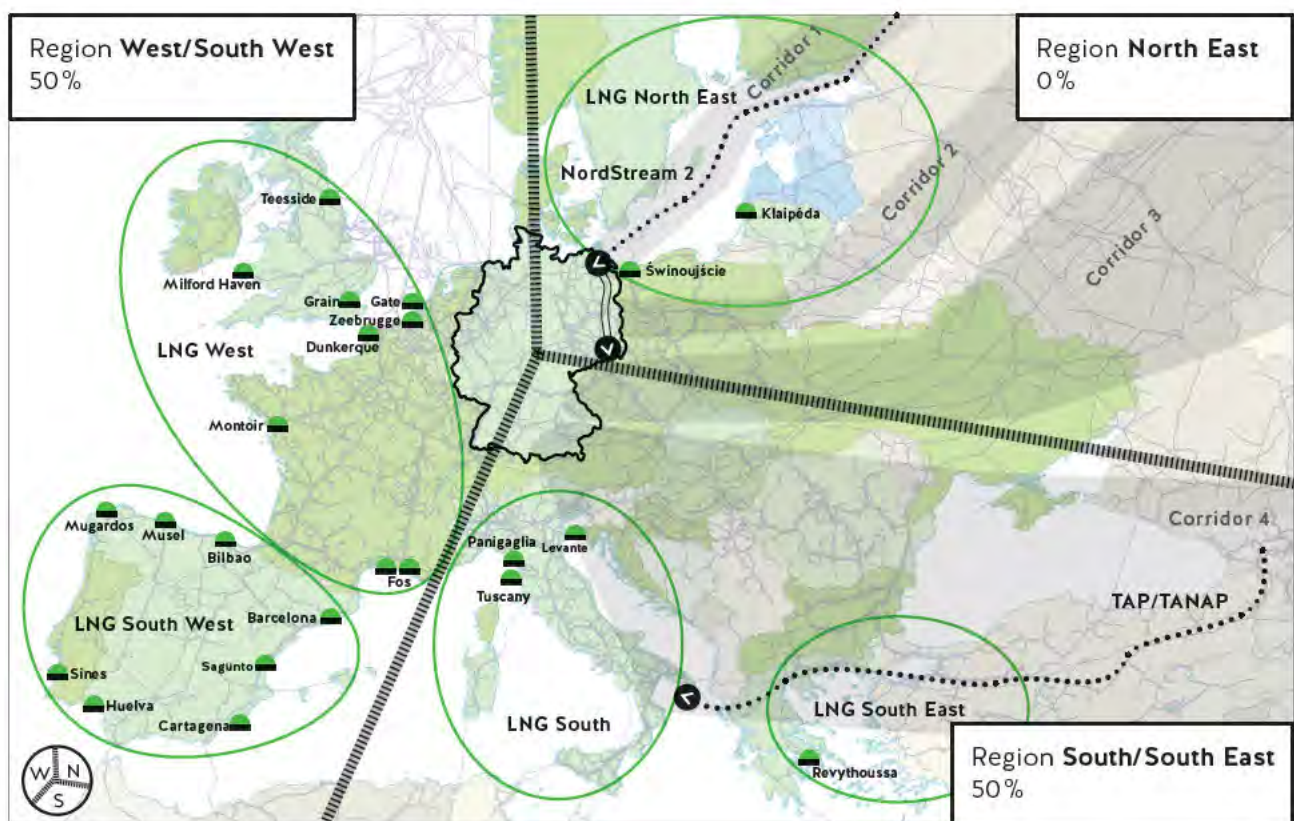
The transmission system operators therefore propose to take over the assumptions made as part of the distribution of H-gas sources in the Gas Network Development Plan 2020–2030 as the basis for the Gas Network Development Plan 2022–2032, whereby the stability and continuity of the previous planning assumptions are guaranteed.

The transmission system operators expect that, similar to the assumptions of the Gas Network Development Plan 2020–2030, the additional German demand can be covered by the “West/South West” region and the “South/south-east” region, with each accounting for around 50%, via the Nord Stream 2 and TAP/TANAP pipeline projects and also the well-developed European LNG infrastructure.

Overall, the following percentage distribution by region is produced (cf. figure 17):

- North East region share: 0%
- West/South West region share: 50%
- South/South East region share: 50%

Figure 17: Distribution of H-gas sources



Source: ENTSG, TSO

○ LNG Region ■ LNG Terminal ... Pipeline projects — EUGAL ■ Corridor

Reports from the market participants in the course of the consultation on the present Scenario Framework 2022 on additional projects that have not previously been considered and that are as concrete as possible to cover the demand for H-gas in Germany will be gladly received and accordingly examined by the transmission system operators.

8.3 Trends at interconnection points

This chapter examines the trends at the cross-border interconnection points. The table below shows how the individual German cross-border interconnection points are taken into consideration within the framework of the distribution of H-gas sources in the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032. Additional statements on the Überackern 2 and Ellund cross-border interconnection points are subsequently presented.

Table 26: Consideration of the cross-border interconnection points in the distribution of H-gas sources

Cross-border interconnection point	Country	Region	Comment/criterion
The following cross-border interconnection points are applied in the distribution of H-gas sources and the amount of the capacity to be taken over is reviewed in the course of the production of the H-gas balance for the Gas Network Development Plan 2022–2032.			
Bocholtz-Vetschau	Netherlands	Western/ South-western Europe	Possible increase in the entry capacity through additional sales potential on a regional basis as the market area conversion progresses.
Eynatten/Raeren/ Lichtenbusch	Belgium	Western/ South-western Europe	Possible increase in entry capacity as a result of potential from LNG facilities.
Medelsheim	France	Western/ South-western Europe	Possible application of entry capacity in counterflow as a result of potential from LNG facilities. The transmission system operators point out to the shippers that exit free allocable capacity that was offered at this point in the annual auction, but not booked, can potentially be shifted away from the Medelsheim point and the French-German VIP in order to satisfy internal orders.
Wallbach	Switzerland	Southern/ South-eastern Europe	Possible application of entry capacity after reverse flow from TENP.
Überackern	Austria	Southern/ South-eastern Europe	Possible increase in the entry capacity on the basis of the capacity reported in the network development plan (KNEP 2020).
Überackern 2	Austria	Southern/ South-eastern Europe	
Oberkappel	Austria	Souther / South-eastern Europe	Possible increase in the entry capacity as a result of additional pipeline construction projects in the TYNDP.
The application of the following cross-border interconnection points is reviewed in the distribution of H-gas sources in the course of the production of the H-gas balance for the Gas Network Development Plan 2022–2032.			
Bunde/Oude Statenzijl	Netherlands	Western/ South-western Europe	Potential entry capacity after the L-gas infrastructure has been converted to H-gas.
Vreden	Netherlands	Western/ South-western Europe	
Elten/Zevenaar	Netherlands	Western/ South-western Europe	
The following cross-border interconnection points are not applied in the distribution of H-gas sources.			
Dornum, Emden EPT	Norway	Western/ South-western Europe	No increase in the entry capacity planned in accordance with TYNDP 2020.
Tegelen	Netherlands	Western/ South-western Europe	Additional feed-in from the Netherlands could be carried out in this network area only when the L-to-H-gas conversion has also been completed on the Dutch side. This is not planned at the moment.
Haanrade	Netherlands	Western/ South-western Europe	Regionally limited stand-alone network.
Bocholtz	Netherlands	Western/ South-western Europe	The H-gas import capacity is planned in full. An increase in the import capacity would therefore bring with it an immediate need for the expansion of the northern TENP transmission system.
Remich	Luxembourg	Western/ South-western Europe	Purely exit points, no reverse flow envisaged.
RC Basel	Switzerland	Southern/ South-eastern Europe	
RC Thayngen-Fallentor	Switzerland	Southern/ South-eastern Europe	

Cross-border interconnection point	Country	Region	Comment/criterion
The following cross-border interconnection points are not applied in the distribution of H-gas sources.			
RC Lindau	Austria	Southern/ South-eastern Europe	Purely exit points, no reverse flow envisaged. bayernets provides additional freely allocable capacity totalling 300,000 kWh/h annually in the period from 1 April to 1 October.
Kiefersfelden-Pfronten zone	Austria	Southern/ South-eastern Europe	Purely exit points, no reverse flow envisaged. Additional technical capacity totalling 250,000 kWh/h was offered in the 2020 annual auction. As the additional capacity was not fully booked by the shippers, the capacity not booked was transferred – following prior notification to Prisma – to other demand points.
Waidhaus	Czech Republic	Southern/ South-eastern Europe	An increase in the import capacity would bring with it an immediate need for the expansion of the MEGAL transmission system.
Brandov-STEGAL	Czech Republic	Southern/ South-eastern Europe	No increase in the entry capacity planned in accordance with TYNDP 2020.
Olbernhau II	Czech Republic	Southern/ South-eastern Europe	Purely exit point, no reverse flow envisaged.
Deutschneudorf	Czech Republic	Southern/ South-eastern Europe	No increase in the entry capacity planned in accordance with TYNDP 2020.
Deutschneudorf-EUGAL	Czech Republic	Southern/ South-eastern Europe	Purely exit point, no reverse flow envisaged.
GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS	Poland	North-east	No increase in the entry capacity, as no additional sources of supply have been identified based on the source distribution.
Mallnow	Poland	North-east	
Greifswald	Russian Federation	North-east	
Lubmin II	Russian Federation	North-east	
Ellund	Denmark	North-east	

Source: Transmission system operators

Austria: Überackern 2 cross-border interconnection point

Technical exit capacity (exit A/entry DE) of around 7.3 GWh/h and technical entry capacity (exit DE/entry A) of around 4.8 GWh/h is reported in the current KNEP 2020. bayernets reports technical exit capacity (exit DE/entry A) of 9.0 GWh/h and technical entry capacity (exit DE/entry A) of approximately 9.6 GWh/h (cf. [NDP gas database](#)). Moreover, additional demand for free allocable capacity (exit DE/entry A) at the Überackern 2 cross-border interconnection point totalling 2,500 MWh/h is presented in the KNEP 2020, as previously in the KNEPs of the last few years. By reference to the incremental capacity process, the transmission system operators will not take this demand into account in the modelling for the Gas Network Development Plan 2022–2032.

A project included by Gas Connect Austria (GCA) in the KNEP 2018 (GCA-2018/01), which was intended to cover the above-mentioned additional demand among other things through the construction of a new compressor station in Überackern, will not be pursued further at the request of the Austrian regulatory authority.

In order to respond to the current discussions and efforts to connect markets simply and cost-efficiently with each other with a view to achieving climate neutrality and in the interests of the European Union, GCA and bayernets have developed an intelligent and modern solution. The “Trading Region Upgrade Do It Yourself” (TRUD!Y) service will enable shippers in Germany to obtain supplies directly through the Central European Gas Hub (CEGH), the virtual trading point in the eastern market area. The regulatory feasibility of extending the service to Switzerland and the Tirol market area is currently being examined.

Further information on TRUD!Y is available on the bayernets website.

Denmark: Ellund cross-border interconnection point

On the basis of its own analyses of short and medium-term load flow scenarios, the Danish network operator Energinet.dk (ENDK) has derived a demand for entry capacity (DK to DE) in the order of between 1.0 GW and 1.5 GW at the Ellund cross-border interconnection point and addressed this demand with FNB Gas in the course of preparing the Scenario Framework 2022. The demand is based on the planned resumption of production in the Tyra field as well as on the planned commissioning of Baltic Pipe. With the availability of these two sources of supply, a need would arise to be able to export gas volumes to Germany using fixed transport capacity on the basis of relevant market signals.

Beyond the existing incremental capacity process, the German transmission system operators do not see any possibility of including fixed entry capacity at the Ellund cross-border interconnection point in the Scenario Framework 2022.

As this involves a request for entry capacity in the direction of Germany, it cannot be a request in the context of the security of supply in Denmark.

Furthermore, it appears likely to the German transmission system operators that the natural gas extracted in the North Sea can alternatively be shipped and imported also via existing cross-border interconnection points. After the operator of the Wilhelmshaven LNG facilities cancelled its capacity reservation, the capacity at the Norwegian cross-border interconnection point that was reduced in this respect in the Gas Network Development Plan 2020–2030 was allocated back. A higher entry capacity at the Norwegian cross-border interconnection points was thus achieved again overall.

Based on the statements of ENDK, it was not readily apparent that the gas flows that can be expected will feature the necessary degree of commitment in order to be regarded as securely available also in the peak load case.

The German transmission system operators therefore refer in this connection to the incremental capacity process, which is intended as a market-based procedure for covering commercially based capacity demand.

8.4 Virtual interconnection points

In accordance with Article 19(9) of Regulation (EU) 2017/459 (NC CAM), the transmission system operators are required to set up virtual interconnection points (VIPs) at the market area borders where shippers can book capacity. Available capacity at the physical cross-border interconnection points of the transmission system operators involved is marketed at the VIP. However, it has not yet been possible to set up all the VIPs, as there is still a need to clarify specific requirements arising from the regulation in order to implement them in accordance with the NC CAM.

An overview of the existing VIPs as well as those still planned is presented in table 27. The VIPs existing at the reporting date of 1 April 2021 are presented in the [NDP gas database](#).

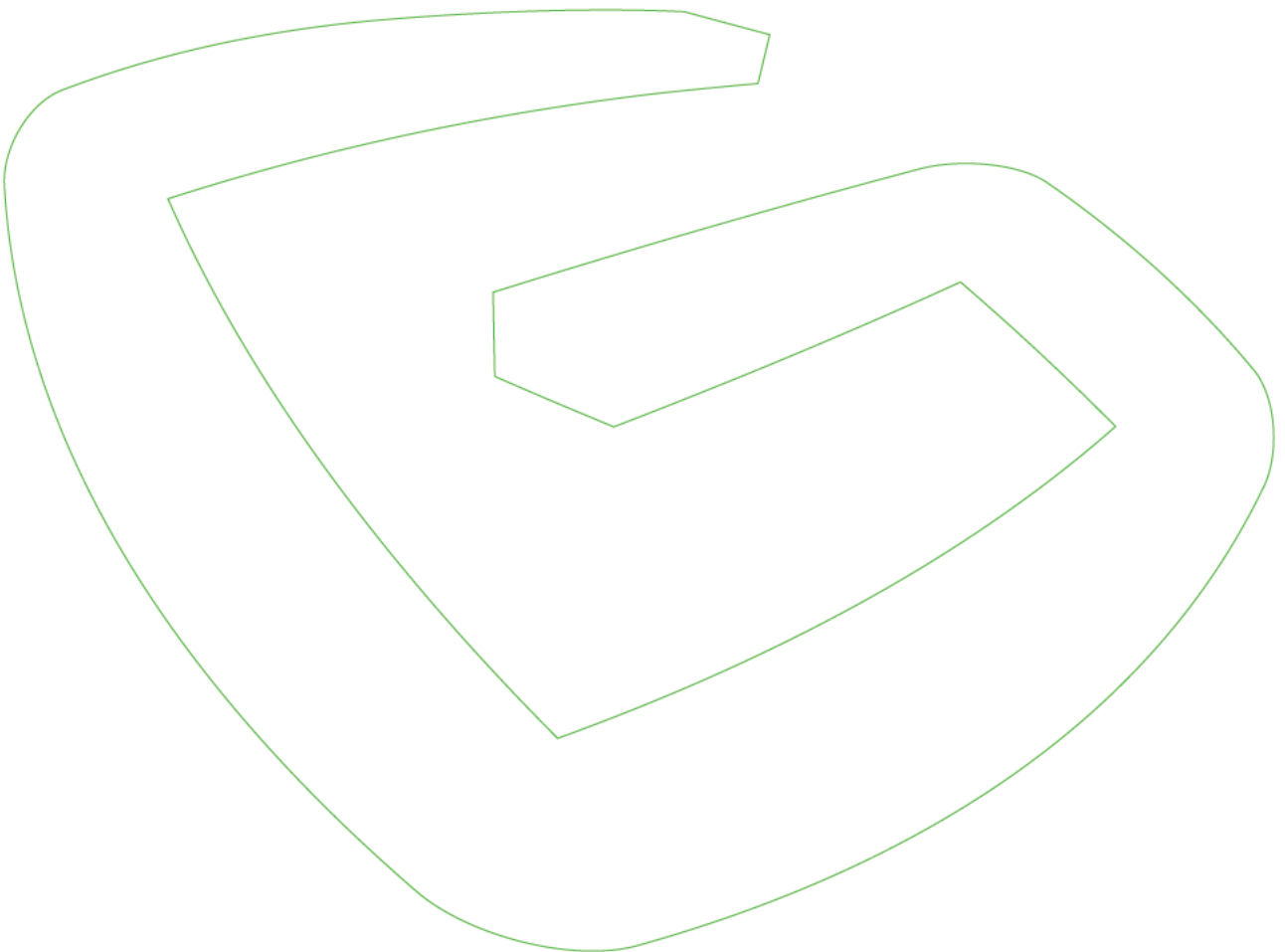
Table 27: Overview of the VIPs for Germany (updated 1 April 2021)

VIP	Associated IP	Competent TSO	ITSO	Start date	End date
VIP-TTF-NCG-H	Bocholtz (Fluxys TENP) Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (TG)	OGE	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-NCG-L	Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (TG)	TG	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-H	Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP-TTF-GASPOOL-L	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD)	GUD	GTS	01.04.2020	01.10.2021
VIP Belgium-NCG	Eynatten/Raeren (Fluxys TENP), Eynatten (TG), Eynatten/Raeren (OGE)	OGE	Fluxys Belgium	01.07.2019	01.10.2021
VIP France-Germany	Medelsheim (GRTD), Medelsheim (OGE)	GRTD	GRTgaz France	01.03.2019	
VIP Germany-CH	Wallbach (Fluxys TENP), Wallbach (OGE)	Fluxys TENP	Fluxyswiss, SwissGas	01.07.2019	
VIP Oberkappel	Oberkappel (OGE), Oberkappel (GRTD)	OGE	GCA	01.03.2019	
VIP Waidhaus NCG	Waidhaus (GRTD), Waidhaus (OGE)	OGE	Net4Gas	01.03.2019	
VIP Brandov-GASPOOL	Olbernhau II (GASCADE), Brandov-STEAL (GASCADE), IP Deutschneudorf EUGAL Brandov (Fluxys, GASCADE, GUD, ONTRAS), Brandov-OPAL (OGT), Deutschneudorf (ONTRAS)	GASCADE	Net4Gas	01.11.2018	
VIP L GASPOOL-NCG	Zone OGE L, Ahlten, Steinbrink	Nowega	OGE	01.11.2018	01.10.2021
VIP L GASPOOL-NCG	Zone GUD L, Ahlten, Steinbrink	OGE	Nowega, GUD	01.11.2018	01.10.2021
GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS	Lasow (ONTRAS), Gubin (ONTRAS), Kamminke (ONTRAS)	ONTRAS	GAZ-System	01.04.2016	
VIP	Associated IP	Competent TSO	ITSO	Planned start date	End date
VIP TTF-THE H-Gas	Bocholtz (Fluxys TENP), Bunde (GASCADE), Oude Statenzijl H (GUD), Oude Statenzijl (OGE), Bocholtz (OGE), Bocholtz-Vetschau (TG)	GUD	GTS	01.10.2021	
VIP TTF-THE L-Gas	Oude Statenzijl L-Gas (GTG NORD), Oude Statenzijl (GUD), Elten (OGE), Vreden (OGE), Tegelen (OGE), Zevenaar (TG)	TG	GTS	01.10.2021	
VIP THE-ZTP	Eynatten/Raeren (Fluxys TENP), Eynatten (GASCADE), Eynatten/Raeren (OGE), Eynatten (TG)	OGE	Fluxys Belgium	01.10.2021	
VIP DK-THE	Ellund (GUD), Ellund (OGE)	OGE	ENERGINET	01.10.2021	

Source: Transmission system operators

The two market areas GASPOOL and NCG will be combined into the Trading Hub Europe (THE) market area on 1 October 2021. As a result, VIPs at the market area interconnection points of GASPOOL and NCG that have already been set up will no longer be necessary.

Furthermore, cross-border interconnection points and VIPs of GASPOOL and NCG will be consolidated. Bookings at existing VIPs will be transferred to the new joint VIPs. The Brandov-GASPOOL VIP and the Waidhaus NCG VIP for the Net4Gas market area will be continued separately.



9 Security of supply

In line with Section 15a (1) EnWG, assumptions concerning the impact of conceivable disruptions to supply are made in the Scenario Framework 2022.

- The transmission system operators looked in depth at several security of supply scenarios in the Gas Network Development Plans 2018–2028 and 2020–2030. On the one hand, the security of supply scenario – Development of the L-gas supply – was fleshed out and detailed in greater depth. On the other, the security of supply scenario – Development of the H-gas supply – was investigated using an up-to-date, detailed H-gas capacity balance up to 2030 and the additional demand identified in the energy balance was allocated to the identified interconnection points in accordance with the distribution of H-gas sources.
- Furthermore, the transmission system operators presented the TENP security of supply variant, which investigates the effects of any limited availability of the transport capacity of the TENP system that may persist over a longer term, as part of the Gas Network Development Plan 2018–2028.

In its prevention and emergency plans for gas, the BMWi will carry out a risk assessment in accordance with Article 7 of the Regulation (EU) 2017/1938 (security of supply regulation) for Germany in cooperation with the BNetzA and with the support of the gas industry. In addition to the national analysis, this risk assessment also includes a regional analysis, which has to be carried out within the relevant risk groups in accordance with Annex 1 of the security of supply regulation.¹ The risk report derived from the assessment on the consequences of potential disruptions in the gas infrastructure both for the supply situation in Germany and within the risk groups will be notified to the EU Commission. The prevention and emergency plans will subsequently be published and submitted to the EU Commission, which will send an opinion, including possible recommendations for changes, to the BMWi within four months; the relevant recommendations for changes are not obligatory here. The BMWi has to furnish comprehensive reasons for not taking these recommendations into consideration, however.

The BMWi published the “Report on the status and development of security of supply in the area of the supply of natural gas” (monitoring report pursuant to section 63 EnWG), which was updated in June 2020 [BMWi 2020c]. In summary, it is stated among other things:

“The results of the report allow the conclusion that the security of supply concept in Germany has proven its worth. The gas supply companies have guaranteed in the past and in the reporting period – even following changes in the general conditions – a high standard of security of supply up to now, with the result that the supply of gas in Germany has previously always been ensured. In the light of the dependence on imports, the differentiation of the market roles played by the companies, the long lead times until a project is completed and the high capital intensity of the investments in the gas sector, further developments have to be carefully monitored and analysed.”

Against this background, there is no need in the opinion of the transmission system operators for the Gas Network Development Plan 2022–2032 to model a hypothetical disruption to supply. Rather, the transmission system operators see the necessity of further detailing the in-depth conversion plans up to 2030 on account of the future reduction in the availability of L-gas for the German market. Furthermore, the Germany-wide availability of H-gas needs to be examined and presented in an up-to-date H-gas balance up to 2032. The available injection volumes from storage facilities and at interconnection points are considered in more detail here among other things.

¹ Germany is a member of the “Eastern gas supply” and “North Sea gas supply” risk groups.

9.1 Development of the L-gas supply

The development of the L-gas supply and of the L-to-H-gas conversion is described in this chapter in terms of the security of supply issue. Following a short description of the current situation (cf. chapter 9.1.1), the situation involving gas imports from the Netherlands (cf. chapter 9.1.2) and domestic production (cf. chapter 9.1.3) will be addressed. Finally, an outlook on the planned procedure in the Gas Network Development Plan 2022–2032 is given (cf. chapter 9.1.4).

9.1.1 Description of the situation

Part of the German gas market is supplied with low calorific value natural gas (L-gas). L-gas originates entirely from production in Germany and the Netherlands. High calorific value natural gas (H-gas) comes primarily from Norway and Russia or arrives in Germany at LNG facilities. The two different groups of natural gas must be shipped in separate systems within defined limits for technical and calibration reasons. Action has to be taken for areas of the network that are to be supplied with gas of a different quality, which includes modifying the consumer appliances that use the gas.

L-gas production in Germany is in continual decline. The remaining German L-gas reserves will continue to be extracted and injected into the natural gas transmission network for as long as possible. The decline in L-gas production has significant impacts in terms of both the annual volumes available in Germany and the capacity that is available. The L-gas capacity available from the Netherlands has additionally experienced a steady decline since October 2020. For this reason, the German transmission system operators take part in regular exchanges with the Dutch transmission system operator Gasunie Transport Services B.V. (GTS) in order to harmonise and update the planning assumptions for future L-gas imports.

9.1.2 Situation involving gas imports from the Netherlands

The last few years have seen an increase in the number of earthquakes in the area around the Groningen field, which are regarded as being linked to the extraction of natural gas. Earthquakes measuring 3.4 on the Richter scale shook the Groningen region on both 8 January 2018 and 22 May 2019. The earthquake in 2019 in particular triggered significant political pressure in the Netherlands to end production in the Groningen field as quickly as possible.

In order to take the risks arising from natural gas production into consideration, the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy announced that the regular production of natural gas in the Groningen area would be suspended from 2022 onwards. The Groningen field remains active with minimal production so as to be able to safeguard the security of supply also in particular situations at the same time. It is currently being examined whether the Dutch “Grijpskerk” natural gas storage facility can be used as a capacity reserve from 2022 onwards as an alternative, for example for shortfalls in the gas infrastructure during a cold period [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a](#)].

A production volume in Groningen of initially 11.8 billion m³ was planned for the 2019/2020 gas year [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019](#)], which was then reduced in March 2020 to 10.7 billion m³ [[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b](#)]. In fact, a gas volume of 8.7 billion m³ [[GTS 2020](#)] was produced, benefiting essentially from the mild temperatures in the 2019/2020 gas year.

The Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy has set a production volume of 8.1 billion m³ for the 2020/2021 gas year, while the prospect of a figure of around 4 billion m³ is held out for the subsequent 2021/2022 gas year. These volumes each apply for average annual temperatures, where the permitted production volume will be adjusted up or down on the basis of a defined formula according to how temperatures actually develop.

According to information from the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, the following four conditions have to be fulfilled in order to be able to guarantee that regular Groningen production will be discontinued from 2022 onwards [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]:

1. Commissioning of an additional conversion facility in Zuidbroek,
2. Scheduled reduction in L-gas demand in the L-gas buyer countries of Belgium, Germany and France,
3. Sufficient H-gas import options,
4. Further availability of the Norg gas storage facility beyond 2022.

The transmission system operators maintain close contact with GTS in this connection and also in order to coordinate the relevant plans in the Netherlands and Germany. Since 2019 in particular, there has also been exchanges at the international level through the “Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion”, which was established on the initiative of the Dutch Ministry of Economic Affairs. This task force, under the leadership of the respective ministries for the economy of the Netherlands, Belgium, France and Germany, produces a report semi-annually to report to the Dutch parliament on matters including measures to reduce L-gas sales / production. The task force’s third report was published in February 2021. The task force offers an ideal platform for guaranteeing harmonised planning assumptions with high transparency.

9.1.3 Domestic production

The development of production capacity presented in the table below is based on the data from the BVEG from May 2021. The production capacities have been furnished with a safety margin by the BVEG. The forecast additionally includes a breakdown of production capacity by L-gas and H-gas.

Table 28: Capacity forecast in accordance with BVEG

Year	Elbe-Weser region with safety margin according to BVEG 2021	Weser-Ems region with safety margin according to BVEG 2021	Sum of both regions with safety margin according to BVEG 2021	Sum of both regions with safety margin according to BVEG 2021	Sum of both regions with safety margin according to BVEG 2020		Difference between BVEG 2021 and BVEG 2020
					(L-gas)	(L-gas)	
	Million m ³ /h			GWh/h	GWh/h		
2021	0.25	0.29	0.54	5.3	6.0		-0.7
2022	0.22	0.27	0.49	4.8	5.6		-0.8
2023	0.23	0.24	0.46	4.5	5.5		-0.9
2024	0.21	0.22	0.43	4.2	4.9		-0.8
2025	0.19	0.19	0.38	3.7	4.4		-0.7
2026	0.18	0.17	0.35	3.4	4.0		-0.6
2027	0.16	0.15	0.31	3.0	3.5		-0.5
2028	0.14	0.14	0.28	2.7	3.1		-0.4
2029	0.13	0.12	0.25	2.4	2.8		-0.3
2030	0.11	0.11	0.22	2.2	2.4		-0.3
2031	0.10	0.09	0.19	1.9	2.0		-0.1
2032	0.09	0.08	0.17	1.7	-		-

Source: Transmission system operators on the basis of BVEG 2021, BVEG 2020

The current BVEG forecast shows a significant decline of up to 17% in German L-gas production from 2021 onwards. This forecast deviates considerably from the previous forecast and leads to a shortfall in regional capacity balances. It seems conceivable at the moment that this decline currently forecast by the BVEG could have an impact on the security of supply in L-gas.

The transmission system operators point out that a reliable production forecast forms the basis for the long-term conversion planning. A response in terms of network planning to the massive decline as early as 2021 is therefore not possible.

9.1.4 Outlook for the Gas Network Development Plan 2022–2032

The transmission system operators intend to present the following points in the Gas Network Development Plan 2022–2032:

- Determination and presentation of the capacity and volume balances for the coming years for L-gas in consideration of the local conditions until the end of the market area conversion in 2030,
- Development of a forecast for the period up to 2030 to guarantee the security of supply using the sources that will then still be available (domestic production, Empelde underground gas storage facility, Rehden conversion facility),
- Further development of the conversion planning presented in the 2021 implementation report as well as the overview of all L-gas conversion areas,
- Adjustment of the conversion areas in order to achieve optimal utilisation of the resources,
- Consideration of the available up-to-date detailed plans of the distribution system operators,
- Consideration of the number of gas appliances to be modified per year,
- Identification of specific expansion measures to secure supply,
- Continuation of the coordination for converting storage facilities,
- Consideration of the remaining L-gas market, the structuring instruments required and the investigation relating to the blending of the remaining L-gas production volume.

The current L-to-H-gas conversion process is presented in the Gas Network Development Plan 2022–2032. The reporting date for coordination of the conversion projects between the distribution and transmission system operators is 1 October 2021. It will be possible to take conversion amendments received after 1 October 2021 into consideration only in the 2023 implementation report.

9.2 Development of the H-gas supply

The transmission system operators see a need to continue also to examine the availability of H-gas alongside the reduced L-gas availability.

The requirements resulting for gas infrastructure from the implementation of the energy transition will be examined by the transmission system operators with regard to the development of the H-gas supply.

The following points that will exert a considerable influence on the supply of H-gas will additionally be presented by the transmission system operators in the Gas Network Development Plan 2022–2032:

- Discussion of the consideration of the entry capacities (cross-border interconnection points, storage facilities, conversion, production and LNG facilities),
 - Key assumptions here are that cross-border interconnection points are taken into consideration in principle as part of the technical capacity and that seasonal employment can be assumed for storage facilities, where retrieval is assumed in the peak load case,

- Breakdown of the exit capacity by groups with particular requirements (power plants, industry, distribution system operators, cross-border interconnection points),
- Determination and presentation of the H-gas capacity balance up to 2032,
- Determination of additional demand on the basis of the H-gas capacity balance,
- Allocation of any additional import demand at individual cross-border interconnection points as well as discussion on the procedure for the allocation based on the distribution of H-gas sources (cf. Chapter 8.2).

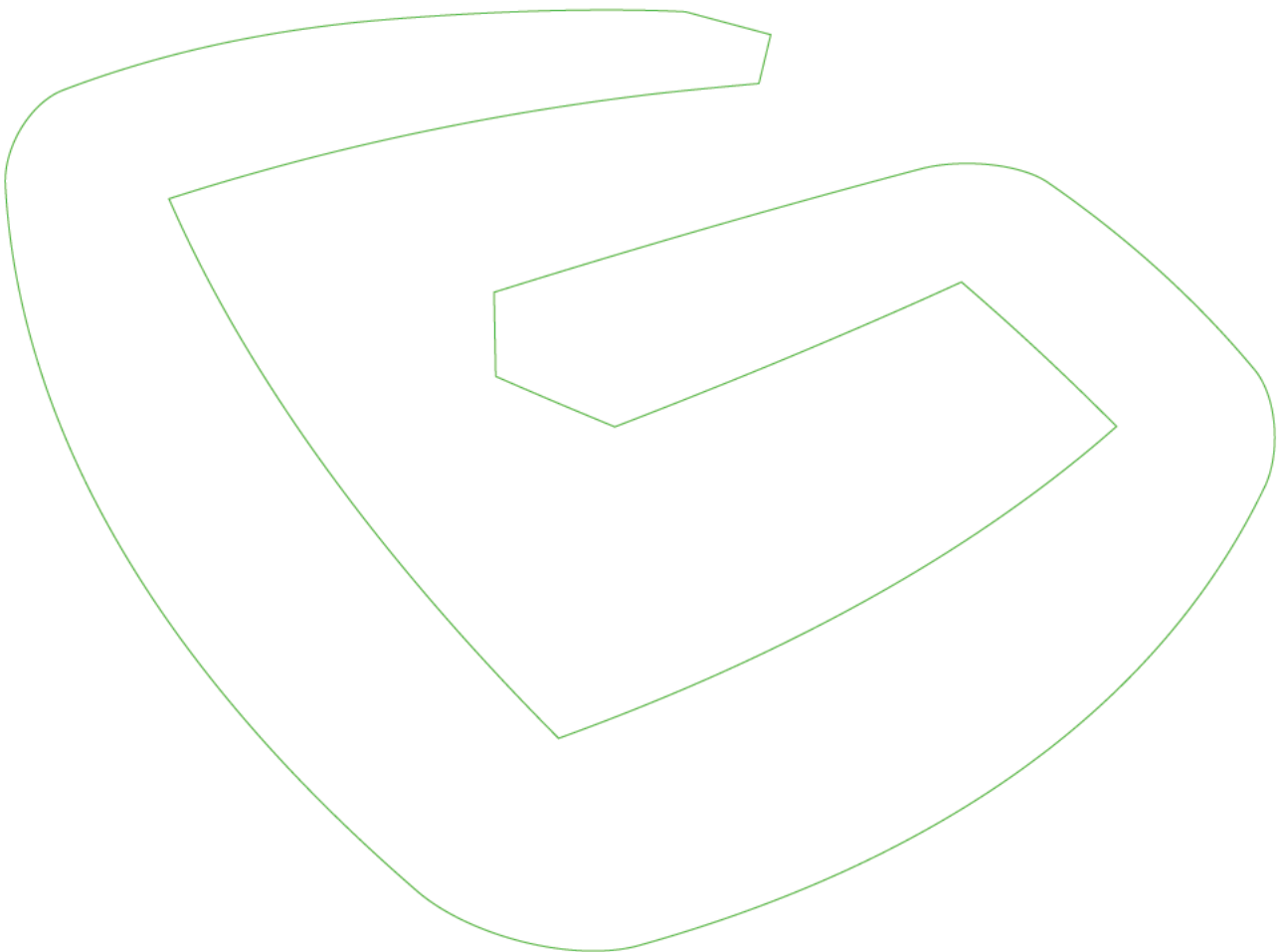
9.3 Interruptions

The transmission system operators have conducted detailed investigations into historical interruptions in the 2013 to 2018–2028 Gas Network Development Plans. It has regularly been stated here that historical interruptions can at most serve as an indication for more in-depth investigations of the future trends at the interconnection points in question. Viewed in isolation, historical interruptions do not represent a basis for an expansion decision. The trends in future disruptions cannot be assessed on account of the large number of measures that are already under construction and regulatory changes, such as the introduction of VIPs and, in particular, the market area merger.

The transmission system operators explicitly point out that the planned and unplanned disruptions to firm and interruptible capacity are published on the online platforms of the transmission system operators. Furthermore, data on disruptions is also published on the ENTSOG transparency platform.

Against this background, the transmission system operators dispense with a separate assessment of the historical disruptions in the Gas Network Development Plan 2022–2032.

Modelling and modelling variants 10



10 Modelling and modelling variants

In this chapter the transmission system operators put forward modelling variants for the Gas Network Development Plan 2022–2032. Chapter 10.1 provides an overview of the modelling variants envisaged. The modelling of the base variant is subsequently described in chapter 10.2. Chapter 10.3 describes the modelling of the hydrogen variant. Chapter 10.4 explains the calculation of the demand for market-based instruments (hereinafter: NewCap calculation) for the modelling. The planned design variant for Baden-Württemberg is described in chapter 10.5, and this is followed by discussions on the subject of the phase-out of coal in chapter 10.6. The base network criteria that the transmission system operators envisage for including measures from the Gas Network Development Plan 2020–2030 in the base network for the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032 are described in Chapter 10.7.

10.1 Overview of the modelling variants

This Scenario Framework 2022 forms the basis for the creation of the Gas Network Development Plan 2022–2032. The transmission system operators propose a network modelling variant (base variant). Furthermore, the security of supply scenarios in L-gas and H-gas up to 2032 are updated.

The BNetzA continues to require the transmission system operators to produce the network modelling for a coal phase-out variant based on the Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG – Coal-fired Power Generation Termination Act). The variant is further designed in consultation with the BNetzA.

Building on the Gas Network Development Plan 2020–2030, the transmission system operators are continuing to integrate hydrogen and green gases in the existing gas infrastructure and are identifying the measures necessary for this by modelling a hydrogen variant.

As a result of the statutory requirements in the selection of the modelling variants to be calculated for the Gas Network Development Plan 2022–2032, the transmission system operators face the challenge of mapping key future developments on the one hand and, on the other, of limiting themselves in the calculations to a scope of work that is feasible within the given time frame. Modelling load flow scenarios and determining the expansion demand triggered as a result is a highly complex, laborious and time-consuming procedure. The modelling in the combined market area increases the complexity and the coordination work between the transmission system operators.

Against this background, the transmission system operators envisage the following selection and specification for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032 (cf. table 29).

Table 29: Modelling variants in the Scenario Framework 2022

Modelling variant	Base variant 2027	Base variant 2032	L-gas balance 2032	H-gas balance 2032	NewCap Base variant
Designation	B.2027	B.2032	L.2032	H.2032	N.2027, N.2032
Calculation	complete 2027	complete 2027	Balance analysis	Balance analysis	NewCap calculation
Reporting date	31.12.2027	31.12.2032	01.10.2032	01.10.2032	01.10.2027, 01.10.2032
Distribution system operators (internal orders)	Initial value: Internal orders 2022, development 2023–2027: the 10-year forecast of the DSOs, the plausibility of which has been verified.	Development 2028–2032: constant updating upon growth. Plausible declines are taken into account.	Security of supply scenario L-gas 2032, analysis of the long-term L-gas balances up to 2032	Security of supply scenario H-gas 2032, analysis of the long-term H-gas capacity balance up to 2032	Calculation of the costs of the market-based instruments (MBI) for the base variant up to 2032
H-gas sources	Additional demand in accordance with chapter 8.2 of the Scenario Framework 2022				
IP / VIP	Inventory according to “2022 – SR Konsultation” database cycle, need for expansion in line with chapter 8 of the Scenario Framework 2022 in due consideration of the TYNDP				
Use of MBIs	Use of market-based instruments for planning purposes				
L-to-H-gas conversion	Modelling of the conversion areas, including conversions up to 2033 in order to identify the necessary network expansions measures up to 31 December 2032				
Underground gas storage facilities	Inventory according to “2022 – SR Konsultation” database cycle, new build according to chapter 3.3.2: 100% temperature-dependent capacity (TaK)				
Power plants	Inventory according to “2022 – SR Konsultation” database cycle, systemically important power plants currently directly connected on an interruptible basis according to chapter 3.2.1, new build according to chapter 3.2.2, 100% firm dynamically allocable capacity (fDZK)				
LNG	New build in accordance with chapter 3.4				
Industry	Existing capacity is constantly updated until 2032, consideration of the binding additional demand according to chapter 10.2, freely allocable capacity approach (FZK)				
Biomethane	Inventory according to “2022 – SR Konsultation” database cycle, new build according to chapt				
Hydrogen and synthetic methane	Inventory according to “2022 – SR Konsultation” database cycle				

Source: Transmission system operators

Modelling variant	Hydrogen variant 2027	Hydrogen variant 2032	Design variant for Baden-Württemberg 2032 (only terranets)	Coal phase-out variant
Designation	G.2027	G.2032	A.2032	K.2030
Calculation	complete 2027	complete 2032	complete 2032	In consultation with the BNetzA
Reporting date	31.12.2027	31.12.2032	31.12.2032	
Distribution system operators (internal orders)	Initial value: Internal orders 2022, development 2023–2027: the 10-year forecast of the DSOs, the plausibility of which has been verified.	Development 2028–2032: constant updating upon growth. Plausible declines are taken into account.	Start value: Internal orders 2022, development: the 10-year forecast of the DSOs of terranets up to and including 2032, the plausibility of which has been verified	
H-gas sources	As base variant		Updates on the basis of the additional demand from terranets compared with the base variant	
IP / VIP	As base variant			
Use of MBIs	no calculation			
L-to-H-gas conversion	As base variant			
Underground gas storage facilities				
Power plants				
LNG				
Industry				
Biogas				
Hydrogen and synthetic methane	Consideration of concrete projects in the WEB Market Survey if an MoU is in place by 1 October 2021 (in accordance with chapter 3.6), modelling in accordance with chapter 10.3		As base variant	

Source: Transmission system operators

10.2 Explanation of the base variant for the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032

The procedure and input parameters of the base variant are described below:

- Full calculation for 2027 and 2032.
- The cut-off date for the calculation of the network expansion measures is 31 December of the year in question. Accordingly, the commissioning dates of the network expansion measures is generally set as 31 December of the calculation year.
- **Capacity demand of the distribution system operators:**

With its decision of 11 December 2015 on the confirmation of the scenario framework for the Gas Network Development Plan 2016–2026, operative provision 6a, the BNetzA defined the consideration of the capacity demand of the distribution system operators as obligatory. The transmission system operators therefore provide for an appropriate consideration for the Scenario Framework 2022. With the decision of the BNetzA, the direct reference to a gas demand scenario of the Scenario Framework 2022 is dispensed with. The political requirements recognised there and in particular the climate protection targets here are thus not taken into full consideration.

 - > Initial value: internal orders of 2022.
 - > Development from 2023 to 2027: the verified 10-year forecast of the distribution system operators in accordance with section 16 of the cooperation agreement up to and including 2027.
 - > Development 2028–2032: constant updating.
- **For the verification of plausibility, the transmission system operators apply the following procedure:**
 - > If the forecast value for 2027 is higher or lower than the order value for 2022, a verifiable justification by the distribution system operator is required for this. The premises of the long-term forecast (assumed sectoral trends, including verifiable justifications) that are indicated by the distribution system operators in Part B of the form for the internal order are used by the transmission system operators to verify the plausibility. If justifications are not provided or cannot be verified, the transmission system operator will contact the distribution system operator in accordance with section 16 (3) of Cooperation Agreement X in order to develop a coordinated forecast. Should a joint assessment of the capacity demand not be produced, it may be necessary to consult the BNetzA.
- **Gas exchange with neighbouring countries at the interconnection points and H-gas sources:**
 - > Existing capacity according to NDP gas database cycle “2022 – SR Konsultation”.
 - > Distribution of any additional demand based on distribution of H-gas sources (cf. chapter 8.2) to cross-border interconnection points.
- **Underground gas storage facilities:**
 - > Consideration of existing storage facilities according to “2022 – SR Konsultation” Gas NDP database cycle.
 - > Consideration of new storage facilities and storage facility expansions in accordance with chapter 3.3.2 in the amount of the requested capacity as 100% firm temperature-dependent capacity (TaK).
- **Power plants:**
 - > Consideration of existing power plants according to “2022 – SR Konsultation” Gas NDP database cycle.
 - > Consideration of new power plants in accordance with chapter 3.2.2, taking the criteria into account in the amount of the requested capacity at 100% firm dynamically allocable capacity (fDZK).
 - > Consideration of systemically important power plants on the network of the transmission system operators in accordance with chapter 3.2.1.
- **LNG facilities:**
 - > Consideration in accordance with chapter 3.4.2.

- **Production:**
 - › Consideration of new production injections into the network of the transmission system operators in accordance with chapter 3.5 in the amount of the requested capacity.
- **Industry:**
 - › Updating of the existing capacity up to 2032 (constant capacity demand), unless there are any divergent capacity reports from industrial customers.
 - › Consideration of the binding additional demand requested by industrial customers if the request has been received by the transmission system operators by 15 July 2021. Verification of the plausibility of the requested additional demand is envisaged by 31 August 2021.
- **Biomethane within the meaning of section 3 EnWG 10c**
 - › Inventory: injections into the transmission network are recognised in accordance with the “2022 – SF consultation” database cycle.
 - › WEB and Green Gases Market Survey: the transmission system operators check the project reports to see if they should be considered in the base variant of the Gas Network Development Plan 2022–2032 only if the process for the network connection requests at the responsible transmission system operator has been concluded by 1 October 2021.
- **L-to-H-gas conversion**
 - › Modelling of the conversion areas, including conversions up to 2033, in order to identify the necessary network expansion measures up to 31 December 2032.
- **L-gas balance 2032:**
 - › Analysis of the long-term L-gas balances up to 2032, cf. chapter 9.1.
- **H-gas balance 2032:**
 - › Analysis of the long-term H-gas capacity balance up to 2032, cf. chapter 9.2.

10.3 Explanation of the hydrogen variant for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032

The integration of hydrogen and green gases in the existing gas infrastructure will increasingly gain in importance in order to achieve the climate protection targets. In addition to the retrofitting of the existing gas infrastructure to increasing proportions of hydrogen, the repurposing of existing gas and storage infrastructure from natural gas to hydrogen is of major importance for the efficient and prompt integration of hydrogen and green gases.

The integration of green gases and the expansion of hydrogen infrastructure as part of the energy supply infrastructure has to be taken into consideration in the Gas Network Development Plan 2022–2032 in order to lay today the foundations for the requirements of the energy supply of tomorrow.

The hydrogen variant consists of two modelling elements that build on each other, the methane modelling element and the hydrogen modelling element. The transmission system operators have included in the modelling only the projects that are intended to be connected to the transmission network.

An explanation of the modelling procedure can be found in chapter 7.1.

The hydrogen variant is modelled by the transmission system operators in the Gas Network Development Plan 2022–2032 based on the following premises:

- Full calculation for 2027 and 2032.
- The cut-off date for the calculation of the network expansion measures is 31 December of the year in question.

- **The following key input parameters are recognised here in a way that is identical to the specifications of the base variant:**
 - > Capacity demand of the distribution system operators for the 2027 modelling year
 - > Gas exchange with neighbouring countries at the cross-border interconnection points and H-gas sources
 - > Underground gas storage facilities
 - > Power plants
 - > LNG facilities
 - > Industry
 - > Biomethane
 - > WEB and Green Gases Market Survey: the transmission system operators check the project reports to see if they should be considered in the methane modelling of the hydrogen variant of the Gas Network Development Plan 2022–2032 only if the process for the network connection requests at the responsible transmission system operator has been concluded by 1 October 2021.
 - > L-to-H-gas conversion
- **Deviations in the recognition of the key input parameters of the base variant are made for the capacity demand of the distribution system operators for the 2032 modelling year**
 - > Development 2028–2032: the value for 2027 is updated constantly where the long-term forecast after 2027 increases. Plausible declines, for example as a result of the substitution of natural gas by hydrogen, are taken into account.
- **For the verification of plausibility, the transmission system operators apply the following procedure:**
 - > If the forecast value for 2027 is higher or lower than the order value for 2022, a verifiable justification by the distribution system operator is required for this. The premises of the long-term forecast (assumed sectoral trends, including verifiable justifications) that are indicated by the distribution system operators in Part B of the form for the internal order are used by the transmission system operators to verify the plausibility. If justifications are not provided or cannot be verified, the transmission system operator will contact the distribution system operator in accordance with section 16 (3) of Cooperation Agreement X in order to develop a coordinated forecast. Should a joint assessment of the capacity demand not be produced, it may be necessary to consult the BNetzA.
- **Hydrogen, biomethane and synthetic methane**
 - > Development up to 2032: projects with concrete implementation plans arising from the WEB and Green Gases Market Survey that fulfil the criteria in accordance with chapter 3.6.1 are taken into account if a memorandum of understanding is in place by 1 October 2021.
- **Hydrogen balance 2032:**
 - > Analysis of the long-term hydrogen capacity balance up to 2032, cf. Chapter 7.3.

10.4 Explanation of the NewCap calculation for the modelling in the Gas Network Development Plan 2022–2032

In accordance with the Gas Network Access Regulation (GasNZV), the two German market areas NCG and GASPOOL have to be combined into one market area by no later than 1 April 2022. The transmission system operators will implement the merger on 1 October 2021.

With the new combined market area, one of the most attractive and most liquid gas hubs in Europe will be created. The German transmission system operators have worked on the structure of this new market area in co-operation with the market area managers as well as the market participants and the BNetzA and are on the point of finalising it.

10.4.1 Capacities for the Gas Network Development Plan 2022–2032

In accordance with the wording of Section 21 GasNZV, the stated goal is “to increase the liquidity of the gas market” by combining the existing market areas. In fulfilment of this statutory requirement, it is thus necessary to transfer the capacity existing in the two separate market areas of GASPOOL and NCG, if possible in terms of quantity and quality, into capacity in a Germany-wide market area as far as possible.

As already described in the Gas Network Development Plan 2020–2030, the considerable enlargement of the market area means that this significant upgrading of capacity cannot be guaranteed, however, without investment measures or the use of other instruments. As significant investment measures cannot be realised until the market area merger is implemented and, moreover, seem inefficient, methods for maintaining capacity even without further structural measures have been developed by the transmission system operators with a view to ensuring a secure and, at the same time, cost-efficient energy supply. The core point in the development of these methods is the use of market-based instruments (MBI).

10.4.2 NewCap in the Gas Network Development Plan 2022–2032

The identification of the expansion measures based on the new system in a market area is carried out in the Gas Network Development Plan 2022–2032 using the same approach that was adopted in the Gas Network Development Plan 2020–2030. To this end, an assessment will take place as part of the modelling to determine whether the use of MBIs or an expansion of the network is advantageous.

The calculations in the Gas Network Development Plan 2022–2032 are made for the base variant.

10.4.3 Assessment of the long-term capacity demand

The BNetzA lays down the following stipulations for the transmission system operators in the change request for the Gas Network Development Plan 2020–2030:

“As already stated by the Federal Network Agency (BNetzA) in the KAP+ procedure, the forthcoming scenario framework for the Gas NDP 2022–2032 should already include findings on the demand for firm freely allocable capacity in a Germany-wide market area. The Federal Network Agency therefore requests the transmission system operators to continue the discussion on the long-term capacity demand. The long-term goal of the process is to define capacity demand that is coordinated with the market and can be adequately verified in a Germany-wide market area at the latest in the Scenario Framework for the Gas NDP 2024–2034.”

In response to this, the transmission system operators already stated in the Gas Network Development Plan 2020–2030: “Rather, the transmission system operators propose gathering experience first with the 2020 and 2021 annual auctions and the bookings of the 2021 / 2022 gas year made during the year in order to create a valid basis for developing criteria. Furthermore, the test phase of the oversubscription and buyback system (or at least a meaningful part of that) should be used in order to enable, on the basis of the findings, a well-founded, appropriate balance between the oversubscription and buyback system on the one hand and section 9 (3) GasNZV on the other.”

The transmission system operators remain of the view that criteria can be meaningfully assessed and thus also drawn up only after the 2021 / 22 gas year. Furthermore, the fundamental question concerning the future application in accordance with section 9 (4) or section 9 (3) GasNZV should also be clarified. Closely connected with this is the question of the coverage of the costs – in the opinion of the transmission system operators, the costs for MBIs must have a neutral impact on the profit of the transmission system operators and may not exert an influence on the efficiency comparison.

Irrespective of this, the transmission system operators would like to use the current consultation process for the Scenario Framework 2022 to include the market participants already at this stage and get their ideas on possible criteria for the long-term capacity demand.

Findings from the 2020 and 2021 annual auctions, in which the planned market area merger was taken into consideration for the period after 1 October 2021, are available in the period in which the Scenario Framework 2022 will be prepared and opened up to consultations.

The transmission system operators ask the following questions on the consultation:

- To what extent do the market participants see the auction results for the long-term products as an indicator of a measure of the capacity demand in a Germany-wide market area?
- How do the market participants see the role of the short-term bookings when determining criteria for the long-term capacity demand?
- In addition to the results of the auctions and possibly the short-term bookings, what other criteria play a role here?

10.5 Explanations on the design variant for Baden-Württemberg

The background to the consideration of a design variant for Baden-Württemberg is the interplay arising from continual increases in the demand for capacity as well as the already high utilisation of the high-pressure network in Baden-Württemberg.

The initial consideration in the Gas Network Development Plan 2020–2030 enabled terranets bw to ensure in its network planning that the continuing growth in capacity of the distribution system operators was incorporated in the full extent.

The developments within the distribution systems are significant here. For terranets bw, these account for the largest share of the gas capacity to be provided in Baden-Württemberg. Growth of 10% within ten years make these developments an essential element of the network expansion planning. Current analyses confirm the forecasts of the distribution system operators and additionally suggest that a further concentration of new connections in the heating market can be expected.

In divergence from the base variant, the design variant therefore considers only the 2032 modelling year while using the 10-year forecast of the distribution system operators instead of constant updates from 2027 in the terranets bw network area in Baden-Württemberg.

terranets bw is conducting complete modelling and identification of the necessary measures and their dimensioning in its network area. In the process, terranets bw is coordinating the delivery capacity at the existing network incorporation points with the transmission system operators bayernets, Fluxys TENP, GASCADE, GRTgaz Deutschland and Open Grid Europe, which are upstream in terms of flow mechanics. The indications of the additional delivery capacity are presented transparently as part of the Gas Network Development Plan 2022–2032.

10.6 Explanations on the phase-out of coal

The Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz, KVBG – Coal-fired Power Generation Termination Act) was passed in 2020. The energy policy recommendations of the Commission on Growth, Structural Change and Employment (“Coal Commission”) to successively reduce coal-fired power generation in Germany and end it completely by no later than 2038 were implemented by the Coal-fired Power Generation Termination Act.

As a result of this act, the BNetzA has been given a variety of tasks in order to implement the phase-out of coal. Accordingly, the BNetzA has to determine pursuant to section 54 (4) KVBG whether the existing gas supply networks are sufficient for enabling coal and lignite-fired plants to be retrofitted for gas as the energy source. For this review, the BNetzA requires the transmission system operators, as they draw up the Gas Network Development Plan 2022–2032, to carry out appropriate modelling using the defined criteria.

Initial discussions between the BNetzA and the transmission system operators have taken place on developing the criteria and designing the coal phase-out variant.

10.7 Criteria for including measures from the Gas Network Development Plan 2020–2030 in the base network for the modelling of the Gas Network Development Plan 2022–2032

The base network forms the basis for the modelling of the transmission systems for identifying the network expansion demand that is additionally required.

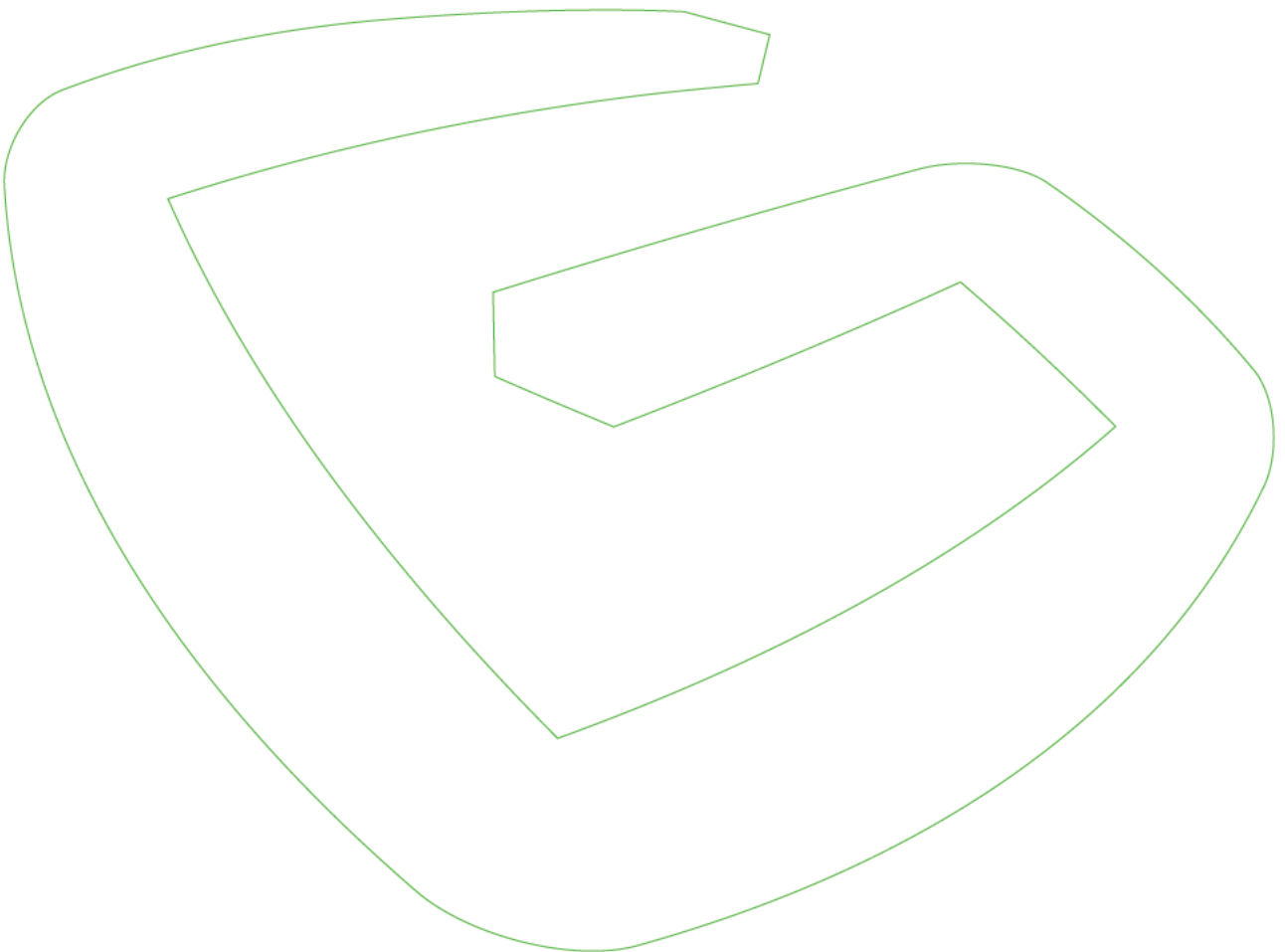
The base network defined for the modelling of the transmission systems comprises the current stock of the transmission system, measures put into operation set against the previous gas network development plans and set against the previous implementation reports as well as measures currently under construction.

Furthermore, the transmission system operators intend, in the same way as the previous procedure, to include other selected measures from the previous gas network development plans in the base network. The following criteria of the Gas Network Development Plan 2020–2030 are to be used as of the reporting date of 1 January 2022 for the selection of additional measures for the base network of the Gas Network Development Plan 2022–2032:

- The final investment decision (FID) by the transmission system operators has been made and
- the approvals under public law that are required for the measure are available.

The measures included in the base network are treated in the network simulation in the same way as pipelines and plants that already form part of the existing network. Measures included in the base network can thus no longer be the result of the modelling. They are thus in fact given the status of the existing network.

Appendices



Appendix 1: NDP gas database

The transmission system operators have updated the NDP gas database for the Scenario Framework 2022 and provide this for the public at <http://www.nep-gas-datenbank.de>.

The NDP gas database contains the following information for the base variant for the cycle of the Scenario Framework 2022 (name of the cycle in the NDP gas database: “2022 – SR Konsultation”):

- Capacities (cross-border interconnection points/VIP, storage facilities, power plants, LNG facilities, industry, production, biomethane, synthetic methane, hydrogen)

The base variant forms the foundation for the hydrogen variant and the design variant for Baden-Württemberg. Additional capacity data for the hydrogen variant, especially for hydrogen and the project reports from the WEB and Green Gases Market Survey, will be provided for the Gas Network Development Plan 2022–2032 only after conclusion of the MoU is entered into. This also applies for the design variant for Baden-Württemberg; here, too, the additional information (long-term forecasts of the distribution system operators on the terranets bw network) will also be added to the Gas Network Development Plan 2022–2032.

The capacities as of 1 January of the year in question are presented in the NDP gas database. Thus the capacities as at 1 January 2032 are shown for 2032, for example. Expansion measures for 2027 are identified in the modelling for the Gas NDP 2022–2032, some of which can only be completed at the end of 2027 (implementation periods of up to six years). It is therefore planned to estimate the capacities for 1 January 2028 in the modelling. For reasons of consistency, 31 December 2032 is therefore also used as the basis for the 2032 modelling year. Therefore it is planned to set the capacities for 1 January 2033 in the modelling.

The full list of gas power stations can additionally be found in the NDP gas database at the following link: <https://www.nep-gas-datenbank.de:8080/app/#!/stammdaten/netzanschlusspunkte/kraftwerke>

In accordance with the resolution of the Federal Network Agency on the “Approval of an oversubscription and buyback system for the transmission system operators to offer additional capacity in the nationwide market area (“KAP+”)” (reference: BK7-19-037), the transmission system operators use an oversubscription system within the framework of the merger of the market areas. The oversubscription and buyback system is required, as the technical capacity after the market area merger will no longer be available to the same extent as before. In accordance with the above-mentioned resolution, the marketable capacity consists of technical capacity and additional capacity.

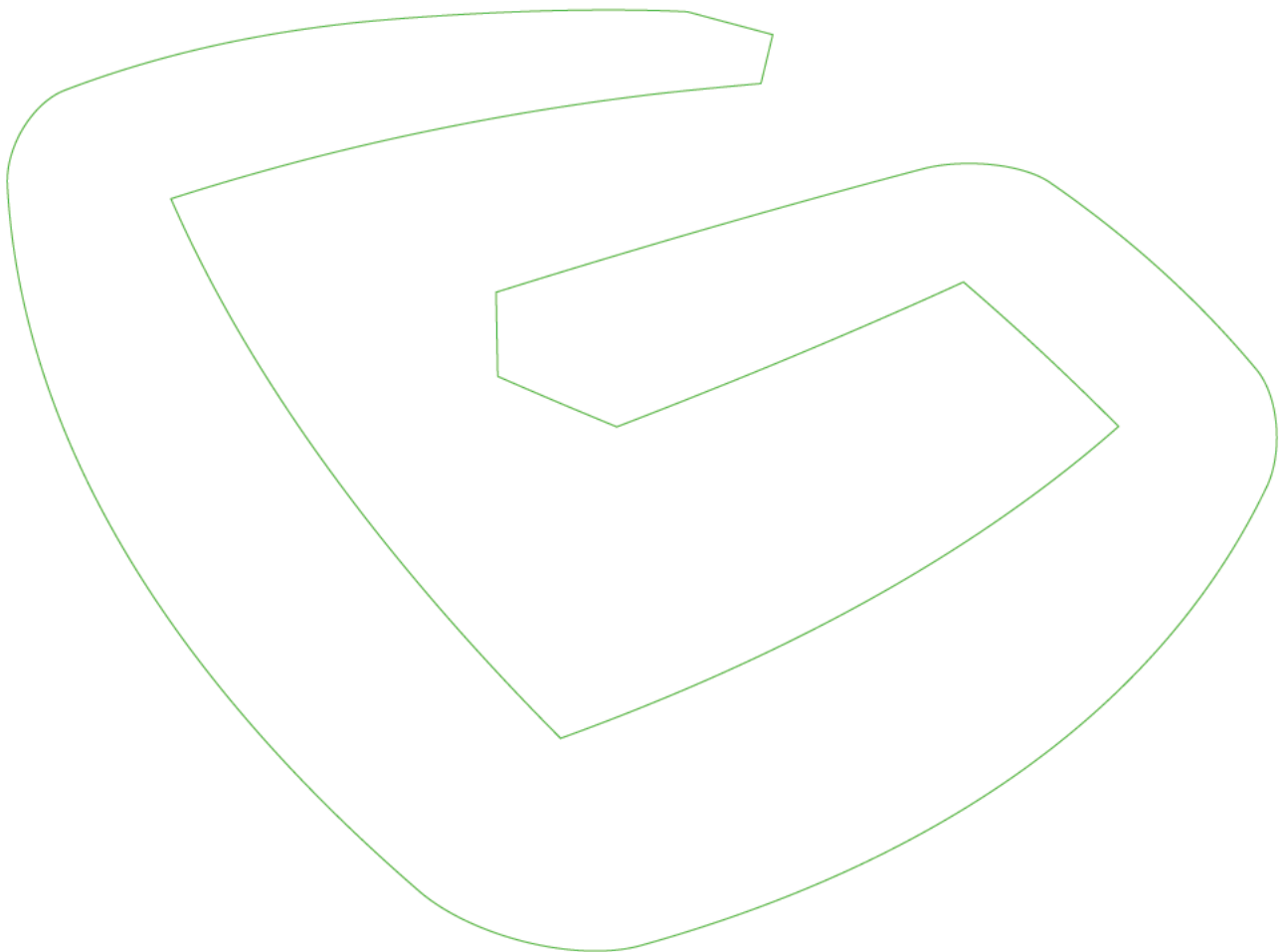
The capacity (technically available capacity – TC) indicated within the framework of the Gas Network Development Plan 2022–2032 and the accompanying NDP gas database accordingly includes both technical capacity and additional capacity.

Appendix 2: Results of the WEB and Green Gases Market Survey

Detailed information on the project reports from the WEB and Green Gases Market Survey are published in the form of an Excel file on the FNB Gas website.

<https://www.fnb-gas.de/en/network-development-plan/scenario-framework/scenario-framework-2022/>

Glossary



Transmission system operators

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

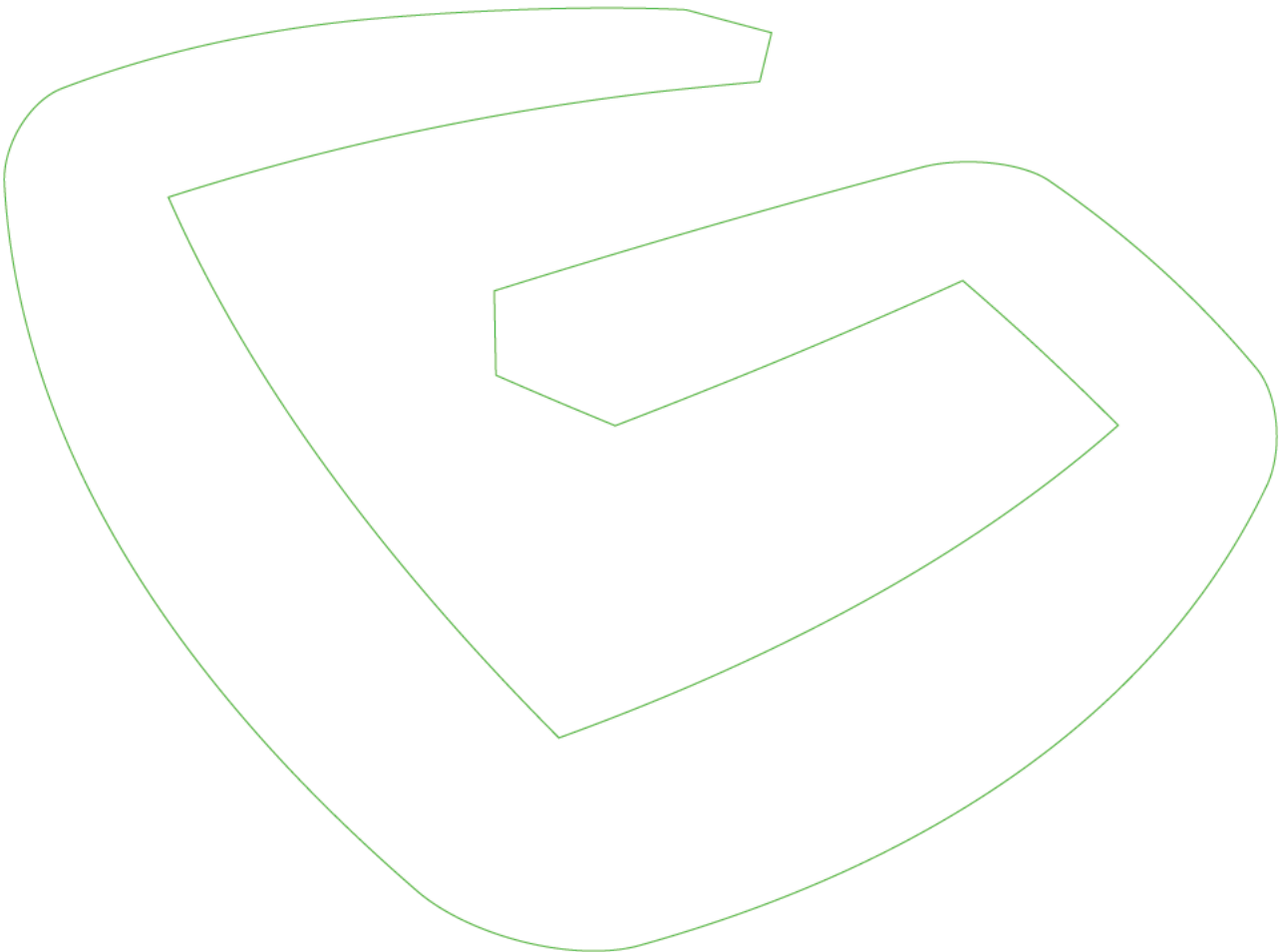
Other abbreviations

BKartA	Bundeskartellamt – German competition authority
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen – German Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunication, Post and Railways
bnBM	Besondere netztechnische Betriebsmittel – special network operating equipment
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. – German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy, formerly Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG – German Industrial Association of Oil and Gas Producers)
BZK	Beschränkt zuordenbare Kapazität – conditional allocable capacity: capacity can be used only subject to an allocation condition. No virtual trading point access.
CHP	Combined heat and power
CNG	Compressed Natural Gas
dena	Deutsche Energie-Agentur – German Energy Agency
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität – dynamically allocable capacity. Capacity is fixed if it can be used without a VHP for balanced transmission between entry and exit capacities with a nomination obligation.
EE	Erneuerbare Energien – renewable energies
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien – Renewable Energy Sources Act

ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz – Energy Industry Act
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung – European gas pipeline link
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität – firm dynamically allocable capacity
FID	Final investment decision
TSO	(Gas) transmission system operator
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten – free allocable capacity, enables booked entry and exit capacities to be used without stipulating a transmission path.
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung German Gas Network Access Regulation
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen - commerce/trade/services
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
IP	Interconnection point
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan – Co-ordinated network development plan (of Gas Connect Austria)
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas – Gas cooperation agreement
KSP	Klimaschutzprogramm - Climate protection program
KVVG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – German Coal-fired Power Generation Termination Act
LNG	Liquefied natural gas
MBI	Market-based instruments
MoU	Memorandum of Understanding
NC CAM	Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems
NCG	NetConnect Germany
NECP	National Energy and Climate Plan
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung – Northern Europe Natural Gas Pipeline
NDP	Network Development Plan
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch – non-energy consumption
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie – National hydrogen strategy
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (Baltic Sea pipeline link)
PR	Project reports
PtG	Power-to-Gas
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaics

SNG	Synthetisches Methangas – synthetic methane
SR	Scenario Framework
STEGAL	Sachsen-Thüringen-Erdgas-Leitung (natural gas pipeline)
TaK	Temperaturabhängige Kapazität – temperature-dependent capacity: capacity is fixed within and interruptible outside a defined temperature range.
TAP	Trans Adriatic Pipeline
TANAP	Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline
TENP	Trans Europa Naturgas Pipeline
THE	Trading Hub Europe
TTF	Title Transfer Facility
TC	Technical capacity
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (from ENTSOG)
UGS	Underground gas storage
VTP	Virtual trading point
VIP	Virtual interconnection point
DSO	Distribution system operator
WEB	Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf – hydrogen generation and demand survey
WEB Market Survey	WEB and Green Gases Market Survey

Bibliography



[**AG Energiebilanzen 2020**] Energiebilanz bis 2019 für die Bundesrepublik Deutschland, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990–2019 (“Energy balance up to 2019 for the Federal Republic of Germany, evaluation tables for the energy balance in Germany 1990–2019”), available for download at (downloaded on 27 May 2019): <https://ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>

[**Agora Energiewende 2020**] Klimaneutrales Deutschland (Climate-neutral Germany), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.agora-energiewende.de/presse/pressemitteilungen/langversion-der-studie-klimaneutrales-deutschland-erschiene/>

[**Amprion 2020**] Amprion awards order for special technical operating equipment, press release of 13 November 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_28608.html

[**Amprion 2021**] Amprion awards order for special technical operating equipment, press release of 10 February 2021, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_30080.html

[**BDEW 2019**] BDEW list of power plants: plants under construction or in the planning stage with a capacity of 20 megawatts (MW) and above, available for download at (downloaded on 3 June 2021): https://www.bdew.de/media/documents/PL_20190401_BDEW-Kraftwerksliste.pdf

[**BDEW 2021**] BDEW Gaszahlen 2021: Der deutsche Energiemarkt auf einen Blick (“BDEW gas figures 2021: The German energy market at a glance”), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.bdew.de/energie/bdew-energiemarkt-deutschland-2021/>

[**BDI 2018**] Klimapfade für Deutschland (“Climate paths for Germany”), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland/>

[**BMWi 2020a**] National Energy and Climate Plan (NECP), updated 10 June 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html>

[**BMWi 2020b**] Die Nationale Wasserstoffstrategie (The national hydrogen strategy), updated June 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20

[**BMWi 2020c**] Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Erdgas, Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG (Report on the status and development of security of supply in the area of the supply of natural gas, monitoring report pursuant to section 63 EnWG), updated 15 June 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zum-stand-und-zur-entwicklung-der-versorgungssicherheit-im-bereich-der-versorgung-mit-erdgas.html>

[**BNetzA/ BKartA Monitoringbericht 2021**] Monitoring report 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html

[**BNetzA 2017**] Bericht zur Ermittlung des Bedarfs an Netzstabilitätsanlagen gemäß § 13k EnWG (Report on the determination of the demand at network stability facilities pursuant to section 13k EnWG), available for download at (downloaded on 31 May 2017): https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/BNetzA_Netzstabilitaetsanlagen13k.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[**BNetzA 2021a**] Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Liste zum Zu- und Rückbau von Kraftwerken (List of power plants of the Federal Network Agency, list of additional and decommissioned power plants), updated 19 January 2021, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

- [BNetzA 2021b]** Systemrelevante Kraftwerke (Systemically important power plants), available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Systemrelevante_KW/System-rel_KW_node.html
- [BVEG 2007–2021]** Zahlen und Fakten – Jahresberichte BVEG 2006–2020 (Facts and Figures – BVEG annual reports 2006–2018), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>
- [BVG 2021]** Constitutional objections to the Climate Protection Act successful in part, press release no. 31/2021 of 29 April 2021, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>
- [BVEG 2020]** Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland bis 2031 (Projection – Production and Capacity in the Elbe-Weser, Weser-Ems and Germany areas up to 2031)
- [BVEG 2021]** Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas – Produktionsvorausschätzung der Erdgasförderung für die Jahre 2019–2030 (Survey for the gas network development plan – Production estimates of natural gas extractions for 2019–2030)
- [dena 2018]** dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena pilot study Integrated energy transition), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.dena.de/integrierte-energiewende>
- [dena 2021]** Einspeiseatlas (Injection atlas), updated January 2021, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.biogaspartner.de/einspeiseatlas/>
- [EC 2018]** National energy and climate plans, updated 21 December 2018, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/energy-union#content-heading-2>
- [FourMan 2020]** Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft – Netz der Zukunft (Development of the hydrogen economy – Network of the future) (not published)
- [FZJ 2019]** Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategie für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 (Cost-efficient and climate-friendly transformation strategy for the German energy system up to 2050), available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html
- [GTS 2020]** Market consultation Groningen, available for download at (downloaded on 19 February 2021): <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/information-for-the-virtual-market-session-of-25-november-2020>
- [ISE 2020]** Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (Roads to a climate-neutral energy system), available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2019]** Gaswinningsniveau Groningen in 2019–2020 (Gas extraction in Groningen in 2019–2020), 10 September 2019, available for download at (downloaded on 26 March 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2019/09/10/kamerbrief---gaswinningsniveau-groningen-in-2019-2020>
- [Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020a]** Letter from Minister Wiebes of 21 September 2020, available for download at (downloaded on 19 February 2021): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gas-jaar-2020-2021>

[Ministerie van Economische Zaken en Klimaat 2020b] Verlaging gaswinning Groningenveld gasjaar 2019–2020 (Reduction in gas extraction at the Groningen field in the 2019–2020 gas year), 16 March 2020, available for download at (downloaded on 2 April 2020): <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/03/16/kamerbrief-over-verlaging-gaswinning-groningenveld-gasjaar-2019-2020>

[TenneT 2019] Special technical operating equipment: TenneT awards order to Uniper, press release of 8 January 2019, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.tennet.eu/de/news/news/besondere-netztechnische-betriebsmittel-tennet-erteilt-zuschlag-an-uniper/>

[TransnetBW 2019] TransnetBW awards order for special technical operating equipment, press release of 20 August 2019, available for download at (downloaded on 27 May 2021): <https://www.transnetbw.de/de/presse/presseinformationen/presseinformation/transnetbw-vergibt-auftrag-fuer-besondere-netztechnische-betriebsmittel>

[TYNDP 2020] Ten-Year Network Development Plan 2020, available for download at (downloaded on 27 May 2021): https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/TYNDP2020_Executive_Summary.pdf

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren
Date: vrijdag 10 december 2021 17:54:30
Attachments: [RE Urgent Appointment with Mr. 10.2.e](#).msg

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Wij hebben vanmiddag met GTS overleg gehad over het gesprek dat zij met hun Duitse counterparts gehad hebben. Daarin is gebleken dat de Duitse volumevraag naar Nederlands L-gas hoger ingeschat wordt dan tot nu toe geraamd. Dit geldt voor het huidige gasjaar en komende gasjaren. Het gaat om ongeveer 1 bcm extra in het huidige gasjaar en 0,6 tot 0,8 bcm in komende vijf jaren. Voor het huidige gasjaar vertaalt dit zich direct door in een even groot hoger benodigd Groningenvolume. We hebben namelijk te maken met een open netwerk en de stikstofcapaciteit wordt al maximaal ingezet. Als Duitsland dus werkelijk verwacht dat 1 bcm extra nodig is, dan zal dat meegenomen moeten worden in de tijdelijke maatregel die we momenteel voorbereiden naar aanleiding van de vertraging van Zuidbroek.

Wij hebben begrepen dat er twee oorzaken zijn voor de bijstelling:

- De Duitse productie van L-gas is lager dan verwacht (opvallend is overigens dat de Duitse TSO's aangaven dat dit al in mei/juni is opgegeven door producenten).
- De Duitse vraag is hoger dan verwacht omdat de energiebesparing lager uitvalt dan beoogd. Dit blijkt uit een analyse die vergelijkbaar is met onze KEV van PBL.

Wij hebben met GTS afgesproken dat wij intern afstemmen wat de vervolgacties zijn.

- De bijstelling voor komende gasjaren kunnen in ieder geval via de Taskforce Monitoring L-gas markt meegenomen worden en vervolgens landen in de raming van GTS. Dat is het reguliere proces.
- Het is voor het eerst dat er een verhoging binnen het lopende gasjaar speelt en daarvoor ligt geen proces vast. Mogelijk is dit ook een politieke afweging. Met GTS hebben we net besproken dat het logisch zou zijn om Duitsland te vragen om schriftelijk een formele melding te doen en daarbij ook te onderbouwen welk risico gelopen wordt voor de leveringszekerheid. De melding kan via de Taskforce lopen of via de ministeries.

Op het moment dat een formele melding binnen is kan de besluitvorming meegenomen worden in het proces rond de tijdelijke maatregel. NB, zo'n melding moet er dus op korte termijn liggen, liefst volgende week nog.

Een aantal aspecten is nog relevant voor het proces:

- Afgelopen dinsdag hebben we een planning afgesproken met GTS, GasTerra en NAM voor de tijdelijke maatregel (overleg met 10.2.e 10.2.e 10.2.e en 10.2.e). Afgelopen woensdag hebben we die besproken met TNO en SodM, aanstaande dinsdag wordt die afgetikt in overleg met o.a. 10.2.e en 10.2.e . Mogelijk moet de planning weer op de schop. Duitsland heeft namelijk nog geen definitieve cijfers gegeven. We zitten met een duivels dilemma:
 - Als we aan de planning voor de TM vasthouden. dan zitten we met cijfers die niet up-to-date zijn.
 - Als we wachten tot de jaarlijkse raming met definitieve cijfers (31 januari) dan is er onvoldoende tijd voor een zorgvuldige risicoanalyse + advies SodM.
 - Een alternatief kan zijn om een middenweg te kiezen: we kunnen GTS vragen om 1 raming op te leveren voor zowel het huidige als komende gasjaar en die twee weken eerder op te leveren dan 31 januari. Dat alternatief moeten we wel nog met de relevante partijen afstemmen – vraag is bijvoorbeeld of dat lukt aan de kant van GTS.

- 10.2a

10.2a

10.2.e is nog niet van bovenstaande op de hoogte. Onze Duitse collega's hebben op 2 december een overleg gehad met 10.2.e waarin zij dit gemeld hebben. 10.2.e heeft jullie naar aanleiding daarvan gemaïld met vragen over Zuidbroek. 10.2.e heeft daarop richting 10.2.e aangegeven dat het om een bijstelling van de vraag uit Duitsland ging en niet om het effect van de vertraging van Zuidbroek, maar meer dan dat was op dat moment nog niet bij ons bekend. Zie bijlage.

Kunnen jullie richting geven hoe wij dit verder moeten oppakken en met wie (welk niveau) we moeten afstemmen? Kunnen we maandag hierover afstemmen?

Groeten,
Ook namens 10.2.e en 10.2.e
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e
Date: dinsdag 7 december 2021 18:12:46

Ik vermoed dat dat een bijstelling naar beneden is. Des te belangrijker te weten hoeveel naar beneden en waarom. Ook DU zal zonnig een opdracht moeten geven om extra te winnen.

Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: dinsdag 7 december 2021 15:45
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
 10.2.e
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Vanochtend heb ik van mijn Duitse collega vernomen dat er mogelijk sprake was van ruis op de lijn. Zij hebben geen vragen over de vertraging van Zuidbroek, die situatie is hen duidelijk. Wat wel speelt, en dat zullen de Duitse TSO's met GTS bespreken, is dat de Duitse L-gas producenten hun verwachte winningscijfers hebben bijgesteld. Of dat een bijstelling naar boven of beneden is weet ik (nog) niet, maar ik sluit zeker niet uit dat het om dat laatste gaat (want blijkbaar wilde DG 10.2.e een vooraankondiging doen).

Wordt dus mogelijk vervolgd want dit zou invloed kunnen hebben op de Duitse vraag naar Nederlands L-gas en daarmee mogelijk ook op de nog uit Groningen te winnen volumes.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 19:00
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e n) 10.2.e @minezk.nl
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Re: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Allen,

Navraag bij GTS leert dan men daar niet bekend is met overleg met DUI anders dan dat men volgende week 'regulier' overleg met de Duitse TSO's heeft.

Mijn voorstel zou zijn dat ik contact opneem met mijn Duitse collega's (medewerkers van 10.2.e) om te horen wat er speelt en wat de vragen zijn.

Groeten,

10.2.e

Op 2 dec. 2021 om 10:49 heeft 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi allen,

Ik stel voor dat 10.2.e en ik dit op pakken in het kader van de taskforce monitoring L-gas market. Wie zaten er bij het overleg met 10.2.e vanuit Duitsland? Dan geven we dat door aan onze contactpersoon.

Groeten

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:42
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Zie hieronder. Misschien goed om richting DId:

- proces te schetsen dat GTS met formele melding komt;
- dat we winning gaan verhogen als de leveringszekerheid dat vraagt;
- dat wij leveringszekerheid breed uitleggen als het hele L-gas gebied, dus ook DId (dat klopt toch, dat is toch ook waar NAM tegen ageert?)

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 2 december 2021 10:27
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; secretariaat DG
KE <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with 10.2.e

Ging niet over ipcei. Wel kort over EU regels rond waterstof. Verzoek aan ons om daarover te overleggen met dhr 10.2.e Ligt denk ik op de weg van 10.2.e

10.2.e

gesprek met 10.2.e ging ook over vertraging bij stikstoffabriek. DU overlegt vandaag met GTS over de gevolgen van die vertraging voor DU. Dringend verzoek

van DU om daar snel helderheid te vergrijpen. Welke maatregelen neemt NL om risico's voor DU te mitigeren, en wat verwacht NL van DU. Dit alles tegen de achtergrond van een ook voor DU nijpende gasmarkt komende winter. Kunnen jullie daarin voorzien?

Dank

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: woensdag 1 december 2021 17:14
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
10.2.e
Onderwerp: RE: Urgent: Appointment with Mr. 10.2.e

Hi 10.2.e

Via jouw secretariaat hadden we vanochtend een verzoek van 10.2.e ontvangen om met jou a.s. maandag een spoed telefonisch gesprek te hebben.
We hebben net begrepen dat dit spoedgesprek vandaan heeft plaatsgevonden.

Buiten reikwijdte

Graag reactie en alvast bedankt!

10.2.e

we urgently need a telephone appointment with Mr. 10.2.e. It's urgent and the phone call should be before Wednesday. How does it look on the following days:

Monday, December 6th at 3:30 p.m. or 6:30 p.m. (German Time)

Tuesday, December 6th between 8 a.m. and 10 a.m. (German Time)?

Half an hour at most. Thank you and greetings from Berlin

10.2.e

Department II
Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany

Phone: +49-10.2.e

E-Mail: 10.2.e@bmwi.bund.de

Internet: <http://www.bmwi.de>

The protection of your data is important to us. You can find out more about how your personal data are handled by the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy in the data protection statement at www.bmwi.de/privacy-policy.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: FW: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren
Date: maandag 13 december 2021 12:01:58

Dag 10.2.e

Zoals net gemeld heb ik hier 10.2.e even over gebeld. En mail van 10.2.e integraal doorgestuurd. Zie hieronder de mailwisseling met 10.2.e en 10.2.e We bespreken het vanmiddag.

Groet,
 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:18

Aan: 10.2.e 10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Het lijkt me verstandig als ik een met GTS afgestemde concept mail aan 10.2.e kan sturen, met daarin referte aan zijn aankondiging in ons eerdere telefonische contact, verslag van ons overleg met Nedersaksen, en de boodschap dat wij vooralsnog geen mogelijkheden zien om de daling in de winning in de Duitse velden te compenseren met extra winning uit het G-veld. Dat wij – ingeval DU overweegt te komen met een formeel verzoek- om extra winning- precies moeten weten waarom en hoe lang er minder wordt gewonnen in DU, welke maatregelen (tot en met afschakelen) DU zelf onderneemt om leveringszekerheid te garanderen etc. Plus voorstel tot gezamenlijk overleg, zowel bilateraal, als trilateraal met NS.

Eens? Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e)

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:37

Aan: 10.2.e

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Eens dat we het hard moeten spelen. De bespreking die 10.2.e en 10.2.e vrijdag hadden over het N05-veld met de Duitse collega's leverde niet veel op. Men geeft aan dat het politieke speelveld is veranderd en dat men afwacht wat de uitwerking van het nieuwe Regeerakkoord gaat opleveren. Op vragen hoe men aankijkt tegen argumenten dat winning dicht bij huis beter is voor het klimaat en dat er voorlopig nog gas nodig is (ook vermeld in het Duitse RA) werd niet echt ingegaan. Het was verder een vriendelijk gesprek, maar zonder enige beweging. 10.2.a

In dat N05 veld zit maximaal 60 bcm, wat dan overigens verdeeld moet worden tussen Nederland en Duitsland. Als de vergunningen afgegeven zijn duurt het wel nog meer dan een jaar voordat er gewonnen kan worden. Dus het is hoe dan ook geen oplossing voor het huidige tekort.

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:26

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Re: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

ik denk dat wij dit hard moeten spelen. ik zie geen noodzaak meer te winnen in G als Du zelf de winning omlaag schroeft. ieder zijn eigen probleem. Waarom moeten wij om een formele melding vragen? moet Du dat niet eigener beweging dsoen?

hebben wij een actueel beeld bij Bel en Fra...?

Ik zal mezk zodadelijk melden dat dit speelt.

Op 13 dec. 2021 om 09:02 heeft 10.2.e
<10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Dag 10.2.e

Het ziet er aan alle kanten uit dat het een spannend laatste jaar wordt mbt gaswinning. Zie hieronder de mail van 10.2.e je inschatting was correct: er is een extra inspanning nodig voor Duitsland van wel 1 bcm. Fors ten opzichte van wat we verwachten. Om hierop te kunnen anticiperen hebben we binnen twee weken een formele melding nodig. Tegelijkertijd spelen hier principiële/politieke discussies op de achtergrond mee. Waarom zouden wij meer moeten winnen als Duitsland dat niet wil doen? De vraag is hoe hoog we dit op willen laten spelen.

In ieder geval: we kunnen pas beginnen als we een formele melding hebben. Omdat we haast hebben zou ik willen voorstellen dat jij deze formele melding uitvraagt. Eens?

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 10 december 2021 17:55

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Wij hebben vanmiddag met GTS overleg gehad over het gesprek dat zij met hun Duitse counterparts gehad hebben. Daarin is gebleken dat de Duitse volumevraag naar Nederlands L-gas hoger ingeschat wordt dan tot nu toe geraamd. Dit geldt voor het huidige gasjaar en komende gasjaren. Het gaat om ongeveer 1 bcm extra in het huidige gasjaar en 0,6 tot 0,8 bcm in komende vijf jaren. Voor het huidige gasjaar vertaalt dit zich direct door in een even groot hoger benodigd Groningenvolume. We hebben namelijk te maken met een open netwerk en de stikstofcapaciteit wordt al maximaal ingezet. Als Duitsland dus werkelijk verwacht dat 1 bcm extra nodig is, dan zal dat meegenomen moeten worden in de tijdelijke maatregel die we momenteel voorbereiden naar aanleiding van de vertraging van Zuidbroek.

Wij hebben begrepen dat er twee oorzaken zijn voor de bijstelling:

- De Duitse productie van L-gas is lager dan verwacht (opvallend is overigens

dat de Duitse TSO's aangaven dat dit al in mei/juni is opgegeven door producenten).

- De Duitse vraag is hoger dan verwacht omdat de energiebesparing lager uitvalt dan beoogd. Dit blijkt uit een analyse die vergelijkbaar is met onze KEV van PBL.

Wij hebben met GTS afgesproken dat wij intern afstemmen wat de vervolgcacties zijn.

- De bijstelling voor komende gasjaren kunnen in ieder geval via de Taskforce Monitoring L-gas market meegenomen worden en vervolgens landen in de raming van GTS. Dat is het reguliere proces.
- Het is voor het eerst dat er een verhoging binnen het lopende gasjaar speelt en daarvoor ligt geen proces vast. Mogelijk is dit ook een politieke afweging. Met GTS hebben we net besproken dat het logisch zou zijn om Duitsland te vragen om schriftelijk een formele melding te doen en daarbij ook te onderbouwen welk risico gelopen wordt voor de leveringszekerheid. De melding kan via de Taskforce lopen of via de ministeries.

Op het moment dat een formele melding binnen is kan de besluitvorming meegenomen worden in het proces rond de tijdelijke maatregel. NB, zo'n melding moet er dus op korte termijn liggen, liefst volgende week nog.

Een aantal aspecten is nog relevant voor het proces:

- Afgelopen dinsdag hebben we een planning afgesproken met GTS, GasTerra en NAM voor de tijdelijke maatregel (overleg met 10.2.e 10.2.e 10.2.e en 10.2.e). Afgelopen woensdag hebben we die besproken met TNO en SodM, aanstaande dinsdag wordt die afgetikt in overleg met o.a. 10.2.e en 10.2.e Mogelijk moet de planning weer op de schop. Duitsland heeft namelijk nog geen definitieve cijfers gegeven. We zitten met een duivels dilemma:
 - Als we aan de planning voor de TM vasthouden. dan zitten we met cijfers die niet up-to-date zijn.
 - Als we wachten tot de jaarlijkse raming met definitieve cijfers (31 januari) dan is er onvoldoende tijd voor een zorgvuldige risicoanalyse + advies SodM.
 - Een alternatief kan zijn om een middenweg te kiezen: we kunnen GTS vragen om 1 raming op te leveren voor zowel het huidige als komende gasjaar en die twee weken eerder op te leveren dan 31 januari. Dat alternatief moeten we wel nog met de relevante partijen afstemmen – vraag is bijvoorbeeld of dat lukt aan de kant van GTS.

- 10.2a

[Redacted content]

10.2.e is nog niet van bovenstaande op de hoogte. Onze Duitse collega's hebben op 2 december een overleg gehad met 10.2.e waarin zij dit gemeld hebben. 10.2.e heeft jullie naar aanleiding daarvan gemaïld met vragen over Zuidbroek. 10.2.e heeft daarop richting 10.2.e aangegeven dat het om een bijstelling van de vraag uit Duitsland ging en niet om het effect van de vertraging van Zuidbroek, maar meer dan dat was op dat moment nog niet bij ons bekend. Zie bijlage.

Kunnen jullie richting geven hoe wij dit verder moeten oppakken en met wie (welk niveau) we moeten afstemmen? Kunnen we maandag hierover afstemmen?

Groeten,

Ook namens **10.2.e** en **10.2.e**
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: FW: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren
Date: maandag 13 december 2021 12:40:26

Dag 10.2.e 10.2.e

Andere aftakking van dezelfde mailslinger.

Groet,
 10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 12:37

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Ha 10.2.e en 10.2.e

Ik lees dat 10.2.e dit ook heeft opgebracht in de bewindspersonenstaf, dus dan zou een melding aan Stas in staf K&E vanmiddag voldoende moeten zijn over deze passage en kunnen we Minister apart, in navolging van bewindspersonenstaf, attenderen op de passage.

Ik zou er wel voor pleiten om verder zo min mogelijk wijzigingen meer aan de brief toe te voegen, anders moet deze opnieuw mee in de schaarse (en laatste) tassen deze week waarin ook het coalitie-akkoord aan de orde zal komen, dus de marges zijn krap. Buiten reikwijdte

Vriendelijke groeten,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Directie Bureau Bestuursraad

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
T: 06 10.2.e

E: 10.2.e @minezk.nl

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 11:29

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Beste allemaal
Na overleg met BBR alsnog even een bericht.

De brief 2050 is inmiddels getekend door zowel Stas als MEZK ter agendering MR aankomende vrijdag. Dus indien we een aanpassing willen dan betekent dit dat beide bewindspersonen opnieuw akkoord moeten gaan.11.1
[redacted]

11.1
[redacted]

Groet
10.2.e

Van: 10.2.e [redacted]) 10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:32

Aan: 10.2.e [redacted]) <10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Dat lijkt me dan voldoende. Graag zorgen met BBR dat 10.2.e en 10.2.e nog even geattendeerd worden op die passage uit brief. Dank 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e [redacted])

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:16

Aan: 10.2.e [redacted]
(10.2.e [redacted])

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

In zijn algemeenheid staat er dat we tot 2050 afhankelijk blijven van aardgas en dat winning – vanuit klimaatperspectief – uit kleine velden belangrijk is.

De relatie met de gasbrief is – op verzoek van MEZK – uit de inleiding van de brief gehaald. De brief gaat echt over 2050 en niet over op korte termijn acteren op leveringszekerheid irt Groningenveld.

We zouden de brief kunnen uitbreiden met de korte termijn en hoe we invulling geven aan leveringszekerheid. Maar ik begrijp uit onderstaande mails dat het ophogen van winning uit kleine velden op de grens daarvoor niet zozeer de oplossing is.

Groet
10.2.e

Van: 10.2.e [redacted]) 10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:02

Aan: 10.2.e [redacted]) 10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Zojuist ook gemeld in bewindspersonenstaf. Mezk eens dat we dit hard moeten spelen. Stas vroeg zich af of de noodzaak van (tijdelijke) gaswinning voldoende in brief 2050 naar voren kwam. Ik had niet paraat of die al uit is.

10.2.e kan jij hierop reageeren?

Hgr **10.2.e**

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
<10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e @nowega.de>;
10.2.e 10.2.e @iea.org>

Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

thank you for mail and the data collection sheet. As already explained in the last task force meeting, the German L-Gas TSO will not be able to meet the accelerated data collection timeframe. However, we will be able to meet the timeframe of the past years, which means we would provide the full data set between Dec. 13 and Dec. 17 and potentially a partial delivery earlier. I apologize for not being able to deliver the data earlier and hope this still suits your planning.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org 10.2.e @iea.org>
Gesendet: Montag, 8. November 2021 08:22
An: 10.2.e @Benelux.int>; 10.2.e @minezk.nl;
10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @gastransport.nl;
10.2.e @gastransport.nl; 10.2.e @acm.nl; 10.2.e @bmwi.bund.de;
10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @bnetza.de; 10.2.e <10.2.e @oge.net>;
10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e <10.2.e @nowega.de>;
10.2.e @developpement-durable.gouv.fr; 10.2.e @10.2.e
>; 10.2.e @developpement-durable.gouv.fr;
10.2.e @grtgaz.com; 10.2.e @economie.fgov.be;
10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e @economie.fgov.be;
10.2.e @creg.be; 10.2.e @fluxys.com; 10.2.e @fluxys.com;
10.2.e @fluxys.com; 10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e
<10.2.e @iea.org>; 10.2.e @entsog.eu; 10.2.e @entsog.eu;
10.2.e @ec.europa.eu; 10.2.e @ec.europa.eu
Cc: 10.2.e <10.2.e @Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e @Benelux.int>
Betreff: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear All,

Hope you are well and safe.

Please find enclosed the data collection sheet and Conversion progress checklist for the L-gas Winter Report 2022.

Should be most grateful if the data and information could be provided by 29 November at the latest.

Please let me know if any questions/comments.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: annotatie 10.2.e voor SDRA-overleg op punt TM nav Duitsland
Date: maandag 13 december 2021 20:36:34
Attachments: [RE Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren.msg](#)

Ha 10.2.e en 10.2.e

@10.2.e ik weet niet in hoeverre je bij bent met het issue van vrijdag dat wij via GTS hebben gehoord dat er mogelijk dit jaar een grotere gasafname is in Duitsland die kan leiden tot een nog hoger Groningenvolume in dit gasjaar. Dat zal dan moeten worden meegenomen in de tijdelijke maatregel. Allereerst natuurlijk zeer vervelend dat de winning misschien nog hoger moet. En daarnaast erg vervelend voor het proces voor de tijdelijke maatregel, dat we morgen met TNO en SodM willen aftikken in het SDRA-overleg. Zie bijgevoegde mail aan 10.2.e van vanmiddag.

Op basis hiervan heb ik onderstaande aangepaste annotatie gemaakt voor 10.2.e voor het SDRA-overleg morgen op dit punt. Daarbij geeft 10.2.e wel aan dat er een signaal is uit de buurlanden, maar ook niet meer dan dat. Er zal de komende dagen nog eerst nog allerlei overleg zijn voordat er meer duidelijkheid is.

Morgenochtend kunnen we dit evt nog fijnslipen.

10.2.e

--

Kernpunt

- Dilemma schetsen dat er enerzijds genoeg tijd moet zijn voor zorgvuldige besluitvorming met inbreng van alle partijen op basis van hun rol en expertise en met stabiele cijfers, anderzijds besluit er wel op tijd moet zijn. Voorgestelde tijdlijn is daarin naar inzicht van EZK de beste middenweg.
- Commitment krijgen van SodM (en TNO) krijgen om binnen planning te leveren. Faciliteren met toelichting GTS op berekening extra volumes.
- Afspraak vastleggen dat SDRA-berekeningen voor eventuele tijdelijke maatregel gebeuren met dezelfde modellen als SDRA van maart dit jaar.
- TNO stelt wenselijkheid van twee opeenvolgende SDRA's (voor tijdelijke maatregel en nieuw vaststellingsbesluit) ter discussie: dilemma schetsen en afspraak besluitvorming SDRA-overleg in januari.

Spreeklijn:

- Er zijn afspraken gemaakt met GTS, NAM en GasTerra om de veranderingen in de winning op te leveren volgens de planning uit de vergaderstukken, zodat er op tijd begonnen kan worden met alle stappen die EZK van TNO en SodM op basis van hun rol en expertise vraagt.
- De cijfers van GTS zijn op 3 januari mogelijk nog niet stabiel. GTS geeft aan dat er mogelijk een bijstelling nodig is van volumes in de buurlanden. Ook dat wordt op dit moment in beeld gebracht, in het reguliere proces in aanloop naar de raming van 31 januari.
- Starten in februari is echter te laat voor de besluitvorming voor de tijdelijke maatregel. Je kunt aangeven dat partijen nu al hebben aangegeven moeite te hebben met de planning.
- Vandaar dat EZK toch al in januari proces in gang zet. Bij de vraag aan TNO en SodM zal EZK duidelijk aangeven welke aannames er zijn voor de scenario's.
- Je kunt 10.2.e vragen om een toelichting te geven op de huidige planning.
- Je kunt aangeven dat EZK alle partijen maximaal probeert te faciliteren. Uitstel aan de achterkant is niet mogelijk. Het is goed om te markeren dat alle partijen aan de voorkant

informatie zsm delen, desnoods in concept, om zo aan de voorkant tijd te winnen. Bij de uitvoering van de SDRA 2021 hebben partijen informatie in concept met elkaar gedeeld. Dat is goed gegaan. Wat ons betreft houden we deze spirit vast.

- Wij zien dat inderdaad twee analyse met waarschijnlijk vergelijkbare scenario's op korte termijn volgen. Aan de ene kant onwenselijk onduidelijkheid te creëren. Aan de andere kant oppassen dat proces dat we met elkaar volgen voor verbeteringen in SDRA-modellen niet onopgevolgd blijft. Hoe staan de andere partijen hierin? EZK zal in volgend overleg in januari aangeven welke verdere berekeningen in het kader van de SDRA 2022 worden verlangd.

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e
E ^{10.2.e} @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: annotatie 10.2.e voor SDRA-overleg op punt TM nav Duitsland
Date: dinsdag 14 december 2021 09:11:30

Dag allen,

Dank voor de info. Balen dit.

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 20:37

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: annotatie 10.2.e voor SDRA-overleg op punt TM nav Duitsland

Ha 10.2.e en 10.2.e

@10.2.e ik weet niet in hoeverre je bij bent met het issue van vrijdag dat wij via GTS hebben gehoord dat er mogelijk dit jaar een grotere gasafname is in Duitsland die kan leiden tot een nog hoger Groningenvolume in dit gasjaar. Dat zal dan moeten worden meegenomen in de tijdelijke maatregel. Allereerst natuurlijk zeer vervelend dat de winning misschien nog hoger moet. En daarnaast erg vervelend voor het proces voor de tijdelijke maatregel, dat we morgen met TNO en SodM willen aftikken in het SDRA-overleg. Zie bijgevoegde mail aan 10.2.e van vanmiddag.

Op basis hiervan heb ik onderstaande aangepaste annotatie gemaakt voor 10.2.e voor het SDRA-overleg morgen op dit punt. Daarbij geeft 10.2.e wel aan dat er een signaal is uit de buurlanden, maar ook niet meer dan dat. Er zal de komende dagen nog eerst nog allerlei overleg zijn voordat er meer duidelijkheid is.

Morgenochtend kunnen we dit evt nog fijnslijpen.

10.2.e

--

Kernpunt

- Dilemma schetsen dat er enerzijds genoeg tijd moet zijn voor zorgvuldige besluitvorming met inbreng van alle partijen op basis van hun rol en expertise en met stabiele cijfers, anderzijds besluit er wel op tijd moet zijn. Voorgestelde tijdlijn is daarin naar inzicht van EZK de beste middenweg.
- Commitment krijgen van SodM (en TNO) krijgen om binnen planning te leveren. Faciliteren met toelichting GTS op berekening extra volumes.
- Afspraak vastleggen dat SDRA-berekeningen voor eventuele tijdelijke maatregel gebeuren met dezelfde modellen als SDRA van maart dit jaar.
- TNO stelt wenselijkheid van twee opeenvolgende SDRA's (voor tijdelijke maatregel en nieuw vaststellingsbesluit) ter discussie: dilemma schetsen en afspraak besluitvorming SDRA-overleg in januari.

Spreeklijn:

- Er zijn afspraken gemaakt met GTS, NAM en GasTerra om de veranderingen in de winning op

te leveren volgens de planning uit de vergaderstukken, zodat er op tijd begonnen kan worden met alle stappen die EZK van TNO en SodM op basis van hun rol en expertise vraagt.

- De cijfers van GTS zijn op 3 januari mogelijk nog niet stabiel. GTS geeft aan dat er mogelijk een bijstelling nodig is van volumes in de buurlanden. Ook dat wordt op dit moment in beeld gebracht, in het reguliere proces in aanloop naar de raming van 31 januari.
- Starten in februari is echter te laat voor de besluitvorming voor de tijdelijke maatregel. Je kunt aangeven dat partijen nu al hebben aangegeven moeite te hebben met de planning.
- Vandaar dat EZK toch al in januari proces in gang zet. Bij de vraag aan TNO en SodM zal EZK duidelijk aangeven welke aannames er zijn voor de scenario's.
- Je kunt 10.2.e vragen om een toelichting te geven op de huidige planning.
- Je kunt aangeven dat EZK alle partijen maximaal probeert te faciliteren. Uitstel aan de achterkant is niet mogelijk. Het is goed om te markeren dat alle partijen aan de voorkant informatie zsm delen, desnoods in concept, om zo aan de voorkant tijd te winnen. Bij de uitvoering van de SDRA 2021 hebben partijen informatie in concept met elkaar gedeeld. Dat is goed gegaan. Wat ons betreft houden we deze spirit vast.
- Wij zien dat inderdaad twee analyse met waarschijnlijk vergelijkbare scenario's op korte termijn volgen. Aan de ene kant onwenselijk onduidelijkheid te creëren. Aan de andere kant oppassen dat proces dat we met elkaar volgen voor verbeteringen in SDRA-modellen niet onopgevolgd blijft. Hoe staan de andere partijen hierin? EZK zal in volgend overleg in januari aangeven welke verdere berekeningen in het kader van de SDRA 2022 worden verlangd.

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e
E 10.2.e [@minezk.nl](mailto:minezk.nl)

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: tijdelijke maatregel en Duitsland
Date: dinsdag 14 december 2021 10:16:59
Attachments: [Task Force Terms of Reference.docx](#)

Hoi,

Dat is een heldere lijn. Ik kan wel even afstemmen met 10.2.e om wat meer achtergrond te hebben bij de afspraken die gemaakt zijn i.h.k.v. de taskforce en meer algemene Europese afspraken. Misschien is het makkelijkst om gewoon even een call te hebben met 10.2.e en WJZ tegelijk erbij. Hebben jullie tijd om daarbij aan te sluiten of zal ik dat alleen oppakken en later terugkoppelen?

In de bijlage in ieder geval de terms of reference.

Verder kan ik ook een opzet maken voor een mail voor 10.2.e Dan kunnen jullie mailen.

@ 10.2.e heb jij behoefte om een keer bij te praten voor meer achtergrond? Ik wil binnenkort een kick off organiseren met een mini-teampje tijdelijke maatregel. Dan kunnen we elkaar op een reguliere basis bijpraten. Als er nu al incidenteel overleg handig is vooruitlopend op de teamoverleggen, laat het weten.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 20:45

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl

Onderwerp: tijdelijke maatregel en Duitsland

Hoi,

Zonet 10.2.e kort gesproken over zijn gesprek met 10.2.e

- Inhoudelijk:
 - 10.2.e wil graag morgen/overmorgen een mail om aan zijn counterpart te sturen. Daarin vooral een verzoek om er alles aan te doen hogere afname te voorkomen.
 - Daarnaast: een analyse onderschreven door WJZ van de afspraken met handelingsperspectief: wat kunnen we afdwingen. Die zou er dan einde week moeten zijn.
 - 10.2.e lijn: beschermde afnemers/huishoudens kunnen niet in de kou, maar industrie, bergingen, daar moeten we ons hard opstellen.
- Proces:
 - 10.2.e lijkt er het meest voor te voelen om eerder afgesproken planning door te zetten zodat er niet nog meer druk op komt te staan. Dus liever een zorgvuldiger proces met een aantal aannames dat een overhaast proces omdat het langer duurt exacte cijfers te krijgen.

Morgen maar even verder afstemmen wie wat kan oppakken.

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e

E^{10.2.e} [@minezk.nl](mailto:minezk.nl)

Task Force L-Gas Market Conversion Monitoring – Terms of Reference

Rationale

- Since 2012 Belgium, France, Germany and the Netherlands (together: the low-calorific gas region) are working together on the phasing out of low-calorific gas and more in particular Groningen gas from their gas systems. At first instance this was motivated by the forthcoming natural decline of the Groningen field. The urge to phase out Groningen gas was later intensified because of the increasing number of earthquakes in the Groningen field and the threat they impose for the safety and well-being of the inhabitants in the Groningen area.
- Belgium, France and Germany have developed and are implementing concrete plans to have their consumers of low-calorific gas converted to other sources of energy, most notably high-calorific gas, by 2030. In the meantime in the Netherlands a new nitrogen facility is being built to convert high-calorific gas into low-calorific gas (operational Q1 – 2022) and a law is under preparation to oblige the nine largest industrial consumers of low-calorific gas to switch to other sources of energy.
- On the 15th of November 2017 the Dutch Council of State concluded that it may be necessary to decide on a lower level of production than the level needed to provide for security of supply in the L-gas region if this would be necessary to enhance the safety and well-being of the inhabitants of the Groningen area.
- In March 2018 the Dutch Cabinet decided that the gas production from the Groningen field is to be discontinued as soon as possible, but no later than 2030, as this would be the best way of ensuring safety, and the perception of safety, in the Groningen area. It was decided that the allowed level of production from the Groningen field will be limited to what is strictly necessary to provide security of supply within the low-calorific gas region. The allowed level of production will be decided on a yearly basis by the Dutch Minister of Economic Affairs and Climate Policy (the Minister).
- On the 3rd of July 2019 the Dutch Council of State annulled the Minister's decision on the allowed Groningen production in the gas year 2018-19. The Council of State concluded that it was not sufficiently motivated why the demand for Groningen gas could not be reduced faster than foreseen. The Council of State not only referred to Dutch demand but also to exports. According to the Council of State it was not sufficiently clear what the Minister meant with his statement that he is in dialogue with neighbouring countries to reduce their demand and what actions he undertakes to accelerate the reduction of exports of Groningen gas.
- Following the judgement of the Council of State the Dutch Parliament adopted a resolution which requires the Minister to report twice a year on the progress of reductions of the demand of Groningen gas and their (foreseen) impact. In this report explicit attention has to be given to measures within and with regard to neighbouring countries. Moreover, the claimed reductions should be substantiated with concrete data and options should be investigated to accelerate the conversion.
- In order to fulfil the requirement of reporting twice a year on the progress of reductions of the demand of Groningen gas and therefore to comply with the judgement of the Council of State, the Netherlands proposed to establish a Task Force on L-Gas Market Conversion Monitoring within the framework of the Pentilateral Gas Platform. The authorities of Belgium, France and Germany concurred with this proposal.

Aim

The Task Force has the following aims:

- to monitor the progress of the conversion of the gas markets in Belgium, France, Germany and the Netherlands;
- to monitor the developments with regard to the L-gas production in Germany and the Netherlands;
- to collect, share and analyse data on the achieved reductions;
- to collect, share and analyse data needed by the Minister to decide on the allowed Groningen production;
- to exchange best practices;

- to share options to accelerate the conversion, without prejudice to national conversion actors and national end users;
- to monitor the overall security of supply developments within the low-calorific gas region.

If and when necessary the Task Force may consider the impact of its activities on the risk assessment and the regional chapters for the Preventive Action and Emergency Plans which have been prepared with the framework of the low-calorific gas risk group set up under EU-regulation 2017/1938 concerning measures to safeguard the security of gas supply.

Reporting

As from September 2019 the Task Force will report twice per year, in April and October, to the responsible directors-general/directors from Belgium, France, Germany and the Netherlands who will discuss the findings and may conclude on subsequent actions.

The Netherlands will use these reports to inform the Dutch Parliament about the measures to reduce the demand for Groningen gas and their (foreseen) impact. The report and the data incorporated in the report will be publicly communicated after approval of the Director-Generals of the participating ministries.

The official language of reporting will be English.

Composition

The Task Force will be composed of representatives from the following organisations:

- Belgium:
 - FPS Economy
 - Commission for Electricity and Gas Regulation
 - Fluxys Belgium
- France:
 - Ministry for the Ecological and Inclusive Transition
 - Energy Regulatory Commission
 - GRTgaz
- Germany
 - Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
 - Bundesnetzagentur
 - Gasunie Deutschland
 - GTG Nord
 - Nowega
 - OGE
 - Thyssengas
- Netherlands
 - Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
 - Authority for Consumers and Markets
 - Gasunie Transport Services

The European Commission (DG Energy) will be invited as an observer.

The European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) and the International Energy Agency (IEA) may assist the Task Force in collecting and analysing the data.

Meetings

As from September 2019 the Task Force will meet four times per year and more frequent if needed. Meetings will be prepared and organised by the Netherlands with support from the Benelux Secretariat. The Netherlands will chair the meetings which will in principle be held in Brussels (Belgium). The official language during the meetings will be English.

Data

At least the following data will be collected and analyzed within the framework of the Task Force:

- Estimated low-calorific gas demand per gas year for the forthcoming 10 gas years for a warm, average and cold year – in TWh. If possible with a breakdown between protected and non-protected customers, in accordance with EU-regulation 2017/1938.
- Estimated peak capacity per gas year for the forthcoming 10 gas years per low-calorific gas cluster/interconnection point (Oude Statenzijl/Bunde, Winterswijk-Zevenaar, Tegelen, Hilvarenbeek/Poppel, Blarégnies/Taisnières) – in GWh/d.
- Realized volume reductions in relation to planned volume reductions (gas year 2017/18 up till now) – in TWh.
- Nitrogen facilities: availability (capacity) and usage rate.
- L-gas storages: availability (working volume; send-out capacity) and usage rate – in TWh.

Duration

The Task Force will end its activities and present its last report at the end of September 2022, five months after the new Dutch nitrogen facility has come into operation (in May 2022), unless the aforementioned directors-general/directors from Belgium, France, Germany and the Netherlands decide to continue the activities of the Task Force.

10.2.e

On behalf of the Energy Administration/
FPS Economy
Belgium

10.2.e

Ministry for the Ecological and Inclusive Transition
France

10.2.e

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
Germany

10.2.e

Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
The Netherlands

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: mail van 10.2.e naar 10.2.e graag zsm reactie
Date: woensdag 15 december 2021 13:32:51
Attachments: [Email DUI 151221.docx](#)

Zie attacch. Ik bel je.

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: woensdag 15 december 2021 12:04
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: mail van 10.2.e naar 10.2.e graag zsm reactie

Hoi 10.2.e en 10.2.e

10.2.e wil vandaag een mail aan 10.2.e sturen. Wat vinden jullie van onderstaande mail?

Groeten
10.2.e

--

Aan: 10.2.e 10.2.e @bmwi.bund.de)
CC: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl

Subject: demand for Dutch L-gas in the current gas year

Dear 10.2.e

As a follow-up on our meeting on the 1st of December GTS and the German transport system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted in an upwards direction for the current and coming gas years.

This is a very unpleasant surprise for us. Especially because of the need to lower the production from the Groningen field to lower the risk of severe earthquakes here in the Netherlands. As you can understand any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially when it would have commercial reasons.

I've asked GTS to map out the consequences of the German adjustments. I want to propose to stay in contact and discuss the necessity and urgency of the adjustment. I would also like to know what can be done to avoid an increase in the Groningen production. Additional Groningen production should be our last resort and should only be done when there is a severe risk for the security of supply for households.

Let us stay in touch for the coming days towards Christmas. I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,
10.2.e

Dear 10.2.e

As a follow-up to our meeting on the 1st of December, GTS and the German transport system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially when it would have commercial reasons. What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year will make it necessary to revise the production decision which was taken in September. This is something that is a very sensitive issue for my Minister, also in his relation with our Parliament. This also in the light of the already required revision to allow for additional production because of the delay in the delivery date of the new nitrogen facility. The new German figures imply that my Minister will have to report two setbacks instead of one.

I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible. I propose to stay in contact and discuss the necessity and urgency of the adjustment. I would also like to know if there are any measures that can be taken (in Germany) to avoid an increase in the Groningen production. Additional Groningen production should be our last resort and should only be done when there is a severe risk for the security of supply for households. So, let us stay in touch for the coming days towards Christmas. I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: german gas production
Date: woensdag 15 december 2021 16:37:17
Attachments: [image003.png](#)

Die lagere productie is één kant van het verhaal. Vraag neemt ook toe doordat de effecten van meer energie-efficiëntie tegenvallen. Een effect dat wij vorige jaar in onze eigen ramingen hadden. Neem niet weg dat we wel kunnen vragen hoe hard (of zacht) die tegenvallers werkelijk zijn.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 15 december 2021 14:44
Aan: 10.2.e 10.2.e @minerk.nl; 10.2.e) <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minerk.nl; 10.2.e) 10.2.e @minerk.nl
Onderwerp: FW: german gas production

Zie hier. Reactie van 10.2.e op bila van 10.2.e gister. 'guestimate': geinig.

Groet,
 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 15 december 2021 13:34
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minerk.nl
Onderwerp: FW: german gas production

Tkn 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e @shell.com
Verzonden: woensdag 15 december 2021 12:23
Aan: 10.2.e)
Onderwerp: FW: german gas production

Fyi; en laat me weten als ik meer moet uitzoeken

10.2.e

NAM *Source of Energy*

From: 10.2.e <10.2.e@shell.com>
Sent: woensdag 15 december 2021 10:03
To: 10.2.e <10.2.e@shell.com>
Subject: RE: german gas production

10.2.e

short answer:

Producers have reduced their forecast compared to last year. Since the producers have to do this only anonymously via the BVEG, I am always a little bit sceptical how reliable the information is. In the latest document of the FNB group, the so called scenariorahmen, indeed it is being mentioned that the reduction will cause local issues. However, I am surprised that this would really trigger such request unless in parallel a delay in conversion of L-gas areas to H-Gas is happening what is not mentioned. I will try to reach out to contacts close to

the FNB group but so far I was not successful. Below you find an overview of the situation based on the network development plan from end of last year.

background

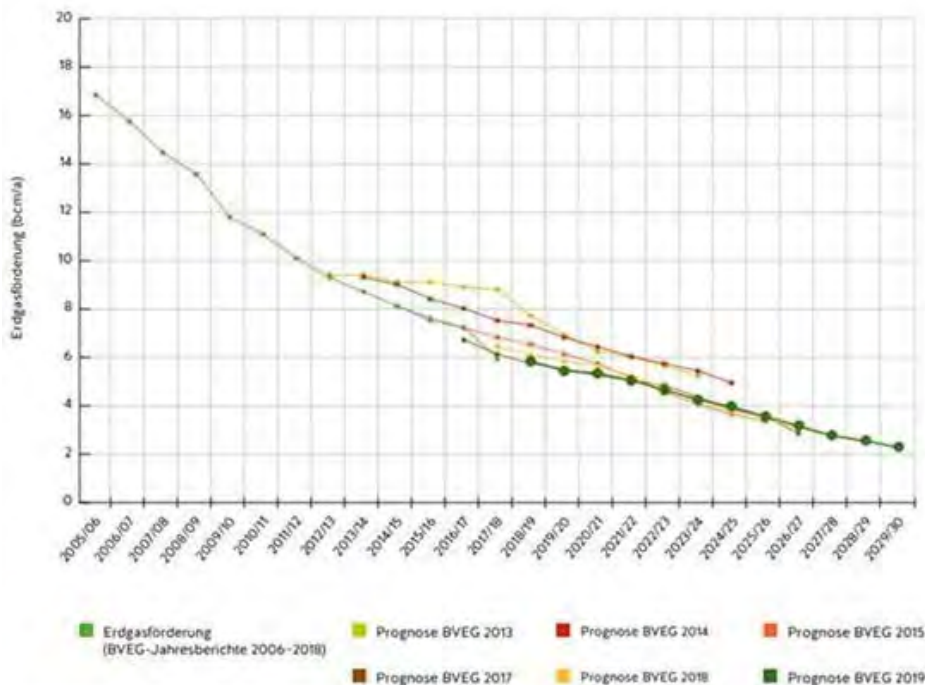
Annually the producers deliver a forecast to the FNB group (the 15 private high pressure grid operators in Germany, equivalent to Gasunie in the Netherlands) via the upstream association (BVEG equivalent to Nogepe). These are - although not having any gas production or import contracts - responsible for security of supply, assuming that security of supply is only a question of infrastructure in a perfectly working liquid market. German indigenous gas production is only important for the L-Gas balance. Although since introduction of THE only one market area exists, physically in the background L and H gas differentiation is important for the next 9 years. With the announcement of NL in 2016(?) to reduce the export to Germany linear until 2029 to zero, a large quality conversion of end customers (roughly 5 million delivery points) has started of which lately we hear almost nothing in the press anymore, i.e. all what I know is that it runs smoothly.

The producers have reduced their forecast in 2021 (not yet on the slide) and in 2021 we have differentiated more detailed for the delivery points in the network what might have an impact as well. However, the reason for this is more driven by the question whether there will still be an L-Gas island for evacuation of the German production or whether we need to blend our remaining production into the H-Gas system (I assume the latter one).

Already today the German upstream is only a small share both in capacity and volume of the German L-Gas balance and a reduction of indigenous production by e.g. 10% should not have an impact. My guesstimate is that there might be other concerns due to low storage levels which are only driven by market forces. On this topic I had already some 8 years ago an interesting discussion with the responsible department lead of the BMWi. Unfortunately Shell did not want me to continue my participation in the working group of the BVEG in which these discussions were conducted.

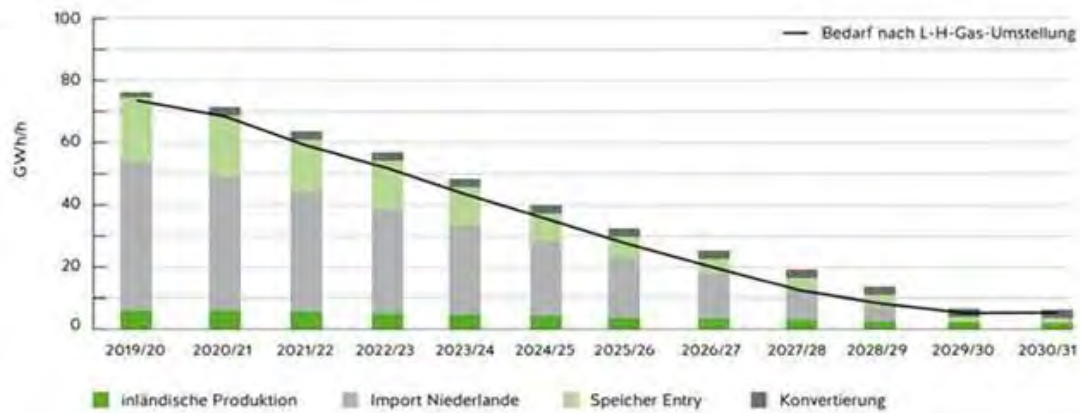
The graphs are from last year's network development plan. ([fnb_gas_nep_gas_2020_de.pdf \(fnb-gas.de\)](#)).

Abbildung 26: Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems



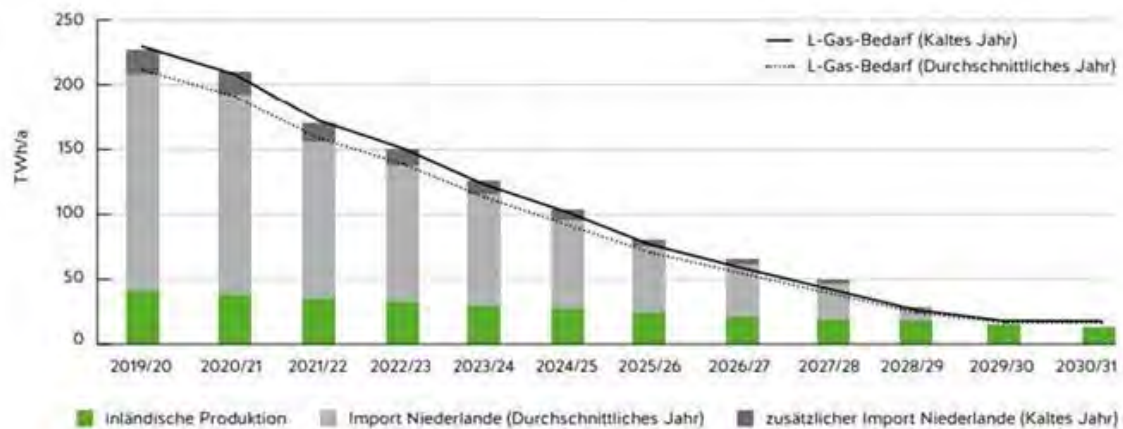
Quelle: Fernleitungsnetzbesitzer

Abbildung 25: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 27: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

From: 10.2.e <10.2.e@shell.com>
Sent: 15 December 2021 08:27
To: 10.2.e 10.2.e@shell.com
Subject: german gas production

10.2.e

I understand through the Ministry that Germany might ask for more Groningen gas next year (1 BCM). This would in any other context be good news, but as we want to close the field is now perceived as bad news. We try to understand where this request came from. 1 speculation is that the domestic gas production in Germany is shut in/declining faster than anticipated and historic performance.

Is there any way you could check whether German domestic gas production is closing in faster than before?

Rgds

10.2.e

NAM *Source of Energy*

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren
Date: woensdag 15 december 2021 20:21:56

Dankjewel 10.2.e Overigens begrepen 10.2.e en ik vandaag van 10.2.e dat zijn Duitse collega weg gaat. We hebben geen idee of dat dat 10.2.e is, maar ik denk het wel. Haalt niet weg dat we natuurlijk nog steeds kunnen mailen. Ik heb 10.2.e geappt maar nog geen reactie. Ik laat het jullie weten als ik iets van 10.2.e hoor.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 15 december 2021 20:09
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: Fwd: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

10.2.e

Ik pas morgen de mail aan want dit (L-gas) kunnen we niet negeren. Kan jij je op Grijskerk concentreren.

Groeten,

10.2.e

Begin doorgestuurd bericht:

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Datum: 15 december 2021 om 19:55:05 CET
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Kopie: "10.2.e <10.2.e@minezk.nl>, 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>, 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>, 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>, 10.2.e <w.r.j.l.vanthof@minezk.nl>"
Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e

Het betreft laagcalorische aardgas en het zit op ongeveer vier kilometer diepte in de Slochteren zandsteenformatie, die in het gebied een dikte heeft van twintig tot veertig meter. Als je meer inhoudelijk informatie wilt kun je het winningsplan erbij pakken makkelijkste weg is via <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/gaswinning/gaswinning-n05>

Gr 10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Verzonden: woensdag 15 december 2021 18:32

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Re: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e

ik neem aan dat de voorbereiding door 10.2.e is gedaan. De kwaliteit van het gas staat in het winningsplan. Zoek ik zo op zit nu aan tafel . Nb winningsplan staat online dus al t niet wachten kan.....

Gr 10.2.e

Verstuurd vanaf mijn iPhone

Op 15 dec. 2021 om 18:11 heeft 10.2.e
10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi 10.2.e 10.2.e of 10.2.e

Weet een van jullie wie bij W&O 10.2.e heeft voorbereid op haar gesprek met Nedersaksen over het N05-veld? Ik ben benieuwd of dit over een veld met H-gas of L-gas gaat naar aanleiding van onderstaande mailwisseling.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 12:02

Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Dag 10.2.e

Zoals net gemeld heb ik hier 10.2.e even over gebeld. En mail van 10.2.e integraal doorgestuurd. Zie hieronder de mailwisseling met 10.2.e en 10.2.e We bespreken het vanmiddag.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:18

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Het lijkt me verstandig als ik een met GTS afgestemde concept mail aan 10.2.e kan sturen, met daarin referentie aan zijn aankondiging in ons eerdere telefonische contact, verslag van ons overleg met Nedersaksen, en de boodschap dat wij vooralsnog geen mogelijkheden zien om de daling in de winning in de Duitse velden te compenseren met extra winning uit het G-veld. Dat wij – ingeval DU overweegt te komen met een formeel verzoek – om extra winning-precies moeten weten waarom en hoe lang er minder wordt gewonnen in DU, welke maatregelen (tot en met afschakelen) DU zelf onderneemt om leveringszekerheid te garanderen etc. Plus voorstel tot gezamenlijk overleg, zowel bilateraal, als trilateraal met NS.

Eens? Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e)

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:37

Aan: 10.2.e)

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Eens dat we het hard moeten spelen. De bespreking die 10.2.e en 10.2.e vrijdag hadden over het N05-veld met de Duitse collega's leverde niet veel op. Men geeft aan dat het politieke speelveld is veranderd en dat men afwacht wat de uitwerking van het nieuwe Regeerakkoord gaat opleveren. Op vragen hoe men aankijkt tegen argumenten dat winning dicht bij huis beter is voor het klimaat en dat er voorlopig nog gas nodig is (ook vermeld in het Duitse RA) werd niet echt ingegaan. Het was verder een vriendelijk gesprek, maar zonder enige beweging. 10.2.a

In dat N05 veld zit maximaal 60 bcm, wat dan overigens verdeeld moet worden tussen Nederland en Duitsland. Als de vergunningen afgegeven zijn duurt het wel nog meer dan een jaar voordat er gewonnen kan worden. Dus het is hoe dan ook geen oplossing voor het huidige tekort.

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:26

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; Pijs, drs.

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Re: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

ik denk dat wij dit hard moeten spelen. ik zie geen noodzaak meer te winnen in G als Du zelf de winning omlaag schroeft. ieder zijn eigen probleem. Waarom moeten wij om een formele melding vragen? moet Du dat niet eigener beweging dsoen?

hebben wij een actueel beeld bij Bel en Fra...?

Ik zal mezk zodadelijk melden dat dit speelt.

Op 13 dec. 2021 om 09:02 heeft 10.2.e
10.2.e10.2.e @minezk.nl> het volgende
geschreven:

Dag 10.2.e

Het ziet er aan alle kanten uit dat het een spannend laatste jaar wordt mbt gaswinning. Zie hieronder de mail van 10.2.e je inschatting was correct: er is een extra inspanning nodig voor Duitsland van wel 1 bcm. Fors ten opzichte van wat we verwachten. Om hierop te kunnen anticiperen hebben we binnen twee weken een formele melding nodig. Tegelijkertijd spelen hier principiële/politieke discussies op de achtergrond mee. Waarom zouden wij meer moeten winnen als Duitsland dat niet wil doen? De vraag is hoe hoog we dit op willen laten spelen.

In ieder geval: we kunnen pas beginnen als we een formele melding hebben. Omdat we haast hebben zou ik willen voorstellen dat jij deze formele melding uitvraagt. Eens?

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e)
<10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: vrijdag 10 december 2021 17:55
Aan: 10.2.e
<10.2.e s@minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; Hof,
10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-
gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Wij hebben vanmiddag met GTS overleg gehad over het gesprek dat zij met hun Duitse counterparts gehad hebben. Daarin is gebleken dat de Duitse volumevraag naar Nederlands L-gas hoger ingeschat wordt dan tot nu toe geraamd. Dit geldt voor het huidige gasjaar en komende gasjaren. Het gaat om ongeveer 1 bcm extra in het huidige gasjaar en 0,6 tot 0,8 bcm in komende vijf jaren. Voor het huidige gasjaar vertaalt dit zich direct door in een even groot hoger benodigd

Groningenvolume. We hebben namelijk te maken met een open netwerk en de stikstofcapaciteit wordt al maximaal ingezet. Als Duitsland dus werkelijk verwacht dat 1 bcm extra nodig is, dan zal dat meegenomen moeten worden in de tijdelijke maatregel die we momenteel voorbereiden naar aanleiding van de vertraging van Zuidbroek.

Wij hebben begrepen dat er twee oorzaken zijn voor de bijstelling:

- De Duitse productie van L-gas is lager dan verwacht (opvallend is overigens dat de Duitse TSO's aangaven dat dit al in mei/juni is opgegeven door producenten).
- De Duitse vraag is hoger dan verwacht omdat de energiebesparing lager uitvalt dan beoogd. Dit blijkt uit een analyse die vergelijkbaar is met onze KEV van PBL.

Wij hebben met GTS afgesproken dat wij intern afstemmen wat de vervolgacties zijn.

- De bijstelling voor komende gasjaren kunnen in ieder geval via de Taskforce Monitoring L-gas market meegenomen worden en vervolgens landen in de raming van GTS. Dat is het reguliere proces.
- Het is voor het eerst dat er een verhoging binnen het lopende gasjaar speelt en daarvoor ligt geen proces vast. Mogelijk is dit ook een politieke afweging. Met GTS hebben we net besproken dat het logisch zou zijn om Duitsland te vragen om schriftelijk een formele melding te doen en daarbij ook te onderbouwen welk risico gelopen wordt voor de leveringszekerheid. De melding kan via de Taskforce lopen of via de ministeries.

Op het moment dat een formele melding binnen is kan de besluitvorming meegenomen worden in het proces rond de tijdelijke maatregel. NB, zo'n melding moet er dus op korte termijn liggen, liefst volgende week nog.

Een aantal aspecten is nog relevant voor het proces:

- Afgelopen dinsdag hebben we een planning afgesproken met GTS, GasTerra en NAM voor de tijdelijke maatregel (overleg met **10.2.e** **10.2.e** **10.2.e** en **10.2.e**). Afgelopen woensdag hebben we die besproken met TNO en SodM, aanstaande dinsdag wordt die afgetikt in overleg met o.a. **10.2.e** en **10.2.e** . Mogelijk moet de planning weer op de schop. Duitsland heeft namelijk nog geen definitieve cijfers gegeven. We zitten met een duivels dilemma:
 - Als we aan de planning voor de TM vasthouden. dan zitten we met cijfers die niet up-to-date zijn.

- Als we wachten tot de jaarlijkse raming met definitieve cijfers (31 januari) dan is er onvoldoende tijd voor een zorgvuldige risicoanalyse + advies SodM.
- Een alternatief kan zijn om een middenweg te kiezen: we kunnen GTS vragen om 1 raming op te leveren voor zowel het huidige als komende gasjaar en die twee weken eerder op te leveren dan 31 januari. Dat alternatief moeten we wel nog met de relevante partijen afstemmen – vraag is bijvoorbeeld of dat lukt aan de kant van GTS.

- 10.2a

[Redacted text block]

10.2.e is nog niet van bovenstaande op de hoogte. Onze Duitse collega's hebben op 2 december een overleg gehad met 10.2.e waarin zij dit gemeld hebben. 10.2.e heeft jullie naar aanleiding daarvan gemaaild met vragen over Zuidbroek. 10.2.e heeft daarop richting 10.2.e aangegeven dat het om een bijstelling van de vraag uit Duitsland ging en niet om het effect van de vertraging van Zuidbroek, maar meer dan dat was op dat moment nog niet bij ons bekend. Zie bijlage.

Kunnen jullie richting geven hoe wij dit verder moeten oppakken en met wie (welk niveau) we moeten afstemmen? Kunnen we maandag hierover afstemmen?

Groeten,
Ook namens 10.2.e en 10.2.e
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: mail van 10.2.e naar 10.2.e
Date: donderdag 16 december 2021 09:28:53

Ja, dat is inderdaad wel netjes.

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 09:29
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: mail van 10.2.e naar 10.2.e

Ga eerst langs W&O op verzoek van 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 09:26
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: mail van 10.2.e naar 10.2.e

Hoi 10.2.e

Stuur jij het naar 10.2.e Kun je aangeven dat hij binnenkort ook een factsheet krijgt die wij momenteel afstemmen met WJZ. Op basis daarvan kunnen we de vervolgstappen bepalen.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 09:20
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Re: mail van 10.2.e naar 10.2.e

Dag 10.2.e

Goede suggestie. Als WnO het eens is zou ik het zeker toevoegen.

Groet,
10.2.e

10.2.e

Ministerie van Economische Zaken
[Postbus 20401, 2500 EK Den Haag](#)
 tel: +31 € 10.2.e
 email: 10.2.e @minezk.nl

Op 16 dec. 2021 om 09:13 heeft 10.2.e
<10.2.e@minezk.nl> het volgende geschreven:

10.2.e

Op basis van informatie die we van W&O hebben gekregen heb ik de email van 10.2.e aan zijn Duitse collega aangepast, zie de gemarkeerde passages. Is dit akkoord en kan het aan 10.2.e worden voorgelegd?

Groeten,

10.2.e

Dear 10.2.e

As a follow-up to our meeting on the 1st of December, GTS and the German transport system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially when it would have commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September. This is something that is a very sensitive issue, also in his relation with our Parliament.

What does not help is that we have strong signals that not all opportunities to expand the German L-gas production are taken into consideration. 10.2a

Nevertheless, I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible. I propose to stay in contact and discuss the necessity and urgency of the adjustment, just as well as the issue of the L-gas field in Lower Saxony. Additional Groningen production should be our last resort and should only be done when there is a severe risk for the security of supply and when there is absolutely no other option to avoid this.

So, let us stay in touch for the coming days towards Christmas. I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e@minezk.nl>

Verzonden: woensdag 15 december 2021 13:57

Aan: 10.2.e) 10.2.e@minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: mail van 10.2.e naar 10.2.e

Hoi 10.2.e

10.2.e wil vandaag een mail aan 10.2.e sturen. Ben je akkoord met onderstaande mail?

Wij gaan nog niet in op het overleg met Nedersaksen, omdat daar nog een aantal uitzoekpunten voor open staan. Als het om een H-gasveld gaat, kan het niet bijdragen aan oplossing voor de L-gas markt (de stikstofcapaciteit is namelijk al maximaal ingezet). Daarnaast is het maar de vraag of het een oplossing kan bieden in het huidige gasjaar.

Verder laten we de vervolgstap open. Momenteel werken we samen met WJZ aan een factsheet over het handelingsperspectief. Die hopen we eind deze week af te hebben. Op basis daarvan kunnen we de vervolgstappen bespreken.

Groeten

10.2.e

--

Aan: 10.2.e (10.2.e @bmwi.bund.de)

CC: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

Subject: demand for Dutch L-gas in the current gas year

Dear 10.2.e

As a follow-up to our meeting on the 1st of December, GTS and the German transport system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially when it would have commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September. This is something that is a very sensitive issue, also in his relation with our Parliament.

I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible. I propose to stay in contact and discuss the necessity and urgency of the adjustment. I would also like to know if there are any measures that can be taken in Germany to avoid an increase in the Groningen production. Additional Groningen production should be our last resort and should only be done when there is a severe risk for the security of supply.

So, let us stay in touch for the coming days towards Christmas. I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

[Redacted signature]

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L
Date: donderdag 16 december 2021 10:17:43
Attachments: [Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L.docx](#)

Hoi 10.2.e

Mooie factsheet. Hierbij mijn suggesties en aanvullingen.

Laat maar weten als je nog ergens hulp bij nodig hebt.

Groet, 10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Email van 10.2.e aan Duitse DG
Date: donderdag 16 december 2021 10:23:15

Hallo 10.2.e

Dat zal ik doen en het dan voorleggen aan 10.2.e Dank voor je reactie.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 10:01
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e@minezk.nl>
CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Email van 10.2.e aan Duitse DG

Beste 10.2.e e.a.

10.2.a

Gr 10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 09:28
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Email van 10.2.e aan Duitse DG

Hallo 10.2.e

Zoals bekend wil 10.2.e een email sturen aan zijn Duitse collega 10.2.e over het verzoek uit Duitsland om meer L-gas uit Nederland te ontvangen dan was geraamd voor dit jaar en de komende jaren. In deze mail willen we ook refereren aan jouw discussie met Neder-Saksen over het in exploratie nemen van het veld N05, zie daartoe onderstaande, gemarkeerde teksten. Kan jij je vinden in deze teksten?

Groeten,

10.2.e

Dear 10.2.e

As a follow-up to our meeting on the 1st of December, GTS and the German transport system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially when it would have commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September. This is something that is a very sensitive issue, also in his relation with our Parliament.

What does not help is that we have strong signals that not all opportunities to expand the German L-gas production are taken into consideration. 10.2a

Nevertheless, I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible. I propose to stay in contact and discuss the necessity and urgency of the adjustment, just as well as the issue of the L-gas field in Lower Saxony. Additional Groningen production should be our last resort and should only be done when there is a severe risk for the security of supply and when there is absolutely no other option to avoid this.

So, let us stay in touch for the coming days towards Christmas. I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e R@iea.org
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @gasunie.de;
 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com;
 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e
 10.2.e ; 10.2.e
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection
Date: donderdag 16 december 2021 18:22:00
Attachments: [L-gas Report checklist Germany.docx](#)
[IFA Data collection L-gas Winter Report 2022 Germany complete.xlsx](#)

Dear 10.2.e

please find attached the final input from the German TSOs. If you have any questions, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org <10.2.e @iea.org>
Gesendet: Montag, 13. Dezember 2021 15:50
An: 10.2.e 10.2.e@oge.net
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e r@gasunie.de;
 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>;
 10.2.e 10.2.e@iea.org; 10.2.e @minezk.nl
Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update. Much appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e 10.2.e@oge.net
Sent: Monday, December 13, 2021 15:46
To: 10.2.e <10.2.e @iea.org>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e
@bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e@nowega.de;
 10.2.e 10.2.e@iea.org;
 10.2.e @minezk.nl
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the first part (all the green tabs in the excel sheet attached) of the data collection template for the upcoming task force report.

We will send the completed excel file as well as the corresponding word document by the end of this week at the latest. We apologize for any inconvenience this may bring for the drafting process.

If you have any questions concerning the input already delivered, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@iea.org> <10.2.e@iea.org>
Gesendet: Donnerstag, 25. November 2021 08:36
An: 10.2.e <10.2.e@oge.net>
Cc: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@er.gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update.

Indeed, this will make our drafting window rather tight. Having the data at the earliest convenience, i.e. 13 Dec, would be greatly appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@oge.net>
Sent: Wednesday, November 24, 2021 16:01
To: 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Cc: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

thank you for mail and the data collection sheet. As already explained in the last task force meeting, the German L-Gas TSO will not be able to meet the accelerated data collection timeframe. However, we will be able to meet the timeframe of the past years, which means we would provide the full data set between Dec. 13 and Dec. 17 and potentially a partial delivery earlier. I apologize for not being able to deliver the data earlier and hope this still suits your planning.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@iea.org> 10.2.e <10.2.e@iea.org>

Gesendet: Montag, 8. November 2021 08:22

An: 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e <10.2.e@acm.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@oge.net>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@developpement-durable.gouv.fr>; 10.2.e <10.2.e@developpement-durable.gouv.fr>; 10.2.e <10.2.e@developpement-durable.gouv.fr>; 10.2.e <10.2.e@grtgaz.com>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@creg.be>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>; 10.2.e <10.2.e@entsog.eu>; 10.2.e <10.2.e@entsog.eu>; 10.2.e <10.2.e@ec.europa.eu>; 10.2.e <10.2.e@ec.europa.eu>

Cc: 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>

Betreff: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear All,

Hope you are well and safe.

Please find enclosed the data collection sheet and Conversion progress checklist for the L-gas Winter Report 2022.

Should be most grateful if the data and information could be provided by 29 November at the latest.

Please let me know if any questions/comments.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e [redacted]@iea.org
To: 10.2.e [redacted]
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de;
 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@thyssengas.com;
 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted]
Subject: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection
Date: donderdag 16 december 2021 18:24:51

Dear 10.2.e [redacted]

Many thanks for your kind message and the update. Much appreciated.

With best regards,

10.2.e [redacted]

From: 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@oge.net>
Sent: Thursday, December 16, 2021 18:22
To: 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@iea.org>
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]
 <10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@nowega.de>;
 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@iea.org>;
 10.2.e [redacted]@minezk.nl
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e [redacted]

please find attached the final input from the German TSOs. If you have any questions, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e [redacted]

Von: 10.2.e [redacted]@iea.org 10.2.e [redacted]@iea.org>
Gesendet: Montag, 13. Dezember 2021 15:50
An: 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@oge.net>
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de;
 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@nowega.de>;
 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@iea.org>; 10.2.e [redacted]@minezk.nl
Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e [redacted]

Many thanks for your kind message and the update. Much appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@oge.net>
Sent: Monday, December 13, 2021 15:46
To: 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;<10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @gtg-nord.de;>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e ian 10.2.e @nowega.de;>; 10.2.e @iea.org>; 10.2.e @minezk.nl

Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the first part (all the green tabs in the excel sheet attached) of the data collection template for the upcoming task force report.

We will send the completed excel file as well as the corresponding word document by the end of this week at the latest. We apologize for any inconvenience this may bring for the drafting process.

If you have any questions concerning the input already delivered, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org <10.2.e@iea.org>
Gesendet: Donnerstag, 25. November 2021 08:36
An: 10.2.e 10.2.e @oge.net>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @gtg-nord.de;>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e @nowega.de;>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>; 10.2.e @minezk.nl

Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update.

Indeed, this will make our drafting window rather tight. Having the data at the earliest convenience, i.e. 13 Dec, would be greatly appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@oge.net>

Sent: Wednesday, November 24, 2021 16:01

To: 10.2.e <10.2.e@iea.org>

Cc: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>

Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

thank you for mail and the data collection sheet. As already explained in the last task force meeting, the German L-Gas TSO will not be able to meet the accelerated data collection timeframe. However, we will be able to meet the timeframe of the past years, which means we would provide the full data set between Dec. 13 and Dec. 17 and potentially a partial delivery earlier. I apologize for not being able to deliver the data earlier and hope this still suits your planning.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@iea.org> 10.2.e <10.2.e@iea.org>

Gesendet: Montag, 8. November 2021 08:22

An: 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e <10.2.e@gastransport.nl>; 10.2.e <10.2.e@acm.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@bnetza.de>; 10.2.e <10.2.e@oge.net>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@gasunie.de>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@thyssengas.com>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@gtg-nord.de>; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@developpement-durable.gouv.fr>; 10.2.e <10.2.e@developpement-durable.gouv.fr>; 10.2.e <10.2.e@grtgaz.com>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@creg.be>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@fluxys.com>; 10.2.e <10.2.e@economie.fgov.be>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>; 10.2.e <10.2.e@entsog.eu>; 10.2.e <10.2.e@entsog.eu>; 10.2.e <10.2.e@ec.europa.eu>; 10.2.e <10.2.e@ec.europa.eu>

Cc: 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>

Betreff: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear All,

Hope you are well and safe.

Please find enclosed the data collection sheet and Conversion progress checklist for the L-gas Winter Report 2022.

Should be most grateful if the data and information could be provided by 29 November at the latest.

Please let me know if any questions/comments.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L
Date: donderdag 16 december 2021 20:23:51
Attachments: [Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L rev NS- WH evdm.docx](#)

Hoi collega's,

Spuit 11 meldt zich ook nog.

Ik heb nog wat aanvullingen gedaan in het document.

Deze sluiten aan bij hetgeen 10.2.e vanochtend al mailde.

Daarbij heb ik ook nog een vraag: volgens mij moeten we bekijken of de inzet van het Groningenveld als gevolg van deze situatie absoluut nodig is om dit jaar aan de vraag naar laagcalorisch gas te voldoen en daarnaast of daarbij ook een rol speelt dat we dat raadzaam vinden om voor volgend jaar een betere uitgangspositie te krijgen. En als dat laatste aan de hand is, wat voor een risico lopen we voor komend jaar als we dit jaar niet opplussen. Ik zou hier graag meer inzicht in willen krijgen om te zien of we recht doen aan het NMDN-principe dat het Groningenveld het sluitstuk zou moeten zijn.

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 13:49
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L

En hierbij mijn aanvullingen.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 16 december 2021 12:19
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L

Ha 10.2.e (en anderen),

In de bijlage vind je met tracks een aantal revisies (op enkele punten voorzien van toelichtende opmerking in marge).

Mijn opmerkingen en revisies zien in de eerste plaats op hetgeen de verordening leveringszekerheid van LS verlangd. De geest van die verordening verlangt juist van LS dat ze met elkaar samenwerken, voordat het zo ver komt dat ze op grond van de verordening om solidariteit moeten vragen. Wij kunnen dus wél zeggen dat er geen afspraken (bilateraal of Europees) zijn op grond waarvan er verplichting rust op NL om gehoor te geven aan dit verzoek, maar Dui kan zich wel beroepen op de geest van de verordening en het belang van samenwerking om erger te voorkomen.

In de tweede plaats zag ik in de notitie nog niet de notie terug dat we sinds de wet NMDN niet

zomaar de kraan verder open kunnen zetten in Groningen. Dat we op dit moment minder winnen dan wat SodM veilig acht ontslaat ons niet van de verplichting op grond van de wet NMDN om belangen te wegen (weging valt misschien alleen makkelijker uit in het voordeel van extra winnen). Doen we dat niet (goed), dan maakt de rechter gehakt van de tijdelijke maatregel, (kans op bezwaar en beroep lijkt mij aanzienlijk op dit dossier) en ook de kamer zal daar naar verwachting op aanslaan.

Dat we verplicht zijn de belangen te wegen alvorens we kunnen besluiten tot extra winning op grond van een tijdelijke maatregel helpt ons mogelijk wel weer in de politieke discussie met DUI. En ik zou dat argument dus ook in die context naar voren brengen.

De reactie van 10.2.e volgt nog, maar die zit vanochtend wat voller.

Groet

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw 10.2.e | 10.2.e @minezk.nl | +31 70 379 10.2.e

.....
T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....
Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 16 december 2021 10:18

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

CC: Schröder, mr. N.M. (Nynke) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Factsheet Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L

Hoi 10.2.e

Mooie factsheet. Hierbij mijn suggesties en aanvullingen.

Laat maar weten als je nog ergens hulp bij nodig hebt.

Groet, 10.2.e

MEMO - Bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L-gas

17 december 2021

Kernpunten en voorgestelde vervolgstappen

- Duitse Transmission System Operators (TSO's) hebben de prognose voor de Duitse vraag naar Nederlands L-gas naar boven bijgesteld. Het gaat om circa 1 bcm in het huidige gasjaar en iets minder in elk van de vijf jaren daarna.
- Nederland kan geen beperking opleggen aan het gas dat door Duitsland aan het Nederlandse systeem wordt onttrokken.
- Juridisch gezien zijn er geen afspraken waar een beroep op kan worden gedaan. Wel kan Nederland een politiek beroep doen. Daarbij kan gewezen worden op de Europese Verordening leveringszekerheid die lidstaten oproept om in een vroeg stadium samen te werken teneinde te voorkomen dat er een beroep moet worden gedaan op het zogenoemde solidariteitsmechanisme.
- Alhoewel er een mogelijkheid is om de bijgestelde Duitse vraag in te vullen met Groningengas door het nemen van een tijdelijke maatregel, ligt dit gevoelig. De gaswinning uit het Groningenveld moet dit jaar al opgehoogd worden, omdat de ingebruikname van Zuidbroek vertraagd is. Het nieuws uit Duitsland is de volgende tegenvaller voor een regio die al veel te verduren heeft gehad. Ook politiek ligt het gevoelig.
- Als er geen vervolgactie genomen wordt en de prognoses blijken uit te komen, is de consequentie dat Norg aan het einde van het gasjaar minder gevuld is. Daardoor lopen we in het volgende gasjaar (2022/2023) een risico voor de leveringszekerheid.
- Het moet in beeld gebracht worden hoe groot dat risico is. Het NMDN-principe, dat de inzet van het Groningenveld het sluitstuk is, betekent namelijk dat voor deze situatie zal moeten worden bezien of de inzet van het Groningenveld nu echt noodzakelijk is en of er niet andere keuzes kunnen worden gemaakt, bijvoorbeeld door een andere inzet/vulgraad van de gasopslagen.
- GTS brengt momenteel in kaart welke impact de bijgestelde vraag zou hebben indien extra winning wordt toegestaan en welk risico resulteert voor Nederland (en mogelijk ook voor de andere L-gas gebruikende landen) als er niets gedaan wordt. Op basis daarvan kan de minister in maart bij het nemen van de tijdelijke maatregel besluiten om wel of geen extra winning ten behoeve van de Duitse vraag naar L-gas toe te staan.
- Ons voorstel is om Duitsland er op te wijzen dat er op Nederland geen plicht rust om gehoor te geven aan dit verzoek en dat het voor Nederland, in het licht van de afbouw van gaswinning uit het Groningenveld in het belang van de veiligheidssituaties in Groningen, moeilijk is om gehoor te geven aan dit verzoek. Je kunt een beroep doen op Duitsland om de bijgestelde prognose binnenlands op te lossen en daarbij kosten noch moeite te sparen. Indien dat niet mogelijk is kun je Duitsland vragen om formeel een melding naar de minister van EZK te sturen met daarin een toelichting op de bijgestelde prognose en een duiding van de risico's voor leveringszekerheid in Duitsland.

Achtergrond

Aanleiding

- Op 9 december jl. is in een overleg tussen GTS en Duitse Transport System Operators (TSO's) gebleken dat de Duitse volumevraag naar Nederlands L-gas hoger ingeschat wordt dan tot nu toe geraamd.
- Het gaat om circa 0,7 tot 1,1 bcm extra in het huidige gasjaar dat loopt van 1 oktober 2021 tot en met 30 september 2022 en om circa 0,6 tot 0,8 bcm extra in elk van de vijf gasjaren daarna.

- De verwachting is dat de extra vraag in de komende jaren ingevuld kan worden met pseudo-Groningengas, omdat er in de komende jaren, met de ingebruikname van de nieuwe stikstofinstallatie in Zuidbroek, voldoende stikstofcapaciteit beschikbaar is.
- Voor het huidige gasjaar hebben we echter te maken met een situatie waarin de stikstofcapaciteit al maximaal wordt ingezet. Bovendien is de nieuwe installatie in Zuidbroek vertraagd. Extra afname uit Duitsland leidt daardoor direct tot een hoger benodigd Groningenvolume.

Oorzaak

- De bijstelling van de Duitse behoefte naar Nederlands L-gas blijkt uit een analyse die vergelijkbaar is met onze KEV van PBL; de NEP 2022.
- Wij hebben begrepen dat er drie oorzaken zijn voor de bijstelling.
- De Duitse prognose voor de productie van L-gas is naar beneden bijgesteld. Daarbij zijn er geen hypothetische projecten meer meegenomen. Dit omdat de prognose van de productie in de afgelopen jaren steeds hoger bleek te zijn geweest dan in werkelijkheid gerealiseerd. Duitse TSO's hebben tegen GTS gezegd dat de hoge gasprijzen geen oorzaak zijn voor de bijgestelde prognose. Oftewel, er ligt geen commerciële afweging achter.
- De Duitse vraag is hoger dan verwacht, omdat de energiebesparing bij huishoudens lager uitvalt dan beoogd.
- Daarnaast is extra volume (circa 0,4 bcm) nodig omdat de Duitse L-gasopslagen in de afgelopen periode met minder gas zijn gevuld dan normaal gesproken het geval is. Dit (mede) als gevolg van de zeer hoge gasprijzen.
- De verhoging van de vraag komt niet door een vertraging in de ombouw van L-gas naar H-gas. Deze ligt op schema en versnelt mogelijk tussen 2026 en 2029.
- Tot slot speelt mee dat er momenteel een discussie loopt met de Duitse deelstaat Nedersaksen over het in productie nemen van een gasveld op de Noordzee op de Nederlands-Duitse grens (veld N0-5). Dit veld bevat ca. 60 bcm aan L-gas, maar de overheid van Nedersaksen weigert vooralsnog de voor de exploratie benodigde vergunningen af te geven omdat dat op maatschappelijke bezwaren zou stuiten. Gevolg van deze Duitse opstelling is ook dat er geen exploratie aan de Nederlandse kant kan plaatsvinden.

Handelingsperspectief

- Samen met onze buurlanden België, Duitsland en Frankrijk hebben we een open netwerk voor zowel L-gas als H-gas. Dat betekent dat marktpartijen weliswaar dagelijks bij GTS moet aangeven hoeveel gas zij de volgende dag op welk punt aan het netwerk willen onttrekken (de nominatie) maar als zij meer onttrekken dan is dat niet tegen te houden en is dat pas achteraf vast te stellen (de allocatie). Er zijn dan ook geen (fysieke) mogelijkheden om de hoeveelheid L-gas die Duitsland aan het Nederlandse netwerk onttrekt te beperken. Met ander woorden, Nederland kan geen beperking opleggen ten aanzien van de hoeveelheid gas die door Duitsland aan het Nederlandse systeem wordt onttrokken.
- Er zijn wel afspraken gemaakt in het kader van de afbouw uit het Groningenveld. Daarbij is de intentie uitgesproken om de vraag naar L-gas tussen 2019 en 2029 jaarlijks met tien procentpunt te reduceren, zodat de buitenlandse vraag naar L-gas nul is in 2029. Dit is geoperationaliseerd door afspraken te maken over de ombouw van H-gas naar L-gas. De ombouw wordt gemonitord via de Task Force Monitoring L-gas Market waarin alle L-gas consumerende landen zijn vertegenwoordigd, en loopt zoals hierboven aangegeven op schema. De Kamer wordt regelmatig op de hoogte gehouden van de voortgang.

- Als Duitsland in het huidige gasjaar inderdaad 1 bcm extra L-gas gaat onttrekken aan het Nederlandse systeem, zoals nu recent geprognoseerd, dan ontstaat er een fysiek tekort van 1 bcm aan L-gas, iets dat raakt aan alle L-gas landen. De stikstofinstallaties worden namelijk al maximaal ingezet en op de Groningenproductie ligt een cap. Er kan dus niet zomaar meer L-gas ingevoerd worden in ons systeem. In de operationele strategie die in september is vastgesteld heeft NAM een prioriteitsvolgorde gekregen voor de inzet van middelen. Daaruit volgt dat het tekort van 1 bcm opgevangen moet worden door Norg minder te vullen.
- Kortom, als er geen vervolgactie genomen wordt, is de consequentie dat Norg aan het einde van het gasjaar minder gevuld is. Volgens de huidige raming zou je uitkomen op een vulgraad van 3 bcm. GTS heeft de afgelopen jaren een niveau van 4 bcm geadviseerd als minimum dat nodig is voor de leveringszekerheid en dat is ook het niveau waar GTS mee rekent in de ramingen. Per saldo is de consequentie dat als er niets gedaan wordt, we in het volgende gasjaar (2022/2023) een risico lopen voor de leveringszekerheid. Het moet in beeld gebracht worden hoe groot dat risico is.
- Juridisch gezien zijn er geen afspraken waar een beroep op kan worden gedaan:
 - Er zijn geen bilaterale/internationale afspraken waarop door Nederland een beroep kan worden gedaan om (extra) afname door Duitsland te voorkomen.
 - Er zijn evenmin bilaterale/internationale afspraken op grond waarvan Nederland verplicht is om gehoor te geven aan het verzoek van Duitsland. De Europese Verordening leveringszekerheid aardgas gaat uit van een systeem van solidariteit tussen lidstaten in geval een lidstaat te weinig gas heeft om te voorzien in de vraag van door solidariteit beschermde afnemers (vooral huishoudens) nadat hij alle maatregelen uit zijn noodplan heeft uitgeput. Die situatie speelt nu niet en gaat waarschijnlijk ook niet spelen.
 - De Europese Verordening leveringszekerheid roept lidstaten wel op om in een vroeg stadium samen te werken teneinde te voorkomen dat er een beroep moet worden gedaan op het solidariteitsmechanisme. Deze oproep brengt echter geen verplichtingen met zich.
- In dit stadium is het enige handelsperspectief het doen van een politiek beroep. Daarbij kan door Duitsland naar laatstgenoemde oproep aan lidstaten op basis van de Europese Verordening leveringszekerheid worden verwezen. Maar, zoals aangegeven, daar zijn geen verplichtingen aan verbonden.

Proces Tijdelijke Maatregel voor het huidige gasjaar

- In de Gaswet is vastgelegd dat GTS langdurige en substantiële afwijkingen van de inzet van de middelen en methoden of de vraag naar L-gas ten opzichte van de raming die ten grondslag ligt aan de operationele strategie voor het lopende gasjaar aan de Minister moet melden. De bijgestelde prognose van Duitsland voor het lopende gasjaar is een dergelijke afwijking van de vraag naar laagcalorisch gas. GTS zal deze afwijking begin januari 2022 formeel aan de Minister melden als hier bedoeld.
- De Mijnbouwwet voorziet erin dat de Minister op basis van de hiervoor bedoelde melding van GTS een tijdelijke maatregel aan NAM kan opleggen in aanvulling of afwijking van de operationele strategie.
- Dit betekent dat de Minister de mogelijkheid heeft om door middel van een tijdelijke maatregel de toegestane winning uit het Groningenveld te verhogen en om zo de toename van de vraag in Duitsland in het lopende gasjaar in te vullen met Groningengas.
- Het treffen van een tijdelijke maatregel op grond waarvan de winning kan worden verhoogd vergt wel een gedegen onderbouwing. Met de wet minimalisering gaswinning Groningenveld ('Niet Meer Dan Nodig') is immers, in het belang van de veiligheid van de omwonenden van het

Groningenveld, beoogd niet meer uit het Groningenveld te winnen dan noodzakelijk is in het belang van leveringszekerheid. Hierbij is het kernpunt dat de inzet van het Groningenveld echt het sluitstuk moet vormen, met andere woorden: er mag niet (meer) uit dat veld worden gewonnen wanneer er nog andere manieren zijn om te voorzien in de levering van geschikt gas aan eindverbruikers. Dit principe geldt nog altijd, ook al is de belangentegenstelling bij sommige stakeholders vanwege het feit dat de gaswinning al zover gezakt is minder groot.

- Dit betekent dat de Minister bij zijn besluit om een tijdelijke maatregel te treffen het veiligheidsbelang en het maatschappelijk belang dat verbonden is aan het niet kunnen voorzien van eindafnemers van de benodigde hoeveelheid L- gas moet afwegen. Evenals bij de vaststelling van de operationele strategie omvat het veiligheidsbelang daarbij:
 - de veiligheidsrisico's voor omwonenden als gevolg van bodembeweging veroorzaakt door de winning van gas uit het Groningenveld, en
 - de veiligheidsrisico's als gevolg van het niet kunnen voorzien van eindafnemers van de benodigde hoeveelheid laagcalorisch gas.
- Het NMDN-principe dat de inzet van het Groningenveld het sluitstuk is, betekent daarnaast dat voor deze situatie zal moeten worden gezien of de inzet van het Groningenveld nu echt noodzakelijk is en of er niet andere keuzes kunnen worden gemaakt, bijvoorbeeld door een andere inzet/vulgraad van de gasopslagen.
- Hoewel de minister op dit punt een discretionaire bevoegdheid heeft zal een rechter wel toetsen of de minister na afweging van alle betrokken belangen in redelijkheid het bestreden besluit kunnen nemen.
- In januari wordt ten gevolge van de vertraging in Zuidbroek een melding van GTS zoals hierboven beschreven verwacht en is een proces ingericht met betrokken partijen voor de besluitvorming van de minister over een eventuele tijdelijke maatregel. Het is wenselijk dat GTS de twee eventuele meldingen combineert.

Bijstelling komende gasjaren

- De bijstelling van de vraag voor de komende gasjaren kan worden meegenomen volgens het reguliere proces. In dat proces stelt de Taskforce Monitoring L-gas Market een rapport op met de meest recente cijfers.
- GTS neemt dat vervolgens mee in haar jaarlijkse raming die in januari 2022 opgeleverd wordt ten behoeve van het volgende gasjaar 2022/2023. Op basis daarvan neemt de minister voor 1 oktober een vaststellingsbesluit voor het volgende gasjaar.
- Op dit moment is de verwachting dat de omhoog bijgestelde vraag door de nieuwe stikstofinstallatie in Zuidbroek kan worden opgevangen.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
10.2.e
Subject: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: vrijdag 17 december 2021 11:39:25
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas.docx](#)

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelesen?

@ 10.2.e moet dit nog langs Dennis voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten

10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: vrijdag 17 december 2021 13:55:24
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas.docx](#)

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

T 070 379 10.2.e
 M 06 10.2.e
 10.2.e [@minezk.nl](mailto:10.2.e@minezk.nl)
www.rijksoverheid.nl/ezk
www.rijksoverheid.nl/lnv

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; Made,

10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelesen?

@ 10.2.e moet dit nog langs 10.2.e voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten

10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e
To: 10.2.e @iea.org
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @gasunie.de;
 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com;
 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e ; 10.2.e 10.2.e
 10.2.e
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection
Date: vrijdag 17 december 2021 14:00:41
Attachments: [IEA Data collection L-gas Winter Report 2022_Germany_complete_rev_2021-12-17.xlsx](#)
[L-gas Report checklist_Germany_rev_2021-12-17.docx](#)

Dear 10.2.e

concerning the data sent yesterday, we would like to make one minor correction: Due to a rounding error in the underlying Excel calculation, the expected L-Gas demand from the Netherlands for the year 2025/26 and 2026/27 had to be corrected by 0.2 TWh. For consistency reasons, we would kindly ask to process the data attached in the upcoming report.

Many thanks in advance!

Kind regards & happy holidays,

10.2.e

Von: 10.2.e

Gesendet: Donnerstag, 16. Dezember 2021 18:22

An: 10.2.e @iea.org

Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;

10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;

10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;

10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e

10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e @nowega.de>;

10.2.e 10.2.e @iea.org>; 10.2.e @minezk.nl

Betreff: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the final input from the German TSOs. If you have any questions, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org <10.2.e @iea.org>

Gesendet: Montag, 13. Dezember 2021 15:50

An: 10.2.e 10.2.e @oge.net>

Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;

10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;

10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;

10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>;
10.2.e 10.2.e @iea.org; 10.2.e @minezk.nl

Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update. Much appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e @oge.net>

Sent: Monday, December 13, 2021 15:46

To: 10.2.e 10.2.e @iea.org

Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e
10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e@nowega.de;
10.2.e <10.2.e @iea.org>;
10.2.e @minezk.nl

Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the first part (all the green tabs in the excel sheet attached) of the data collection template for the upcoming task force report.

We will send the completed excel file as well as the corresponding word document by the end of this week at the latest. We apologize for any inconvenience this may bring for the drafting process.

If you have any questions concerning the input already delivered, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org 10.2.e @iea.org

Gesendet: Donnerstag, 25. November 2021 08:36

An: 10.2.e <10.2.e @oge.net>

Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>;
10.2.e 10.2.e @iea.org; 10.2.e @minezk.nl

Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update.
Indeed, this will make our drafting window rather tight. Having the data at the earliest convenience, i.e. 13 Dec, would be greatly appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@oge.net>
Sent: Wednesday, November 24, 2021 16:01
To: 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e <10.2.e@nowega.de>; 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

thank you for mail and the data collection sheet. As already explained in the last task force meeting, the German L-Gas TSO will not be able to meet the accelerated data collection timeframe. However, we will be able to meet the timeframe of the past years, which means we would provide the full data set between Dec. 13 and Dec. 17 and potentially a partial delivery earlier. I apologize for not being able to deliver the data earlier and hope this still suits your planning.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org <10.2.e@iea.org>
Gesendet: Montag, 8. November 2021 08:22
An: 10.2.e <10.2.e@Benelux.int>; 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @gastransport.nl; 10.2.e @gastransport.nl; 10.2.e @acm.nl; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @oge.net; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e @nowega.de; 10.2.e @developpement-durable.gouv.fr; 10.2.e @developpement-durable.gouv.fr; 10.2.e @developpement-durable.gouv.fr; 10.2.e @grtgaz.com; 10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e @economie.fgov.be;

10.2.e [redacted] @creg.be; 10.2.e [redacted] @fluxys.com; 10.2.e [redacted] @fluxys.com;
10.2.e [redacted] @fluxys.com; 10.2.e [redacted] @economie.fgov.be; 10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted] @iea.org>; 10.2.e [redacted] @entsog.eu; 10.2.e [redacted] @entsog.eu;
10.2.e [redacted] @ec.europa.eu; 10.2.e [redacted] @ec.europa.eu
Cc: 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted] @Benelux.int>; 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted] @Benelux.int>

Betreff: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear All,

Hope you are well and safe.

Please find enclosed the data collection sheet and Conversion progress checklist for the L-gas Winter Report 2022.

Should be most grateful if the data and information could be provided by 29 November at the latest.

Please let me know if any questions/comments.

With best regards,

10.2.e [redacted]

From: 10.2.e [redacted]@iea.org
To: 10.2.e [redacted]
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de;
 10.2.e [redacted]@bnetza.de; Hena.Albrecht@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@thyssengas.com;
 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted]; 10.2.e [redacted]; 10.2.e [redacted]
Subject: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection
Date: vrijdag 17 december 2021 14:04:32

Dear 10.2.e [redacted]

Many thanks for your kind message and the updated. Much appreciated!

Wishing you happy holidays and a Happy New Year,

10.2.e [redacted]

From: 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@oge.net>
Sent: Friday, December 17, 2021 14:00
To: 10.2.e [redacted] <10.2.e [redacted]@iea.org>
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de>;
 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@nowega.de>; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@iea.org>; 10.2.e [redacted]@minezk.nl
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e [redacted]

concerning the data sent yesterday, we would like to make one minor correction: Due to a rounding error in the underlying Excel calculation, the expected L-Gas demand from the Netherlands for the year 2025/26 and 2026/27 had to be corrected by 0.2 TWh. For consistency reasons, we would kindly ask to process the data attached in the upcoming report.

Many thanks in advance!

Kind regards & happy holidays,

10.2.e [redacted]

Von: 10.2.e [redacted]
Gesendet: Donnerstag, 16. Dezember 2021 18:22
An: 10.2.e [redacted]@iea.org
Cc: 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de;
 10.2.e [redacted]@bmwi.bund.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de; 10.2.e [redacted]@bnetza.de;
 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de; 10.2.e [redacted]@gasunie.de;
 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]@thyssengas.com; 10.2.e [redacted]
 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e [redacted]@gtg-nord.de; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@nowega.de>;
 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@iea.org>; 10.2.e [redacted]@minezk.nl
Betreff: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the final input from the German TSOs. If you have any questions, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Gesendet: Montag, 13. Dezember 2021 15:50
An: 10.2.e <10.2.e@oge.net>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e@nowega.de>;
10.2.e 10.2.e @iea.org>; 10.2.e @minezk.nl
Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update. Much appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e 10.2.e @oge.net>
Sent: Monday, December 13, 2021 15:46
To: 10.2.e <10.2.e@iea.org>
Cc: 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e
<10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e @bnetza.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e@nowega.de>;
10.2.e 10.2.e @iea.org>;
10.2.e @minezk.nl
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

please find attached the first part (all the green tabs in the excel sheet attached) of the data collection template for the upcoming task force report.

We will send the completed excel file as well as the corresponding word document by the end of this week at the latest. We apologize for any inconvenience this may bring for the drafting process.

If you have any questions concerning the input already delivered, please let us know any time.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <[redacted]@iea.org> 10.2.e <[redacted]@iea.org>
Gesendet: Donnerstag, 25. November 2021 08:36
An: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@oge.net>
Cc: 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>;
10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bnetza.de>; 10.2.e <[redacted]@bnetza.de>;
10.2.e <[redacted]@gasunie.de>; 10.2.e <[redacted]@gasunie.de>; 10.2.e <[redacted]@gasunie.de>;
10.2.e <[redacted]@thyssengas.com>; 10.2.e <[redacted]@thyssengas.com>; 10.2.e <[redacted]>;
10.2.e <[redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e <[redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e <[redacted]@nowega.de>;
10.2.e <[redacted]@iea.org>; 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>
Betreff: RE: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

Many thanks for your kind message and the update.
Indeed, this will make our drafting window rather tight. Having the data at the earliest convenience, i.e. 13 Dec, would be greatly appreciated.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@oge.net>
Sent: Wednesday, November 24, 2021 16:01
To: 10.2.e <[redacted]> <[redacted]@iea.org>
Cc: 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>;
10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bnetza.de>; 10.2.e <[redacted]@bnetza.de>;
10.2.e <[redacted]@gasunie.de>; 10.2.e <[redacted]@gasunie.de>; 10.2.e <[redacted]@gasunie.de>;
10.2.e <[redacted]@thyssengas.com>; 10.2.e <[redacted]@thyssengas.com>; 10.2.e <[redacted]>;
10.2.e <[redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e <[redacted]@gtg-nord.de>; 10.2.e <[redacted]@nowega.de>;
10.2.e <[redacted]@iea.org>
Subject: AW: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear 10.2.e

thank you for mail and the data collection sheet. As already explained in the last task force meeting, the German L-Gas TSO will not be able to meet the accelerated data collection timeframe. However, we will be able to meet the timeframe of the past years, which means we would provide the full data set between Dec. 13 and Dec. 17 and potentially a partial delivery earlier. I apologize for not being able to deliver the data earlier and hope this still suits your planning.

Kind regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @iea.org 10.2.e @iea.org>
Gesendet: Montag, 8. November 2021 08:22
An: 10.2.e <10.2.e @Benelux.int>; 10.2.e @minezk.nl;
10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e @gastransport.nl;
10.2.e @gastransport.nl; 10.2.e @acm.nl; 10.2.e @bmwi.bund.de;
10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bnetza.de;
10.2.e @bnetza.de; 10.2.e <10.2.e @oge.net>;
10.2.e @gasunie.de; Dennis.Schulle@gasunie.de; 10.2.e @gasunie.de;
10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e @thyssengas.com; 10.2.e
10.2.e @gtg-nord.de>; 10.2.e @gtg-nord.de; 10.2.e 10.2.e @nowega.de>;
10.2.e @developpement-durable.gouv.fr; 10.2.e @developpement-
durable.gouv.fr; 10.2.e @developpement-durable.gouv.fr;
10.2.e @grtgaz.com; 10.2.e @economie.fgov.be;
10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e @economie.fgov.be;
10.2.e @creg.be; 10.2.e @fluxys.com; 10.2.e @fluxys.com;
10.2.e @fluxys.com; 10.2.e @economie.fgov.be; 10.2.e
10.2.e @iea.org>; 10.2.e @entsog.eu; 10.2.e i@entsog.eu;
10.2.e @ec.europa.eu; 10.2.e @ec.europa.eu
Cc 10.2.e <10.2.e @Benelux.int>; 10.2.e <10.2.e @Benelux.int>
Betreff: L-gas Winter Report 2022_data collection

Dear All,

Hope you are well and safe.

Please find enclosed the data collection sheet and Conversion progress checklist for the L-gas Winter Report 2022.

Should be most grateful if the data and information could be provided by 29 November at the latest.

Please let me know if any questions/comments.

With best regards,

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: vrijdag 17 december 2021 16:14:25
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas.docx](#)

Hoi 10.2.e en 10.2.e

10.2.e is inmiddels akkoord met de notitie en hij ligt nu bij 10.2.e om mee te lezen. Ik zit zelf nog een beetje met de volgende zin: "Ons voorstel is om Duitsland er op te wijzen dat er op Nederland geen plicht rust om gehoor te geven aan dit verzoek en dat het voor Nederland, in het licht van de afbouw van gaswinning uit het Groningenveld in het belang van de veiligheidssituaties in Groningen, moeilijk is om gehoor te geven aan dit verzoek."

Eigenlijk ligt er nog geen verzoek van Duitsland. Meer een mededeling dat er een prognose is bijgesteld. Het gaat er vooral om dat Duitsland gewoon zou kunnen onttrekken zonder een verzoek te doen. Ik probeer maandag even een andere formulering te bedenken. Mochten jullie suggesties hebben hoor ik het graag.

Groeten

10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 16:10

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi 10.2.e

In de bijlage de door WJZ geaccordeerde analyse waar 10.2.e om heeft gevraagd. 10.2.e en 10.2.e zetten maandag de verschillende scenario's voor de winning op een rij, ook voor de verdere afstemming met GTS.

Ik hoor graag of je nog opmerkingen hebt op de notitie.

Groeten

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 13:55

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
T 070 379 10.2.e
M 06 10.2.e
10.2.e @minezk.nl
www.rijksoverheid.nl/ezk
www.rijksoverheid.nl/lnv
.....

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelezen?

@ 10.2.e , moet dit nog langs 10.2.e voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten
10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: Re: vervolgstappen Duitsland, notitie voo 10.2.e
Date: vrijdag 17 december 2021 17:32:06
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas.docx](#)

10.2.e

Hele kleine opmerking. TSO staat voor Transmission System Operator (niet Transport).

Goede weekeinde,

10.2.e

Op 17 dec. 2021 om 16:09 heeft 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi 10.2.e

In de bijlage de door WJZ geaccordeerde analyse waar 10.2.e om heeft gevraagd. 10.2.e en ik zetten maandag de verschillende scenario's voor de winning op een rij, ook voor de verdere afstemming met GTS.

Ik hoor graag of je nog opmerkingen hebt op de notitie.

Groeten
 10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 13:55

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,
 10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
 T 070 379 10.2.e
 M 06 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl

www.rijksoverheid.nl/ezk
www.rijksoverheid.nl/lnv

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e m)

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelezen?

@ 10.2.e moet dit nog langs Dennis voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten

10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e)
To: 10.2.e)
Subject: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: vrijdag 17 december 2021 17:41:30

Thanks! Zal ik aanpassen voordat het naar 10.2.e gaat.

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: vrijdag 17 december 2021 17:32
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Re: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

10.2.e

Hele kleine opmerking. TSO staat voor Transmission System Operator (niet Transport).

Goede weekeinde,

10.2.e

Op 17 dec. 2021 om 16:09 heeft 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi 10.2.e

In de bijlage de door WJZ geaccordeerde analyse waar 10.2.e om heeft gevraagd. 10.2.e en ik zetten maandag de verschillende scenario's voor de winning op een rij, ook voor de verdere afstemming met GTS.

Ik hoor graag of je nog opmerkingen hebt op de notitie.

Groeten
 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: vrijdag 17 december 2021 13:55
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,
 10.2.e

10.2.e
 10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
T 070 379 10.2.e
M 06 10.2.e
10.2.e @minezk.nl
www.rijksoverheid.nl/ezk
www.rijksoverheid.nl/lnv
.....

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelesen?

@ 10.2.e moet dit nog langs 10.2.e voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten
10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

Van: 10.2.e
Aan: 10.2.e
Onderwerp: FW: Groningen
Datum: maandag 20 december 2021 11:09:05

Ter info. Moet het nog bekijken.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e @bmwi.bund.de 10.2.e @bmwi.bund.de
Verzonden: maandag 20 december 2021 11:00
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de
Onderwerp: AW: Groningen

Dear 10.2.e,

As I explained during our last call, our TSOs have indeed informed us that there is a slight increase in demand for the coming years. Of course I do understand that the Groningen issue is still a delicate one which involves real life issues of the population in Groningen. I have always expressed my understanding for that situation.

As far as I have understood, there are several factors that led to minor adjustments of the forecasted demand.

The assumptions for the German gas demand consider a number of factors, inter alia energy efficiency measures, the use of natural gas for electricity generation and for industrial purposes. Historical data indicates that the reduction of natural gas demand in terms of efficiency gains that was incorporated in the previous planning did not yet materialize. I.e., it was expected that the gas demand would be lower due to efficiency gains - which turned out to be wrong predictions. Unfortunately, they have to be corrected accordingly and show its effect in the current projections of our gas demand.

Another factor is that the gas producers corrected their forecast about the German production. Domestic L-gas producers in Germany are not connected to/affiliated with our TSOs. The TSOs base their scenarios on the forecasts of the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG). In the last years, the TSOs had chosen to make a 'haircut': they reduced the numbers given by the producers because they were historically too high. As a safety measure and to be more precise, the TSOs adjusted them downwards to make a realistic assumption. Now, in the newest outlook given by the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG) the producers themselves lowered their assumptions. That leads to an additional decrease of German L-Gas production of 2.5 – 3 TWh p.a. against the previous planning.

Our TSOs have informed the IEA, that all currently observed trends lead to an increase of the

estimated L-Gas import volumes from the Netherlands to Germany in the magnitude of 4 – 7 TWh p.a. until 2025/26.

For the ongoing gas year 2021/22, an additional effect may have to be taken into account and our TSOs have informed the task force accordingly: as you know, German L-Gas storages have not completely been filled in the last injection season – like many underground storages in Europe this year. That lowered the import volumes from the Netherlands in the past gas year. This effect, however, might be reversed in the ongoing gas year, bearing the risk of an additional L-gas import volume of 4 TWh.

Regarding the decision of new gas fields in the North Sea: Federal mining law lays out the procedures and statutes for granting the right to explore and exploit minerals. However, the decision to allow gas production or to deny it lies with the Bundesländer. It is their authorities that actually grant permissions. These are no decisions that are taken or revised at federal level. The decisions of the authorities of the Länder may, however, be scrutinised by the courts. Furthermore, a unitarisation agreement between the Dutch and German government would be necessary. According to my knowledge, that agreement would take up to nearly two years alone. Thus, the project would not have an immediate effect on the amount of L-gas resources available.

However, I would also like to point out that we are talking about forecasts and projections in a currently highly turbulent market situation. The current gas market situation with record high prices is not at all reflected in the projections. Statistics indicate that electricity from gas fired power plants in Germany has been reduced substantially in the 3rd quarter of this year. I would not be surprised if that would correct numbers downward.

Furthermore, I would like to recall that Germany had been very active in supporting the government of the Netherlands in its desire to phase out gas production in Groningen as quickly as possible. Our TSOs were the first to issue a dedicated time-table for the whole process of the market conversion. Our TSO were able to accelerate the process and reduce our gas demand by switching customers and industrial clients a few years ahead of the schedule – before 2020. But the effects are still seen today. Furthermore, they built a conversion facility at the Dutch border to ease the situation in Groningen. Costs will be covered by the consumers in that region, i.e. on the German side only. I think that these savings outweigh the projected possible increase in demand we are talking about now.

In contrast to others, German TSOs had been very precise with their forecasts in the past. The last L-gas report mentions flexibilities in other countries in the region of 0 – 20 TWh.

Our TSOs have not only corrected their projections for the coming years but also announced that they will accelerate the market conversion, thus reducing our expected demand. A big industrial client will be switched to H-gas in the next year instead of 2024. That will reduce L-gas demand by 2 TWh p.a.

Furthermore, market conversion in Germany will probably be completed in 2029 instead of 2030. Germany has informed the IEA about this for its winter report. 110.000 appliances will be adapted in 2027 instead of 2030 and 22.000 appliances in 2026 instead of 2029.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Gesendet: Donnerstag, 16. Dezember 2021 14:38
An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Betreff: Groningen

Dear 10.2.e

Following up on our call yesterday hereby the state of play on the subject of Groningen.

As a follow-up to our call on the 1st of December, GTS and the German transmission system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is, as I said yesterday, a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially if it were for commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September.

What in our view does not help is that we have strong signals that not all opportunities to expand the German L-gas production are taken into consideration. We are currently in discussion with the government of Lower Saxony about the exploration of a gas field in the North Sea below the Dutch-German border which contains about 60 bcm of L-gas. Up till now the government of Lower Saxony is unwilling to issue the necessary permits to allow for production. You will understand that it is very difficult, if not impossible, for me to explain and defend why we should increase the Groningen production to assist Germany while at the same time Germany refuses to increase its own L-gas production while there is a clear opportunity to do so.

I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible.

At the same time, I want to ask you to explain in writing the necessity and urgency of the adjustment, and also the actions that have been and will be taken by Germany to lower the demand on the Groningenfield, including the issue of North Sea production. Additional Groningen production is our last resort and will only be done when there is a severe risk for the security of supply, and when there is absolutely no other option to avoid this.

I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard

ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: maandag 20 december 2021 13:10:53

10.2.e en anderen,

Of we het kussengas hiervoor kunnen inzetten moeten we goed nagaan. Normaal gesproken zijn kussengas en werkgas niet onderling uitwisselbaar. Het weghalen van kussengas verlaagt de druk in een berging waardoor de capaciteit afneemt. Verder zal dit de vraag oproepen waarom we dit niet eerder hebben gedaan om zo de winning uit Groningen (verder) te verlagen en uiteindelijk te beëindigen.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: maandag 20 december 2021 12:53
Aan: 10.2.e) 10.2.e@minezk.nl
CC: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Dag 10.2.e,

Het is een prima stuk dus akkoord om aan 10.2.e te sturen. Ik denk wel dat we moeten realiseren dat 10.2.e maar ook onze nieuwe bewindspersoon een klemmend beroep zullen doen om alles uit de kast te halen om de ophoging zo klein mogelijk te maken.

Dus dan krijg je voorstellen zoals 10.2.e deed: kunnen we niet het kussengas van Norg winnen om te zorgen dat we zo min mogelijk extra hoeven te winnen. Daar geeft deze notitie geen antwoord op. Ik weet wel dat dit weerstand bij ons oproept, maar dan is het toch goed om dit voorbeeld eens helemaal door te exerceren om te zien waar we dan uitkomen. Ik denk in dit geval dat het er op neer komt dat het Groningeveld langer open moet blijven, maar dat zullen we dan scherp moeten doorspreken. Dus werk dit voorbeeld graag nog even op de achterkant van een sigarendoosje uit dan kunnen we dat nog met 10.2.e bespreken.

En verder nog even zo om tafel.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e@minezk.nl
Verzonden: vrijdag 17 december 2021 16:10
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
CC: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi 10.2.e

In de bijlage de door WJZ geaccordeerde analyse waar 10.2.e om heeft gevraagd. 10.2.e en 10.2.e zetten maandag de verschillende scenario's voor de winning op een rij, ook voor de verdere afstemming met GTS.

Ik hoor graag of je nog opmerkingen hebt op de notitie.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 13:55

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
T 070 379 10.2.e

M 06 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

www.rijksoverheid.nl/ezk

www.rijksoverheid.nl/lnv
.....

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelesen?

@ 10.2.e moet dit nog langs 10.2.e voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten

10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e
Date: maandag 20 december 2021 13:22:13
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas - WH.docx](#)

10.2.e,

Hierbij nog een paar opmerkingen.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: vrijdag 17 december 2021 16:10
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi 10.2.e

In de bijlage de door WJZ geaccordeerde analyse waar 10.2.e om heeft gevraagd. 10.2.e en 10.2.e zetten maandag de verschillende scenario's voor de winning op een rij, ook voor de verdere afstemming met GTS.

Ik hoor graag of je nog opmerkingen hebt op de notitie.

Groeten

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: vrijdag 17 december 2021 13:55
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 (Nynke) <n.m.schroder@minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Ha 10.2.e

Van 10.2.e kreeg ik jouw memo doorgestuurd om nog even op mee te kijken. Het lijkt me een prima memo, waarin je het commentaar van 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt. Ik ben dus graag akkoord. Zie nog enkele kleine puntjes in de tekst.

Groet,

10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | C-Noord 2
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
 T 070 379 10.2.e
 M 06 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl

www.rijksoverheid.nl/ezk
www.rijksoverheid.nl/lnv

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 12:10

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 17 december 2021 11:39

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e f@minezk.nl>; Made,

10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: vervolgstappen Duitsland, notitie voor 10.2.e

Hoi allemaal,

Bedankt voor al jullie bijdragen! Volgens mij wordt het een compleet stuk met jullie aanvullingen. Ik heb jullie suggesties overgenomen en daarnaast een samenvatting toegevoegd. Kunnen jullie kijken of jullie je daarin kunnen vinden?

@ 10.2.e wil jij ook meelesen?

@ 10.2.e moet dit nog langs 10.2.e voordat het naar 10.2.e gaat?

10.2.e had eigenlijk gevraagd om deze week informatie te sturen, dus als het lukt om vandaag te reageren, graag!

Groeten

10.2.e

Ps. Er staan een paar opmerkingen in de kantlijn, die zijn volgens mij nu voldoende verwerkt. Ik heb ze ter achtergrond info nog even laten staan.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: vervolgstappen bijstelling Duitse prognose vraag naar Nederlands L-gas
Date: maandag 20 december 2021 15:42:14
Attachments: [Voorgestelde vervolgstappen bijstelling Duitse vraag naar Nederlands L gas.docx](#)
[FW Groningen.msg](#)

10.2.e

In de bijlage een door WJZ geaccordeerde analyse waarin we uiteenzetten wat het handelingsperspectief richting Duitsland is. Wij brengen momenteel ook in kaart wat de scenario's zijn voor de gaswinning uit het Groningenveld en nemen daarbij ook out of the box scenario's mee. 10.2.e zal dit met je bespreken.

Overigens heeft 10.2.e vanmorgen gereageerd op de mail die je naar hem gestuurd hebt (bijgevoegd). Deze mail bevestigt het beeld dat wij ook in de notitie uiteen hebben gezet.

Groeten

10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Cc: 10.2.e; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Subject: RE: increase forecast demand current gas year
Date: dinsdag 21 december 2021 18:27:45

Hi 10.2.e

Thank you for the information. I will use those details and we will also send an email. If you have any questions, please let us know.

Happy holidays!

Kind regards,
10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Verzonden: dinsdag 21 december 2021 16:51
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Onderwerp: AW: increase forecast demand current gas year

Dear 10.2.e

Thank you for that information. Our new Minister is Dr 10.2.e .
 The Ministry is now called FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND CLIMATE ACTION (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz)
 The address remains the same: Scharnhorststraße 34-37, 10115 Berlin, Germany
 If you would also like to send an email: 10.2.e@bmwi.bund.de

Kind regards and merry Christmas!

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Gesendet: Dienstag, 21. Dezember 2021 10:26
An: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; Rolle, Stefan, IIB4 <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>
Betreff: increase forecast demand current gas year

Dear 10.2.e ,

I hope you are doing well. In response to the contact between 10.2.e and 10.2.e our Minister wants to send a letter to your minister about the increase in the forecast of the German demand for L-gas in the current gas year. Could you provide me with the contact details of your ministry?

The letter will be in line with the email that 10.2.e has send to 10.2.e on December 16. 10.2.e will inform 10.2.e about it.

Thank you in advance.

Kind regards,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
Project Department Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

M +31 (0)6 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: donderdag 9 december 2021 17:05

Aan: 10.2.e @bmwi.bund.de' <10.2.e @bmwi.bund.de>;

10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de

cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Ok. clear. Let's wait and see what our TSOs can deliver.
And thanks for the new number.

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e @bmwi.bund.de 10.2.e @bmwi.bund.de>

Verzonden: donderdag 9 december 2021 17:00

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e e@bmwi.bund.de;

10.2.e @bmwi.bund.de

cc: ^{10.2.e}) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

My extension changed, my number now is +49 10.2.e .

I think we should let our TSOs talk to GTS first. In addition, I do not know the numbers so I think it's best when the TSOs present their numbers.

Best regards,

10.2.e

on: 10.2.e @minezk.nl <10.2.e @minezk.nl>

Gesendet: Donnerstag, 9. Dezember 2021 16:46

An: 10.2.e B1 10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e

<10.2.e @bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

And this is for gas year 2021/2022? And what will be the effects in later years?

And could you me your phone number? I seem to have lost it.

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de> 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

Verzonden: donderdag 9 december 2021 16:44

Aan: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@minezk.nl>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

cc: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Apologies for coming back so late: No, 10.2.e did NOT mention 7 bcm but 7 TWh, i.e. 0,7 bcm. Hope that clarification helps.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <[redacted]@minezk.nl> 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Gesendet: Donnerstag, 9. Dezember 2021 13:30

An: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

I don't know if this a kind of misunderstanding but Mr. 10.2.e informed us that he a (new) talk with Mr. 10.2.e in which an additional German demand for Dutch L-gas with a size of 7 bcm was mentioned. Do you have some more information on this?

Kind regards,

10.2.e

Van: 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de> <10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

Verzonden: dinsdag 7 december 2021 17:02

Aan: 10.2.e <[redacted]> <10.2.e <[redacted]@minezk.nl>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>; 10.2.e <[redacted]@bmwi.bund.de>

cc: 10.2.e <[redacted]> 10.2.e <[redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Thank you. I guess a slight reduction in the demand would not be a problem . I was informed that the forecasts of the German producers were reduced. Also, there is a change in the underlying data assumptions. The TSOs have to follow certain assumptions elaborated by prominent think tank. That includes an assumption on energy efficiency gains as well (currently set at 1 % per annum). The scientific board seems to have changed that underlying assumption as efficiency gains seem not yet to materialise.

However, I think we should leave that to our TSOs, also to discuss the storage situation and whether they have indications if consumption is declining in light of the current high prices et cetera.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Gesendet: Dienstag, 7. Dezember 2021 15:49

An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Betreff: RE: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Many thanks for this answer. Just a question out of curiosity: have the projections changed in a upwards or in a downwards direction? and what would this mean for the German demand for Dutch L-gas?

Kind regards,

10.2.e

PS I have informed GTS about and asked them to come back to me after their meeting with their German colleagues.

Van: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Verzonden: dinsdag 7 december 2021 08:19

Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; Andreas.Kaiser@bmwi.bund.de

cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: AW: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear 10.2.e

Thanks for your mail. I think that there may be a misunderstanding. I do not think that we have questions about Zuidbroek at this point in time. Our TSOs will talk with GTS about the German L-gas demand this week as it is the usual practice. Our TSOs informed us informally that there seem to be slight changes in Germany, e.g. the L-gas producers in Germany (not connected to our TSOs) seem to have changed their projections. We wanted to communicate that on the political level so that there won't be any misunderstandings between us. Thus, 10.2.e informed your DG on that in advance.

Should there be any questions after the meeting of GTS and our TSOs, let's just talk.

Beste regards,

10.2.e

Von: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Gesendet: Montag, 6. Dezember 2021 09:39

An: 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>; 10.2.e <10.2.e@bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Betreff: Nitrogen facility Zuidbroek

Dear colleagues,

Last week Mr. 10.2.e had a (virtual) meeting with our director-general, Mr. 10.2.e. Mr. 10.2.e informed us afterwards that in this meeting Mr. Herdan mentioned the delay in the delivery date of the new nitrogen facility in Zuidbroek and that there would be meeting with the Dutch TSO GTS to discuss the potential consequences of this delay for the L-gas deliveries to Germany. We took this up with GTS and they told us that they were not aware of such a meeting or it must be there forthcoming more or less regular meeting with the German TSOs which will take place this week.

Given this situation Mr. 10.2.e asked us to get in touch with you to see what your questions and concerns with regard to the new nitrogen facility are. So I would appreciate it if you could come back to us on this and we will try to provide you with answers.

Kind regards,

10.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2
Date: dinsdag 21 december 2021 20:08:02
Attachments: [DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas_versie_2.docx](#)

Hoi,

Ik heb nog een paar aanpassingen gedaan in de brief om het iets diplomatieker te maken. Zie bijlage. Ik heb 1 zin in de laatste alinea toegevoegd over Nederlandse wetgeving om aan te geven waarom we de informatie nodig hebben. Kunnen jullie daar ook naar kijken?

Bedankt alvast!

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: brief en nota voor Duitse minister over toename vraag naar Nederlands L-gas
Date: woensdag 22 december 2021 14:24:26
Attachments: [DOMUS-21321137-v1-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.versie 2.docx](#)
[DOMUS-21321093-v1-](#)
[NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas.docx](#)
[FW Groningen.msg](#)

Hoi 10.2.e

Ik heb begrepen dat ik met jou contact op kon nemen over een brief die onze minister voor de jaarwisseling naar zijn Duitse collega wil sturen. 10.2.e heeft hierom gevraagd. Duitsland heeft aangegeven dat de prognose voor vraag naar Nederlands gas (zogenoemd L-gas) hoger is dan oorspronkelijk geraamd. Dit brengt ons in een lastige situatie. Zie bijgevoegde stukken.

Juridisch zijn er geen afspraken waar wij naar kunnen verwijzen, daarom willen wij een politiek appel doen op Duitsland om zoveel mogelijk zelf op te lossen. Kun jij ons helpen met een juiste toonzetting voor de brief?

Ik ben vanaf 15.00 uur beschikbaar voor eventuele vragen. Ik ben vanaf morgen middag vrij dus hoop de stukken voor die tijd de lijn in te kunnen krijgen. Lukt dat niet dan is daarna 10.2.e het eerste aanspreekpunt.

Ik hoor het graag!

Groeten
10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e
E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2
Date: woensdag 22 december 2021 15:08:45
Attachments: [DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas versie 2 gebundelde opm WJZ \(002\).docx](#)

Hoi 10.2.e

10.2.e 10.2.e 10.2.e en 10.2.e hebben alle vier gekeken naar deze nieuwe versie. Bijgaand het geïntegreerde commentaar. De nieuwe versie was inderdaad al een stuk diplomatieker en wij hebben getracht, uiteraard onder handhaving van de onderwerpen die worden aangesneden, e.e.a. nog iets diplomatieker op te schrijven om het stevige signaal dat wordt afgegeven niet een constructieve verdere discussie in de weg te laten staan (en nog liever: daar zelfs aan te laten bijdragen).

Mede namens 10.2.e 10.2.e en 10.2.e dus groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw. 10.2.e | 10.2.e [@minezk.nl](mailto:10.2.e@minezk.nl) | +31 70 379 10.2.e

.....
 T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e [@minezk.nl](mailto:10.2.e@minezk.nl)

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....
Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:22

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Dankjewel! Ik heb het nu dus iets meer aankleding gegeven, maar ik vind wel dat we dezelfde onderwerpen moeten blijven aansnijden. Die zijn politiek relevant. Daarbij heb ik wel onderscheid gemaakt tussen hoe het politiek gezien of voor Groningen over kan komen en in het midden gelaten hoe de minister er zelf over denkt.

Fijn dat jullie er naar kijken en goed dat 10.2.e al ingeseind is! Morgen verder.

.....
Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:18

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi 10.2.e

Gaan we doen. 10.2.e en ik hebben al gekeken en 10.2.e ook. Ik heb 10.2.e vanmiddag ook vast even ingeseind, zodat hij weet dat er aan een brief wordt gewerkt. 10.2.e en ik zullen nog even afstemmen over de aangepaste passages in de brief en dan morgen(ik hoop in de ochtend) reageren.

Ik heb je nieuwe versie nog niet gelezen, maar wij hadden in ieder geval ten aanzien van de vorige versie ook wel wat zorgen over de soms wel heel directe toon van de brief, die in andere landen al snel als bot/onbeleefd kan worden opgevat en zo misschien contraproductief zou kunnen werken. We melden ons hopelijk snel weer.

Fijne avond!

10.2.e

Van: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:08

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi,

Ik heb nog een paar aanpassingen gedaan in de brief om het iets diplomatieker te maken. Zie bijlage. Ik heb 1 zin in de laatste alinea toegevoegd over Nederlandse wetgeving om aan te geven waarom we de informatie nodig hebben. Kunnen jullie daar ook naar kijken?

Bedankt alvast!

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2
Date: woensdag 22 december 2021 15:14:49
Attachments: [DOMUS-21321093-v1-NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas rev WJZ.docx](#)

En de nota, die vergat ik erbij te doen

10.2.e
10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
 Secretaresse mw. 10.2.e | 10.2.e @minezk.nl | +31 70 379 10.2.e

.....
T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....

Van: 10.2.e)

Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:09

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

CC: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi 10.2.e

10.2.e 10.2.e 10.2.e en ¹⁰² hebben alle vier gekeken naar deze nieuwe versie. Bijgaand het geïntegreerde commentaar. De nieuwe versie was inderdaad al een stuk diplomatieker en wij hebben getracht, uiteraard onder handhaving van de onderwerpen die worden aangesneden, e.e.a. nog iets diplomatieker op te schrijven om het stevige signaal dat wordt afgegeven niet een constructieve verdere discussie in de weg te laten staan (en nog liever: daar zelfs aan te laten bijdragen).

Mede namens 10.2.e 10.2.e en 10.2.e dus groet,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw 10.2.e | 10.2.e @minezk.nl | +31 70 379 10.2.e

.....
T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....
Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:22

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Dankjewel! Ik heb het nu dus iets meer aankleding gegeven, maar ik vind wel dat we dezelfde onderwerpen moeten blijven aansnijden. Die zijn politiek relevant. Daarbij heb ik wel onderscheid gemaakt tussen hoe het politiek gezien of voor Groningen over kan komen en in het midden gelaten hoe de minister er zelf over denkt.

Fijn dat jullie er naar kijken en goed dat 10.2.e al ingeseind is! Morgen verder.

.....
Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:18

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi 10.2.e

Gaan we doen. 10.2.e en ¹⁰² hebben al gekeken en 10.2.e ook. Ik heb 10.2.e vanmiddag ook vast even ingeseind, zodat hij weet dat er aan een brief wordt gewerkt. 10.2.e en ¹⁰² zullen nog even afstemmen over de aangepaste passages in de brief en dan morgen(ik hoop in de ochtend) reageren.

Ik heb je nieuwe versie nog niet gelezen, maar wij hadden in ieder geval ten aanzien van de vorige versie ook wel wat zorgen over de soms wel heel directe toon van de brief, die in andere landen al snel als bot/onbeleefd kan worden opgevat en zo misschien contraproductief zou kunnen werken. We melden ons hopelijk snel weer.

Fijne avond!

10.2.e

.....
Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:08

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi,

Ik heb nog een paar aanpassingen gedaan in de brief om het iets diplomatieker te maken. Zie bijlage. Ik heb 1 zin in de laatste alinea toegevoegd over Nederlandse wetgeving om aan te geven waarom we de informatie nodig hebben. Kunnen jullie daar ook naar kijken?

Bedankt alvast!

Groeten

10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
To: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Subject: RE: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2
Date: woensdag 22 december 2021 15:45:43

Ah, zo, helder.

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:45
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Dat bedoel ik niet. Ik bedoel het veiligheidsbelang (safety) van leveringszekerheid (security of supply). Hoeveel dooien vallen er als de leveringszekerheid in het geding komt zeg maar.

10.2.e

10.2.e

.....

Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw. 10.2.e | 10.2.e <10.2.e@minezk.nl> | +31 70 379 10.2.e

.....

T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:44
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Voor leveringszekerheid is het juist wel security of supply. Hahah. Komt goed.

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:34

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

(Enneke) <A.B.M.vandeMade@minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Dan zou ik 'notified' gebruiken.

Safety ipv security is een heel terecht punt! Dat geldt dan zowel voor het veiligheidsaspect van bodembeweging als het veiligheidsaspect van leveringszekerheid.

Mooi dat DEIZ ook nog mee kijkt!

Groet 10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw. 10.2.e | 10.2.e @minezk.nl | +31 70 379 10.2.e

.....
T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

.....
Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:32

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<A.B.M.vandeMade@minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi allen,

Dank voor jullie input op de nota en brief. DEIZ leest ook nog even mee, dus met al die extra ogen gaat het een mooie brief worden.

Ik heb twee opmerkingen bij jullie reactie:

- Duitsland heeft geen verzoek gedaan. Ze hebben simpelweg gemeld dat de

verwachtingen voor de vraag naar Nederlands gas bijgesteld zijn. Ik ga nog even puzzelen op de formulering want de term 'request' geeft niet het juiste frame. Zij hebben simpelweg laten weten dat ze een hogere vraag verwachten en kunnen dit vervolgens onttrekken uit het Nederlandse net. Dat is iets anders dan een verzoek.

- Heel klein puntje: veiligheid vertaal je volgens mij naar safety en niet naar security.

Ik zal jullie vanmiddag een nieuwe versie sturen met ook opmerkingen van DEIZ.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 15:09

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-

Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi 10.2.e

10.2.e 10.2.e 10.2.e en ^{10.2} hebben alle vier gekeken naar deze nieuwe versie. Bijgaand het geïntegreerde commentaar. De nieuwe versie was inderdaad al een stuk diplomatieker en wij hebben getracht, uiteraard onder handhaving van de onderwerpen die worden aangesneden, e.e.a. nog iets diplomatieker op te schrijven om het stevige signaal dat wordt afgegeven niet een constructieve verdere discussie in de weg te laten staan (en nog liever: daar zelfs aan te laten bijdragen).

Mede namens 10.2.e 10.2.e en 10.2.e dus groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Directie Wetgeving en Juridische Zaken

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat / Minister van Landbouw, Natuur en

Voedselkwaliteit

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag | Etage 2 – D-passage

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

Secretaresse mw. 10.2.e | 10.2.e @minezk.nl | +31 70 379 10.2.e

.....
T +31 70 379 10.2.e

F +31 70 379 10.2.e

M +31 6 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

<http://www.rijksoverheid.nl/ministeries/ezk>

Op donderdagmiddag en vrijdagmiddag niet aanwezig

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:22

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-
Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Dankjewel! Ik heb het nu dus iets meer aankleding gegeven, maar ik vind wel dat we dezelfde onderwerpen moeten blijven aansnijden. Die zijn politiek relevant. Daarbij heb ik wel onderscheid gemaakt tussen hoe het politiek gezien of voor Groningen over kan komen en in het midden gelaten hoe de minister er zelf over denkt.

Fijn dat jullie er naar kijken en goed dat 10.2.e al ingeseind is! Morgen verder.

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:18
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v1-
Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi 10.2.e

Gaan we doen. 10.2.e en ¹⁰² hebben al gekeken en 10.2.e ook. Ik heb 10.2.e vanmiddag ook vast even ingeseind, zodat hij weet dat er aan een brief wordt gewerkt. 10.2.e en ¹⁰² zullen nog even afstemmen over de aangepaste passages in de brief en dan morgen(ik hoop in de ochtend) reageren.

Ik heb je nieuwe versie nog niet gelezen, maar wij hadden in ieder geval ten aanzien van de vorige versie ook wel wat zorgen over de soms wel heel directe toon van de brief, die in andere landen al snel als bot/onbeleefd kan worden opgevat en zo misschien contraproductief zou kunnen werken. We melden ons hopelijk snel weer.

Fijne avond!

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 21 december 2021 20:08
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: DOMUS-21321137-v1-
Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas, versie 2

Hoi,

Ik heb nog een paar aanpassingen gedaan in de brief om het iets diplomatieker te maken. Zie bijlage. Ik heb 1 zin in de laatste alinea toegevoegd over Nederlandse wetgeving om aan te geven waarom we de informatie nodig hebben. Kunnen jullie daar ook naar kijken?

Bedankt alvast!

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: brief en nota voor Duitse minister over toename vraag naar Nederlands L-gas
Date: woensdag 22 december 2021 17:07:05
Attachments: [DOMUS-21321093-v1-NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas rev WJZ - opm RG.docx](#)
[DOMUS-21321137-v1-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas versie 2 gebundelde opm WJZ - opm RG.docx](#)

Hi 10.2.e

Bijgevoegd enkele opmerkingen bij de brief en nota. Zoals telefonisch gezegd: we kunnen ons vinden in de kern van de brief (enkele wijzigingen nog in opmerkingenveld). De nota moet echter nog even in lijn worden gebracht met de brief. Nota is stilliger dan de brief daadwerkelijk is.

Goed als 10.2.e, directeur DEIZ, een medeparaaf hierop krijgt. Graag mij daarbij in de cc houden.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 14:24

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

CC: Wilschut, F. (Frank) <F.Wilschut@minezk.nl>

Onderwerp: brief en nota voor Duitse minister over toename vraag naar Nederlands L-gas

Hoi 10.2.e

Ik heb begrepen dat ik met jou contact op kon nemen over een brief die onze minister voor de jaarwisseling naar zijn Duitse collega wil sturen. 10.2.e heeft hierom gevraagd. Duitsland heeft aangegeven dat de prognose voor vraag naar Nederlands gas (zogenoemd L-gas) hoger is dan oorspronkelijk geraamd. Dit brengt ons in een lastige situatie. Zie bijgevoegde stukken.

Juridisch zijn er geen afspraken waar wij naar kunnen verwijzen, daarom willen wij een politiek appel doen op Duitsland om zoveel mogelijk zelf op te lossen. Kun jij ons helpen met een juiste toonzetting voor de brief?

Ik ben vanaf 15.00 uur beschikbaar voor eventuele vragen. Ik ben vanaf morgen middag vrij dus hoop de stukken voor die tijd de lijn in te kunnen krijgen. Lukt dat niet dan is daarna 10.2.e het eerste aanspreekpunt.

Ik hoor het graag!

Groeten
10.2.e

10.2.e
10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
 Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

M 06 10.2.e
E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: woensdag 22 december 2021 19:19:15
Attachments: [DOMUS-21321093-v3-NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas.DOCX](#)
[DOMUS-21321137-v2-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.DOCX](#)
[FW Groningen.msg](#)

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparaafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

TER ONDERTEKENING

Aan de Minister

Directoraat-generaal Klimaat
en Energie

Projectdirectie Groningen

Auteur

10.2.e

T 06 10.2.e

10.2.e @minezk.nl

Datum

21 december 2021

Kenmerk

DGKE-PDG / 21321093

Kopie aan

10.2.e

Bijlage(n)

2

nota

Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en
Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas

Parafenroute

10.2.e

10.2.e

WJZ

10.2.e

10.2.e

BBR

10.2.e

Aanleiding

Duitse Transmission System Operators (TSO's) hebben de prognose voor de Duitse vraag naar Nederlands L-gas naar boven bijgesteld. Het gaat om circa 1 bcm (10 TWh) in het huidige gasjaar en iets minder dan 1 bcm in elk van de vijf jaren daarna. In deze nota leggen wij een brief aan de Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat aan u voor.

Advies

U kunt de brief ondertekenen.

Kernpunten

- Alhoewel er in beginsel een mogelijkheid is om de bijgestelde Duitse vraag in te vullen met Groningengas door het nemen van een tijdelijke maatregel, ligt dit politiek gevoelig. De gaswinning uit het Groningenveld moet dit jaar al opgehoogd worden, omdat de ingebruikname van Zuidbroek vertraagd is. Het nieuws uit Duitsland is de volgende tegenvaller voor een regio die al veel te verduren heeft gehad.
- Daar komt bij dat wij op dit moment met Nedersaksen in discussie zijn over de exploratie van een gasveld in de Noordzee bij de Nederlandse en Duitse grens. In Duitsland ligt de beslissingsbevoegdheid hierover bij de Bundesländer en niet bij de federale overheid, zie bijgevoegde emailwisseling. Voor de afbouw van de winning uit het Groningenveld kan dit gasveld geen bijdrage meer leveren, maar het kan in de beeldvorming wel gek over komen dat de winning uit het Groningenveld opgehoogd moet worden, terwijl in Duitsland niet alle mogelijkheden om L-gas te produceren worden benut.
- Als er geen vervolgactie genomen wordt en de prognoses blijken uit te komen, is de consequentie dat gasopslag Norg aan het einde van het gasjaar minder gevuld is. Daardoor lopen we in het volgende gasjaar (2022/2023) een risico voor de leveringszekerheid.

Ontvangen BBR

- Het moet in beeld gebracht worden hoe groot dat risico is. Het NMDN-principe (niet meer dan nodig), dat inhoudt dat de inzet van het Groningenveld het sluitstuk is, betekent namelijk dat voor deze situatie zal moeten worden bezien of de inzet van het Groningenveld nu echt noodzakelijk is en of er niet andere keuzes kunnen worden gemaakt, bijvoorbeeld door een andere inzet/vulgraad van de gasopslagen.
- De uitkomst hiervan is mede bepalend voor het al dan niet kunnen onderbouwen van de tijdelijke maatregel. Bij het nemen van een tijdelijke maatregel zullen het veiligheidsbelang¹ en daarnaast het maatschappelijk belang van leveringszekerheid moeten worden gewogen.
- Nederland kan geen beperking opleggen aan het gas dat door Duitsland aan het Nederlandse systeem wordt onttrokken. Er is sprake van een open systeem.
- Juridisch gezien zijn er geen afspraken waar een beroep op kan worden gedaan. Wel kan Nederland een politiek beroep doen.
- U kunt bijgaande brief ondertekenen en daarmee Duitsland erop wijzen dat het, in het licht van de afbouw van gaswinning uit het Groningenveld in het belang van de veiligheidssituaties in Groningen, moeilijk is om de bijstelling in de Duitse vraag in te vullen. In de brief vraagt u om ons te informeren over de maatregelen die Duitsland kan nemen om de bijgestelde prognose binnenlands op te lossen. Tot slot vraagt u Duitsland om formeel een melding te sturen met daarin een toelichting op de bijgestelde prognose en een duiding van de risico's voor leveringszekerheid in Duitsland.
- In bijgevoegde emailconversatie vindt u een toelichting op de situatie in Duitsland.

¹ Dit bestaat uit 1) de veiligheidsrisico's voor omwonenden als gevolg van bodembeweging door de gaswinning, en 2) de veiligheidsrisico's als gevolg van het niet kunnen voorzien van eindafnemers van de benodigde hoeveelheid laagcalorisch gas.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: woensdag 22 december 2021 19:20:50
Attachments: [DOMUS-21321093-v3-NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas.DOCX](#)
[DOMUS-21321137-v2-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.DOCX](#)
[FW Groningen.msg](#)

Hoi 10.2.e,

In de bijlage de definitieve teksten na afstemming met 10.2.e en 10.2.e en daarna met DEIZ. Ik hoor graag of je akkoord bent.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e

Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

M 06 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 06:31:11
Attachments: [DOMUS-21321137-v2-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas HB.docx](#)

Hartelijk dank 10.2.e akkoord vanuit DEIZ. In de bijlage heb ik nog wel een aantal redactionele suggesties gedaan voor de brief. Kijk maar of jullie daar nog iets mee kunnen.

Succes met de afronding en fijne dagen gewenst!

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e | 10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat | Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
 Bezuidenhoutseweg 73, C-Passage, 2^e etage | 2594 AC Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0) 70 379 10.2.e
 M +31 (0) 6 10.2.e
 @10.2.e @minezk.nl
 W www.rijksoverheid.nl/ezk

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 09:10:23

Dag 10.2.e

Bedankt voor alle snelle reacties vanuit DEIZ. Ik neem de suggesties over.

Fijne dagen inderdaad!

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 06:31
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl
CC: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hartelijk dank 10.2.e akkoord vanuit DEIZ. In de bijlage heb ik nog wel een aantal redactionele suggesties gedaan voor de brief. Kijk maar of jullie daar nog iets mee kunnen.

Succes met de afronding en fijne dagen gewenst!

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e | 10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat | Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
 Bezuidenhoutseweg 73, C-Passage, 2^e etage | 2594 AC Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0) 70 379 10.2.e
 M +31 (0) 6 10.2.e
 @10.2.e @minezk.nl
 W www.rijksoverheid.nl/ezk

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl
Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl
CC: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

<10.2.e [redacted]@minezk.nl>; 10.2.e [redacted] 10.2.e [redacted]@minezk.nl>

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e [redacted]

Op verzoek van 10.2.e [redacted] gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,
10.2.e [redacted]

10.2.e [redacted]
10.2.e [redacted]

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e [redacted]
E 10.2.e [redacted]@minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 09:59:58

Ha 10.2.e

Hierbij mijn akkoord. Ik heb de brief niet meer helemaal door kunnen lezen, maar vertrouw erop dat je het commentaar van 10.2.e 10.2.e en 10.2.e hebt verwerkt.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:21

Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

cc: 10.2.e 10.2.e@minezk.nl; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl;

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hoi 10.2.e

In de bijlage de definitieve teksten na afstemming met 10.2.e en 10.2.e en daarna met DEIZ. Ik hoor graag of je akkoord bent.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e)

Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19

Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl;

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidehouthoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e
E 10.2.e @minerk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 10:05:26

Hoi 10.2.e

Bedankt! Dat heb ik inderdaad gedaan.

Fijne feestdagen allemaal!

10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:00
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Ha 10.2.e

Hierbij mijn akkoord. Ik heb de brief niet meer helemaal door kunnen lezen, maar vertrouw erop dat je het commentaar van 10.2.e 10.2.e en ^{10.2.e} hebt verwerkt.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:21
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hoi 10.2.e

In de bijlage de definitieve teksten na afstemming met 10.2.e en 10.2.e en daarna met DEIZ. Ik hoor graag of je akkoord bent.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e

E 10.2.e [@minezk.nl](mailto:minezk.nl)

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 10:10:16
Attachments: [DOMUS-21323016-Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.ZZZ.DRF](#)

Hoi 10.2.e

WJZ en DEIZ zijn inmiddels akkoord met de brief voor Duitsland en de nota. Ben jij akkoord met bijgevoegde bhm?

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: FW: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 10:25:55

Hoi 10.2.e


Ik bel je even over onderstaande opmerking. Kun jij me helpen met een goede formulering?

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:23
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl
Onderwerp: RE: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Dag 10.2.e

Ziet er goed uit. 11.1



Kan je deze brief ook met DC afstemmen? Ik zie hem dan graag nog even terug.
Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:10
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hoi 10.2.e

WJZ en DEIZ zijn inmiddels akkoord met de brief voor Duitsland en de nota. Ben jij akkoord met bijgevoegde bhm?

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: DOMUS-21321137-v3-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas
Date: donderdag 23 december 2021 10:56:29
Attachments: [DOMUS-21321137-v2-Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas.HB.RG.docx](#)

Nu ik mijn eigen suggestie teruglees zou ik de tweede optie overigens weglaten. Zie bijgevoegd een iets andere suggestie.

Ik zou er persoonlijk eerder voor kiezen om de vital importance te leggen om voorkomen van extra productie, en niet op het voorkomen van veiligheidsrisico's. De veiligheidsrisico's zijn namelijk het gevolg van de oorzaak extra productie. Het vitale belang begint er dus bij om die extra productie gewoonweg te voorkomen.

Wat denk jij?

Van: 10.2.e)
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:47
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: DOMUS-21321137-v3-
Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas

Hi 10.2.e

Ik zie dat ik hem de zin ervoor heb geplaatst.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:33
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: DOMUS-21321137-v3-
Request_to_avoid_an_increase_in_the_demand_for_Dutch_gas

Hoi 10.2.e

Wat vind je hiervan?

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Brief aan Duitsland over toename vraag naar Nederlands L-gas
Date: donderdag 23 december 2021 11:17:05
Attachments: [DOMUS-21321137-v4-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.DOCX](#)
[DOMUS-21321093-v3-](#)
[NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas.DOCX](#)
[FW Groningen.msg](#)

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Bijgevoegde brief gaat MEZK volgende week naar zijn Duitse collega sturen. Deze versie ligt nu bij 10.2.e ter akkoord. Als jullie nog hele belangrijke punten zien, kunnen jullie dat dan laten weten aan Frank? Ik sluit na deze mail af om aan de kerstvakantie te beginnen.

Fijne feestdagen!

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e (Sanne)
To: 10.2.e rc)
Cc: 10.2.e k)
Subject: RE: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: donderdag 23 december 2021 11:18:48

Hoi 10.2.e

Ik heb DC op de hoogte gebracht en een aanpassing gedaan in de één na laatste paragraaf. Die is ook afgestemd met DEIZ. Zij gaven aan dat je met deze toevoeging voldoende haakje hebt om als het nodig is de MP hierop te kunnen zetten.

Ben je zo akkoord?

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:23
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Dag 10.2.e

Ziet er goed uit. Ik vraag me af of we niet in de één na laatste paragraaf een scherper statement moeten maken dat het hele kabinet dit een onderwerp van het grootse belang of nationaal belang vinden (zo'n zin van: dit is voor ons belangrijk genoeg om de MP hierop in te zetten).

Kan je deze brief ook met DC afstemmen? Ik zie hem dan graag nog even terug.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e l@minezk.nl>
Verzonden: donderdag 23 december 2021 10:10
Aan: 10.2.e) <10.2.e s@minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hoi 10.2.e

WJZ en DEIZ zijn inmiddels akkoord met de brief voor Duitsland en de nota. Ben jij akkoord met bijgevoegde bhm?

Groeten
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: brief naar Duitsland winning huidig gasjaar
Date: vrijdag 24 december 2021 10:08:56
Attachments: [DOMUS-21321137-v4-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.DOCX](#)
[DOMUS-21321093-v3-](#)
[NOTA bij Brief aan Duitse Minister van Economische Zaken en Klimaat over bijstelling vraag naar Nederlands gas.DOCX](#)

Dag 10.2.e

Hierbij stuur ik je de stukken voor het contact met Duitsland over de winning in het huidige gasjaar.

- Een conceptbrief en nota. Deze volgen ook de DOMUS-lijn, maar met BBR is afgesproken dat nu zo vlak voor kerst de verdere stappen per mail gaan. Na jouw akkoord zal BBR de brief aan de minister voorleggen. Deze stukken zijn gezien en akkoord door PDG, DEIZ, WJZ.
 - 10.2.e schakelt nog even met DC over opties voor verzending van de brief. Die opties zijn: nog dit kalenderjaar of in de eerste week van januari. Op 3 januari krijgen wij van GTS de formele melding en cijfers over de winning dit gasjaar (tijdelijke maatregel/Zuidbroek). Daarbij meldt GTS ook de Duitse cijfers.
 - @BBR, graag aan 10.2.e en 10.2.e laten weten als er een getekende versie is en duidelijk is wanneer deze brief wordt verzonden. Wij hebben met onze Duitse contacten afgesproken dat wij hen een digitale kopie sturen van de brief als die is verzonden.
- Je vindt hieronder tekst voor een mail die je naar 10.2.e kunt sturen, handigst als antwoord op zijn mail aan jou van 20 december 11.00.
- Als de stukken nog aanpassing nodig hebben ben ik daarvoor beschikbaar.

Groet, 10.2.e

Dear 10.2.e

Thank you for your message and the explanation on the adjustments. I am glad to hear you understand the difficulty in our situation and the importance of limiting the safety risks of the production from the Groningen field. Let us maintain our close collaboration.

Because the matter is of national importance our minister is going to send a letter with the purpose to ask you how adjustments in the demand can be prevented and to ask you for information on the necessity in terms of security of supply. This is information we need in order to meet our Dutch legal requirements.

I appreciate your consideration in this matter and look forward to your response.

Yours sincerely,
10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
 Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

M 06 10.2.e
 E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: brief naar Duitsland winning huidig gasjaar
Date: vrijdag 24 december 2021 10:46:26

Prima brief en nota. Veel dank. Kan wat mij betreft zo naar stef. Ik zal 10.2.e mailen dat dit eraan komt.

Fijne kerst alvast allemaal!

Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: vrijdag 24 december 2021 10:08
Aan: 10.2.e
CC: 10.2.e
Onderwerp: brief naar Duitsland winning huidig gasjaar

Dag 10.2.e

Hierbij stuur ik je de stukken voor het contact met Duitsland over de winning in het huidige gasjaar.

- Een conceptbrief en nota. Deze volgen ook de DOMUS-lijn, maar met BBR is afgesproken dat nu zo vlak voor kerst de verdere stappen per mail gaan. Na jouw akkoord zal BBR de brief aan de minister voorleggen. Deze stukken zijn gezien en akkoord door PDG, DEIZ, WJZ.
 - 10.2.e schakelt nog even met DC over opties voor verzending van de brief. Die opties zijn: nog dit kalenderjaar of in de eerste week van januari. Op 3 januari krijgen wij van GTS de formele melding en cijfers over de winning dit gasjaar (tijdelijke maatregel/Zuidbroek). Daarbij meldt GTS ook de Duitse cijfers.
 - @BBR, graag aan 10.2.e en 10.2.e laten weten als er een getekende versie is en duidelijk is wanneer deze brief wordt verzonden. Wij hebben met onze Duitse contacten afgesproken dat wij hen een digitale kopie sturen van de brief als die is verzonden.
- Je vindt hieronder tekst voor een mail die je naar 10.2.e kunt sturen, handigst als antwoord op zijn mail aan jou van 20 december 11.00.
- Als de stukken nog aanpassing nodig hebben ben ik daarvoor beschikbaar.

Groet, 10.2.e

Dear 10.2.e

Thank you for your message and the explanation on the adjustments. I am glad to hear you understand the difficulty in our situation and the importance of limiting the safety risks of the production from the Groningen field. Let us maintain our close collaboration.

Because the matter is of national importance our minister is going to send a letter with the purpose to ask you how adjustments in de demand can be prevented and to ask you for information on the necessity in terms of security of supply. This is information we need in order to meet our Dutch legal requirements.

I appreciate your consideration in this matter and look forward to your response.

Yours sincerely,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e

E 10.2.e [@minezk.nl](mailto:10.2.e@minezk.nl)

From: 10.2.e
To: 10.2.e mwi.bund.de
Cc: 10.2.e
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e
Subject: RE: Groningen
Date: vrijdag 24 december 2021 10:50:20

Dear 10.2.e

Thank you for your message and the explanation on the adjustments. I am glad to hear you understand the difficulty in our situation and the importance of limiting the safety risks of the production from the Groningen field. Let us maintain our close collaboration.

Because the matter is of national importance our minister is going to send a letter with the purpose to ask you how adjustments in de demand can be prevented as much as possible and to ask you for information on the necessity in terms of security of supply. This is information we need in order to meet our Dutch legal requirements, and to explain the need for adjustment ro parliament. I will of course send you a copy of the letter to your minister asap.

I appreciate your consideration in this matter and look forward to your response.

Yours sincerely,
10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e @bmwi.bund.de
Verzonden: maandag 20 december 2021 10:59
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de
Onderwerp: AW: Groningen

Dear 10.2.e

As I explained during our last call, our TSOs have indeed informed us that there is a slight increase in demand for the coming years. Of course I do understand that the Groningen issue is still a delicate one which involves real life issues of the population in Groningen. I have always expressed my understanding for that situation.

As far as I have understood, there are several factors that led to minor adjustments of the forecasted demand.

The assumptions for the German gas demand consider a number of factors, inter alia energy efficiency measures, the use of natural gas for electricity generation and for industrial purposes. Historical data indicates that the reduction of natural gas demand in terms of efficiency gains that was incorporated in the previous planning did not yet materialize. I.e., it was expected that the gas demand would be lower due to efficiency gains - which turned out to be wrong predictions. Unfortunately, they have to be corrected accordingly and show its effect in the

current projections of our gas demand.

Another factor is that the gas producers corrected their forecast about the German production. Domestic L-gas producers in Germany are not connected to/affiliated with our TSOs. The TSOs base their scenarios on the forecasts of the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG). In the last years, the TSOs had chosen to make a 'haircut': they reduced the numbers given by the producers because they were historically too high. As a safety measure and to be more precise, the TSOs adjusted them downwards to make a realistic assumption. Now, in the newest outlook given by the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG) the producers themselves lowered their assumptions. That leads to an additional decrease of German L-Gas production of 2.5 – 3 TWh p.a. against the previous planning.

Our TSOs have informed the IEA, that all currently observed trends lead to an increase of the estimated L-Gas import volumes from the Netherlands to Germany in the magnitude of 4 – 7 TWh p.a. until 2025/26.

For the ongoing gas year 2021/22, an additional effect may have to be taken into account and our TSOs have informed the task force accordingly: as you know, German L-Gas storages have not completely been filled in the last injection season – like many underground storages in Europe this year. That lowered the import volumes from the Netherlands in the past gas year. This effect, however, might be reversed in the ongoing gas year, bearing the risk of an additional L-gas import volume of 4 TWh.

Regarding the decision of new gas fields in the North Sea: Federal mining law lays out the procedures and statutes for granting the right to explore and exploit minerals. However, the decision to allow gas production or to deny it lies with the Bundesländer. It is their authorities that actually grant permissions. These are no decisions that are taken or revised at federal level. The decisions of the authorities of the Länder may, however, be scrutinised by the courts. Furthermore, a unitarisation agreement between the Dutch and German government would be necessary. According to my knowledge, that agreement would take up to nearly two years alone. Thus, the project would not have an immediate effect on the amount of L-gas resources available.

However, I would also like to point out that we are talking about forecasts and projections in a currently highly turbulent market situation. The current gas market situation with record high prices is not at all reflected in the projections. Statistics indicate that electricity from gas fired power plants in Germany has been reduced substantially in the 3rd quarter of this year. I would not be surprised if that would correct numbers downward.

Furthermore, I would like to recall that Germany had been very active in supporting the government of the Netherlands in its desire to phase out gas production in Groningen as quickly as possible. Our TSOs were the first to issue a dedicated time-table for the whole process of the market conversion. Our TSO were able to accelerate the process and reduce our gas demand by switching customers and industrial clients a few years ahead of the schedule – before 2020. But the effects are still seen today. Furthermore, they built a conversion facility at the Dutch border to ease the situation in Groningen. Costs will be covered by the consumers in that region, i.e. on the German side only. I think that these savings outweigh the projected possible increase in

demand we are talking about now.

In contrast to others, German TSOs had been very precise with their forecasts in the past. The last L-gas report mentions flexibilities in other countries in the region of 0 – 20 TWh.

Our TSOs have not only corrected their projections for the coming years but also announced that they will accelerate the market conversion, thus reducing our expected demand. A big industrial client will be switched to H-gas in the next year instead of 2024. That will reduce L-gas demand by 2 TWh p.a.

Furthermore, market conversion in Germany will probably be completed in 2029 instead of 2030. Germany has informed the IEA about this for its winter report. 110.000 appliances will be adapted in 2027 instead of 2030 and 22.000 appliances in 2026 instead of 2029.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @minezk.nl 10.2.e @minezk.nl>

Gesendet: Donnerstag, 16. Dezember 2021 14:38

An: 10.2.e 0.2.e @bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e@minezk.nl>

Betreff: Groningen

Dear 10.2.e

Following up on our call yesterday hereby the state of play on the subject of Groningen.

As a follow-up to our call on the 1st of December, GTS and the German transmission system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is, as I said yesterday, a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially if it were for commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September.

What in our view does not help is that we have strong signals that not all opportunities to expand the German L-gas production are taken into consideration. We are currently in discussion with the government of Lower Saxony about the exploration of a gas field in the North Sea below the Dutch-German border which contains about 60 bcm of L-gas. Up till now the government of Lower Saxony is unwilling to issue the necessary permits to allow for production. You will understand that it is very difficult, if not impossible, for me to explain and defend why we should increase the Groningen production to assist Germany while at the same time Germany refuses to increase its own L-gas production while there is a clear opportunity to do so.

I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible.

At the same time, I want to ask you to explain in writing the necessity and urgency of the adjustment, and also the actions that have been and will be taken by Germany to lower the demand on the Groningenfield, including the issue of North Sea production. Additional Groningen production is our last resort and will only be done when there is a severe

risk for the security of supply, and when there is absolutely no other option to avoid this.

I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

10.2.e

Van: 10.2.e
Verzonden: dinsdag 28 december 2021 08:58
Aan: 10.2.e @bmwi.bund.de'; 10.2.e @bmwi.bund.de';
 10.2.e @bmwi.bund.de'; 10.2.e @bmwi.bund.de'; 10.2.e
 @bmwi.bund.de'; 10.2.e@bmwi.bund.de'
CC: 10.2.e 10.2.e); 10.2.e
Onderwerp: Letter to minister Habeck
Bijlagen: Letter to minister Habeck.pdf

Dear 10.2.e 10.2.e 10.2.e 10.2.e

As announced by 10.2.e to 10.2.e our minister will send a letter to your minister regarding the German demand for Groningen-gas. Minister Blok signed the letter yesterday, so you can expect it to be delivered this week. Hereby I send you a copy in advance. I am a colleague of 10.2.e 10.2.e and 10.2.e 10.2.e who are on Christmas leave. Next week 10.2.e will be back in the office. If you have any question that should not wait till next week, don't hesitate to contact me.

As also stated by 10.2.e we appreciate your consideration in this matter and look forward to your response. On behalf of 10.2.e 10.2.e 10.2.e and our other colleagues, I would express our appreciation for the close collaboration with you, looking forward to continue this in 2022.

Best regards, and wish you ein frohes neues Jahr.

10.2.e

10.2.e

Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
 Groningen unit

M 0031 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e)
To: 10.2.e)
Subject: FW: concept brief
Date: woensdag 29 december 2021 12:34:17
Attachments: [20211229 CONCEPT voor EZK Rapportage aangepaste planningsuitgangspuntenhoden in gasjaar 2020-2021 - reEZK.docx](#)
Importance: High
Sensitivity: Confidential

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:13
Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Versie mét mijn opm.

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:12
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Hoi 10.2.e

Zie bijgaand mijn opmerkingen.

Het advies van GTS laat zich als volgt samenvatten: Niets doen is geen optie. Dus verhoog de Groningenproductie vanwege Zuidbroek en Duitsland. Betrek bij uw beslissing goed de optie Grijskerk. Als u dat doet, kies er dan voor om Grijskerk vanaf 1 april te kunnen vullen. Dit is de meest optimale uitkomst t.a.v. snelste sluiting en leveringszekerheid.

Volgens mij kunnen we hier heel goed mee uit de voeten.

Zie jij dit ook zo? Als dat zo is, dan zou ik zo weinig mogelijk opmerkingen willen maken. Kijk ook even kritisch naar die van mij en schrap als je denkt dat dat beter is.

Effect van Zuidbroek snap ik alleen nog niet. Belangrijk is iig dat we in dit gasjaar met max. 7,6 nog relatief ruim onder volume van vorig jaar blijven.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>
Verzonden: woensdag 29 december 2021 10:56
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
CC: 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e <10.2.e @gastransport.nl>
Onderwerp: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Beste 10.2.e 10.2.e

Bijgevoegd een eerste concept van onze "3 januari" brief.
Ik heb nog geen kans gehad het document door ons voltallige management te laten goedkeuren. Het is dus nog subject to "board" approval.
Ik wil jullie verzoeken, gezien de krappe doorlooptijd, uiterlijk einde vandaag jullie commentaar aan mij door te geven.
Op die manier kan ik het nog verwerken en voorleggen aan mijn management.

Er is in ieder geval één geel gemarkeerd deel, waarop ik jullie feedback graag ontvang.

Mochten er vragen o.i.d. zijn, aarzel dan niet om met mij contact op te nemen. Ik ben beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunietransportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation
Postbus 181
9700 AD Groningen
Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: concept brief
Date: woensdag 29 december 2021 16:00:24
Attachments: [20211229_CONCEPT voor EZK Rapportage aangepaste planningsuitgangspuntenhoden in oasjaar 2020-2021 - reEZK.docx](#)
Sensitivity: Confidential

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen op de concept brief. In de bijlage mijn volledige reactie in de versie met opmerkingen van 10.2.e De belangrijkste:

- Duitsland heeft geen verzoek bij ons ingediend, maar alleen gemeld dat zij hun prognoses hebben bijgesteld.
- Buiten reikwijdte
- 10.2b
- Buiten reikwijdte
-
-
-
-

Buiten reikwijdte 11.1

Buiten reikwijdte

Buiten reikwijdte

Tot slot zag ik een mail naar onze Duitse collega's waarin we aangeven dat we 7 januari een kamerbrief willen sturen. Mijn advies zou zijn om te wachten tot na de kerstvakantie. Op die manier kunnen er nog een paar collega's meelesen voor een feitelijke check. Mijn ervaring is dat 10.2.e en 10.2.e vaak best nog wat feitelijkeheden recht zetten, die stap zou ik niet overslaan. Verder is een week later ook handig, omdat we dan eerst kunnen afwachten welke reacties en adviezen voor Grijpskerk binnen zijn gekomen (9 januari is de deadline). Dat maakt het mogelijk om daar ook nog iets over te zeggen. Aangezien we behoorlijk veel over Grijpskerk moeten gaan schrijven, is het volgens mij netjes om wel recht te doen aan de reacties die we daarover binnen gaan krijgen. Op zijn minst moet een procesopmerking hoe we met reacties van omwonenden omgaan kunnen, denk ik.

Ik hoop dat jullie hiermee uit de voeten kunnen. Als jullie nog iets van mij nodig hebben is het handiger om te appen want ik check mijn mail niet.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:34
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:13
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Versie mét mijn opm.

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:12
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Hoi 10.2.e

Zie bijgaand mijn opmerkingen.

Het advies van GTS laat zich als volgt samenvatten: Niets doen is geen optie. Dus verhoog de Groningenproductie vanwege Zuidbroek en Duitsland. Betrek bij uw beslissing goed de optie Grijpskerk. Als u dat doet, kies er dan voor om Grijpskerk vanaf 1 april te kunnen vullen. Dit is de meest optimale uitkomst t.a.v. snelste sluiting en leveringszekerheid.

Volgens mij kunnen we hier heel goed mee uit de voeten.

Zie jij dit ook zo? Als dat zo is, dan zou ik zo weinig mogelijk opmerkingen willen maken. Kijk ook even kritisch naar die van mij en schrap als je denkt dat dat beter is.

Effect van Zuidbroek snap ik alleen nog niet. Belangrijk is iig dat we in dit gasjaar met max. 7,6

nog relatief ruim onder volume van vorig jaar blijven.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>

Verzonden: woensdag 29 december 2021 10:56

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e

<10.2.e @gastransport.nl>

Onderwerp: concept brief

Urgentie: Hoog

Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Beste 10.2.e 10.2.e

Bijgevoegd een eerste concept van onze "3 januari" brief.

Ik heb nog geen kans gehad het document door ons voltallige management te laten goedkeuren. Het is dus nog subject to "board" approval.

Ik wil jullie verzoeken, gezien de krappe doorlooptijd, uiterlijk einde vandaag jullie commentaar aan mij door te geven.

Op die manier kan ik het nog verwerken en voorleggen aan mijn management.

Er is in ieder geval één geel gemarkeerd deel, waarop ik jullie feedback graag ontvang.

Mochten er vragen o.i.d. zijn, aarzel dan niet om met mij contact op te nemen. Ik ben beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunietransportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation

Postbus 181

9700 AD Groningen

Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: concept brief
Date: woensdag 29 december 2021 17:33:05
Attachments: [20211229_CONCEPT voor EZK Rapportage aangepaste planningsuitgangspuntenhoden in oasjaar 2020_fw.docx](#)
Sensitivity: Confidential

Ha 10.2.e en 10.2.e

Volgens mij is het in de kern een brief waar we goed mee uit de voeten kunnen.

10.2.e dank voor je uitgebreide check in de vakantie. Bijgevoegd nog een paar opmerkingen in de tekst. Eens met 10.2.e onderstaande samenvatting, wat al behoorlijk wat punten zijn overigens. 10.2.e wil jij er nog een keer doorheen voor een laatste selectie van wat we willen meegeven? Daar moeten in elk geval de feitelijkheden bij zitten (bijvoorbeeld dat Duitsland geen verzoek heeft gedaan, dat zij geen dingen voor NAM gaan invullen).

Voor mij ook belangrijk: ik mis geheel de duiding dat alle cijfers voor een gemiddeld jaar zijn en wat er gebeurt bij een koude rest van de winter + voorjaar. Hopelijk zit dat wel in de datasets.

buiten reikwijdte

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

Over timing van de brief nav Duitsland, valt voor veel dingen wat te zeggen. Ik zou het ook snappen dat Blok dit nog zelf aan de kamer wil melden en zijn opvolger niet mee wil opzadelen en dan moet het snel. Ik zal iig volgende week aan een opzet beginnen.

10.2.e

PS> ook graag whatsapp als ik naar mijn mail moet kijken

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e
Verzonden: woensdag 29 december 2021 16:00
Aan: 10.2.e
Onderwerp: RE: concept brief

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen op de concept brief. In de bijlage mijn volledige reactie in de versie met opmerkingen van 10.2.e De belangrijkste:

- Duitsland heeft geen verzoek bij ons ingediend, maar alleen gemeld dat zij hun prognoses hebben bijgesteld.
 - Buiten reikwijdte
- [Redacted]

Buiten reikwijdte

- 10.2.b

- Buiten reikwijdte

-

-

- Buiten reikwijdte

-

@ Buiten reikwijdte

11.1

Buiten reikwijdte

Buiten reikwijdte

Tot slot zag ik een mail naar onze Duitse collega's waarin we aangeven dat we 7 januari een kamerbrief willen sturen. Mijn advies zou zijn om te wachten tot na de kerstvakantie. Op die manier kunnen er nog een paar collega's meelesen voor een feitelijke check. Mijn ervaring is dat 10.2.e en 10.2.e vaak best nog wat feitelijkeheden recht zetten, die stap zou ik niet overslaan. Verder is een week later ook handig, omdat we dan eerst kunnen afwachten welke reacties en adviezen voor Grijpkerk binnen zijn gekomen (9 januari is de deadline). Dat maakt het mogelijk om daar ook nog iets over te zeggen. Aangezien we behoorlijk veel over Grijpskerk moeten gaan schrijven, is het volgens mij netjes om wel recht te doen aan de reacties die we daarover binnen gaan krijgen. Op zijn minst moet een procesopmerking hoe we met reacties van omwonenden omgaan kunnen, denk ik.

Ik hoop dat jullie hiermee uit de voeten kunnen. Als jullie nog iets van mij nodig hebben is het handiger om te appen want ik check mijn mail niet.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:34
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:13
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Versie mét mijn opm.

Van: 10.2.e)
Verzonden: woensdag 29 december 2021 12:12
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: FW: concept brief
Urgentie: Hoog
Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Hoi 10.2.e

Zie bijgaand mijn opmerkingen.

Het advies van GTS laat zich als volgt samenvatten: Niets doen is geen optie. Dus verhoog de Groningenproductie vanwege Zuidbroek en Duitsland. Betrek bij uw beslissing goed de optie Grijskerk. Als u dat doet, kies er dan voor om Grijskerk vanaf 1 april te kunnen vullen. Dit is de meest optimale uitkomst t.a.v. snelste sluiting en leveringszekerheid.

Volgens mij kunnen we hier heel goed mee uit de voeten.

Zie jij dit ook zo? Als dat zo is, dan zou ik zo weinig mogelijk opmerkingen willen maken. Kijk ook even kritisch naar die van mij en schrap als je denkt dat dat beter is.

Effect van Zuidbroek snap ik alleen nog niet. Belangrijk is iig dat we in dit gasjaar met max. 7,6 nog relatief ruim onder volume van vorig jaar blijven.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>
Verzonden: woensdag 29 december 2021 10:56
Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>
cc: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
10.2.e @gastransport.nl>
Onderwerp: concept brief

Urgentie: Hoog

Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Beste 10.2.e 10.2.e

Bijgevoegd een eerste concept van onze "3 januari" brief.
Ik heb nog geen kans gehad het document door ons voltallige management te laten goedkeuren. Het is dus nog subject to "board" approval.
Ik wil jullie verzoeken, gezien de krappe doorlooptijd, uiterlijk einde vandaag jullie commentaar aan mij door te geven.
Op die manier kan ik het nog verwerken en voorleggen aan mijn management.

Er is in ieder geval één geel gemarkeerd deel, waarop ik jullie feedback graag ontvang.

Mochten er vragen o.i.d. zijn, aarzel dan niet om met mij contact op te nemen. Ik ben beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e@gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunietransportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation
Postbus 181
9700 AD Groningen
Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: concept brief
Date: donderdag 30 december 2021 00:00:23
Attachments: [20211229 CONCEPT voor EZK Rapportage aangepaste planningsuitgangspuntenhoden in gasjaar 2020 - reEZK.docx](#)
Sensitivity: Confidential

10.2.e allen,

buiten reikwijdte

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- We hebben (nog) geen formeel verzoek van Duitsland.
- **buiten reikwijdte**
[Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- **buiten reikwijdte**
[Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

buiten reikwijdte

Als er vragen zijn, ben ik deze week bereikbaar. 10.2.e is er volgende week weer.

T.a.v. ons proces: de Kamer is toegezegd hen te informeren over jullie brief. Dat zullen we ofwel volgende week doen (vrijdag 7 januari) of de week erna. Dat hangt onder andere af van wanneer het nieuwe kabinet geïnstalleerd wordt. We zullen jullie op de hoogte houden.

Dank nogmaals voor het delen. Zoals gezegd: ondanks onze vragen/opmerkingen/suggesties is het een brief waar we goed mee verder kunnen.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>

Verzonden: woensdag 29 december 2021 10:56

Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e)

<10.2.e @gastransport.nl>

Onderwerp: concept brief

Urgentie: Hoog

Gevoeligheid: Vertrouwelijk

Beste 10.2.e 10.2.e

Bijgevoegd een eerste concept van onze "3 januari" brief.

Ik heb nog geen kans gehad het document door ons voltallige management te laten goedkeuren. Het is dus nog subject to "board" approval.

Ik wil jullie verzoeken, gezien de krappe doorlooptijd, uiterlijk einde vandaag jullie commentaar aan mij door te geven.

Op die manier kan ik het nog verwerken en voorleggen aan mijn management.

Er is in ieder geval één geel gemarkeerd deel, waarop ik jullie feedback graag ontvang.

Mochten er vragen o.i.d. zijn, aarzel dan niet om met mij contact op te nemen. Ik ben beschikbaar.

Met vriendelijke groet,

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e @gastransport.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunietransportservices.com

Gasunie Transport Services B.V.

Regulation
Postbus 181
9700 AD Groningen
Concourslaan 17

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: FW: aangepaste brief
Date: donderdag 30 december 2021 17:51:33
Attachments: [20211229 Rapportage aangepaste planningsuitgangspunten in gasjaar 2020-2021.docx](#)
Importance: High
Sensitivity: Confidential

Hoi 10.2.e 10.2.e en 10.2.e

Hierbij de gewijzigde brief. De strekking is niet anders geworden volgens mij. Voel je niet verplicht om hierop te reageren. Het geeft jullie in ieder geval nog een kans op een evt. reactie.

Indien jullie nog suggesties hebben voor de brief dan graag uiterlijk morgenmiddag 12u bij mij aanleveren. Dan kan ik er nog naar kijken en evt. aanpassingen doen.

Ik heb deze versie tevens met mijn management gedeeld voor interne besluitvorming.

Met vriendelijke groet,

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e@gastransport.nl
M: +31 6 10.2.e

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022
Date: maandag 3 januari 2022 20:27:20
Attachments: [image001.png](#)
[image002.png](#)
buiten reikwijdte
buiten reikwijdte
[L22.0001 Rapportage wijziging vraag en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021 - 2022.pdf](#)

Beste 10.2.e 10.2.e 10.2.e

De beste wensen voor het nieuwe jaar!

In de bijlage vinden jullie de brief en rapportage over wijzigingen voor het lopende gasjaar. Cosmetisch nog heel wat aangepast, maar inhoudelijk niet.

buiten reikwijdte

De hard copy van de brief is op de post.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

E: 10.2.e @gasunie.nl

M: +31 6 10.2.e

I: www.gasunie.nl

N.V. Nederlandse Gasunie

GTS Commerce & Regulation

Postbus 19

9700 MA Groningen

Concourslaan 17

gasunie

crossing borders in energy

 Denk alstublieft aan het milieu voordat u deze e-mail print.

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

Zijne Excellentie de minister
van Economische Zaken en Klimaat,
de heer drs. S.A. Blok
Postbus 20401
2500 EK DEN HAAG

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

Datum
3 januari 2022

Doorkiesnummer
+31 50 10.2.e

Ons kenmerk
L 22.0001

Uw kenmerk

Onderwerp
Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van
laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

Excellentie,

Voor u ligt onze rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in het huidige gasjaar. Het betreft wijzigingen ten opzichte van onze eerdere raming¹. Op basis van de Gaswet, artikel 10a, lid 11 zijn wij verplicht u daarover te informeren.

Onze rapportage die u bij deze brief vindt is opgebouwd uit de volgende onderdelen:

1. Wijzigingen voor het huidige gasjaar
2. Impact van de wijzigingen op het Groningenvolume
3. Impact van de wijzigingen op de omschakeling van gasopslag Grijskerk naar L-gas
4. Resultaten van de analyse

Samenvatting en conclusie

Door alle reeds uitgevoerde maatregelen is de productie uit het Groningenveld de laatste jaren sterk afgenomen tot een historisch laag niveau. Voor het huidige gasjaar is het volume, bij een gemiddeld aantal graaddagen op jaarbasis^{2,3}, door u in september 2021 vastgesteld op 3,9 miljard m³. Dit is mogelijk gemaakt doordat de L-gas markt ondertussen voor het overgrote deel met pseudo Groningen gas wordt beleverd. De totale markt voor L-gas is nog aanzienlijk. De marktvraag aan L-gas die vanuit Nederland moet worden geleverd (via pseudo G-gas en Groningengas) bedroeg afgelopen jaar nog 47 miljard m³. Omdat het benodigde volume uit Groningen de sluitpost is hebben relatief beperkte procentuele wijzigingen in de vraag naar L-gas en het aanbod van pseudo G-gas een relatief grote impact op het benodigde Groningenvolume.

De belangrijkste wijziging betreft het later gereed komen van de stikstofinstallatie bij Zuidbroek⁴. Dat betekent dat de beoogde extra pseudo G-gas productie voor volgend jaar maximaal zo'n 2,5 miljard m³ lager uitvalt dan eerder voorzien in onze raming (de maximale jaarproductie van Zuidbroek II bij

¹ Zie onze brieven:

- 29 januari 2021, kenmerk L 21.0042 "Advies leveringszekerheid voor benodigde Groningen-volumes en -capaciteiten gasjaar 2021/2022",
- 8 juni 2021, kenmerk L 21.0251 "Rapportage over de omschakeling van gasberging Grijskerk en impact op de Groningenproductie,
- 16 juni 2021 met kenmerk L 21.0252 "Verdere versnelling sluiting Groningenveld mogelijk"

² Alle weergegeven resultaten zijn voor een jaar met een gemiddeld aantal graaddagen, tenzij expliciet anders gemeld.

³ Met m³ wordt m³(n) [35,17] bedoeld. Verschillende geraadpleegde bronnen rapporteren in kWh. Deze energie-eenheid wordt omgerekend naar (n)m³ [35,17] door het aantal kWh te delen door 9,77.

m³(n) [35,17]: Een kubieke meter gas onder normaalcondities met een calorische bovenwaarde van 35,17 MJ/m³, waarbij normaalcondities zijn gedefinieerd als: temperatuur van 273,15 K (0 °C) en absolute druk van 101,325 kPa.

⁴ Zie onze brief van 29 oktober 2021 met kenmerk L 21.0501 "Rapportage inzet middelen en methoden in gasjaar 2020/2021"

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 3 januari 2022

Ons kenmerk: L 22.0001

Onderwerp: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

volledige inzet bedraagt 10 miljard m³). Daarnaast is de geschatte L-gas vraag in Duitsland met 1,1 miljard m³ toegenomen ten opzichte van de huidige raming.

Dat heeft logischerwijs tot gevolg dat er in de winter, maar met name bij een koud voorjaar, extra gas uit het Groningenveld nodig is om dit tekort op te vangen. Om in een gemiddeld jaar de leveringszekerheid te borgen en de gasopslag Norg te vullen is additionele productie van 2,1 miljard m³ uit het Groningenveld benodigd. De totale hoeveelheid te produceren Groningengas voor het huidige gasjaar komt daarmee op 6 miljard m³.

Bij de oorspronkelijke oplevering van Zuidbroek per 1 april 2022 zou het mogelijk zijn gasopslag Grijpskerk te vullen zonder extra Groningengas in te zetten. Het omschakelen van gasopslag Grijpskerk van een H-gas berging naar een L-gas berging maakt het mogelijk om Groningen eerder te sluiten. Gasopslag Grijpskerk kan de back-up functie van Groningen namelijk overnemen. Omdat het vullen met pseudo G-gas niet langer mogelijk is in het lopende gasjaar bestaan er twee opties.

Er kan gekozen worden om het vullen van gasopslag Grijpskerk met extra Groningen gas mogelijk te maken. Dit betekent op korte termijn een wat hogere productie, maar betekent tevens dat eerdere sluiting van Groningen mogelijk is, op z'n vroegst per oktober 2023. Een alternatief is om het vullen van gasopslag Grijpskerk met extra Groningengas niet toe te staan. In dat geval kan gasopslag Grijpskerk pas later omschakelen, met op korte termijn een lagere Groningenproductie, maar een latere sluiting en dus hogere productie in latere jaren. In een dergelijk scenario is sluiting op z'n vroegst in 2025 mogelijk.

Indien gasopslag Grijpskerk volledig kan worden gevuld in twee vulcycli is een snellere sluiting van het Groningenveld nog mogelijk. Dit scenario leidt tot een totaal benodigd cumulatief Groningenvolume van 9,5 miljard m³ en een potentiële sluitingsdatum van 1 oktober 2023 indien dit gasjaar begonnen wordt. Grijpskerk ook met extra Groningengas te vullen.

De variant waarin gasopslag Grijpskerk niet met extra Groningengas gevuld mag worden resulteert in een cumulatief Groningenvolume van 9,4 miljard m³. Potentiële sluiting is dan twee jaar later: 1 oktober 2025. Deze uitkomsten kunnen qua volume als identiek worden beschouwd, gelet op de nauwkeurigheid van de modellen de gebruikte schattingen voor vraag en aanbod. Alle onderzochte varianten leiden bij gasjaren met een gemiddeld aantal graaddagen tot een cumulatieve Groningenproductie tussen de 9,3 en 10,9 miljard m³.

Bij de keuze om in 2022 of 2023 te beginnen met het vullen van gasopslag Grijpskerk is het volgende relevant. Een start in april 2022 geeft de optie op de snelst mogelijke sluiting. Indien echter na twee cycli Grijpskerk de back-up rol van Groningen niet kan overnemen – en dit risico is groter bij start in 2022 dan bij start in 2023 – zou een latere start de lagere cumulatieve productie opleveren. De keuze om al dan niet per april 2022 te beginnen met het vullen van Grijpskerk moet binnenkort worden gemaakt.

Bij koudere jaren worden de benodigde volumes logischerwijs hoger. De verschillen tussen de varianten wijzigen echter niet significant. De bovenstaande conclusies en aanbevelingen gelden dan ook onverkort voor koudere jaren.

Wij presenteren in deze rapportage de huidige verwachting, waarbij aangetekend wordt dat een deel van de informatie nog onzeker is. In onze reguliere ramingsbrief die wij uiterlijk 31 januari 2022 zullen uitbrengen presenteren we de uitkomsten voor gasjaar 2022/2023 alsmede een doorkijk naar de latere gasjaren. De resultaten voor die periode zijn echter onlosmakelijk verbonden met de nog door u te maken keuzes: de aanpassing van de toegestane Groningenproductie vanwege de wijzigingen voor het

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 3 januari 2022

Ons kenmerk: L 22.0001

Onderwerp: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

huidige gasjaar en het al dan niet toestaan van extra Groningenproductie voor het omschakelen van gasopslag Grijskerk naar L-gas.

Nadat deze keuzes door u zijn gemaakt zullen wij ons advies voor het komend gasjaar 2022-2023 uitbrengen en kunnen we de bijbehorende graaddagenvergelijking voor het huidige gasjaar opstellen.

Ondanks het feit dat de wijzigingen tot stijging van het Groningenvolume leiden zijn we onverkort positief dat de gaswinning uit het Groningenveld binnenkort gestopt kan worden. In de meest gunstige variant kan dit al op 1 oktober 2023 het geval zijn. Wij blijven ons inzetten om de reductie van de benodigde Groningenproductie zo snel mogelijk met behoud van leveringszekerheid te faciliteren.

Hoogachtend,

10.2.e

RAPPORTAGE WIJZIGINGEN IN VRAAG EN AANBOD VAN LAAGCALORISCH GAS IN GASJAAR 2021/2022

1. Wijzigingen voor het huidige gasjaar

Er zijn drie wijzigingen, die om hernieuwde beoordeling van de Groningenproductie vragen. De twee eerstgenoemde wijzigingen leiden tot meer Groningenvolume, de laatste tot marginaal minder.

1) *Vertraging⁵ oplevering Zuidbroek II*

Na ingebruikname van de stikstofinstallatie in Zuidbroek zal de jaarlijkse pseudo G-gas productiecapaciteit met maximaal zo'n 10 miljard m³ toenemen. Dat zorgt ervoor dat het Groningenveld alleen nog op koude dagen hoeft bij te springen en als back-up voor uitval van middelen en installaties dient. De stikstofinstallatie zal 180.000 m³ per uur kunnen produceren met behulp van drie productie-eenheden van elk 60.000 m³/u. De uitbraak van Covid-19 en de daaruit voortvloeiende maatregelen hebben de voortgang van de werkzaamheden en de levering van materiaal ernstig vertraagd en daardoor is ingebruikname per 1 april 2022 niet meer haalbaar. De huidige planning laat zien dat twee van de drie productie-eenheden per 1 juli 2022 beschikbaar zijn. Medio augustus 2022 is naar verwachting de volledige installatie beschikbaar.

De planning wordt niet meer beïnvloed door de levering van materiaal, aangezien alle benodigde onderdelen zich ondertussen op locatie bevinden. Er zijn met de aannemer afspraken gemaakt over een versnelling van de uitvoering om de geplande voortgang te behalen. Er is ook overeenstemming over de additionele kosten.

2) *Duitsland voorziet een grotere vraag naar L-gas uit Nederland*

De Duitse L-gas transmission system operators (TSO's) hebben in december jongstleden bij de Taskforce Monitoring Ombouw Buitenland gemeld dat het Duitse L-gas aanbod lager is dan verwacht en de Duitse L-gas vraag is toegenomen ten opzichte van de huidige raming⁶. Niet alleen voor de komende gasjaren, maar ook voor het huidige gasjaar, verwachten de Duitse L-gas TSO's een hogere vraag naar Nederlands L-gas. De verhoging voor het huidige gasjaar bedraagt circa 1,1 miljard m³. De capaciteitsbehoefte verandert niet en de Duitse ombouw naar H-gas verloopt nog steeds volgens planning. De hogere vraag ten opzichte van de eerdere inschatting wordt ook door de volume realisaties over het vierde kwartaal van 2021 onderschreven.

De Duitse L-gas TSO's hebben ons toegelicht dat het hogere L-gas volume de volgende oorzaken kent:

- 1) De Duitse L-gas productie is lager dan eerder gedacht.
- 2) De veronderstelde energie efficiëntie (1-2% op jaarbasis) heeft zich de laatste jaren niet voorgedaan in Duitsland.
- 3) De Duitse L-gas bergingen zijn dit gasjaar met een lage vulgraad gestart en zullen daardoor mogelijk niet volume neutraal opereren, zoals wel de verwachting was.

De genoemde items onder 1) en 2) hebben ook impact op de komende gasjaren en leiden tot een hogere gasvraag naar Nederlands L-gas voor de komende gasjaren.

3) *Geïnjecteerd gasvolume van UGS Norg iets groter⁷*

In tegenstelling tot in de raming werd verondersteld, bevatte UGS Norg bij de start van het gasjaar op 1 oktober 2021 5 miljard m³ gas in plaats van 4,8 miljard m³. Deze marginale wijziging hebben wij tevens in de huidige cijfers verwerkt.

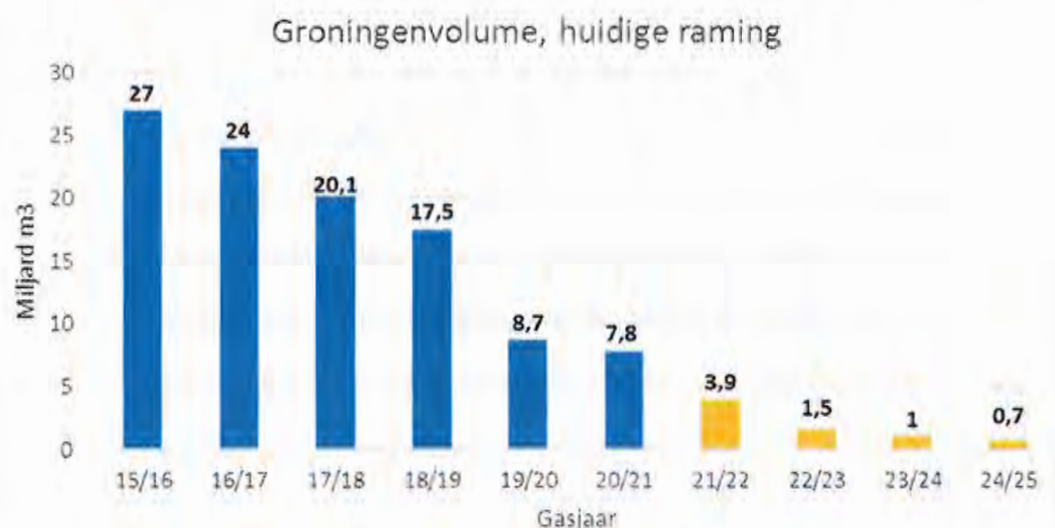
⁵ Zie ook onze brief van 29 oktober 2021 kenmerk L 21.0501 waarin de vertraging is gemeld.

⁶ Een formele melding van het Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz bij u wordt verwacht.

⁷ Bron: AGSI website, <https://agsi.gie.eu/#/>

2. Impact van de wijzigingen op het Groningenvolume

Door alle reeds uitgevoerde maatregelen is de productie uit het Groningenveld de laatste jaren sterk afgenomen tot een historisch laag niveau. Voor het huidige gasjaar is het volume, bij een gemiddeld aantal graaddagen op jaarbasis, door u in september 2021 vastgesteld op 3,9 miljard m³.



De rol van het Groningenveld zal, na ingebruikname van onze stikstofinstallatie Zuidbroek II, teruggebracht worden tot leveren bij koude dagen of bij uitval van installaties en middelen. Hoewel beperkt in termen van volumens en capaciteit, is deze rol echter wel cruciaal om de leveringszekerheid in de gehele L-gas markt te waarborgen. Om die reden worden de verschillende productieclusters van het Groningenveld op een minimaal niveau bedreven om ervoor te zorgen dat het gas beschikbaar is op het moment dat dat nodig is.

Deze minimum flow is ondertussen het overgrote deel van het geproduceerde Groningenvolume. U heeft vorig jaar onderzoek laten doen naar de minimum flow en het gewenste niveau van leveringszekerheid. In afstemming met uw ministerie zijn dezelfde uitgangspunten voor de minimum flow gebruikt als bij het vaststellingsbesluit van september jongstleden.

Noodzaak aanpassing toegestane Groningenproductie

Indien u ervoor kiest om voor de in sectie 1 genoemde wijzigingen geen additionele Groningenproductie toe te staan, blijft de vastgestelde graaddagenvergelijking uit het vaststellingbesluit van september 2021 intact. Dit zou in onze ogen volgende onwenselijke consequenties hebben.

- 1) Indien geen aanvullende productie is toegestaan, zal het (pseudo) G-gas dat anders zou worden geïnjecteerd in gasopslag Norg nodig zijn voor beleving aan huishoudens: omvang 2,1 bcm. Dat betekent voor het volgende gasjaar (1 oktober 2022 – 1 oktober 2023) een lagere vulgraad voor gasopslag Norg en dat zal bij een gemiddelde winter weer leiden tot een hogere volumevraag uit Groningen: max. 2,1 bcm. Oftewel het noodzakelijke extra volume uit Groningenveld zal dan alsnog in de graaddagenvergelijking voor gasjaar 2022-2023 terechtkomen en worden geproduceerd. Het extra volume uit het Groningenveld wordt een jaar later alsnog geproduceerd. De additionele pseudo G-gas productie van Zuidbroek II kan dit slechts voor een (klein) deel oplossen.

- 2) Er zijn ook (temperatuur) scenario's voor het huidige gasjaar mogelijk waarbij er vanwege de leveringszekerheid in het huidige gasjaar uiteindelijk meer Groningenvolume moet worden geproduceerd dan de huidige graaddagenvergelijking toestaat; zelfs als UGS Norg helemaal niet gevuld wordt met pseudo G-gas. Het gaat dan om maximaal circa 1 miljard m³. Ter illustratie, dit komt overeen met het jaarverbruik van circa 700.000 huishoudens. Indien dat extra Groningenvolume niet wordt geproduceerd, ontstaat er een leveringszekerheidsprobleem.
- 3) Het komend jaar starten met het vullen van gasopslag Grijpskerk met extra Groningengas maakt de snelst mogelijke volledige sluiting van het Groningenveld per 1 oktober 2023 mogelijk. Indien geen aanvullende productie is toegestaan valt deze optie op voorhand af. De resultaten laten zien dat het primair een wijziging in productie over de tijd betreft. Als Grijpskerk alleen met pseudo G-gas wordt gevuld is op kortere termijn minder gas uit Groningen nodig, maar op langere termijn meer (omdat gasopslag Grijpskerk later de back-up functie van Groningen overneemt) en als gasopslag Grijpskerk in het huidige gasjaar ook met Groningengas gevuld mag worden is er meer productie op korte termijn, maar kan Groningen eerder volledig sluiten.

Impact van wijzigingen en omschakeling gasopslag Grijpskerk op het benodigde Groningenvolume voor het huidige gasjaar

In alle onderstaande varianten hebben we de in de eerste sectie genoemde wijzigingen meegenomen in de berekeningen. Mede op uw verzoek, hebben we ook twee verschillende varianten voor het vullen van gasopslag Grijpskerk onderzocht. Dat zijn de hieronder genoemde varianten B en C.

Variant A: Vullen van Grijpskerk met alleen pseudo G-gas (conform huidig vaststellingsbesluit)

Variant B: Vullen van Grijpskerk met zowel *Groningengas* als pseudo G-gas vanaf 1 april 2022

Variant C: Vullen van Grijpskerk met zowel *Groningengas* als pseudo G-gas vanaf 1 mei 2022

In onderstaande tabel vindt u het effect van de wijzigingen op het huidige gasjaar:

Tabel 1a

Variant	Benodigd Groningenvolume (miljard m³), gemiddeld jaar	Delta t.o.v. vaststellingsbesluit
Vaststellingbesluit september 2021	3,9	-
Variant A	6,0	2,1
Variant B	7,6	3,7
Variant C	7,3 ⁸	3,4

De wijzigingen leiden bij een gemiddeld jaar tot 2,1 miljard m³ extra volume uit het Groningenveld. Het verloop van het tweede kwartaal heeft hierbij de grootste impact. De (temperatuurafhankelijke) vraag naar L-gas kan in deze maanden aanzienlijk zijn en daar wordt het effect van de wijzigingen het meest voelbaar. Het vullen van gasopslag Grijpskerk met Groningengas kost aanvullend nog eens 1,6 resp. 1,3 miljard m³ afhankelijk van de startdatum van het vulproces.

^{8,9} gasopslag Grijpskerk wordt dan met plm. 2 miljard m³ gevuld in plaats van de beoogde 2,5 miljard m³. Zie sectie 3 over impact op omschakeling gasopslag Grijpskerk voor een toelichting.

Voor de volledigheid kunt in de volgende tabel het resultaat zien voor een koud jaar:

Tabel 1b

Variant	Benodigd Groningenvolume (miljard m ³), koud jaar	Delta t.o.v. vaststellingsbesluit
Vaststellingbesluit september 2021	7,5	-
Variant A	10,1	2,4
Variant B	12,0	4,5
Variant C	11,7 ⁹	4,2

Impact van wijzigingen en omschakeling gasopslag Grijpskerk op het benodigde Groningenvolume voor de latere gasjaren

Wij hebben een doorkijk gemaakt naar de resterende jaren waarin het Groningenveld nog moet produceren. Dat is vooral belangrijk vanwege de keuze die er bestaat voor de start van de omschakeling van gasopslag Grijpskerk naar L-gas en of dit wel of niet met extra gas uit het Groningenveld mag plaatsvinden.

In onze analyses zijn de cijfers voor de komende gasjaren meegenomen. Voor alle landen met een L-gas markt (Nederland, Duitsland, België, Frankrijk) zijn de vraag en aanbod cijfers bijgewerkt op basis van de onlangs door alle L-gas TSO's opgeleverde datasets. We presenteren onze meest recente verwachting, waarbij aangetekend wordt dat een deel van de informatie nog onzeker is. De definitieve uitkomsten voor de komende gasjaren zullen we vastleggen in onze reguliere ramingsbrief die we uiterlijk 31 januari 2022 met u delen.

Bij de doorkijk naar de volgende jaren hebben we, mede op uw verzoek, de onderstaande varianten onderzocht. In alle varianten houden we rekening met de bovengenoemde drie wijzigingen (zie sectie 1 van dit document).

Voor een toelichting over de vulcycli van gasopslag Grijpskerk verwijzen we naar sectie 3. De variatie zit in de verschillende opties voor het vullen van gasopslag Grijpskerk:

Tabel 2

Variant	Korte omschrijving	Toelichting
0	Huidige raming	Vaststellingsbesluit september 2021
1	Gasopslag Grijpskerk niet vullen met Groningengas	Gasopslag Grijpskerk alleen vullen met pseudo G-gas
2	Gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 2 vulcycli, start 1 april 2022	Gasopslag Grijpskerk primair vullen met pseudo G-gas, maar indien nodig aanvullen met Groningengas, vullen vanaf april 2022 en april 2023
3	Gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 2 vulcycli, start 1 april 2023	Gasopslag Grijpskerk primair vullen met pseudo G-gas, maar indien nodig aanvullen met Groningengas, vullen vanaf april 2023 en april 2024
4	Gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 3 vulcycli, start 1 april 2022	Gasopslag Grijpskerk primair vullen met pseudo G-gas, maar indien nodig aanvullen met Groningengas, vullen vanaf april 2022, april 2023 en april 2024
5	Gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas G, 3 vulcycli, start 1 april 2023	Gasopslag Grijpskerk primair vullen met pseudo G-gas, maar indien nodig aanvullen met Groningengas, vullen vanaf april 2023, april 2024 en april 2025

De resultaten van deze varianten vindt u in sectie 4.

3. Impact van de wijzigingen op de omschakeling van gasopslag Grijpskerk naar L-gas

De NAM heeft onderzocht hoe de omschakeling van gasopslag Grijpskerk naar L-gas moet plaatsvinden via het vullen en legen van de berging in een aantal cycli. De van NAM ontvangen informatie (zie volgende tabel) hebben wij in onze modellen gebruikt om de "marktvraag" van gasopslag Grijpskerk vast te leggen. Oftewel het benodigde (pseudo) G-gas volume dat in de komende jaren nodig is voor het vullen van de berging.

Tabel 3

Vulcyclus gasopslag Grijpskerk	Benodigd (pseudo) G-gas volume (miljard m³)
April 2022 – September 2022	2,5
April 2023 – September 2023	2,2
April 2024 – September 2024	1,8

Gasopslag Grijpskerk kan de rol van het Groningenveld pas overnemen indien zowel de uitzendcapaciteit als het beschikbare L-gas volume van de berging groter is dan de benodigde Groningencapaciteit en het Groningenvolume.

In uw vaststellingsbesluit voor dit gasjaar is vastgelegd dat voor het vullen van gasopslag Grijpskerk geen extra Groningengas mag worden gebruikt. De omschakeling van de gasopslag naar L-gas leidt dus op basis van de vastgestelde raming voor het huidige gasjaar niet tot extra productie uit het Groningenveld. In deze raming was de verwachting nog dat de nieuwe stikstofinstallatie per 1 april 2022 volledig operationeel zou zijn en er dus voldoende pseudo G-gas beschikbaar zou zijn voor het vullen van gasopslag Grijpskerk.

Vasthouden aan dit uitgangspunt (geen extra Groningengas voor het vullen van gasopslag Grijpskerk) leidt, rekening houdend met de in sectie 1 genoemde wijzigingen, tot het volgende resultaat:

Tabel 4

Vullen van gasopslag Grijpskerk met alleen pseudo G-gas (miljard m³)	April – September 2022	April – September 2023	April – September 2024
Beschikbaar pseudo G-gas, gemiddeld jaar	0,7	1,9	2,1
Benodigd (pseudo) G-gas volume voor het vullen van gasopslag Grijpskerk	2,5	2,2	1,8

Er is onvoldoende pseudo G-gas beschikbaar vanwege de verlate oplevering van Zuidbroek II en de verhoogde Duitse vraag naar Nederlands L-gas.

Uitgaande van jaren met een gemiddeld aantal graaddagen, is in de eerste twee jaren significant minder volume beschikbaar dan het beoogde vul- en zendproces vergt. Het vullen en leanen zal dan langer duren en daardoor kan gasopslag Grijpskerk niet meer bijdragen aan een eerdere sluiting van het Groningenveld.

Indien in april 2022 wordt gestart met het vullen van gasopslag Grijpskerk met primair pseudo G-gas, maar waar dit nodig is, mag worden aangevuld met extra Groningengas, dan blijft het beoogde vulschema intact en kan de berging conform het schema in tabel 3 gevuld worden. Per jaar moet worden bekeken of het gerealiseerde volume en de beschikbare uitzendcapaciteit voldoende zijn om de rol van het Groningenveld over te nemen. Dat vergt minstens twee vulcycli. Gedurende die twee

vulcycli is gasopslag Grijpskerk in ieder geval nog niet beschikbaar als vervanger voor het Groningenveld.

In het scenario waarin gasopslag Grijpskerk vanaf april 2022 tevens met extra Groningengas mag worden gevuld en na twee vulcycli het Groningenveld kan vervangen, is sluiting potentieel per 1 oktober 2023 mogelijk. Dat is momenteel de snelst voorziene sluitingsdatum van het Groningenveld.

Uit onze analyse blijkt dat in de winter van 2023 na twee succesvolle vulcycli de L-gas uitzendcapaciteit van gasopslag Grijpskerk net gelijk kan zijn aan de benodigde capaciteit voor het Groningenveld. Dit evenwicht is echter broos¹⁰.

Bij een hogere marktvaart naar Nederlands L-gas (leidend tot meer Groningenproductie dan nu voorzien), of bij een lagere vulgraad van gasopslag Grijpskerk met L-gas zal gasopslag Grijpskerk de rol van het Groningenveld in dat jaar nog niet geheel kunnen overnemen. Het Groningenveld kan dan nog niet worden gesloten. De sluitingsdatum schuift dan een jaar op. Een dergelijke situatie hoeft niet automatisch te betekenen dat er een derde vulcyclus nodig is. Indien de eerste twee vulcycli het benodigde volume en de benodigde capaciteit opleveren dan kan sluiting een jaar later wel voldoende zijn, omdat de benodigde Groningencapaciteit en -volume per jaar afnemen.

Het daadwerkelijke bruikbare volume en capaciteit van gasopslag Grijpskerk na twee vulcycli is niet exact te voorspellen. Een derde vulcyclus is daarom in onze ogen op dit moment nog niet uitgesloten. Voor de volledigheid hebben we de resultaten van beide situaties berekend en weergegeven in deze brief. Het daadwerkelijke bruikbare volume en capaciteit van gasopslag Grijpskerk na twee vulcycli is niet exact te voorspellen. Een derde vul cyclus is daarom in onze ogen op dit moment nog niet uitgesloten. Voor de volledigheid hebben we de resultaten van beide situaties berekend en weergegeven in deze brief.

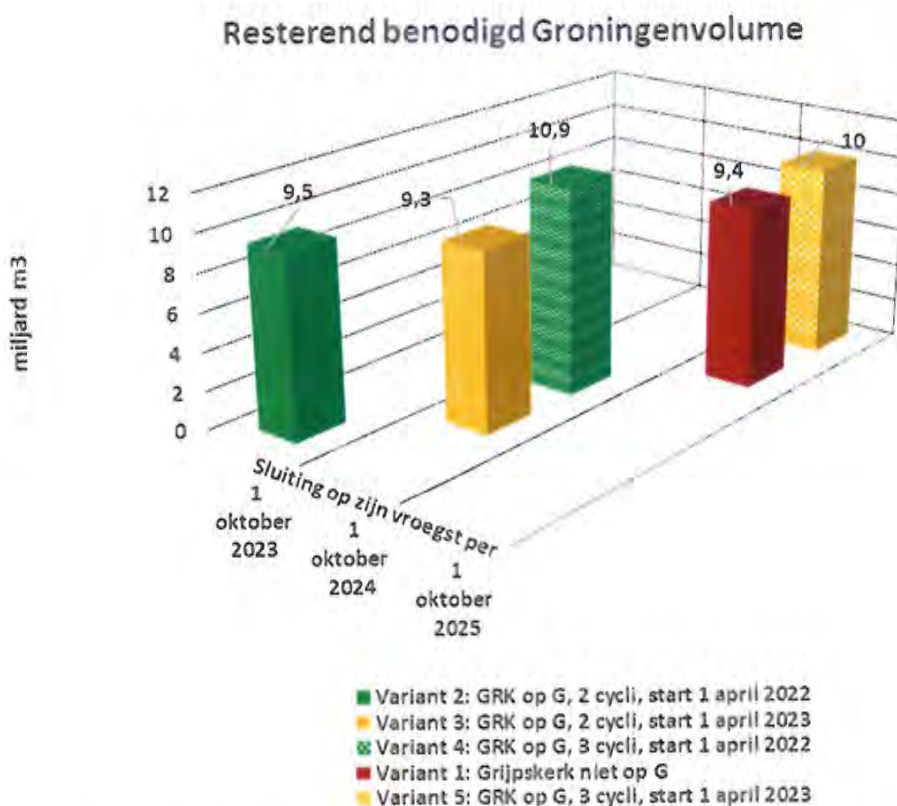
4. Resultaten van de analyse

In alle varianten houden we rekening met de bovengenoemde drie wijzigingen (zie sectie 1 van dit document). De variatie zit in de verschillende opties voor het vullen van gasopslag Grijpskerk. In de volgende tabel vindt u de resultaten van onze analyse.

Tabel 5

Gemiddelde jaren		Groningenvolume (miljard m ³)					Delta t.o.v. raming	Groningen op zijn vroegst dicht per
		21/2 2	22/2 3	23/2 4	24/2 5	Totaal		
0	Huidige raming	3,9	1,5	1,0	0,7	7,1	-	1 oktober 2025
1	gasopslag Grijpskerk niet vullen met Groningengas	6,0	1,7	1,3	0,4	9,4	2,3	1 oktober 2025
2	gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 2 vulcycli, start 1 april 2022	7,6	1,9	0,0	0,0	9,5	2,4	1 oktober 2023
3	gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 2 vulcycli, start 1 april 2023	6,0	1,9	1,4	0,0	9,3	2,2	1 oktober 2024
4	gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas, 3 vulcycli, start 1 april 2022	7,6	1,9	1,4	0,0	10,9	3,8	1 oktober 2024
5	gasopslag Grijpskerk ook vullen met Groningengas G, 3 vulcycli, start 1 april 2023	6,0	1,9	1,4	0,7	10,0	2,9	1 oktober 2025

¹⁰ Ook het L-gas volume in gasopslag Grijpskerk moet voldoende zijn. Uiteindelijk moet in de praktijk blijken of de huidige verwachtingen gerealiseerd kunnen worden. Wij gaan nog een nadere analyse doen naar het benodigde L-gas volume voor gasopslag Grijpskerk. Wij zullen u daarover in onze reguliere ramingsbrief van eind januari 2022 informeren.



Toelichting op de voorlopige resultaten:

- Aanname is dat de omschakeling van gasopslag Grijpskerk naar L-gas tot doel heeft om de resterende rol van het Groningenveld z.s.m. over te nemen en dat de gasopslag voor dat doeleinde wordt ingezet.
- Wij houden rekening met een versnelde ombouw in België: 1 oktober 2024 gereed in plaats van 1 oktober 2029.
- Door de verlate oplevering van Zuidbroek II en de verhoogde Duitse vraag naar Nederlands L-gas is er in het huidige gasjaar onvoldoende pseudo G-gas beschikbaar voor het voldoende vullen van gasopslag Grijpskerk. Uitgaande van jaren met een gemiddeld aantal graaddagen, is in de eerste twee jaren significant minder volume beschikbaar dan het beoogde vul- en zendproces vergt. Het vullen en leunen zal dan langer duren en daardoor kan gasopslag Grijpskerk niet meer bijdragen aan een eerdere sluiting van het Groningenveld. Variant 1 ligt daarom niet meer voor de hand indien een snelle sluiting nagestreefd wordt.
- In varianten 2 t/m 5 is het beoogde vulscenario van gasopslag Grijpskerk wel mogelijk. Daar is echter in alle gevallen extra Groningengas voor nodig.
- Indien alleen de varianten met twee vulcycli worden beschouwd (variant 2 en 3) is het benodigde Groningenvolume voor de resterende gasjaren (inclusief huidig gasjaar) 9,3 resp. 9,5 miljard m³. Deze uitkomsten kunnen als identiek worden beschouwd, gelet op de nauwkeurigheid van de modellen en de nauwkeurigheid van de gebruikte schattingen voor vraag en aanbod. Indien twee vulcycli voldoende zijn, kan bij variant 2 het Groningenveld zo snel mogelijk dicht. Het Groningenveld kan dan twee jaar eerder dicht dan bij variant 1, namelijk op zijn vroegst per 1 oktober 2023.
- Variant 2 komt het dichtst in de buurt bij de situatie waarbij zowel de leveringszekerheid intact blijft als het Groningenveld zo snel mogelijk sluit als dat dit bereikt wordt met het laagst mogelijke volume uit het Groningenveld.

Gasunie Transport Services B.V.

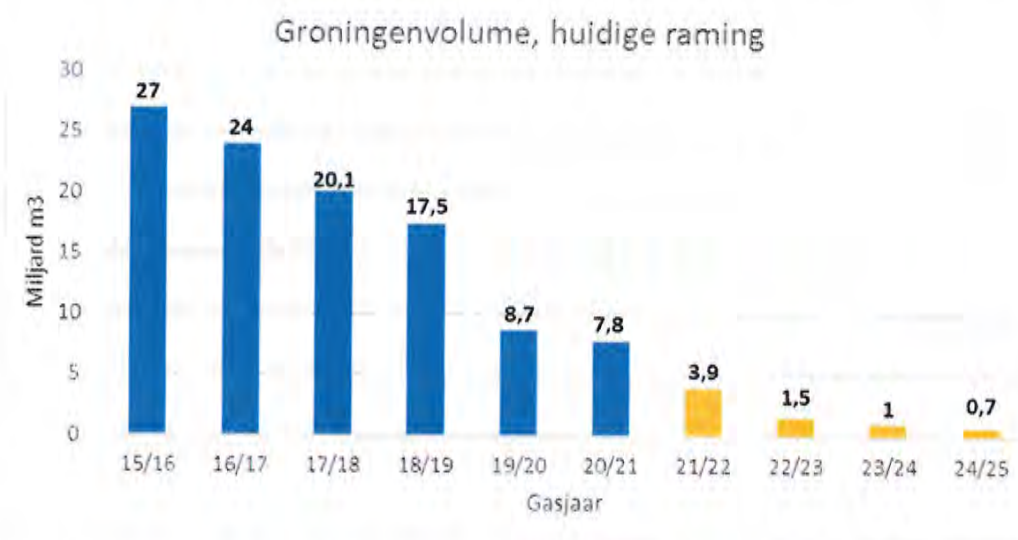
Datum: 3 januari 2022

Ons kenmerk: L 22.0001

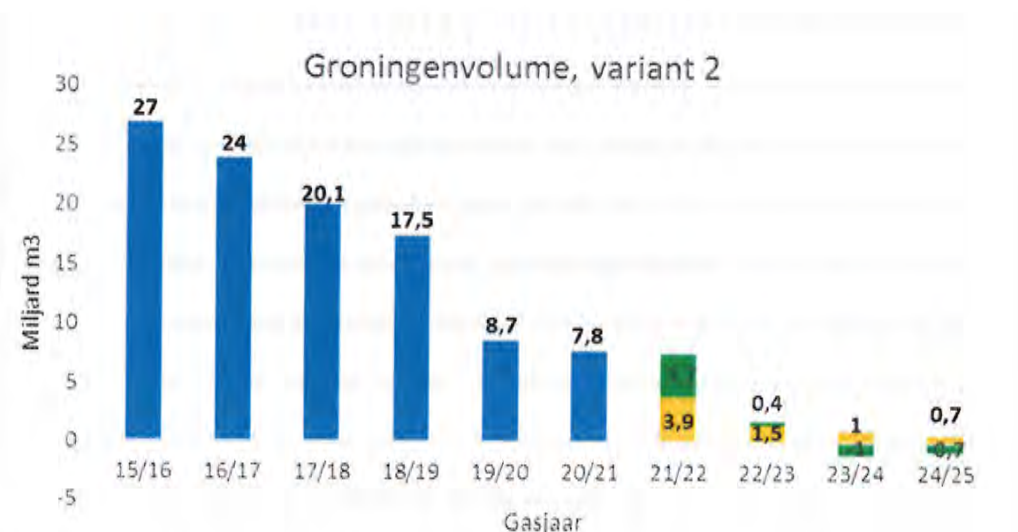
Onderwerp: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

- Eventuele wijzigingen (lees: lager aanbod en/of hogere gasvraag dan nu voorzien) voor gasjaar 2022/2023 hebben echter meer effect op variant 2 dan op variant 3. Het kiezen voor variant 2 betekent ook het aanvaarden van het risico om in variant 4 terecht te komen. Variant 4 gaat ten opzichte van variant 2 gepaard met een jaar later sluiting en met een extra Groningenvolume van 1,4 miljard m³. Variant 3 levert op voorhand een één jaar latere sluiting van het Groningenveld op, maar kent een volume van 9,3 miljard m³ en dat is lager dan variant 4.
- Afhankelijk van de te kiezen variant voorzien we op basis van de huidige inzichten dat het Groningenveld waarschijnlijk uiterlijk 1 oktober 2025 kan worden gesloten. Ook hier geldt voor de volgende jaren dat een hogere marktvraag dan nu voorzien kan leiden tot een hoger benodigd volume uit het Groningenveld.
- Bij koudere jaren worden de benodigde volumes logischerwijs hoger. De verschillen tussen de varianten wijzigen echter niet significant. Bovenstaande toelichting is daarom ook voor koudere jaren van toepassing. Zie hiervoor bijlage 2. Hierbij wordt nog aangetekend dat de tabel voor koude jaren in bijlage 2 is opgebouwd uit alleen maar koude jaren.
- Daarnaast gelden dezelfde onzekerheden en randvoorwaarden om het Groningenveld definitief te sluiten als in eerdere brieven genoemd. In alle scenario's en berekeningen gaan wij ervan uit dat marktpartijen gasproductie en bergingen naar behoren gebruiken, waarbij ook rekening gehouden wordt met de verhouding tussen L- en H-gas en er voldoende aanbod van H-gas is. De Nederlandse en Europese importafhankelijkheid zijn bij de huidige marktomstandigheden duidelijk zichtbaar. Gasopslagen hebben op het moment van schrijven een relatief lage vullingsgraad voor de tijd van het jaar en gasprijzen zijn tot ongekende hoogte gestegen. Op marktpartijen rust de verantwoordelijkheid om voor voldoende gas voor de levering aan Nederlandse afnemers te zorgen, ook als dit gas niet meer uit het Groningenveld kan komen.

Bijlage 1: Grafisch overzicht van verschillende varianten vergeleken met huidige raming



Totaal verwacht resterend Groningenvolume: 7,1 miljard m³



Het effect van variant 2 op de raming wordt in groen weergegeven.

Totaal verwacht resterend Groningenvolume: 9,5 miljard m³.

Extra volume ten opzichte van de huidige raming: 2,4 miljard m³.

Dat is voor dit gasjaar 2,1 miljard m³ extra vanwege de wijzigingen en 1,6 miljard m³ voor het vullen gasopslag Grijpskerk met Groningengas, maar een besparing van 1,7 miljard m³, vanwege eerdere sluiting.

Gasunie Transport Services B.V.

Datum: 3 januari 2022

Ons kenmerk: L 22.0001

Onderwerp: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

Voordeel: Het Groningenveld kan twee jaar eerder dicht dan wanneer gasopslag Grijpskerk alleen met pseudo-G-gas gevuld wordt.



Het effect van variant 3 op de raming wordt in groen weergegeven.

Totaal verwacht resterend Groningenvolume: 9,3 miljard m³

Extra volume ten opzichte van de huidige raming: 2,2 miljard m³.

Dat is voor dit gasjaar 2,1 miljard m³ extra vanwege de wijzigingen en 1,6 miljard m³ voor het vullen gasopslag Grijpskerk met Groningengas, maar een besparing van 1,7 miljard m³, vanwege eerdere sluiting.

Voordeel: Het Groningenveld kan één jaar eerder dicht dan wanneer gasopslag Grijpskerk alleen met pseudo-G-gas gevuld wordt. Mogelijke nieuwe wijzigingen (lees: hogere gasvraag dan nu voorzien) voor gasjaar 2022/2023 hebben minder impact dan bij variant 2.

Bijlage 2: Resultaten voor koude en warme jaren

Tabel 6

Alleen maar koude jaren		Groningenvolume (miljard m ³)					Groningenveld op zijn vroegst dicht per
		21/22	22/23	23/24	24/25	Totaal	
1	Grijpskerk niet op G	10,1	2,0	1,4	0,4	13,9	1 oktober 2025
2	GRK op G 2 cycli start 2022	12,0	2,5	0,0	0,0	14,5	1 oktober 2023
3	GRK op G 2 cycli start 2023	10,1	2,5	1,7	0,0	14,3	1 oktober 2024
4	GRK op G 3 cycli start 2022	12,0	2,5	1,7	0,0	16,2	1 oktober 2024
5	GRK op G 3 cycli start 2023	10,1	2,5	1,7	0,8	15,1	1 oktober 2025

Tabel 7

Alleen maar warme jaren		Groningenvolume (miljard m ³)					Groningenveld op zijn vroegst dicht per
		21/22	22/23	23/24	24/25	Totaal	
1	Grijpskerk niet op G	3,5	1,6	1,3	0,4	6,8	1 oktober 2025
2	GRK op G 2 cycli start 2022	4,6	1,6	0,0	0,0	6,2	1 oktober 2023
3	GRK op G 2 cycli start 2023	3,5	1,6	1,3	0,0	6,4	1 oktober 2024
4	GRK op G 3 cycli start 2022	4,6	1,6	1,3	0,0	7,5	1 oktober 2024
5	GRK op G 3 cycli start 2023	3,5	1,6	1,3	0,7	7,1	1 oktober 2025

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022
Date: maandag 3 januari 2022 20:47:41
Attachments: [image001.png](#)
[image002.png](#)

Beste 10.2.e

Hartelijk dank en wij kijken ook uit naar de verdere goede samenwerking in het nieuwe jaar,

Wij zullen NAM en vervolgens TNO vragen op basis van jullie input aan de slag te gaan. Ook zullen wij de Tweede Kamer informeren. De timing daarvan is nog niet helemaal zeker in verband met de nieuwe bewindspersonen, maar we houden jullie op de hoogte,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
 Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

M 06 10.2.e
 E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e) <10.2.e @gastransport.nl>
Sent: maandag 3 januari 2022 20:27
To: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Cc: 10.2.e) 10.2.e @gastransport.nl>; 10.2.e
 <10.2.e @gastransport.nl>
Subject: Rapportage over wijzigingen in vraag naar en aanbod van laagcalorisch gas in gasjaar 2021/2022

Beste 10.2.e 10.2.e 10.2.e

De beste wensen voor het nieuwe jaar!

In de bijlage vinden jullie de brief en rapportage over wijzigingen voor het lopende gasjaar. Cosmetisch nog heel wat aangepast, maar inhoudelijk niet.

Daarnaast vinden jullie de output tbv de SDRA in de bijlage.

Variant 1: Grijpskerk niet vullen met Groningengas.

Variant 2: Grijpskerk vullen met Groningengas

De hard copy van de brief is op de post.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

E: 10.2.e @gasunie.nl
 M: +31 6 10.2.e
 I: www.gasunie.nl

N.V. Nederlandse Gasunie

GTS Commerce & Regulation

Postbus 19

9700 MA Groningen

Concourslaan 17



 Denk alstublieft aan het milieu voordat u deze e-mail print.

This communication is intended only for use by the addressee. It may contain confidential or privileged information. If you receive this communication unintentionally, please let us know by replying immediately. N.V. Nederlandse Gasunie does not guarantee that the information sent with this E-mail is correct and does not accept any liability for damages related thereto.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: kamerbrief + nota + brief GTS
Date: maandag 3 januari 2022 21:01:55
Attachments: [I_22.0001_Rapportage_wijziging_vraag_en_aanbod_van_laagcalorisch_gas_in_gasjaar_2021_-_2022.pdf](#)
[DOMUS-22003005-v1-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022.DOCX](#)
[DOMUS-22001555-v1-NOTA_analyse_GTS_winningsniveau_Groningen.DOCX](#)

Beste allen,

Ik stuur jullie hierbij de brief van GTS en een eerste aanzet van de nota + kamerbrief om deze aan de TK aan te bieden. Mogelijk doet huidige minister dan nog, dan wordt het dus deze week. We hebben dus niet veel tijd. Ik heb met 10.2.e contact gehad en hij zal morgenavond meelesen.

Ik hoor dat jullie tijd hebben mee te lezen. Ik weet dat het voor sommige van jullie tijdens vakantie of drukke 10.2.e voorbereidingen is. Alle suggesties, al zijn het maar een paar zinnen over de toon, zijn welkom. Ik verwerk morgen alles en stuur 10.2.e een dan een nieuwe versie.

Wat ik in elk geval zelf al zal doen morgen is het lezen van de definitieve versie van de brief van GTS en de teksten daarop aanpassen. De eerste aanzet van de nota en kamerbrief heb ik op basis van het concept geschreven.

Ik hoor graag morgen uiterlijk einde dag.

Groet en nogmaals dank,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e
E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: kamerbrief + nota + brief GTS
Date: dinsdag 4 januari 2022 12:00:45
Attachments: [DOMUS-22001555-v1-NOTA_analyse_GTS_winningsniveau_Groningen-WH.docx](#)
[DOMUS-22003005-v1-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022-WH.docx](#)

10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen en suggesties. Ik denk overigens dat we de extra Duitse gas afname niet kunnen tegenhouden, er staan geen afsluiters op de grenspunten.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 3 januari 2022 21:02

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: kamerbrief + nota + brief GTS

Beste allen,

Ik stuur jullie hierbij de brief van GTS en een eerste aanzet van de nota + kamerbrief om deze aan de TK aan te bieden. Mogelijk doet huidige minister dan nog, dan wordt het dus deze week. We hebben dus niet veel tijd. Ik heb met 10.2.e contact gehad en hij zal morgenavond meelesen.

Ik hoor dat jullie tijd hebben mee te lezen. Ik weet dat het voor sommige van jullie tijdens vakantie of drukke PEGA-voorbereidingen is. Alle suggesties, al zijn het maar een paar zinnen over de toon, zijn welkom. Ik verwerk morgen alles en stuur 10.2.e een dan een nieuwe versie.

Wat ik in elk geval zelf al zal doen morgen is het lezen van de definitieve versie van de brief van GTS en de teksten daarop aanpassen. De eerste aanzet van de nota en kamerbrief heb ik op basis van het concept geschreven.

Ik hoor graag morgen uiterlijk einde dag.

Groet en nogmaals dank,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
 Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
 M 06 10.2.e
 E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e @minbuza.nl
Cc: 10.2.e
Subject: Brief aan Duitse minister: extra Duitse L-gas vraag
Date: dinsdag 4 januari 2022 12:29:50
Attachments: [Letter to minister Habeck.pdf](#)
[RF.Groningen.msg](#)

Beste 10.2.e

Allereerst de beste wensen voor 2022. Ik hoop dat je fijne feestdagen en een goede jaarwisseling hebt gehad.

Dan het volgende: eind vorig jaar werden wij onaangenaam verrast door een mededeling vanuit Duitsland dat zij dit jaar en volgende jaren meer laagcalorisch gas (L-gas) uit Nederland nodig heeft dan oorspronkelijk geraamd wil de Duitse leveringszekerheid niet in gevaar komen. Daarvoor worden de volgende redenen gegeven:

- De Duitse L-gas productie valt lager uit dan verwacht.
- De effecten van de energie-efficiëntie maatregelen vallen tegen.
- De Duitse L-gas opslagen zijn minder goed gevuld dan in andere jaren (effect hoge gasprijs (?)).

Dit alles betekent voor ons dat we de voor dit gasjaar toegestane winning zullen moeten ophogen wil de leveringszekerheid niet in gevaar komen. Dat is uiteraard een vervelend bericht dat we aan de Tweede Kamer (en Groningen) moeten melden, ook omdat we al een andere tegenvaller hebben: als gevolg van corona wordt de nieuwe stikstofinstallatie later opgeleverd dan verwacht, iets dat ook moet worden gecompenseerd door extra winning uit Groningen.

Hoewel we de extra Duitse L-gas vraag niet kunnen blokkeren (er staan geen afsluiters op de grenspunten) was dit alles voor ons wel aanleiding om richting Duitsland in de pen te klimmen. 10.2.e heeft gecorrespondeerd met 10.2.e en onze minister heeft een brief gestuurd aan zijn Duitse collega 10.2.e Beide tref je hierbij aan zodat jullie in Berlijn ook op de hoogte zijn. Mocht je nog vragen hebben of mocht je iets horen, neem dan even contact op.

Met vriendelijke groeten,

10.2.e



MINISTER
MINISTRY OF ECONOMIC AFFAIRS AND CLIMATE POLICY

H.E. Dr. Robert Habeck
Minister of Economic Affairs and Climate Action
Scharnhorststraße 34 - 37
10115 Berlin,
Germany

Email: 10.2.e@bmwi.bund.de

The Hague,
21321137

27 DEC 2021

Dear Minister,

On December 9th 2021, the Dutch Transmission System Operator (GTS) received a notification from the German authorities, which stated an additional demand for Dutch low calorific gas (L-gas) following the adjusted projections of the German demand for L-gas for the current and coming gas years. Following this notification, our respective ministries have been in contact with each other, but have not yet been able to reach an understanding.

I send this letter, to express my concern in relation to your notification and to ask you to maintain our close collaboration, in line with established practice, in order to mitigate the risks and consequences that arise from the new projections. More specifically, I would like to draw your attention to the urgent need to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. In light of this risk, which at the moment remains indisputably high, I would like to stress the importance of avoiding any increases in the demand for gas from the Groningen field.

The news on the increase in the German demand for Dutch L-gas has come as an unpleasant surprise for the Netherlands. Mainly because it also concerns the demand in the *current* gas year: an increase in the German demand in this gas year forms a risk for the Dutch security of supply and could make it necessary to revise the production decision for the Groningen field which was taken in September. The Dutch conversion facilities alone have insufficient capacity to meet the additional German demand for L-gas. As you can



MINISTER
MINISTRY OF ECONOMIC AFFAIRS AND CLIMATE POLICY

imagine, any increase in the production from the Groningen field would be very hard to explain to the people in Groningen, who today still experience the consequences of the past production from the field.

In order to limit and eventually end the safety risks as a result of the production from the Groningen field, Dutch legislation regulating the production from the Groningen field was amended in 2019. In accordance with Dutch law, I can only decide to revise a production decision or take a temporary measure allowing for an increase of production from the Groningen field if this is necessary in order to safeguard the security of supply. In my decision I have to take into account the safety of the people living in the area of the Groningen field, the safety of the people affected by a shortage of gas and also other consequences of a shortage of gas, such as the impact on economic interests and the wellbeing of people affected by a shortage of gas.

What, in light of the limited possibilities for the Dutch authorities to increase production from the Groningen field, further complicates the issue is that the German L-gas storages have not been completely filled in the last injection season. Compensating for that during an ongoing gas year will, in all likelihood, by media, citizens and politicians be seen as a measure at the expense of the Dutch security of supply and the safety of the people in Groningen. What makes it even more complicated is that we are currently involved in a discussion with the government of Lower Saxony on the exploration of a gas field in the North Sea below the Dutch-German border which contains about 60 bcm of L-gas. Up until now the government of Lower Saxony is unwilling to issue the necessary permits to allow for production. Although I realize that those permits cannot be issued in time to have an impact on the current gas year, it will be difficult for me to explain and defend an increase in the Groningen production while at the same time Germany has been unwilling to increase its own L-gas production.

Although I realize and appreciate that Germany has actively supported the phasing out of gas production from the Groningen field for many years now, it is of *vital importance* for the Dutch government to prevent additional Groningen production as much as possible. An increase in production from the Groningen field is our last resort and can only be used when there is a severe risk for the security of supply and there is absolutely no other option available.

With this in mind I would like to ask you to send me a formal notification of the adjusted forecast in Germany for the current gas year. I would also like to ask you to inform me on any measures Germany could take in order to lower the upwards adjustment in the German demand for Dutch L-gas as much as possible. Finally, in order for me to meet our Dutch legal requirements, I would need information on the risk for the security of supply in Germany. What are the risks when there is insufficient L-gas in order to meet the increase of approximately 1 bcm in the German demand? And what are the



MINISTER
MINISTRY OF ECONOMIC AFFAIRS AND CLIMATE POLICY

risks when the low levels in the German L-gas storages cannot be compensated during the current gas year with Dutch L-gas?

I appreciate your consideration in this matter and look forward to your response.

Yours sincerely

10.2.e

Stef Blok
Minister of Economic Affairs and Climate Policy

From: 10.2.e
To: 10.2.e @bmwi.bund.de
Cc: 10.2.e
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e
Subject: RE: Groningen
Date: vrijdag 24 december 2021 10:50:20

Dear 10.2.e

Thank you for your message and the explanation on the adjustments. I am glad to hear you understand the difficulty in our situation and the importance of limiting the safety risks of the production from the Groningen field. Let us maintain our close collaboration.

Because the matter is of national importance our minister is going to send a letter with the purpose to ask you how adjustments in de demand can be prevented as much as possible and to ask you for information on the necessity in terms of security of supply. This is information we need in order to meet our Dutch legal requirements, and to explain the need for adjustment ro parliament. I will of course send you a copy of the letter to your minister asap.

I appreciate your consideration in this matter and look forward to your response.

Yours sincerely,
 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e @bmwi.bund.de
Verzonden: maandag 20 december 2021 10:59
Aan: 10.2.e
cc: 10.2.e
 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de; 10.2.e @bmwi.bund.de;
 10.2.e @bmwi.bund.de
Onderwerp: AW: Groningen

Dear 10.2.e

As I explained during our last call, our TSOs have indeed informed us that there is a slight increase in demand for the coming years. Of course I do understand that the Groningen issue is still a delicate one which involves real life issues of the population in Groningen. I have always expressed my understanding for that situation.

As far as I have understood, there are several factors that led to minor adjustments of the forecasted demand.

The assumptions for the German gas demand consider a number of factors, inter alia energy efficiency measures, the use of natural gas for electricity generation and for industrial purposes. Historical data indicates that the reduction of natural gas demand in terms of efficiency gains that was incorporated in the previous planning did not yet materialize. I.e., it was expected that the gas demand would be lower due to efficiency gains - which turned out to be wrong predictions. Unfortunately, they have to be corrected accordingly and show its effect in the

current projections of our gas demand.

Another factor is that the gas producers corrected their forecast about the German production. Domestic L-gas producers in Germany are not connected to/affiliated with our TSOs. The TSOs base their scenarios on the forecasts of the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG). In the last years, the TSOs had chosen to make a 'haircut': they reduced the numbers given by the producers because they were historically too high. As a safety measure and to be more precise, the TSOs adjusted them downwards to make a realistic assumption. Now, in the newest outlook given by the German Federal Association of Natural Gas, Petroleum and Geoenergy (BVEG) the producers themselves lowered their assumptions. That leads to an additional decrease of German L-Gas production of 2.5 – 3 TWh p.a. against the previous planning.

Our TSOs have informed the IEA, that all currently observed trends lead to an increase of the estimated L-Gas import volumes from the Netherlands to Germany in the magnitude of 4 – 7 TWh p.a. until 2025/26.

For the ongoing gas year 2021/22, an additional effect may have to be taken into account and our TSOs have informed the task force accordingly: as you know, German L-Gas storages have not completely been filled in the last injection season – like many underground storages in Europe this year. That lowered the import volumes from the Netherlands in the past gas year. This effect, however, might be reversed in the ongoing gas year, bearing the risk of an additional L-gas import volume of 4 TWh.

Regarding the decision of new gas fields in the North Sea: Federal mining law lays out the procedures and statutes for granting the right to explore and exploit minerals. However, the decision to allow gas production or to deny it lies with the Bundesländer. It is their authorities that actually grant permissions. These are no decisions that are taken or revised at federal level. The decisions of the authorities of the Länder may, however, be scrutinised by the courts. Furthermore, a unitarisation agreement between the Dutch and German government would be necessary. According to my knowledge, that agreement would take up to nearly two years alone. Thus, the project would not have an immediate effect on the amount of L-gas resources available.

However, I would also like to point out that we are talking about forecasts and projections in a currently highly turbulent market situation. The current gas market situation with record high prices is not at all reflected in the projections. Statistics indicate that electricity from gas fired power plants in Germany has been reduced substantially in the 3rd quarter of this year. I would not be surprised if that would correct numbers downward.

Furthermore, I would like to recall that Germany had been very active in supporting the government of the Netherlands in its desire to phase out gas production in Groningen as quickly as possible. Our TSOs were the first to issue a dedicated time-table for the whole process of the market conversion. Our TSO were able to accelerate the process and reduce our gas demand by switching customers and industrial clients a few years ahead of the schedule – before 2020. But the effects are still seen today. Furthermore, they built a conversion facility at the Dutch border to ease the situation in Groningen. Costs will be covered by the consumers in that region, i.e. on the German side only. I think that these savings outweigh the projected possible increase in

demand we are talking about now.

In contrast to others, German TSOs had been very precise with their forecasts in the past. The last L-gas report mentions flexibilities in other countries in the region of 0 – 20 TWh.

Our TSOs have not only corrected their projections for the coming years but also announced that they will accelerate the market conversion, thus reducing our expected demand. A big industrial client will be switched to H-gas in the next year instead of 2024. That will reduce L-gas demand by 2 TWh p.a.

Furthermore, market conversion in Germany will probably be completed in 2029 instead of 2030. Germany has informed the IEA about this for its winter report. 110.000 appliances will be adapted in 2027 instead of 2030 and 22.000 appliances in 2026 instead of 2029.

Best regards,

10.2.e

Von: 10.2.e @minezk.nl 10.2.e @minezk.nl>

Gesendet: Donnerstag, 16. Dezember 2021 14:38

An: 10.2.e <10.2.e @bmwi.bund.de>

Cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e@minezk.nl>

Betreff: Groningen

Dear 10.2.e

Following up on our call yesterday hereby the state of play on the subject of Groningen.

As a follow-up to our call on the 1st of December, GTS and the German transmission system operators have discussed the German demand for Dutch L-gas. I now understand that the projections of the German demand for L-gas have been adjusted upwards for the current and coming gas years.

This is, as I said yesterday, a very unpleasant surprise for us. Especially because of the increasing need and pressure to end the production from the Groningen field as soon as possible in order to lower the risk of severe earthquakes. As you can imagine any increase in the production from the Groningen field will be hard to explain to the people living there, especially if it were for commercial reasons.

What complicates the situation is that an increase of the German demand in this gas year would make it necessary to revise the production decision which was taken in September.

What in our view does not help is that we have strong signals that not all opportunities to expand the German L-gas production are taken into consideration. We are currently in discussion with the government of Lower Saxony about the exploration of a gas field in the North Sea below the Dutch-German border which contains about 60 bcm of L-gas. Up till now the government of Lower Saxony is unwilling to issue the necessary permits to allow for production. You will understand that it is very difficult, if not impossible, for me to explain and defend why we should increase the Groningen production to assist Germany while at the same time Germany refuses to increase its own L-gas production while there is a clear opportunity to do so.

I have asked GTS to map out the consequences of the German adjustments on the basis of the data that they have received from their German counterparts, and to report back to me as soon as possible.

At the same time, I want to ask you to explain in writing the necessity and urgency of the adjustment, and also the actions that have been and will be taken by Germany to lower the demand on the Groningenfield, including the issue of North Sea production. Additional Groningen production is our last resort and will only be done when there is a severe

risk for the security of supply, and when there is absolutely no other option to avoid this.

I will let you know when I hear more from GTS.

Kind regards,

10.2.e

10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Brief aan Duitse minister: extra Duitse L-gas vraag
Date: dinsdag 4 januari 2022 13:14:39

Beste 10.2.e

Ook voor jou de beste wensen voor 2022! Veel dank voor het delen van de brief en mailwisseling tussen DG 10.2.e en 10.2.e. Goed om dit te weten.

De genoemde redenen die 10.2.e richting 10.2.e noemt, herkennen we. Volgens de laatste gegevens van de brancheorganisatie Gas Infrastructure Europe zijn de gasopslaginstallaties in Duitsland nu slechts rond de 53% gevuld, zie [AGSI+ \(gie.eu\)](https://www.gie.eu). Ter vergelijking was dit in 2020 in december nog bijna 80% en in 2019 in december meer dan 90%. De lage gasopslag werd in de media als reden genoemd voor een extra aanbesteding die Trading Hub Europe GmbH eind december heeft uitgeschreven met als doel evt tekort in februari te voorkomen.

We blijven het onderwerp volgen en meenemen in de nieuwsbrief.

Met vriendelijke groet,

10.2.e

10.2.e
 10.2.e

.....
 Botschaft des Königreichs der Niederlande
 Klosterstraße 50 / 10179 Berlin / Deutschland
 T: +49 (0)30 10.2.e
 H: +49 (0)151 10.2.e
 E-Mail: 10.2.e @minbuza.nl

.....
[Nederland wereldwijd](#)
[Sie und die Niederlande](#)

From: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Sent: dinsdag 4 januari 2022 12:30
To: 10.2.e <10.2.e @minbuza.nl>
Cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Subject: Brief aan Duitse minister: extra Duitse L-gas vraag

Beste 10.2.e

Allereerst de beste wensen voor 2022. Ik hoop dat je fijne feestdagen en een goede jaarwisseling hebt gehad.
 Dan het volgende: eind vorig jaar werden wij onaangenaam verrast door een mededeling vanuit Duitsland dat zij dit jaar en volgende jaren meer laagcalorisch gas (L-gas) uit Nederland nodig heeft dan oorspronkelijk geraamd wil de Duitse leveringszekerheid niet in gevaar komen. Daarvoor worden de volgende redenen gegeven:

- De Duitse L-gas productie valt lager uit dan verwacht.
- De effecten van de energie-efficiëntie maatregelen vallen tegen.
- De Duitse L-gas opslagen zijn minder goed gevuld dan in andere jaren (effect hoge

gasprijs (?)).

Dit alles betekent voor ons dat we de voor dit gasjaar toegestane winning zullen moeten ophogen wil de leveringszekerheid niet in gevaar komen. Dat is uiteraard een vervelend bericht dat we aan de Tweede Kamer (en Groningen) moeten melden, ook omdat we al een andere tegenvaller hebben: als gevolg van corona wordt de nieuwe stikstofinstallatie later opgeleverd dan verwacht, iets dat ook moet worden gecompenseerd door extra winning uit Groningen.

Hoewel we de extra Duitse L-gas vraag niet kunnen blokkeren (er staan geen afsluiters op de grenspunten) was dit alles voor ons wel aanleiding om richting Duitsland in de pen te klimmen. 10.2.e heeft gecorrespondeerd met 10.2.e en onze minister heeft een brief gestuurd aan zijn Duitse collega 10.2.e Beide tref je hierbij aan zodat jullie in Berlijn ook op de hoogte zijn. Mocht je nog vragen hebben of mocht je iets horen, neem dan even contact op.

Met vriendelijke groeten,

10.2.e

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is gezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen.

De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message.

The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is toegezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen. De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message. The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

Help save paper! Do you really need to print this email?

Dit bericht kan informatie bevatten die niet voor u is bestemd. Indien u niet de geadresseerde bent of dit bericht abusievelijk aan u is toegezonden, wordt u verzocht dat aan de afzender te melden en het bericht te verwijderen. De Staat aanvaardt geen aansprakelijkheid voor schade, van welke aard ook, die verband houdt met risico's verbonden aan het elektronisch verzenden van berichten.

This message may contain information that is not intended for you. If you are not the addressee or if this message was sent to you by mistake, you are requested to inform the sender and delete the message. The State accepts no liability for damage of any kind resulting from the risks inherent in the electronic transmission of messages.

From: 10.2.e
To: 10.2.e
 10.2.e
Subject: RE: kamerbrief + nota + brief GTS
Date: dinsdag 4 januari 2022 13:44:40
Attachments: [DOMUS-22003005-v1-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022_NB.docx](#)

Hoi 10.2.e

In de bijlage ook mijn suggesties bij de kamerbrief.

Hartelijke groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 4 januari 2022 12:01

Aan: 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: kamerbrief + nota + brief GTS

10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen en suggesties. Ik denk overigens dat we de extra Duitse gas afname niet kunnen tegenhouden, er staan geen afsluiters op de grenspunten.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 3 januari 2022 21:02

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 (10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: kamerbrief + nota + brief GTS

Beste allen,

Ik stuur jullie hierbij de brief van GTS en een eerste aanzet van de nota + kamerbrief om deze aan de TK aan te bieden. Mogelijk doet huidige minister dan nog, dan wordt het dus deze week. We hebben dus niet veel tijd. Ik heb met 10.2.e contact gehad en hij zal morgenavond meelesen.

Ik hoor dat jullie tijd hebben mee te lezen. Ik weet dat het voor sommige van jullie tijdens vakantie of drukke PEGA-voorbereidingen is. Alle suggesties, al zijn het maar een paar zinnen over de toon, zijn welkom. Ik verwerk morgen alles en stuur 10.2.e een dan een nieuwe versie.

Wat ik in elk geval zelf al zal doen morgen is het lezen van de definitieve versie van de brief van GTS en de teksten daarop aanpassen. De eerste aanzet van de nota en kamerbrief heb ik op basis van het concept geschreven.

Ik hoor graag morgen uiterlijk einde dag.

Groet en nogmaals dank,

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e

E 10.2.e [@minezk.nl](mailto:minezk.nl)

From: 10.2.e
To: 10.2.e; 10.2.e; 10.2.e; [MSc](#)
Subject: RE: kamerbrief + nota + brief GTS
Date: dinsdag 4 januari 2022 14:13:40
Attachments: [DOMUS-22003005-v1-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022_hk.docx](#)

10.2.e

Zie hier mijn opmerkingen, ik heb alleen de kamerbrief gedaan

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: dinsdag 4 januari 2022 12:01
Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e ,
 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: RE: kamerbrief + nota + brief GTS

10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen en suggesties. Ik denk overigens dat we de extra Duitse gas afname niet kunnen tegenhouden, er staan geen afsluiters op de grenspunten.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Verzonden: maandag 3 januari 2022 21:02
Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>;
 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Onderwerp: kamerbrief + nota + brief GTS

Beste allen,

Ik stuur jullie hierbij de brief van GTS en een eerste aanzet van de nota + kamerbrief om deze aan de TK aan te bieden. Mogelijk doet huidige minister dan nog, dan wordt het dus deze week. We hebben dus niet veel tijd. Ik heb met 10.2.e contact gehad en hij zal morgenavond meelesen.

Ik hoor dat jullie tijd hebben mee te lezen. Ik weet dat het voor sommige van jullie tijdens vakantie of drukke PEGA-voorbereidingen is. Alle suggesties, al zijn het maar een paar zinnen over de toon, zijn welkom. Ik verwerk morgen alles en stuur 10.2.e een dan een nieuwe versie.

Wat ik in elk geval zelf al zal doen morgen is het lezen van de definitieve versie van de brief van GTS en de teksten daarop aanpassen. De eerste aanzet van de nota en kamerbrief heb ik op basis van het concept geschreven.

Ik hoor graag morgen uiterlijk einde dag.

Groet en nogmaals dank,

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag

Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e

E 10.2.e [@minezk.nl](mailto:minezk.nl)

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Subject: RE: kamerbrief + nota + brief GTS
Date: dinsdag 4 januari 2022 16:11:32
Attachments: [DOMUS-22003005-v1-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022_NB+HK+WH+SR.docx](#)
[DOMUS-22001555-v1-NOTA_analyse_GTS_winningsniveau_Groningen-WH SR.docx](#)

Hoi 10.2.e

Goede brief, opbouw en toonzetting zijn volgens mij prima. Ik heb de opmerkingen van de rest samengevoegd en daar de mijne bijgezet. Lijkt daardoor een stuk met veel correcties, maar dat komt vooral door het combineren van documenten en verplaatsen van alinea's.

Paar punten die ook in de bijlagen staan toegelicht:

- Ik zou de twee opties met en zonder Grijskerk naast elkaar zetten zonder voorkeur. GTS geeft ook geen advies. Dat geeft de Kamer ook meer ruimte om te reageren.
- Let op, dat je de handtekeningen van de bijlagen weglakt voor het naar de kamer gaat. Wellicht kan GTS een schone pdf zonder handtekening sturen? Die van de brief aan Duitsland kun je in domus vinden. Domusnummer 21321137.
- GTS presenteert de variant met GRK zsm vullen met L-gas als de variant waarin leveringszekerheid geborgd wordt, het veld z.s.m. gesloten en de winning nagenoeg zo laag mogelijk, maar geeft aan dat dit ook de variant is waarin onzekerheden zich het sterkst kunnen uiten. Zit hem met name in de vraag of 2 of 3 cycli nodig zijn tot Groningen kan sluiten. Het lijkt mij goed om daar komende maanden nog wat nadere duiding bij te zoeken bij bijvoorbeeld NAM of GTS t.b.v. definitieve keuze en eventueel debat met Kamer. Hoe groot zijn de onzekerheden? Is de kans groter dat 2 cycli voldoende zijn of niet?
- Ik mis in de Kamerbrief een duiding bij de alternatieven waar de Kamer 29 nov en 9 dec naar vroeg. Om die reden hebben we GTS gevraagd uitspraak te doen over niets doen. Is dat ook een optie? Ik zou nadrukkelijk uitleggen dat overige stikstofinstallaties al maximaal ingezet worden en dat niets doen een groot risico vormt voor leveringszekerheid. Ik zou de 700.000 huishoudens noemen die GTS benoemd bij hun stukje over de noodzaak (pagina 6 in de brief van GTS).

Succes met de afronding!

Groeten
 10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 4 januari 2022 14:14

Aan: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl; 10.2.e
 <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl;

 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: kamerbrief + nota + brief GTS

10.2.e

Zie hier mijn opmerkingen, ik heb alleen de kamerbrief gedaan

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: dinsdag 4 januari 2022 12:01

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: kamerbrief + nota + brief GTS

10.2.e

Hierbij mijn opmerkingen en suggesties. Ik denk overigens dat we de extra Duitse gas afname niet kunnen tegenhouden, er staan geen afsluiters op de grenspunten.

Groeten,

10.2.e

Van: 10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 3 januari 2022 21:02

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
(10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>;
10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: kamerbrief + nota + brief GTS

Beste allen,

Ik stuur jullie hierbij de brief van GTS en een eerste aanzet van de nota + kamerbrief om deze aan de TK aan te bieden. Mogelijk doet huidige minister dan nog, dan wordt het dus deze week. We hebben dus niet veel tijd. Ik heb met 10.2.e contact gehad en hij zal morgenavond meelesen.

Ik hoor dat jullie tijd hebben mee te lezen. Ik weet dat het voor sommige van jullie tijdens vakantie of drukke PEGA-voorbereidingen is. Alle suggesties, al zijn het maar een paar zinnen over de toon, zijn welkom. Ik verwerk morgen alles en stuur 10.2.e een dan een nieuwe versie.

Wat ik in elk geval zelf al zal doen morgen is het lezen van de definitieve versie van de brief van GTS en de teksten daarop aanpassen. De eerste aanzet van de nota en kamerbrief heb ik op basis van het concept geschreven.

Ik hoor graag morgen uiterlijk einde dag.

Groet en nogmaals dank,

10.2.e

10.2.e
10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen
Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag
.....

M 06 10.2.e
E 10.2.e @minezk.nl

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren
Date: vrijdag 7 januari 2022 08:53:39
Attachments: [DOMUS-22003005-v6-gaswinning_Groningenveld_gasjaar_2021-2022.DOCX](#)
[DOMUS-21321137-v5-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.PDF](#)

Beste collega's,

Gisteren een hoop media-aandacht voor de brief van de minister over het effect van de vertraging Zuidbroek op de Groningenproductie. En ook over de kwestie Duitsland. Hierbij stuur ik jullie voor de volledigheid onze kamerbrief en ook de brief die vlak na Kerst na de Duitse minister is gegaan. Deze brief wordt weliswaar benoemd in de brief maar is niet meegezonden naar de Kamer en dus ook niet openbaar.

Contact met Duitsland loopt via 10.2.e en voor onze directie vooral via 10.2.e en 10.2.e

Met vriendelijke groet,

10.2.e
06-10.2.e

From: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Sent: woensdag 15 december 2021 19:55
To: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Subject: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e

Het betreft laagcalorische aardgas en het zit op ongeveer vier kilometer diepte in de Slochteren zandsteenformatie, die in het gebied een dikte heeft van twintig tot veertig meter. Als je meer inhoudelijk informatie wilt kun je het winningsplan erbij pakken makkelijkste weg is via <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/gaswinning/gaswinning-n05>

Gr 10.2.e

Van: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
Verzonden: woensdag 15 december 2021 18:32
Aan: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>
cc: 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>;
10.2.e <10.2.e@minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e@minezk.nl>

Onderwerp: Re: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e

ik neem aan dat de voorbereiding door 10.2.e is gedaan. De kwaliteit van het gas staat in het winningsplan. Zoek ik zo op zit nu aan tafel . Nb winningsplan staat online dus al t niet wachten kan.....

Gr 10.2.e

Verstuurd vanaf mijn iPhone

Op 15 dec. 2021 om 18:11 heeft 10.2.e)
<10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Hoi 10.2.e 10.2.e of 10.2.e

Weet een van jullie wie bij W&O 10.2.e heeft voorbereid op haar gesprek met Nedersaksen over het N05-veld? Ik ben benieuwd of dit over een veld met H-gas of L-gas gaat naar aanleiding van onderstaande mailwisseling.

Groeten
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 12:02

Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: FW: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Dag 10.2.e

Zoals net gemeld heb ik hier 10.2.e even over gebeld. En mail van 10.2.e integraal doorgestuurd. Zie hieronder de mailwisseling met 10.2.e en 10.2.e We bespreken het vanmiddag.

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 10:18

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e
10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Het lijkt me verstandig als ik een met GTS afgestemde concept mail aan 10.2.e 10.2.e kan sturen, met daarin referentie aan zijn aankondiging in ons eerdere telefonische contact, verslag van ons overleg met Nedersaksen, en de boodschap dat wij vooralsnog geen mogelijkheden zien om de daling in de winning in de Duitse velden te compenseren met extra winning uit het G-veld. Dat wij – ingeval DU overweegt te komen met een formeel verzoek- om extra winning- precies moeten weten waarom en hoe lang er minder wordt gewonnen in DU, welke maatregelen (tot en met afschakelen) DU zelf onderneemt om leveringszekerheid te garanderen etc. Plus voorstel tot gezamenlijk overleg, zowel bilateraal, als trilateraal met NS.

Eens? Hgr 10.2.e

Verzonden vanuit [Mail](#) voor Windows

Van: 10.2.e)

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:37

Aan: 10.2.e)

Onderwerp: RE: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Eens dat we het hard moeten spelen. De bespreking die 10.2.e en 10.2 vrijdag hadden over het N05-veld met de Duitse collega's leverde niet veel op. Men geeft aan dat het politieke speelveld is veranderd en dat men afwacht wat de uitwerking van het nieuwe Regeerakkoord gaat opleveren. Op vragen hoe men aankijkt tegen argumenten dat winning dicht bij huis beter is voor het klimaat en dat er voorlopig nog gas nodig is (ook vermeld in het Duitse RA) werd niet echt ingegaan. Het was verder een vriendelijk gesprek, maar zonder enige beweging. 10.2a

In dat N05 veld zit maximaal 60 bcm, wat dan overigens verdeeld moet worden tussen Nederland en Duitsland. Als de vergunningen afgegeven zijn duurt het wel nog meer dan een jaar voordat er gewonnen kan worden. Dus het is hoe dan ook geen oplossing voor het huidige tekort.

10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: maandag 13 december 2021 09:26

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e (10.2.e) 10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Re: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

ik denk dat wij dit hard moeten spelen. ik zie geen noodzaak meer te winnen in G als Du zelf de winning omlaag schroeft. ieder zijn eigen probleem. Waarom moeten wij om een formele melding vragen? moet Du dat niet eigener beweging dsoen?

hebben wij een actueel beeld bij Bel en Fra...?

Ik zal mezk zodadelijk melden dat dit speelt.

Op 13 dec. 2021 om 09:02 heeft 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl> het volgende geschreven:

Dag 10.2.e

Het ziet er aan alle kanten uit dat het een spannend laatste jaar wordt mbt gaswinning. Zie hieronder de mail van 10.2.e je inschatting was correct: er is een extra inspanning nodig voor Duitsland van wel 1 bcm. Fors ten opzichte van wat we verwachten. Om hierop te kunnen anticiperen hebben we binnen twee weken een

formele melding nodig. Tegelijkertijd spelen hier principiële/politieke discussies op de achtergrond mee. Waarom zouden wij meer moeten winnen als Duitsland dat niet wil doen? De vraag is hoe hoog we dit op willen laten spelen.

In ieder geval: we kunnen pas beginnen als we een formele melding hebben. Omdat we haast hebben zou ik willen voorstellen dat jij deze formele melding uitvraagt. Eens?

Groet,
10.2.e

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: vrijdag 10 december 2021 17:55

Aan: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e

10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Verhoging Duitse vraag naar Nederlands L-gas in huidige en komende gasjaren

Hoi 10.2.e en 10.2.e

Wij hebben vanmiddag met GTS overleg gehad over het gesprek dat zij met hun Duitse counterparts gehad hebben. Daarin is gebleken dat de Duitse volumevraag naar Nederlands L-gas hoger ingeschat wordt dan tot nu toe geraamd. Dit geldt voor het huidige gasjaar en komende gasjaren. Het gaat om ongeveer 1 bcm extra in het huidige gasjaar en 0,6 tot 0,8 bcm in komende vijf jaren. Voor het huidige gasjaar vertaalt dit zich direct door in een even groot hoger benodigd Groningenvolume. We hebben namelijk te maken met een open netwerk en de stikstofcapaciteit wordt al maximaal ingezet. Als Duitsland dus werkelijk verwacht dat 1 bcm extra nodig is, dan zal dat meegenomen moeten worden in de tijdelijke maatregel die we momenteel voorbereiden naar aanleiding van de vertraging van Zuidbroek.

Wij hebben begrepen dat er twee oorzaken zijn voor de bijstelling:

- De Duitse productie van L-gas is lager dan verwacht (opvallend is overigens dat de Duitse TSO's aangaven dat dit al in mei/juni is opgegeven door producenten).
- De Duitse vraag is hoger dan verwacht omdat de energiebesparing lager uitvalt dan beoogd. Dit blijkt uit een analyse die vergelijkbaar is met onze KEV van PBL.

Wij hebben met GTS afgesproken dat wij intern afstemmen wat de vervolgacties zijn.

- De bijstelling voor komende gasjaren kunnen in ieder geval via de Taskforce Monitoring L-gas market meegenomen worden en vervolgens landen in de raming van GTS. Dat is het reguliere proces.
- Het is voor het eerst dat er een verhoging binnen het lopende gasjaar speelt en daarvoor ligt geen proces vast. Mogelijk is dit ook een politieke afweging. Met GTS hebben we net besproken dat het logisch zou zijn om Duitsland te vragen om schriftelijk een formele melding te doen en daarbij ook te onderbouwen welk risico gelopen wordt voor de leveringszekerheid. De melding kan via de Taskforce lopen of via de ministeries.

Op het moment dat een formele melding binnen is kan de besluitvorming meegenomen worden in het proces rond de tijdelijke maatregel. NB, zo'n melding moet er dus op korte termijn liggen, liefst volgende week nog.

Een aantal aspecten is nog relevant voor het proces:

- Afgelopen dinsdag hebben we een planning afgesproken met GTS, GasTerra en NAM voor de tijdelijke maatregel (overleg met 10.2.e 10.2.e 10.2.e en 10.2.e). Afgelopen woensdag hebben we die besproken met TNO en SodM, aanstaande dinsdag wordt die afgetikt in overleg met o.a. 10.2.e en 10.2.e. Mogelijk moet de planning weer op de schop. Duitsland heeft namelijk nog geen definitieve cijfers gegeven. We zitten met een duivels dilemma:
 - Als we aan de planning voor de TM vasthouden, dan zitten we met cijfers die niet up-to-date zijn.
 - Als we wachten tot de jaarlijkse raming met definitieve cijfers (31 januari) dan is er onvoldoende tijd voor een zorgvuldige risicoanalyse + advies SodM.
 - Een alternatief kan zijn om een middenweg te kiezen: we kunnen GTS vragen om 1 raming op te leveren voor zowel het huidige als komende gasjaar en die twee weken eerder op te leveren dan 31 januari. Dat alternatief moeten we wel nog met de relevante partijen afstemmen – vraag is bijvoorbeeld of dat lukt aan de kant van GTS.
- 10.2a [redacted]

10.2.e is nog niet van bovenstaande op de hoogte. Onze Duitse collega's hebben op 2 december een overleg gehad met 10.2.e waarin zij dit gemeld hebben. 10.2.e heeft jullie naar aanleiding daarvan gemaïld met vragen over Zuidbroek. 10.2.e heeft daarop richting 10.2.e aangegeven dat het om een bijstelling van de vraag uit Duitsland ging en niet om het effect van de vertraging van Zuidbroek, maar meer dan dat was op dat moment nog niet bij ons bekend. Zie bijlage.

Kunnen jullie richting geven hoe wij dit verder moeten oppakken en met wie (welk niveau) we moeten afstemmen? Kunnen we maandag hierover afstemmen?

Groeten,
Ook 10.2.e
10.2.e

From: 10.2.e
To: 10.2.e
Cc: 10.2.e
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas
Date: vrijdag 7 januari 2022 08:59:11
Attachments: [DOMUS-21321137-v5-Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas.PDF](#)
[DOMUS-22003005-v6-gaswinning Groningenveld gasjaar 2021-2022.DOCX](#)

Beste collega's,

Hierbij voor de volledigheid de brief die uiteindelijk naar de Duitse minister is gestuurd, vlak na kerst. De brief is benoemd in (maar niet meegestuurd) met een kamerbrief van Blok gisteren, die de nodige media-aandacht heeft gekregen. Die kamerbrief heb ik ook bij deze mail gedaan.

Met vriendelijke groet,

10.2.e
06-10.2.e

From: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Sent: donderdag 23 december 2021 06:31
To: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Cc: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e)
10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>
Subject: RE: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Hartelijk dank 10.2.e akkoord vanuit DEIZ. In de bijlage heb ik nog wel een aantal redactionele suggesties gedaan voor de brief. Kijk maar of jullie daar nog iets mee kunnen.

Succes met de afronding en fijne dagen gewenst!

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e | 10.2.e

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat | Ministry of Economic Affairs and Climate Policy
Bezuidenhoutseweg 73, C-Passage, 2^e etage | 2594 AC Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK Den Haag

T +31 (0) 70 379 10.2.e
M +31 (0) 631 10.2.e
@ 10.2.e @minezk.nl
W www.rijksoverheid.nl/ezk

Van: 10.2.e) <10.2.e @minezk.nl>

Verzonden: woensdag 22 december 2021 19:19

Aan: 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

cc: 10.2.e <F.Wilschut@minezk.nl>; 10.2.e)

10.2.e @minezk.nl>; 10.2.e <10.2.e @minezk.nl>

Onderwerp: Medeparaaf via mail, Bhm Request to avoid an increase in the demand for Dutch gas

Beste 10.2.e

Op verzoek van 10.2.e gaat er voor de jaarwisseling een brief van MEZK naar zijn Duitse collega over de situatie op de gasmarkt voor laagcalorisch gas. Omdat er geen tassen meer gaan, hebben we met BBR afgesproken om medeparafen via de mail op te halen.

Ik hoor graag of je akkoord bent.

Hartelijke groet,

10.2.e

10.2.e

10.2.e

.....
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat
Projectdirectie Groningen

Bezuidenhoutseweg 73 | 2594 AC | Den Haag
Postbus 20401 | 2500 EK | Den Haag

.....
M 06 10.2.e

E 10.2.e @minezk.nl

Ministerie van Economische Zaken
en Klimaat

> Retouradres Postbus 20401 2500 EK Den Haag

De Voorzitter van de Tweede Kamer
der Staten-Generaal
Prinses Irenestraat 6
2595 BD DEN HAAG

**Directoraat-generaal Klimaat
en Energie**

Projectdirectie Groningen

Bezoekadres

Bezu denhoutseweg 73
2594 AC Den Haag

Postadres

Postbus 20401
2500 EK Den Haag

Overheidsidentificatienr

00000001003214369000

T 070 379 8911 (algemeen)

F 070 378 6100 (algemeen)

www.rijksoverheid.nl/ezk

Datum

Betreft Mogelijke verhoging gaswinning Groningenveld gasjaar 2021-2022

Ons kenmerk

DGKE-PDG / 22003005

Bijlage(n)

1

Geachte Voorzitter,

Na een zeer voorspoedige afbouw van de gaswinning uit het Groningenveld in de afgelopen kabinetsperiode heb ik u op 9 november jl. op de hoogte moeten stellen van een tegenvaller met mogelijke consequenties voor het winningsniveau in het huidige gasjaar (Kamerstuk 33 529, nr. 910): de vertraging van de ingebruikname van de stikstofinstallatie in Zuidbroek. Ik heb u aangegeven dat Gasunie Transport Services B.V. (hierna: GTS) hiervan de gevolgen voor de winning in kaart brengt en u tijdens het debat van 29 november jl. toegezegd dat ik u daarover zo snel mogelijk informeer. Bijgevoegd vindt u de rapportage die ik op 3 januari jl. van GTS heb ontvangen.¹

In haar rapportage maakt GTS melding van een tweede tegenvaller: de Duitse netbeheerders hebben GTS op de hoogte gesteld van een verwacht verbruik van laagcalorisch gas dat hoger is dan waarmee door GTS in haar raming voor het huidige gasjaar rekening is gehouden. Ik heb hierover nog in het Kerstreces een brief naar mijn Duitse ambtgenoot gestuurd. Daarin heb ik aangegeven dat ik de actieve bijdrage van Duitsland in de afgelopen jaren om de export van laagcalorisch gas en daarmee de gaswinning in Groningen af te bouwen waardeer, maar dat ik mij over deze ontwikkeling ernstige zorgen maak. Ik heb mijn ambtgenoot uitdrukkelijk gevraagd om te bezien welke maatregelen Duitsland kan nemen om de doorwerking van het verwachte hogere gasverbruik op de Duitse vraag naar Nederlands laagcalorisch gas tot het minimum te beperken.

In deze brief geef ik een korte achtergrond bij de afbouw van de gaswinning en licht ik de analyse van GTS toe. Daarnaast informeer ik u over de stappen die ik in gang heb gezet voor de verdere besluitvorming over een eventuele aanpassing van de hoogte van de winning in het huidige gasjaar.

Stand van zaken afbouw gaswinning Groningen

In maart 2018 besloot het kabinet de gaswinning uit het Groningenveld op zo kort mogelijke termijn te beëindigen om zo de oorzaak van de aardbevingen weg te nemen. Op dat moment was de verwachting dat de winning uiterlijk in 2030 kon

¹ De rapportage van GTS is een formele melding van een langdurige en substantiële afwijking van de inzet van laagcalorische gasmiddelen en de vraag naar laagcalorisch gas ten opzichte van de raming voor het huidige gasjaar, conform artikel 10a, elfde lid Gaswet. Naar aanleiding van deze melding is de Minister van Economische Zaken en Klimaat conform artikel 52e, Mijnbouwwet, bevoegd tot het nemen van een tijdelijke maatregel.

worden gestopt. Waar in het gasjaar 2017-2018 nog ruim 20 miljard Nm³ werd gewonnen is de winning in 2020-2021 onder 8 miljard Nm³ uitgekomen. In 2018 werd voor het gasjaar 2020-2021 nog ruim 13 miljard Nm³ verwacht. Aan deze snelle daling hebben met name de onderstaande maatregelen bijgedragen:

- Het vergroten van het aanbod van laagcalorisch gas door het uitbreiden van de capaciteit voor bijmenging van stikstof bij hoogcalorisch gas, gecombineerd met het sturen op 100% benutting van deze capaciteit;
- De gewijzigde inzet van de berging in Norg;
- De start van grootschalige programma's in België, Duitsland en Frankrijk voor de afbouw van hun vraag naar Nederlands laagcalorisch gas.
- Het wettelijk verbod voor de negen grootste afnemers in Nederland om na 1 oktober 2022 nog laagcalorisch gas aan het gasnet te onttrekken en de start van de omschakeling van deze afnemers naar het gebruik van hoogcalorisch gas.

Voortzetting van bovengenoemde maatregelen is en blijft voorwaardelijk aan de volledige en definitieve sluiting van het Groningenveld en het borgen van leveringszekerheid na sluiting.

Met het vooruitzicht van de ingebruikname van de nieuwe stikstofinstallatie in Zuidbroek, waarmee jaarlijks nog eens 10 miljard Nm³ extra pseudo-Groningengas kan worden geproduceerd, kon ik in september 2021 het winningsniveau voor het huidige gasjaar vaststellen op 3,9 miljard Nm³ bij een gemiddeld temperatuurverloop (Kamerstuk 33 529, nr. 902). Ondanks de vertraagde ingebruikname van de stikstofinstallatie in Zuidbroek is de verwachting nog steeds dat het huidige gasjaar het laatste jaar is met reguliere gaswinning. Vanaf volgend gasjaar is het Groningenveld alleen nog nodig als reservemiddel voor uitzonderlijke situaties, zoals extreme kou of uitval van installaties. Hiertoe wordt een beperkt aantal productielocaties operationeel gehouden, wat gepaard gaat met minimale productie.

Om de periode waarin het Groningenveld als reservemiddel nodig is zo kort mogelijk te houden ben ik voornemens NAM toe te staan laagcalorisch gas in de berging Grijpskerk op te slaan. De berging Grijpskerk wordt op dit moment gebruikt voor de opslag van hoogcalorisch gas. Op het moment dat de berging Grijpskerk ten minste twee zomers met laagcalorisch gas is gevuld (en in de tussenliggende winter geleegd) kan voldoende capaciteit van laagcalorisch gas in de berging beschikbaar zijn zodat de reservefunctie van het Groningenveld niet meer nodig is. Hierdoor kan de gaswinning uit het Groningenveld eerder volledig worden beëindigd, op zijn vroegst in 2023. GTS herhaalt in haar rapportage dat het ook mogelijk is dat drie zomers nodig zijn om in Grijpskerk voldoende capaciteit van laagcalorisch gas beschikbaar te krijgen. Ik verwijs hiervoor naar het technische rapport dat ik in juni 2021 met uw Kamer hebt gedeeld (bijlage bij Kamerstuk 33 529, nr. 873).

Gevolgen van de vertraagde ingebruikname van de stikstofinstallatie Zuidbroek en hoger gasverbruik in Duitsland

Door de vertraagde ingebruikname van de stikstofinstallatie in Zuidbroek wordt de stikstofconversiecapaciteit pas in de loop van de zomer van 2022 verder verhoogd. Hierdoor is met het huidige winningsniveau uit het Groningenveld

onvoldoende laagcalorisch gas beschikbaar om vanaf april 2022 de leveringszekerheid te borgen en de bergingen Norg en Grijpskerk te kunnen vullen met laagcalorisch gas.

De prognose van de Duitse vraag naar Nederlands laagcalorisch gas is voor het huidige gasjaar naar boven bijgesteld met 1,1 miljard Nm³. Het betreft geen vertraging in de ombouw van Duitse eindafnemers van laag- naar hoogcalorisch gas, maar een verwacht hoger gasverbruik van de nog niet omgeschakelde Duitse afnemers. Dit komt doordat energiebesparende maatregelen een minder groot effect hebben gehad dan verwacht. Daarnaast valt de winning van laagcalorisch gas in Duitsland dit gasjaar lager uit dan oorspronkelijk was verwacht en zijn de Duitse opslagen van laagcalorisch gas minder gevuld dan normaal gesproken het geval is.

GTS heeft verschillende varianten doorgerekend. De maximale totale winning die dit gasjaar bij een gemiddeld temperatuurverloop nodig is bedraagt 7,6 miljard Nm³. Dit is inclusief het hogere verbruik in Duitsland en gaat uit van het vullen van de bergingen in zowel Norg als Grijpskerk met laagcalorisch gas in het huidige gasjaar.

Het is geen realistische optie om de berging Norg dit jaar niet te vullen. Het onvoldoende vullen van Norg in 2022 leidt er volgens GTS onvermijdelijk toe dat het Groningenveld moet worden ingezet ten behoeve van de leveringszekerheid in de winter van 2022-2023, zelfs bij een gemiddeld temperatuurverloop in dat gasjaar. Extra winning ten behoeve van het vullen van Norg kan dus niet worden voorkomen, slechts uitgesteld. Er zijn ook geen alternatieve middelen voorhanden voor de productie van laagcalorisch gas, omdat de stikstofinstallaties al maximaal worden ingezet.

Het niet vullen van Grijpskerk vanaf 2022 betekent dat dit gasjaar bij een gemiddeld temperatuurverloop in totaal 6,0 miljard Nm³ Groningengas nodig zou zijn. Deze berging kan dan echter pas op zijn vroegst in 2024 worden ingezet zodat de reservefunctie van het Groningenveld niet meer nodig is. GTS heeft de cumulatieve winning uit het Groningenveld tot aan de sluiting berekend en komt tot de conclusies dat binnen de nauwkeurigheid van de modellen de varianten op dit punt als identiek kunnen worden beschouwd. In het huidige gasjaar extra gas winnen kan ervoor zorgen dat later gaswinning wordt bespaard én dat eerdere sluiting van het Groningenveld, op zijn vroegst in 2023, mogelijk blijft.

Overigens is op dit moment de procedure voor het instemmingsbesluit dat opslag van laagcalorisch gas in de berging Grijpskerk mogelijk maakt nog niet afgerond. TNO, de Technische commissie bodembeweging (hierna: Tcbb) en Staatstoezicht op de Mijnen (hierna: SodM) hebben mij hierover geadviseerd en hebben gesteld dat er geen verandering is in de risico's ten opzichte van het huidige gebruik van de berging voor hoogcalorisch gas. Ik heb mijn voornemen met het gewijzigde opslagplan in te stemmen op 2 december jl. voorgelegd aan de betrokken provincies, gemeenten en waterschappen.² Ook omwonenden zijn in de

² Zie <https://www.rvo.nl/onderwerpen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/gasinfrastructuur/gasopslag-grijpskerk>

gelegenheid gesteld op het conceptbesluit te reageren. Bij het definitieve besluit worden de adviezen van de medeoverheden en de reacties van de omwonenden betrokken.

De benodigde 7,6 miljard Nm³ in het huidige gasjaar is berekend voor een gemiddeld temperatuurverloop. GTS geeft aan dat in koude jaren de berekende volumes hoger zullen zijn, maar dat haar conclusies en aanbevelingen ten aanzien van de varianten onverkort blijven gelden. Tot op heden verloopt dit gasjaar overigens warmer dan gemiddeld.³

Besluitvorming over het winningsniveau in het huidige gasjaar

Ik heb aan NAM gevraagd om voor de verschillende varianten in de rapportage van GTS de operationele strategie van het huidige gasjaar te herzien en te berekenen hoe in de verschillende varianten de druk zich in het gasveld ontwikkelt. TNO heb ik gevraagd op basis hiervan een aanvulling te maken op de seismische dreigings- en risicoanalyse van 2021. Dit zal worden voorgelegd aan SodM, zodat SodM kan adviseren over de veiligheidsrisico's van een verhoging van de gaswinning in dit gasjaar. GTS geeft aan in haar raming voor het komende gasjaar de verwachting van de gasvraag nogmaals te actualiseren. Ik verwacht deze raming uiterlijk 31 januari aanstaande. Hiernaast zal gedurende deze winter een beter beeld worden verkregen van het daadwerkelijke gasverbruik en in hoeverre dat beïnvloed is door de hoge gasprijzen van de afgelopen maanden.

De bovengenoemde inzichten, analyses en adviezen zullen worden betrokken bij het besluit over de gaswinning dat mijn opvolger vóór 1 april 2022 zal nemen. Daarbij wordt ook een definitieve keuze gemaakt tussen de varianten voor de inzet van de berging in Grijpskerk die GTS in haar rapportage uiteen heeft gezet.

Conclusie

De gaswinning uit het Groningenveld is de afgelopen jaren in grote stappen afgebouwd. Daardoor is het veiliger geworden in Groningen. De vertraging van Zuidbroek en de hogere verwachte afname van gas door Duitsland zijn, 'in het zicht van de haven', teleurstellend. Ook al hebben mijn voorgangers en ik de afgelopen jaren nadrukkelijk ook de onzekerheden in de afbouw benoemd, toch begrijp ik dat extra winning dit gasjaar voor veel Groningers een tegenvaller is. Ik benadruk dat ook het nieuwe kabinet in zijn coalitieakkoord heeft aangegeven de gaswinning in Groningen zo snel mogelijk volledig en definitief te willen beëindigen.

Stef Blok
Minister van Economische Zaken en Klimaat

³ Bij de berekeningen gebruikt GTS de temperatuurprofielen van de afgelopen 30 jaren. Een 'gemiddeld temperatuurverloop' is gedefinieerd als het temperatuurverloop in het gasjaar 2011-2012.