Rapport

Mogelijke maatregelen voor gasopslag ter bevordering van de leveringszekerheid

voor
Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (“Min EZK“)

door
KYOS Energy Services BV (“Kyos”)

18 februari 2024

Vrijwaring:
Kyos accepteert geen enkele aansprakelijkheid (ook niet voor nalatigheid) richting enige andere partij dan richting de opdrachtgever

Inhoudsopgave

1 Onderzoeksvraag en onderzoeksaanpak 4
1.1 Aanleiding voor dit onderzoek 4
1.2 Onderzoeksvraag 5
1.3 Onderzoeksaanpak 5
1.3.1 Interviews 5
1.3.2 Kennis en ervaring van Kyos en Coupry 6
1.3.3 KyStore gasopslagmodel 6
1.4 Indeling van het rapport 6
2 Vraag en aanbod van gas 8
2.1 Vraag 8
2.2 Aanbod 10
2.3 LNG 12
2.4 Vraag-aanbod balans 13
3 Gasopslag 16
3.1 De rol van gasopslag in het Europese energiesysteem 16
3.2 Gasbergingen in Nederland 17
3.2.1 Norg en Grijpskerk 20
3.2.2 Bergermeer 22
3.2.3 Alkmaar 23
3.2.4 Zuidwending 23
3.2.5 Duitse gasopslagen verbonden aan het Nederlandse netwerk 24
3.3 Kosten van gasopslagmaatregelen 24
3.3.1 Kosten van een strategische voorraad 24
3.3.2 Kosten van een vulverplichting 25
3.3.3 Kosten van Franse opslagregulering 26
4 Mogelijke maatregelen 28
4.1 Overzicht van mogelijke maatregelen 28
4.2 Vulagent 28
4.3 Strategische reserve 30
4.4 Use-it-or-lose-it (UIOLI) 33
4.5 Vulverplichting voor leveranciers 35
4.6 Vulverplichting voor opslagbeheerders 39
4.7 Vulverplichting voor capaciteitshouders 39
4.8 Onttrekkingsverbod (ad hoc) 42
4.9 Onttrekkingsverbod (permanent) 42

4.10 Financiële stimulans voor capaciteitshouders 43
5 Beoordelingscriteria 47
5.1 Leveringszekerheid en vuldoelen 47
5.2 Kosten, transparantie, marktwerking en concurrentie 48
5.3 Sterke bedrijfseconomische keten van gasopslag 50
5.4 Uitvoerbaarheid 52
5.5 Flexibiliteit en toekomstbestendigheid 53
6 Beoordeling van mogelijke maatregelen 55
7 Conclusies en aanbevelingen 59
7.1 Mogelijke maatregelen 59
7.2 Af te raden maatregelen 61
7.3 Andere aanbevelingen 62
8 Bijlagen 63
8.1 Interviews 63
8.1.1 Interviews met buitenlandse opslagbeheerders 63
8.1.2 Interviews met Nederlandse spelers in de gasmarkt 63
8.2 Situatie in andere Europese landen 68
8.2.1 Frankrijk 68
8.2.2 Italië 68
8.2.3 Duitsland 69
8.2.4 Oostenrijk 70

1 Onderzoeksvraag en onderzoeksaanpak

1.1 Aanleiding voor dit onderzoek

Een groot deel van de Nederlandse bedrijven en huishoudens is afhankelijk van een betrouwbare levering van aardgas. Gasopslag vormt een belangrijke schakel in het bieden van deze leveringszekerheid, vooral na het stoppen van de productie uit het Groningenveld. Vanaf eind 2021 bleek plotseling de kwetsbaarheid van de gaslevering, toen duidelijk werd dat Gazprom haar opslagcapaciteit in Europa om strategische redenen grotendeels leeg liet staan. Toen Rusland vervolgens Oekraïne binnenviel en de gasleveringen via pijplijn uit Rusland afnamen, leidde dit tot grote turbulentie in de gasmarkt. Gasprijzen op de Nederlandse gashandelsplaats Title Transfer Facility (TTF) piekten in de zomer van 2022 op een niveau van ruim 300 Euro/MWh, vergeleken met een gemiddelde prijs tussen 2008 en 2020 van 19 Euro/MWh. Zie Figuur 1.

Figuur 1: Nederlandse TTF gas spotprijzen (dagprijzen), 2008 – 2024. Bron: Kyos Analytical Platform / PEGAS.

In de loop van 2021 had Gazprom de door haar beheerde opslagcapaciteit in Europa onvoldoende gevuld, waaronder in Bergermeer. Vervolgens lagen tot de zomer van 2022 de zomerprijzen (spot en forward) in de gasmarkt bovendien boven de forwardprijzen voor de aankomende winter van 2022-2023. Daardoor waren niet alleen de Gazprom opslagcapaciteiten slecht gevuld, maar hadden ook andere opslagcapaciteiten een ongekend laag vulniveau doordat marktspelers niet of nauwelijks economisch konden vullen. Dit vereist namelijk een voldoende positieve spread (prijsverschil) tussen de gasprijzen in de zomer en de winter.

Door een reeks van overheidsmaatregelen en doordat de marktprijzen zich in de tweede helft van 2022 enigszins normaliseerden, werden Europese gasopslagen uiteindelijk toch voldoende gevuld. Niettemin was het besef ontstaan dat deze situatie in de toekomst voorkomen moet worden. In de Kamerbrief ‘Visie Gasopslag’ van 23 juni 2023 heeft het kabinet daarom een actievere rol van de overheid aangekondigd richting gasopslag, gezien de belangrijke rol van gasopslag in het borgen van de gasleveringszekerheid. In deze visie stelt het kabinet twee doelen:

1. Het goed functioneren van verschillende typen gasopslagen met voldoende opslagcapaciteit (hoeveel gas er in een gasopslag kan worden opgeslagen) en functionaliteit (injectiecapaciteit en uitzendcapaciteit)
2. Voldoende gas in deze verschillende typen gasopslagen

Om zorgvuldig te kunnen besluiten over het al dan niet instellen van maatregelen en over de vormgeving daarvan, heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat een onderzoeksopdracht door Kyos laten uitvoeren.

1.2 Onderzoeksvraag

Het doel van deze opdracht is te onderzoeken **welke maatregelen rond gasopslag de leveringszekerheid van gas aan Nederlandse eindverbruikers kunnen verbeteren.** We onderzoeken mogelijke maatregelen op de doeltreffendheid, doelmatigheid, uitvoerbaarheid en proportionaliteit. We maken met name **een afweging tussen de bijdrage aan de leveringszekerheid in relatie tot de directe en indirecte kosten van de verschillende maatregelen**. De nadruk van dit onderzoek ligt, gezien de problemen in crisisjaar 2022, met name op de **seizoensopslagen**. Deze vertegenwoordigen 94% van het opslagvolume in Nederland en zorgen in grote mate voor een stabiele gaslevering in de winter.

1.3 Onderzoeksaanpak

Dit onderzoek is gebaseerd op een combinatie van literatuurstudie, interviews, kwantitatieve onderbouwing en economische theorie, verwerkt tot een analyse die stoelt op onze jarenlange kennis en ervaring met gasopslag.

De bestudeerde literatuur bestaat uit rapporten, verslagen, economische data, Europese verordeningen, nationale wetten en regulering die voor, tijdens en na de gascrisis van 2022 zijn verschenen over gasmarkten, gasopslag en leveringszekerheid. We hebben deze informatie aangevuld met de inzichten die gesprekspartners met ons deelden in de interviews (zie 1.3.1) en onze eigen ervaring (zie 1.3.2). Tevens hebben we gebruik gemaakt van het KyStore gasopslagmodel van Kyos (zie 1.3.3).

1.3.1 Interviews

Als onderdeel van dit onderzoek hebben we een groot aantal gesprekken gevoerd met buitenlandse en Nederlandse partijen die actief zijn in de gasmarkt. De inzichten uit deze interviews zijn verwerkt in de beoordeling van mogelijke maatregelen: hoe kunnen deze worden vormgegeven en hoe pakken ze uit voor de leveringszekerheid en de gasmarkt als geheel?

De gesprekken met de buitenlandse partijen hebben we gevoerd om de situatie in andere Europese landen met betrekking tot gasopslag beter te begrijpen. We hebben gesproken met vertegenwoordigers van zes verschillende gasopslagbeheerders in Frankrijk, Duitsland, Oostenrijk en Italië. Deze vier landen hebben gezamenlijk 683 TWh aan opslagcapaciteit (Nederland: 145 TWh). Dit komt overeen met 60% van de totale gasopslagcapaciteit in de EU. In deze gesprekken zijn we vooral ingegaan op de ontwikkelingen rond gasopslagen sinds 2022. De opslagbeheerders hebben bij uitstek inzicht in de maatregelen die zijn genomen en de reactie daarop van hun klanten, de capaciteitshouders. We hebben de opslagbeheerders gevraagd welke maatregelen er zijn genomen tijdens de gascrisis van 2022, welke afwegingen hierbij gemaakt zijn, hoe deze zijn (of worden) omgezet in wet- en regelgeving, en wat de praktische ervaringen hiermee tot nu toe zijn.

In Nederland hebben we met een breed scala aan partijen gesproken die samen het grootste gedeelte van de Nederlandse gasmarkt afdekt. De partijen vallen in de volgende categorieën uiteen:

- Toezichthouder ACM
- Landelijk gastransportnetbeheerder Gasunie Transport Services (GTS)
- Gasbeurs ICE
- Publiek energiebedrijf EBN
- Brancheorganisaties (Vereniging Gasopslag Nederland, VEMW, Energie Nederland)
- Individuele leveranciers en handelsbedrijven (6x, waaronder GasTerra)

- Gasopslagbeheerders (TAQA, NAM, Energystock, Eneco)
- Grote industriële eindverbruiker

In onze gesprekken zijn we ingegaan op de huidige werking van de gasopslagmarkt. Daarnaast is gevraagd of en op welke wijze eventuele maatregelen nodig zijn om de werking van de gasopslagmarkt te versterken en de leveringszekerheid te vergroten. In bijlage 8.1 staat een algemeen verslag van de interviews; daarnaast komen de inzichten uit de interviews op verschillende plekken terug in dit rapport.

1.3.2 Kennis en ervaring van Kyos en Coupry

Kyos is een Nederlands energie-adviesbureau met ruim 100 klanten in met name West-Europa. Ze is marktleider in Europa op het gebied van waardering en optimalisatie van gasopslagen. Kyos biedt zowel software aan, bijvoorbeeld het gasopslagmodel KyStore, alsmede advies- en dataservices. Er werken bij Kyos ongeveer 40 mensen.

De twee economische hoofdonderzoekers van Kyos, Ewout Eijkelenboom en Cyriel de Jong, zijn actief in de gasmarkt vanaf de eerste liberaliseringsfase aan het begin van dit decennium. Net als de juridische hoofdonderzoeker, Pierrette Gaasbeek van Coupry Advocaten, hebben ze jarenlange ervaring opgedaan in de gasmarkt met hun werk voor marktpartijen, beleidsmakers en de Nederlandse toezichthouder. Kyos heeft bijvoorbeeld het ministerie van EZK in de afgelopen periode geadviseerd bij de maatregelen om de gasleveringszekerheid in de winter te waarborgen, met name door het ontwikkelen van een subsidieregeling voor gebruikers van de Bergermeer gasopslag.

Voor meer informatie zie www.kyos.com en www.coupry.nl.

1.3.3 KyStore gasopslagmodel

Het KyStore gasopslagmodel is een rekenkundig programma waarmee de marktwaarde van gasopslag kan worden bepaald. De onderliggende methode is vanaf 2003 ontwikkeld en beschreven in verschillende academische en praktijk-georiënteerde publicaties[1]. KyStore maakt het mogelijk om de marktwaarde te schatten aan de hand van de huidige prijzen in de termijnmarkt (forwardprijzen), gecombineerd met de volatiliteit (beweeglijkheid) van de spot- en forwardprijzen. Aan de hand van een groot aantal prijssimulaties en een geoptimaliseerde handelsstrategie schat KyStore hoeveel een handelaar gemiddeld zou kunnen verdienen met gasopslag. Het programma is in gebruik bij enkele tientallen marktspelers, waaronder gasopslagbedrijven, leveranciers en handelsbedrijven. Kyos publiceert ieder kwartaal de resultaten van het programma voor een aantal standaard opslagproducten op de Nederlandse TTF en de Engelse NBP markt[2].

Tijdens dit onderzoek is het programma gebruikt om te kwantificeren wat de daling in marktwaarde is voor gasopslag in Nederland als gevolg van eventuele vulverplichtingen. Daarnaast is het model gebruikt om de uitkomsten van opslagveilingen in Nederland te vergelijken met die in Frankrijk.

1.4 Indeling van het rapport

Het rapport is als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 beschrijft vraag en aanbod in de Nederlandse en Europese gasmarkt, alsmede de rol van LNG, gasopslag en de markt (waaronder TTF) in het samenbrengen van vraag en aanbod. Hoofdstuk 3 richt zich op de rol van gasopslag in Europa en beschrijft de verschillende gasopslagen die met het Nederlandse gasnet verbonden zijn. Het becijfert tevens de economische kosten die verbonden zijn aan verschillende maatregelen. In hoofdstuk 4

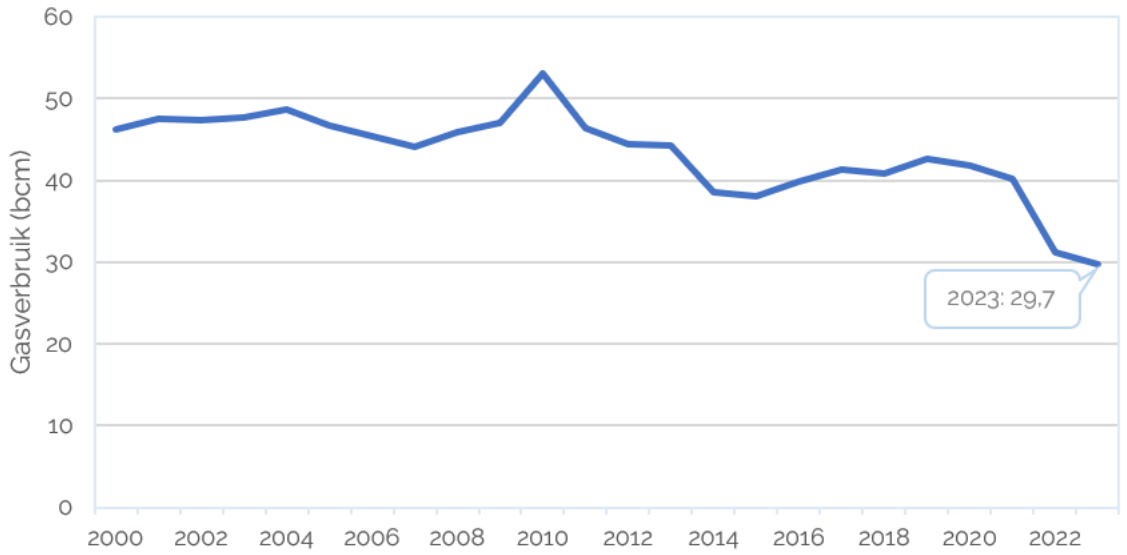
[1] Zie bijvoorbeeld “To store or not to store”, De Jong en Walet, *Energy & Power Risk Management* (2003) en “Gas storage valuation using a Monte Carlo method”, Boogert en De Jong, *Journal of Derivatives*, 2006
[2] Zie https://www.kyos.com/gas-storage-swing-report/

gaan we vervolgens nader in op de verschillende maatregelen die genomen kunnen worden om de rol van gasopslag voor de leveringszekerheid te versterken. Hoofdstuk 5 beschrijft de beoordelingscriteria voor deze maatregelen. In hoofdstuk 6 passen we die criteria toe en komen op basis daarvan in hoofdstuk 7 tot de conclusies en aanbevelingen. De bijlagen in hoofdstuk 8 bevatten een verslag van de interviews en een beschrijving van de situatie rond gasopslag in andere Europese landen met veel gasopslagcapaciteit.

2 Vraag en aanbod van gas

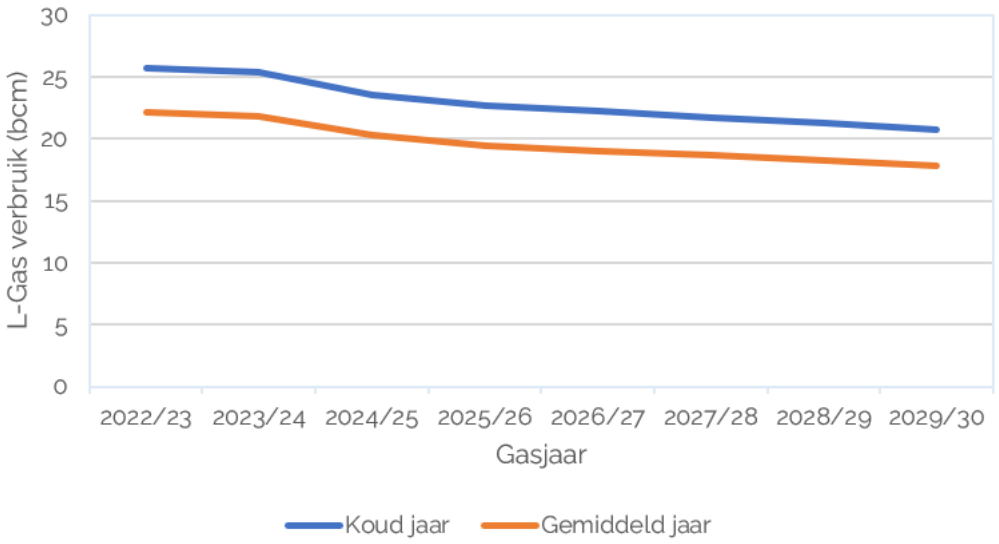
2.1 Vraag

Het Nederlandse gasverbruik lag tot 2013 rond de 45 bcm per jaar, maar is de laatste jaren gedaald tot minder dan 30 bcm in 2023. De licht dalende trend van 2010 - 2021 kwam voornamelijk door besparing in de bebouwde omgeving (betere isolatie), elektrificatie en de toename van hernieuwbare opwek van elektriciteit. De jaren 2018-2020 kenden een relatief lage gasprijs, met name tijdens de coronaperiode, waardoor gascentrales relatief veel draaiden ten opzichte van kolen. Dat zorgde voor een tijdelijke opleving van de gasconsumptie. Die situatie veranderde sterk in het laatste deel van 2021 en verder in 2022 in aanloop naar de Oekraïne-oorlog. De gasprijs steeg toen sterk waardoor in meerdere sectoren de gasvraag sterk daalde: een switch van gas naar kolen voor de elektriciteitsproductie, grote vraaguitval van industriële bedrijven en een lager verbruik (mede dankzij warme winters) in de bebouwde omgeving. Hoewel gasprijzen in 2023 een stuk onder de hoge niveaus van 2022 lagen, lijkt een groot deel van de vraaguitval permanent. Dat laten de recente cijfers over 2023 zien, met een totaal verbruik van 29,7 bcm, nog onder het verbruik in 2022. Zie Figuur 2.



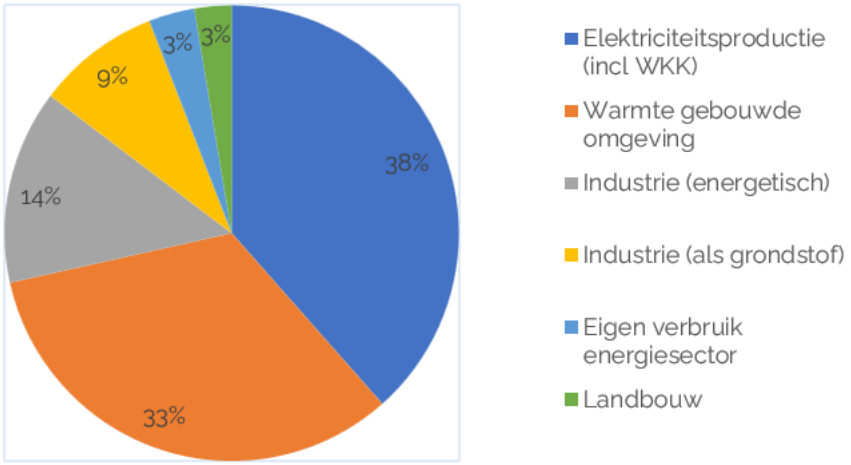
Figuur 2: Gasverbruik Nederland, 2000 – 2023. Bron: CBS

Het gasverbruik in Nederland is zowel hoogcalorisch (H-gas) als laagcalorisch (L-gas). Zie Figuur 3. De belangrijkste producent van laagcalorisch gas was decennialang het Groningen gasveld. In 2018 is echter besloten dit gasveld zo snel mogelijk te sluiten vanwege het aardbevingsrisico. Een deel van Nederlandse verbruikers is afhankelijk van L-gas, met name huishoudens. Daarnaast zijn veel verbruikers in Duitsland, België en Frankrijk afhankelijk van laagcalorisch gas, grotendeels uit Nederland. Daarom wordt er ‘pseudo Groningengas’ gemaakt door stikstof toe te voegen aan hoogcalorisch gas (H-gas). Daarnaast worden installaties in Nederland en de omringende landen omgebouwd van L-gas naar H-gas. De voortgang van de afbouw en conversie wordt jaarlijks gemonitord in de Winter briefing van EZK. Vanaf september 2024 is de conversie in België waarschijnlijk afgerond. Naar Duitsland en Frankrijk zal de export in 2030 afgebouwd zijn, waarbij Duitsland de grootste importeur blijft. Nederland heeft besloten zelf geen grootschalige conversie van installaties te doen, met de gedachte dat verbruikers vanzelf van het gas afgaan als onderdeel van de energietransitie en daaraan verbonden overheidsmaatregelen.



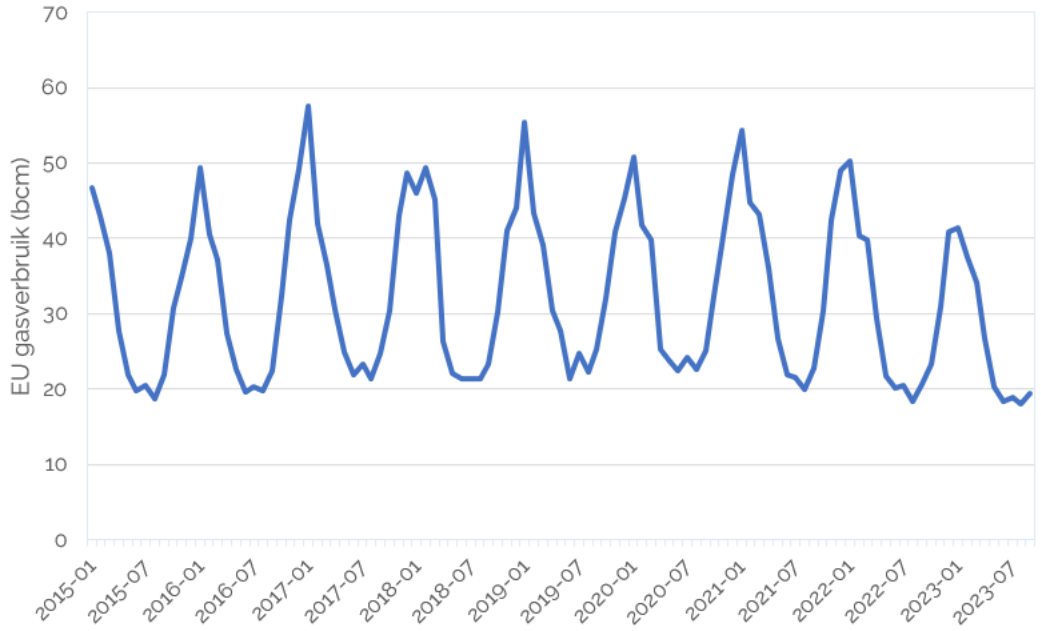
Figuur 3: Verwacht L-gas verbruik gasjaar 2022/23 tot en met 2029/30. Bron: Winter Briefing 2023 van Task Force Monitoring L-Gas Market, EZK

De verdeling van het gasverbruik naar de verschillende sectoren is sinds 2020 sterk aan verandering onderhevig vanwege de grote vraaguitval in de industrie, elektriciteitsproductie en gebouwde omgeving. In 2021 verbruikten de elektriciteitsproducenten (inclusief WKK) 38%, warmte voor de gebouwde omgeving 33% en de industrie 23% van het Nederlandse gas. Zie Figuur 4. Met ingang van 1 oktober 2022 is het voor de grootste negen afnemers van L-gas verboden om nog langer L-gas aan het gastransportnet te onttrekken. Er is de laatste jaren hard gewerkt door de grootverbruikers in de industrie om deze omschakeling van L-gas naar H-gas te maken. Waar dat niet snel genoeg mogelijk bleek, is een tijdelijke ontheffing verleend. Aan de overgang naar H-gas wordt bijvoorbeeld door Gasunie nog gewerkt bij elektriciteitscentrales, zoals de Diemen- en Lageweide centrales.



Figuur 4: Gasverbruik naar sector in Nederland in 2021. Bron: CBS 2021 en EBN Infographic 2023

Het Europese gasverbruik daalde gedurende de gascrisis met ongeveer 20%. Op dit moment ligt het Europese gasverbruik nog altijd aanzienlijk lager (zie Figuur 5), vooral veroorzaakt door de afname in de industrie. De verhouding tussen het winter en zomer gasverbruik ligt gemiddeld rond de 60/40, waarbij het hoogste verbruik plaatsvindt in de maand januari en het laagste in de maand augustus.

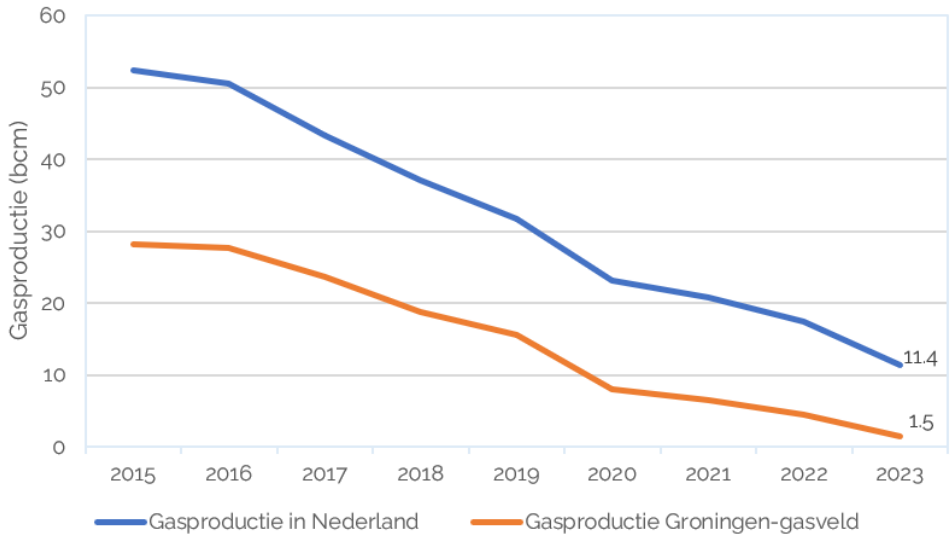


Figuur 5: Gasverbruik EU27, 2015 – 2023. Bron: Eurostat

Het zomer-winter patroon in Nederland volgt een vergelijkbaar patroon als in de rest van de EU (zie Figuur 10 verderop, met Nederlandse data van 2023).

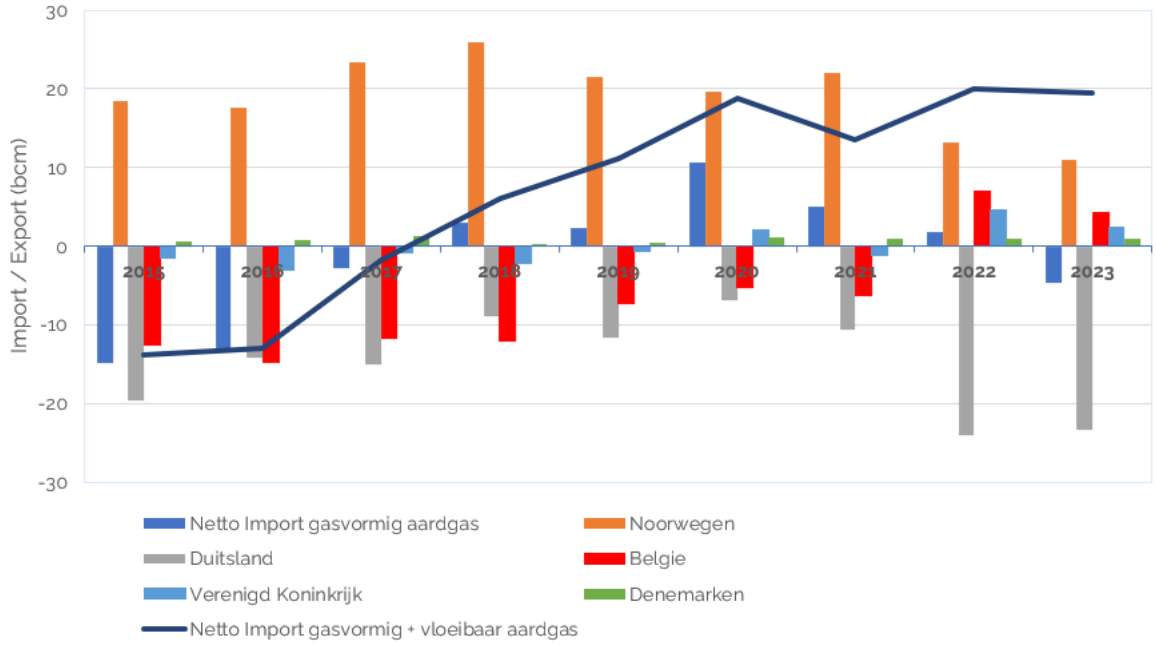
2.2 Aanbod

De Nederlandse gasproductie is al jaren dalende vanwege de afbouw van het Groningen gasveld en afnemende productie uit de kleine velden. Zie Figuur 6. De productie uit het Groningen gasveld is op 1 oktober 2023 gestopt. Alleen voor energiezekerheid kan de productie deze winter weer opgestart worden. Zo werden twee putten in de koude week van 8 januari 2024 weer op de waakvlam gezet als back-up. Vanaf 1 oktober 2024 vervalt deze optie en komt definitief een einde aan de gaswinning uit het Groningen gasveld. Op dit moment wordt ten noorden van Schiermonnikoog gasveld NO5-A ontwikkeld, wat 4.5 – 13 bcm per jaar bij zou kunnen dragen aan de productie van de kleine velden in de Noordzee. Het versnellingsplan voor gaswinning op de Noordzee zou moeten resulteren in nieuwe investeringen en een stabilisatie van de kleine velden gasproductie na 2035 van rond de 4 bcm.



Figuur 6: Nederlandse gasproductie in bcm, 2015-2023. Bron: CBS

Met de afbouw van de productie uit het Groningenveld is Nederland een netto importeur van aardgas geworden en in 2023 was de netto import ongeveer 20 bcm. Zie Figuur 7. Aanvankelijk importeerde Nederland het grootste deel uit Noorwegen (via Emden, Duitsland), maar sinds 2022 importeert Nederland het meeste gas via de twee LNG terminals. Een groot deel van het gas dat als LNG Nederland binnenkomt, wordt doorgevoerd naar Duitsland.

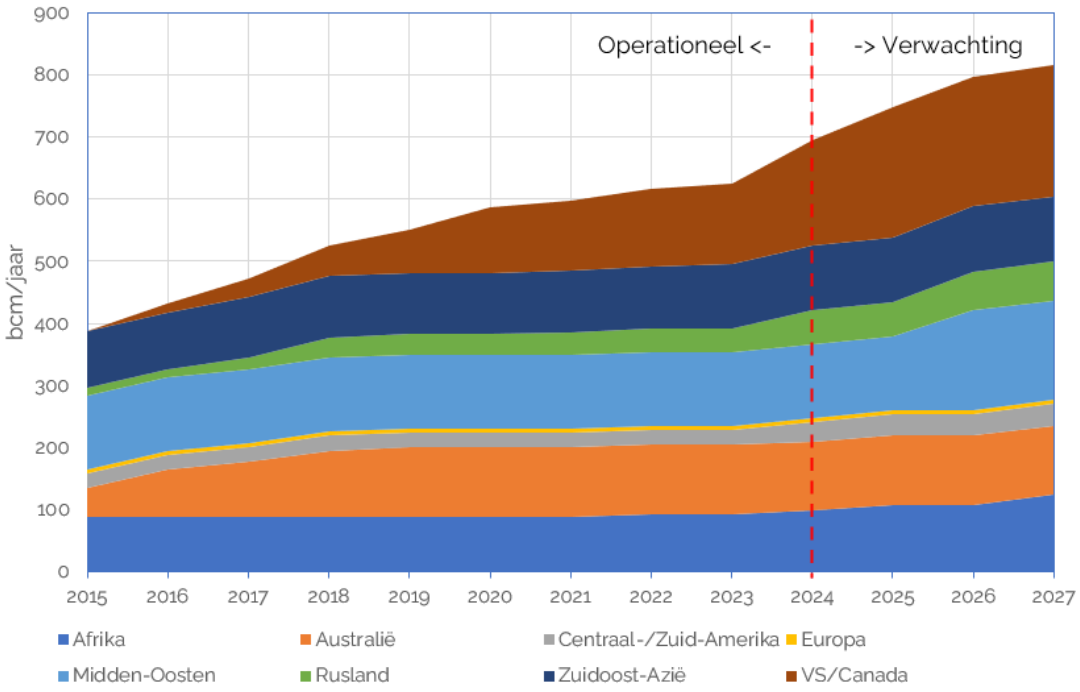


Figuur 7: Nederlandse netto import van gasvormig en vloeibaar aardgas, waarbij de import uit gasvormig aardgas (pijpleiding) is opgesplitst naar land van herkomst. Data voor 2015 – 2022 in bcm. Bron: CBS

2.3 LNG

LNG is vloeibaar gemaakt gas, waardoor het volume ongeveer 600 keer kleiner wordt. Dat maakt het mogelijk om het zonder pijpleidingen over grote afstanden te vervoeren, met name in LNG schepen. Het vloeibaar maken van gas gebeurt bij terminals van gas-exporterende landen als de Verenigde Staten, Qatar, Australië, Rusland en Algerije. Het gas wordt vervolgens weer gasvormig gemaakt bij importterminals, met name in Europa en een aantal Aziatische landen, zoals China, Japan, Korea en India. De transportketen is hierdoor flexibeler dan via pijpleidingen, maar ook duurder door de kosten van de terminals en de energieverliezen in de hele keten.

De wereldwijde LNG markt is de afgelopen jaren sterk gegroeid, mede dankzij een grote toename in productie en export vanuit de Verenigde Staten. Als gevolg van de sterke toename van eigen gasproductie door schaliegas zijn de Verenigde Staten veranderd van een LNG importerend land in het grootste LNG exporterende land van de wereld. De verwachting is dat de LNG exportcapaciteit in de VS (en Canada) de komende jaren nog sterk toe zal nemen. Zie Figuur 8.

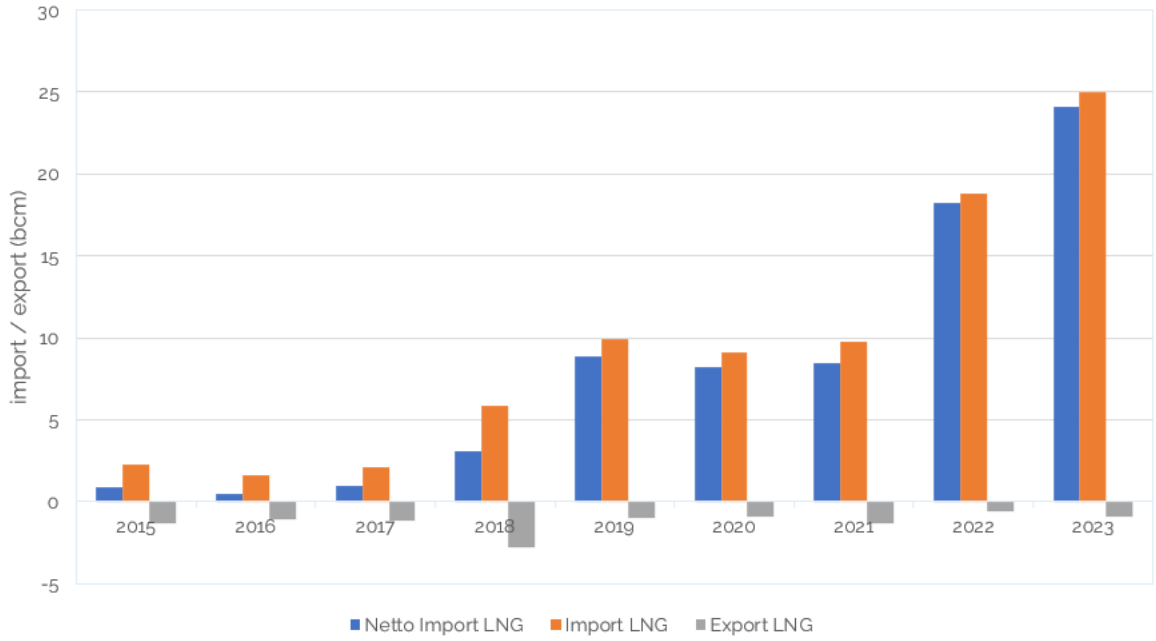


Figuur 8: LNG export capaciteit per regio in bcm/jaar. Bron: Argus

In Europa zijn of worden tegelijkertijd in hoog tempo nieuwe importterminals geopend, zoals de Eems Energy Terminal in Nederland. Ook in Duitsland zijn meerdere LNG terminals in gebruik genomen, zoals Wilhelmshaven, Brunsbüttel en Lubmin. Voor de levering van het LNG worden vaak lange-termijn contracten afgesloten. De afgesproken prijs in die contracten ligt meestal niet volledig vast, maar is veelal gekoppeld aan de belangrijkste graadmeters (indices) in de gasmarkt, zoals Henry Hub (VS) en TTF (Nederland). Daarnaast varen LNG schepen op spot-basis over de wereld naar de hoogste prijsregio. Zo kunnen schepen oorspronkelijk bestemd voor Europa in Japan eindigen en vice versa.

De Europese LNG import is tijdens en na de energiecrisis aanzienlijk gestegen om de weggevallen Russische import via pijpleidingen te compenseren. Nederland levert hier een grote bijdrage aan van rond de 15 bcm gestegen LNG import. Zie Figuur 9. Naast de Gate Terminal heeft Nederland sinds 2022 de beschikking over de Eems Energy Terminal. Deze terminals kunnen respectievelijk 16 bcm en

8 bcm per jaar importeren. De komende jaren zal door uitbreiding en optimalisatie de totale importcapaciteit mogelijk richting de 30 bcm per jaar groeien, hoewel het nog onduidelijk is of de Eems Energy Terminal blijft bestaan na het aflopen van het huidige contract in 2027. Deze toename past in de bredere Europese toename aan LNG importcapaciteit; deze nam in 2023 toe met 40 bcm en neemt in 2024 waarschijnlijk toe met nog eens 30 bcm.



Figuur 9: Nederlandse import / export van vloeibaar aardgas, 2015 - 2023 in bcm. Bron: CBS

Het vergroten van LNG importcapaciteiten wordt door Europese landen sterk gestimuleerd om de afhankelijkheid van pijpleidinggas te verminderen. Voor individuele landen of locaties kan er behoefte aan verdere uitbreiding zijn, maar verschillende marktvorsers, waaronder IEEFA[3], verwachten dat de totale Europese LNG-importcapaciteit ruim voldoende is om aan de vraag te voldoen.

2.4 Vraag-aanbod balans

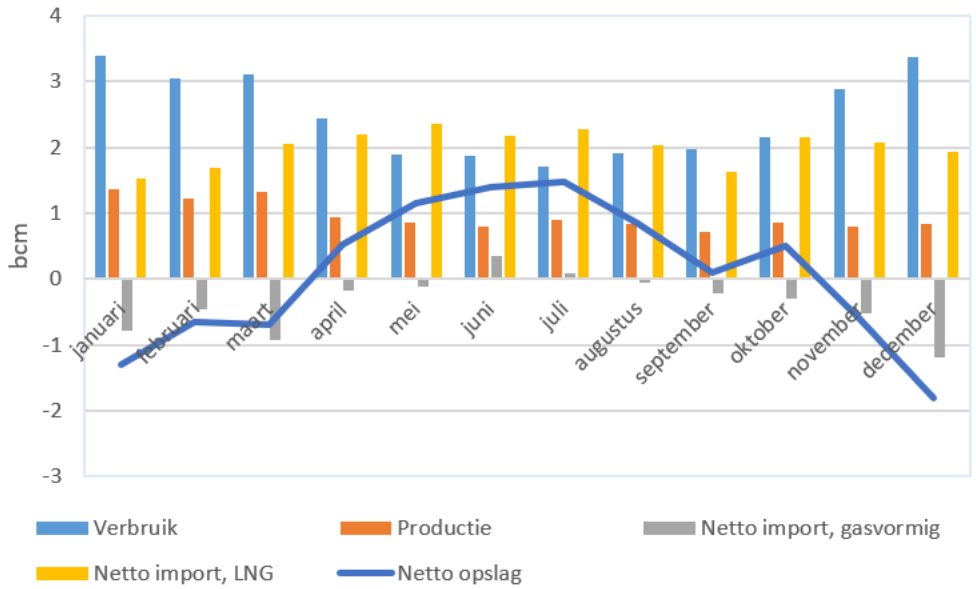
De afgelopen jaren is het gasverbruik in Nederland geleidelijk afgenomen van 45 bcm tot momenteel minder dan 30 bcm. Deze daling zal naar verwachting de komende jaren doorzetten, met name als gevolg van de energietransitie. Tegelijkertijd is het aanbod van gas sterk veranderd: waar Nederland eerst ruim voorzien was van eigen productie, met name uit het flexibele Groningenveld, en Europa een stabiele aanvoer had van pijpleidinggas uit Rusland, zijn beide nu geheel of gedeeltelijk weggevallen.

LNG is een belangrijker alternatief geworden voor Europa, en met name West-Europa, voor het (grotendeels) weggevallen Russische pijplijngas. De markt voor LNG is echter internationaal. De langjarige garantie dat LNG geleverd wordt, is slechts gedeeltelijk met lange-termijn contracten af te dekken. De leveringszekerheid die LNG aan Europa biedt, hangt daarom vooral af van de bereidheid om voor LNG te betalen, juist als deze erg duur is door bijvoorbeeld een grote vraag uit Azië.

Gasopslag heeft altijd een belangrijke rol vervuld voor Europa om de vrij constante aanvoer en productie van gas te kunnen aansluiten op de sterk variërende vraag. Die vraag ligt in de wintermaanden zo'n 50-100% boven de zomervraag, met pieken naar boven tijdens koude periodes.

[3] https://ieefa.org/articles/europes-lng-capacity-buildout-outpaces-demand

De behoefte aan gasopslag is enerzijds toegenomen door het wegvallen van aanbod, zoals de flexibele productie uit Groningen, maar anderzijds afgenomen door de steeds verder dalende gasvraag.



Figuur 10: Nederlandse gasbalans in 2023, per maand, in bcm. Bron: CBS

In 2023 was het gasverbruik in Nederland 29,7 bcm en was de eigen productie 11,4 bcm. Het verschil werd voornamelijk gedekt door netto import: via LNG 24,1 bcm import en via pijpleidingen 4,3 bcm netto export. Er werd verder 0,9 bcm netto opgeslagen. Per maand waren er grote verschillen, met bijvoorbeeld een gasvraag in januari van 3,4 bcm, dubbel zo hoog als in juli. Dit verschil werd voornamelijk opgevangen door opslag, met bijvoorbeeld een toename (injectie) van 1,5 bcm in juli en een afname (uitzending) van 1,3 bcm in januari. Zie Figuur 10.

Gasopslag blijft in deze omstandigheden van groot belang om Europa, en dus ook Nederland, van flexibiliteit te voorzien. In 2023 kwamen de Nederlandse seizoensopslagen meer dan 50% vol uit de winter en werd dus niet hun volledige flexibiliteit gebruikt. Bij koudere winters kan dat uiteraard anders zijn. Tegelijkertijd zijn opslagen onderdeel van een groter geheel van internationale vraag en aanbod, waarin de prijsvorming in de gasmarkt leidend is: bij een krappe markt stijgt de gasprijs en dit zorgt voor zowel een groter aanbod (met name LNG) als een lagere vraag, waardoor de krapte vermindert.

Markten brengen op een zeer efficiënte manier vraag en aanbod bij elkaar. Markten functioneren met name goed en worden gekenmerkt als liquide als aan de volgende voorwaarden wordt voldaan:

- veel verschillende spelers in de markt, zowel kopers als verkopers
- weinig invloed van of afhankelijkheid van één of enkele spelers
- beurzen en daarmee verbonden clearing-huizen die toegang bieden voor een groot aantal spelers die het onderlinge kredietrisico (nagenoeg) kunnen uitsluiten
- geen ruimte voor speculanten om de markt te manipuleren (onder andere door adequaat toezicht hierop)
- veel transacties en grote handelsvolumes
- lage transactiekosten, bijvoorbeeld een klein verschil tussen aanbodprijs en vraagprijs (bid en offer) en lage kosten voor de afhandeling van de transacties

- transparante prijsvorming, waarop alle marktspelers goed zicht hebben
- niet alleen een spotmarkt voor levering op korte termijn (bijvoorbeeld de volgende dag), maar daarnaast een termijnmarkt waarop actief gehandeld wordt en waarmee toekomstige prijsrisico's kunnen worden afgedekt
- standaardisatie van contracten en contractspecificaties (dat is eenvoudiger bij een vrijwel uniform product, zoals aardgas)

Het overgrote deel van de gashandel in Noordwest-Europa vindt plaats op virtuele handelspunten. In Nederlands heeft GTS hiervoor in 2003 de TTF opgezet. Handel kan plaats vinden doordat partijen direct of via een *broker* met elkaar onderhandelen. Daarnaast kan worden gehandeld via gasbeurzen. Hierop vindt de handel anoniem plaats en worden kredietrisico's afgedekt door middel van zogenaamde clearing-huizen. ICE Endex is een van de bekendste gasbeurzen.

De Europese gasmarkten hebben zich in de afgelopen 20 jaar ontwikkeld tot goed of zeer goed functionerend. De TTF markt is in deze periode boven komen drijven als de meest liquide markt, terwijl dat tot ongeveer 2010 nog de Engelse NBP markt was[4]. Dit is ontstaan door een combinatie van beleid (zorgvuldige liberalisering, wetgeving, regulering en toezicht) aan de ene kant, en ontwikkelingen bij marktspelers anderzijds.

Het verhandelde volume op de TTF bedroeg, gebaseerd op data van ACER[5], ongeveer 75.000 TWh/jaar (7.700 bcm/jaar). Dit is meer dan 250 keer de totale Nederlandse gasvraag. De TTF is de afgelopen jaren uitgegroeid tot veruit het belangrijkste handelspunt van Europa. De hoeveelheid op de TTF verhandeld gas was in 2023 vijfmaal groter dan de totale hoeveelheid die op alle andere Europese handelspunten samen werd verhandeld. De TTF wordt daarom veel als referentie gebruikt voor gascontracten in Europa en zelfs daarbuiten. De handel op gasbeurzen neemt een steeds grotere rol in. Voor 2019 werd ongeveer een kwart van het handelsvolume verhandeld via gasbeurzen. In 2023 was dit toegenomen tot driekwart van het totale handelsvolume.

De liquide Europese gasmarkten, waaronder de zeer liquide Nederlandse TTF markt, bieden ruime mogelijkheden voor spelers om gas te kopen of verkopen op het moment dat zij dat wensen. Informatie en verwachtingen over toekomstige vraag en aanbod komen zo op een zeer efficiënte manier samen. Daarmee dragen de gashandelsmarkten in belangrijke mate bij aan de leveringszekerheid van gas.

[4] Zie "Gas hubs jockey for position", C. de Jong en K. Walet, *Energy Power Risk Management*, 2003.
[5] "European gas market trends and price drivers – 2023 market monitoring report", ACER, October 2023. (https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_MMR_2023_Gas_market_trends_price_drivers.pdf)

3 Gasopslag

3.1 De rol van gasopslag in het Europese energiesysteem

Gasopslag vervult een belangrijke rol in het Europese gassysteem om vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Deze rol heeft een bedrijfseconomische marktwaarde en een systeemwaarde. Beide zijn grotendeels complementair, maar in sommige gevallen niet of niet volledig.

- De marktwaarde ontstaat doordat marktdeelnemers zich met behulp van opslag kunnen indekken tegen (te grote) prijsverschillen tussen verschillende dagen of seizoenen, of juist kunnen profiteren van dergelijke prijsverschillen. Leveranciers kunnen bijvoorbeeld in de zomer gas kopen en opslaan om vervolgens in de winter het gas te onttrekken en verbruiken. Handelaren kunnen bijvoorbeeld op dagen met lage prijzen gas in de markt kopen en opslaan, en op dagen met hoge prijzen onttrekken en verkopen (aan bijvoorbeeld leveranciers die zelf geen opslag hebben). Al deze bedrijfseconomische beslissingen zorgen mede voor de prijsvorming in de gasmarkt en zorgen ervoor dat vraag en aanbod in evenwicht zijn.
- De systeemwaarde betreft de leveringszekerheid en ontstaat doordat gasopslag een bepaalde garantie biedt dat gas er (bijna) altijd is, ook in het geval er een grote schok in vraag of aanbod is met een onevenredig grote impact op economie en maatschappij. De kans op zo'n hele grote schok, zoals veroorzaakt door de oorlog in Oekraïne, is over het algemeen klein en lastig in te schatten. De markt is daardoor niet altijd op dergelijke schokken voorbereid en verwerkt dergelijke kansen en gebeurtenissen onvoldoende in de gasprijzen. Dit kan leiden tot niveaus van gasopslagen die lager zijn dan wenselijk wanneer rekening wordt gehouden met de negatieve effecten voor de economie en maatschappij als geheel. In dergelijke gevallen kunnen administratieve (overheids-)maatregelen wenselijk zijn.

Dergelijke maatregelen werken vaak marktverstorend of hebben andere kosten en ongewenste neveneffecten. Deze kunnen bijvoorbeeld bestaan uit extra heffingen (voor gasverbruikers) of belastingen (voor burgers en bedrijven). Ze kunnen ook bestaan uit hogere prijzen voor gas en/of vermindering van de concurrentie in de gasmarkt of concurrentievermogen van Nederland of Europa. Dergelijke kosten en neveneffecten zijn zeker niet theoretisch, zoals 2022 heeft laten zien. De kosten die Trading Hub Europe (THE) als uitvoerder van gasopslagmaatregelen in Duitsland gemaakt heeft bedragen ongeveer 8 miljard Euro en moeten in de vorm van verhoogde tarieven door de verbruikers in de komende jaren betaald worden. In Italië zijn de kosten ongeveer 4 miljard Euro en moet nog beslist worden hoe die worden doorbelast. Een ander voorbeeld is Frankrijk, waar de opslagmarkt reeds voor de gascrisis sterk gereguleerd is en er relatief minder betaald wordt voor opslag dan in Nederland. De opslag Sediane Nord (ook wel aangeduid als Sediane) is het best vergelijkbaar met Bergermeer, hoewel zeker niet 1 op 1. We hebben de veilingopbrengsten van beide opslagen daarom vergeleken met de marktwaarde die we met het KyStore model kunnen schatten. Daaruit blijkt dat Sediane Nord in de veilingen minder opbrengt dan de marktwaarde, terwijl de veilingen van Bergermeer ongeveer evenveel opbrengen als de door Kyos berekende marktwaarde. De Franse kosten voor gereguleerde opslag blijken verder uit de 367 miljoen Euro per jaar die gasverbruikers sinds 2018 gemiddeld hebben moeten betalen via de gasopslagheffing waarmee opslagbeheerders werden gecompenseerd voor de te lage veilinginkomsten. Zie paragraaf 3.3.3 voor een toelichting hierop.

Maatregelen die de leveringszekerheid versterken, zorgen voor kosten die uiteindelijk bij de eindverbruikers of de belastingbetalers terecht komen. Maatregelen voor leveringszekerheid

moeten daarom goed afgewogen worden tegen de directe en indirecte kosten om uiteindelijk te komen tot maatregelen die het meest doelmatig en kostenefficiënt zijn.

Maatregelen brengen dus kosten en andere neveneffecten met zich mee. Tegelijkertijd moeten we ons realiseren dat óók de markt voor een heel belangrijk deel leveringszekerheid biedt. Deze leveringszekerheid kan soms juist door (overheids-)maatregelen aangetast worden. Dit is het geval als de beschikbare opslag niet efficiënt ingezet wordt doordat een (te) groot deel gereserveerd is als strategische reserve, of doordat ongebruikte capaciteit niet aan de markt wordt aangeboden. Op de lange termijn kunnen maatregelen bijvoorbeeld leiden tot onder- of overinvestering in gasopslag of alternatieven voor gasopslag (flexibilisering van verbruik, investeringen in LNG). Op de middellange termijn kunnen maatregelen ertoe leiden dat commerciële partijen geen interesse hebben in het kopen van opslagcapaciteit; dat ze het vullen overlaten aan overheidspartijen, en/of dat ze strategisch gaan wachten met vullen, totdat de overheid hen financieel stimuleert. Om deze interacties beter te begrijpen, beschrijven we in de volgende paragraaf de bedrijfseconomische keten van gasopslag in Nederland.

3.2 Gasbergingen in Nederland

Ondergrondse gasopslagen zijn installaties waarin aardgas tijdelijk kan worden opgeslagen. Een gasopslag wordt gekenmerkt door een aantal belangrijke parameters. De eerste parameter is het **werkgasvolume**, de hoeveelheid gas die opgeslagen en uitgehaald kan worden. Naast het werkgasvolume bevat een gasopslag een hoeveelheid gas die altijd in de gasopslag aanwezig moet zijn. Dit zogenaamde **kussengas** is noodzakelijk om de druk in de gasopslag op peil te houden. De **injectiecapaciteit** en de **uitzendcapaciteit** geven aan hoeveel gas er per uur of per dag in of uit de opslag kan. Al deze parameters kunnen uitgedrukt worden in een volume-eenheid (1 bcm = 1 miljard m^3) of in een energie-eenheid (1 TWh = 1 miljoen MWh). We gebruiken in dit rapport beide aanduidingen. Voor de omrekening van bcm naar TWh kan de lezer grofweg vermenigvuldigen met 10 (voor H-gas in Nederland geldt: 1 bcm = 9,77 TWh).

Gasopslagen zijn in veel landen een essentieel onderdeel van de gasinfrastructuur en spelen een belangrijke rol bij het in balans brengen van de gasvraag en het gasaanbod. Op een langere tijdsschaal (van seizoen tot seizoen) vervullen ze de hogere vraag (50-100%) in de winter ten opzichte van de zomer, terwijl de gasproductie daarentegen vaak een vlak productieprofiel heeft. Ze houden vraag en aanbod tevens op kortere tijdsschalen in balans, bijvoorbeeld wanneer gasgestookte centrales extra moeten produceren door een lage hernieuwbare elektriciteitsproductie of een tijdelijk hogere elektriciteitsvraag.

Om deze verschillende soorten flexibiliteit te kunnen leveren, zijn verschillende soorten gasopslagen ontwikkeld. Voor het afdekken van langere termijn flexibiliteit (vaak seizoensflexibiliteit genoemd) wordt meestal een leeg gasveld gebruikt en in sommige andere landen aquifers. Dit type gasopslag typeert zich door een groot werkgasvolume gecombineerd met een verhoudingsgewijs kleine injectie- en uitzendcapaciteit. Een volledige opslagcyclus, waarbij een opslag helemaal gevuld wordt en daarna weer helemaal wordt geleegd, neemt bij de meeste gasopslagen in lege gasvelden meer dan 100 dagen in beslag en gemiddeld ongeveer 200 dagen. Dit soort opslagen zijn minder geschikt voor het opvangen van kleine fluctuaties in de gasvraag. Hiervoor worden daarom meestal gasopslagen gebruikt in zoutcavernes. Dit zijn door de mens gemaakte holle ruimtes in dikke ondergrondse zoutlagen. Opslagen in zoutcavernes typeren zich door een korte opslagcyclus van minder dan 100 dagen, gemiddeld 50-60 dagen. Naast het leveren van korte-termijn flexibiliteit voor bijvoorbeeld gasgestookte elektriciteitscentrales wordt dit type opslag gebruikt om korte-termijn fluctuaties (volatiliteit) in de gasprijs te benutten en om, indien nodig, het gastransportnet in balans

te houden. Het volume dat kan worden opgeslagen in een caverne is vrijwel altijd veel kleiner in vergelijking tot een seizoensopslag in een leeg gasveld.

De seizoensopslagen (Grijpskerk, Norg, Bergermeer en Alkmaar) vertegenwoordigen ongeveer 94% van het Nederlandse opslagvolume. Vanuit het oogpunt van waarborgen van de gasleveringszekerheid in de winter zijn zij van primair belang, zoals de gascrisis in 2022 heeft laten zien. Er is geen aanleiding om maatregelen te nemen die de leveringszekerheid van snelle bergingen (cavernes) vergroten. De maatregelen die we in dit rapport presenteren, zijn daarom gericht op de seizoensopslagen.

Cavernes hebben uiteraard een belangrijke rol voor de leveringszekerheid, maar voor veel kortere periodes. Het instellen van (limiterende) maatregelen voor cavernes zou zelfs contraproductief kunnen zijn. Cavernes worden immers vooral gebruikt om voor het gassysteem essentiële korte termijn flexibiliteit te leveren. Ze kunnen bijvoorbeeld gedurende een bepaald aantal uren/dagen gas leveren aan elektriciteitscentrales als er tijdelijk minder elektriciteit uit zon- of windparken wordt geproduceerd. Na dit gebruik wordt het onttrokken volume vaak zo snel mogelijk weer geïnjecteerd. Deze dynamiek is heel anders dan het (meer voorspelbare) patroon van seizoensopslagen. Het opleggen van bepaalde vuldoelstellingen voor cavernes, bijvoorbeeld aan het begin van de winter, beperkt de flexibiliteit die kan worden geleverd uit deze opslagen. Immers, op het moment dat de opslag vol moet zijn volgens deze maatregelen, is er mogelijk een grote behoefte aan gas voor het balanceren van het gassysteem. De cavernes kunnen in dit geval niet de gewenste flexibiliteit leveren door zowel snel te kunnen uitzenden als injecteren. Enige vorm van beperkende of regulerende maatregelen voor cavernes zullen daarom weinig of zelfs negatief bijdragen aan de leveringszekerheid.

Er is op Nederlands grondgebied ongeveer 14 bcm (140 TWh) aan gasopslagcapaciteit (werkvolume) aanwezig. Deze is verdeeld over vijf gasopslagen en is in handen van drie verschillende eigenaren. Naast deze opslagen zijn er nog vijf gasopslagen die op Duits grondgebied liggen maar exclusief verbonden zijn met het Nederlandse gasnetwerk. Zie Tabel 2 voor een overzicht van deze gasopslagen. Duidelijk is te zien dat de opslagen in lege gasvelden veel langere cycli hebben en daardoor vooral gebruikt worden voor het leveren van seizoensflexibiliteit. De enige gasopslag in een caverne op Nederlands grondgebied (Zuidwending) heeft een extreem korte cyclus van 20 dagen en wordt vrijwel uitsluitend gebruikt voor het in balans brengen van vraag en aanbod op korte termijn, onder andere door GTS.

Tabel 1 Overzicht Nederlandse gasopslagen. Gebaseerd op data van AGSI en gasopslagbedrijven.

Opslag	Eigenaar	Type	Gas	Werkgas-volume, TWh	Dagen injectie	Dagen uitzend
Zuidwending	EnergyStock	Cavernes	L	3.7	12	9
Grijpskerk	NAM	Gasveld	L	23.9	155	39
Norg	NAM	Gasveld	L	59.3	132	74
Bergermeer	TAQA	Gasveld	H	48.2	113	92
Alkmaar	TAQA	Gasveld	L	5.0	125	14

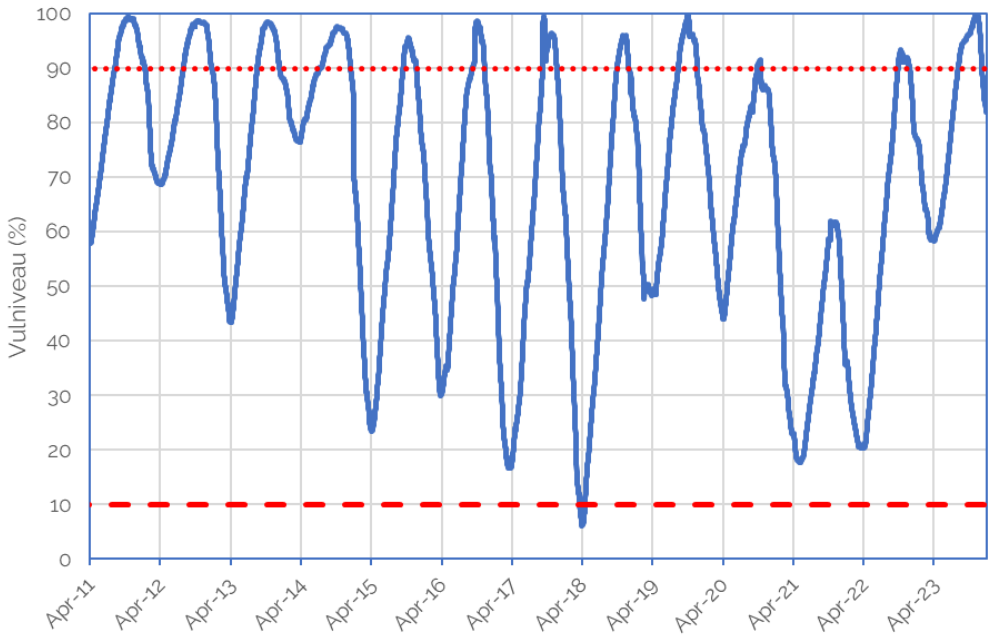
Tabel 2 Overzicht Duitse gasopslagen exclusief verbonden met het Nederlandse gasnetwerk. Gebaseerd op data van AGSI en gasopslagbedrijven. Epe (Nuon) biedt ook uitzendcapaciteit naar het Duitse laagcalorische gasnetwerk.

Opslag	Eigenaar	Type	Gas	Werkgas-volume, TWh	Dagen injectie	Dagen uitzend
Nuttermoor H-1	EWE	Cavernes	H	1.5	31	21
Nuttermoor H-4	EWE	Cavernes	H	1.0	59	37
Epe (Eneco)	Eneco	Cavernes	L	1.4	30	15
Epe (Nuon)	Vattenfall	Cavernes	L	2.8	33	20
EPE-NL	RWE GS West	Cavernes	L	1.9	40	16

Ten slotte is er een aantal Duitse gasopslagen die zowel aan het Duitse als het Nederlandse gasnetwerk zijn verbonden. In tegenstelling tot de Duitse opslagen die exclusief met het Nederlandse gasnet verbonden zijn, vallen deze opslagen buiten het onderzoek. Zij vallen namelijk onder de Duitse gasopslagregelgeving vallen.

Het eigendom en het gebruik van gasopslagen zijn gescheiden activiteiten. Gasopslageigenaren bieden opslagcapaciteit op verschillende manieren aan. Lidstaten zijn verplicht om te borgen dat gasopslagen derden een vorm van toegang bieden wanneer dit technisch en/of economisch noodzakelijk is voor een efficiënte toegang tot het systeem voor de levering aan afnemers (artikel 33, eerste lid, van Richtlijn 2009/73/EG), via onderhandelde of gereguleerde toegang of beide. Nederland heeft gekozen voor een systeem van onderhandelde toegang (‘negotiated third party access’, artikel 18g, eerste lid, van de Gaswet). Hierbij wordt de beschikbare capaciteit onder dezelfde voorwaarden aangeboden aan alle marktpartijen. De capaciteit in de NAM gasopslagen Grijpskerk en Norg (alsmede de Alkmaar opslag) is tot 2026 volledig geboekt door GasTerra. Daarmee is deze capaciteit op dit moment niet beschikbaar voor andere marktpartijen.

Het historisch gebruik van de Nederlandse gasopslagen is weergegeven in Figuur 11. Dit toont de vulstand, uitgedrukt als percentage van het maximaal beschikbare werkgasvolume, sinds 2011. Duidelijk is het sterke seizoenspatroon te herkennen. Dit is onder andere verklaarbaar door het hoge aandeel van seizoensgasopslagen in de Nederlandse markt.



Figuur 11: Vulniveaus Nederlandse gasopslagen. Bron: AGSI.

Daarnaast is goed te zien dat het vulniveau aan het begin van de winter in alle jaren sinds 2011 boven de 90% lag. De enige uitzondering is in 2021. De belangrijkste reden hiervoor was het feit dat Gazprom haar 40% aandeel in de Bergermeer gasopslag niet vulde. Bovendien was Grijpskerk maar voor 67% gevuld als onderdeel van de omschakeling van H-gas naar L-gas berging, en bleef het vulniveau van Norg beperkt tot 85%.

3.2.1 Norg en Grijpskerk

De ondergrondse gasopslagen Norg en Grijpskerk zijn in 1997 in gebruik genomen. Beide gasopslagen zijn specifiek ontwikkeld met het doel om extra flexibiliteit voor de productie van het Groningengas te genereren. In de zomer werd Norg gevuld met Groningengas om daarmee in de winter eindklanten te kunnen beleveren. Norg en Grijpskerk zijn daarom een integraal onderdeel van het zogenaamde Gasgebouw, de samenwerking tussen de Nederlandse Rijksoverheid, Shell en ExxonMobil bij de winning en verkoop van Nederlands aardgas. NAM (50% eigendom van Shell en 50% eigendom van ExxonMobil) is de eigenaar van Norg en Grijpskerk. Handelsbedrijf GasTerra (40% eigendom van EBN, 25% van Shell, 25% van ExxonMobil en 10% van de Nederlandse staat) heeft op grond van de tussen NAM en GasTerra gesloten contracten tot 2026 de exclusieve toegang tot de volledige opslagcapaciteit van Norg en Grijpskerk.

Beide opslagen zijn technisch ontworpen om aan de hoofdfunctie (extra seizoensflexibiliteit voor Groningenproductie) te kunnen voldoen. Norg kan bijvoorbeeld niet snel wisselen van uitzenden naar injecteren of omgekeerd. Grijpskerk kent een snellere omzettingstijd, maar is desalniettemin niet zo flexibel inzetbaar als Bergermeer en Zuidwending. Bij deze opslagen kan op ieder moment zeer snel het volume worden aangepast, zowel injecteren als uitzenden. Op deze manier kan extra waarde (de zogenaamde extrinsieke waarde) worden gecreëerd bovenop het prijsverschil tussen winter en zomer. De geringere extrinsieke waarde in Grijpskerk en (vooral) Norg, zorgen voor een geringere commerciële waarde dan Bergermeer en Energystock. Eventuele extra investeringen zijn nodig om ook Norg en Grijpskerk flexibeler te kunnen inzetten. Dit is mogelijk wenselijk als andere partijen dan GasTerra toegang krijgen tot deze twee opslagen.

Norg wordt vanaf het begin gebruikt voor de opslag van L-gas. L-gas is gas met de kwaliteit van het Groningenveld en dit wordt hoofdzakelijk gebruikt door Nederlandse huishoudens en andere kleinverbruikers. In het in 2021 afgesloten Norg Akkoord[6] tussen de Nederlandse Staat, Shell, ExxonMobil en NAM ten aanzien van onder meer de afbouw van gaswinning uit het Groningenveld, is vastgelegd dat Norg van april 2019 en tot en met 30 september 2027 zal worden gevuld met zogenaamd pseudo Groningengas. Dit is hoogcalorisch gas (dus niet afkomstig van het Groningenveld) dat door bijmenging met stikstof op de kwaliteit van laagcalorisch gas is gebracht. Het akkoord bepaalt overigens niet dat Norg en/of Grijpskerk volledig door GasTerra gevuld moeten worden, alleen dat GasTerra met deze opslagen de L-gas levering moet garanderen. De exacte inzet van Norg en Grijpskerk wordt verder gedreven door commerciële overwegingen van GasTerra.

Grijpskerk is oorspronkelijk ontwikkeld voor de opslag van hoogcalorisch gas. Sinds 1 april 2022 wordt ook Grijpskerk gebruikt voor de opslag van pseudo Groningengas[7]. Dit is gedaan om de afbouw van de productie van het Groningenveld verder te versnellen.

Een aantal ontwikkelingen heeft invloed op de toekomst van de gasopslagen Norg en Grijpskerk. Ten eerste de voorgenomen beëindiging van de activiteiten van GasTerra per 31 december 2026[8]. Dit besluit is genomen als gevolg van de geplande beëindiging van de Groningenproductie. Het is op dit moment nog niet bekend welke partij of partijen gebruik zullen maken van de gasopslagen Norg en Grijpskerk na de opheffing van GasTerra. Wel hebben de Staat der Nederlanden, Shell en ExxonMobil gedrieën een inspanningsplicht om tot een passende oplossing te komen voor het feit dat GasTerra zal ophouden te bestaan.[9]

Ten tweede heeft de NAM in september 2023 een Winningsplan Norg[10] ingediend bij het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat. Met het indienen van dit plan vraagt de NAM instemming voor het in productie nemen van Norg als regulier gasveld en daarmee de gasopslagfunctie te stoppen. Dit plan voorziet in het produceren van het kussengas. Norg heeft minstens 15 bcm (of 147 TWh) kussengas, oftewel ongeveer 2,5 keer meer dan het beschikbare werkgasvolume. Op het moment van schrijven van dit rapport heeft het ministerie nog geen beslissing genomen met betrekking tot het ingediende winningsplan. Daarnaast mag NAM haar opslagactiviteiten in de gasopslag Norg alleen beëindigen als ACM, na een beoordeling te hebben uitgevoerd en rekening houdend met een advies van het ENTSB voor gas, tot de conclusie komt dat een dergelijke stopzetting de gasleveringszekerheid op Unie- of nationaal niveau niet vermindert (artikel 3bis, elfde lid, van Verordening (EG) 715/2009). Op 14 december 2023 heeft de ACM de NAM gecertificeerd als gasopslagsysteembeheerder van UGS Norg.[11] In dit besluit is aangegeven dat het risico bestaat dat er geen partij wordt gevonden die UGS Norg wil vullen en gebruiken na het beëindigen van de activiteiten van GasTerra. Indien geen partij gevonden wordt, moet de NAM dit zo snel mogelijk aan

[6] Kamerbrief van 9 maart 2021, “Het ondertekenen van het Norg Akkoord om de gaswinning uit het Groningenveld versneld te beëindigen”- https://open.overheid.nl/documenten/ronl-1e18b1c7-5765-477f-a7d1-7d866f3f8e42/pdf
[7] Kamerbrief van 14 februari 2022, “Instemmingsbesluit gasopslag Grijpskerk” - https://open.overheid.nl/documenten/ronl-5ad8d5643fe50ef2e8ab830306afa83487b360f2/pdf
[8] Kamerbrief van 26 juni 2023, “Verlenging van de afbouw van GasTerra” - https://open.overheid.nl/documenten/0e2027eb-c09e-49df-a2ab-25f6ca451fb1/file
[9] Artikel 2.4 Norg Akkoord, 8 maart 2021.
[10] https://www.nam.nl/nieuws/2023/nam-dient-winningsplan-norg-in.html
[11] https://www.acm.nl/system/files/documents/acm-certificeert-de-nam-als-gasopslagsysteembeheerder-van-ugs-norgs.pdf.

de ACM melden, uiterlijk drie maanden voordat de vigerende overeenkomst met de gebruiker eindigt.[12]

3.2.2 Bergermeer

Gasopslag Bergermeer is voor 60% eigendom van TAQA Energy B.V. en voor 40% van EBN. TAQA Energy B.V. is onderdeel van het in Abu Dhabi gevestigde energiebedrijf TAQA. TAQA Energy B.V. is (via TAQA Onshore B.V.) de beheerder van de opslag en tevens verantwoordelijk voor het aanbieden van de opslagcapaciteit aan marktpartijen.

De commerciële ingebruikname van de gasopslag Bergermeer was in 2015. Met een werkgasvolume van 48 TWh (5 bcm) is het een van de grootste seizoensopslagen in Noordwest-Europa. Om de gasopslag mogelijk te maken, is een overeenkomst met Gazprom gesloten voor levering van het kussengas. In ruil daarvoor kan Gazprom 19,6 TWh (2 bcm, ongeveer 40%) van de opslagcapaciteit gebruiken. De overige capaciteit van Bergermeer wordt door middel van regelmatige en transparante veilingen aan marktpartijen ter beschikking gesteld. Deze veilingen zijn meestal voor contracten van korte termijn (typisch voor het komende opslagjaar, of 2-3 jaar). Een aantal lange termijn contracten is afgesloten voor de bouw van Bergermeer en maakte de investeringsbeslissing mogelijk. Deze contracten hadden een duur van 4 tot 10 jaar[13] en de laatste lopen binnenkort af. Bergermeer heeft daarom in oktober en december 2023 twee nieuwe lange termijn veilingen georganiseerd. Hierbij is 12 TWh aan capaciteit voor 5-10 jaar verkocht[14]. Bergermeer biedt verschillende opslagproducten aan, waaronder een product met een vaste prijs en producten geïndexeerd aan marktprijzen. De capaciteit wordt aangeboden in zogenaamde Standard Bundled Units (SBUs), dit zijn producten met een vaste verhouding tussen werkgasvolume en injectie- en uitzendcapaciteit. De (geaggregeerde) resultaten van de veilingen worden gepubliceerd op de website. Dit laat zien dat de veilingen competitief zijn, waarbij de vraag naar capaciteit vaak vele malen de aangeboden capaciteit overstijgt. Dit resulteert in een groot aantal klanten met opslagcapaciteit in Bergermeer of die meegedaan hebben aan een veiling. De eigen website noemt een aantal van ruim 40 bedrijven. Kijkend naar de klantenlijst valt de diversiteit aan bedrijven op. Dit betreft bedrijven met eindverbruikers (leveranciers zoals Eneco en Essent), gasproducenten (bijvoorbeeld Equinor) en handelsbedrijven (onder andere Gunvor en Vitol). Pure handelsbedrijven stemmen het gebruik van de opslag voornamelijk af op het verloop van huidige en toekomstige marktprijzen. Leveranciers met veel huishoudens als eindverbruikers kopen opslagcapaciteit ook om het sterk seizoensafhankelijke leveringsprofiel van deze klantengroep te kunnen garanderen, maar zullen daarbij altijd letten op de marktprijzen.

Bergermeer biedt naast bovengenoemde producten tevens zogenaamde afschakelbare (‘interruptible’) capaciteiten aan. De afschakelbare capaciteit bestaat uit het gedeelte van de reeds beschikbare opslagcapaciteit dat (momenteel) niet wordt gebruikt door bestaande klanten. Andere klanten kunnen deze ongebruikte capaciteit benutten, zoals is vastgelegd in contracten tussen de opslagbeheerder en de capaciteitshouders. Op grond van artikel 15, tweede lid, onderdeel a, van Verordening (EG) 715/2009 is dit overigens verplicht voor opslagbeheerders. De afschakelbare capaciteit kan zowel betrekking hebben op injectie- en/of uitzendcapaciteit, alsmede op werkgas. Afschakelbare injectiecapaciteit ontstaat bijvoorbeeld wanneer andere klanten op een bepaalde dag niet hun (volledige) injectiecapaciteit gebruiken of zelfs uitzenden. In dit geval kan een andere klant

[12] Besluit van de NMa d.d. 14 december 2023 inzake certificering van de NAM als gasopslagbeheerder van UGS Norg, artikel 2.
[13] https://www.icis.com/explore/resources/news/2012/10/29/9608510/french-edf-named-as-third-bergermeer-natural-gas-storage-launch-customer/
[14] https://www.gasstoragebergermeer.com/historical-auction-results/

op deze dag extra volumes injecteren bovenop de door haar geboekte injectiecapaciteit. Aangezien klanten gedurende de dag nog van beslissing mogen veranderen en daarom alsnog van hun geboekte injectiecapaciteit gebruik kunnen maken, is er altijd een risico dat de afschakelbare capaciteit uiteindelijk niet beschikbaar komt. Afschakelbaar werkgasvolume ontstaat wanneer klanten een bepaald gedeelte van hun opslag niet vullen. Een andere klant kan dan (meestal met behulp van afschakelbare injectiecapaciteit) alsnog dit volume vullen. Dit principe is sinds 2022 gebruikt door EBN om het ongebruikte Gazprom gedeelte te vullen. De gebruiker van afschakelbare capaciteit heeft altijd het risico 'weggedrukt' te worden indien de oorspronkelijke capaciteitshouder alsnog besluit de geboekte capaciteit te gebruiken. Gebruik van afschakelbare capaciteit vereist daarom nauwkeurig management van de opslagposities en voldoende handelsmogelijkheden om eventuele gevolgen van het wegdrukken uit de opslag op te vangen in de markt. Het door Bergermeer gehanteerde mechanisme van afschakelbare capaciteit is een belangrijk onderdeel bij enkele maatregelen die we later in dit rapport beschrijven.

3.2.3 Alkmaar

De gasopslag Alkmaar, ook wel Piekgasinstallatie Alkmaar genoemd, is 36% eigendom van TAQA Energy B.V. Overige eigenaren zijn EBN (40%), Dana Petroleum Netherlands B.V. (12%) en RockRose Energy B.V. (12%). Net als bij Bergermeer is TAQA de operator van de opslag. Dit leeg geproduceerde gasveld is al sinds 1997 in gebruik als opslag van L-gas. Het is met 5 TWh werkvolume ongeveer 10x zo klein als Norg en Bergermeer en 5x zo klein als Grijpskerk. Het heeft echter wel een relatief hoge uitzendcapaciteit: het kan in 14 dagen geleegd worden, terwijl dit bij de andere seizoensopslagen gemiddeld 39-92 dagen kost.

De opslagcapaciteit is op dit moment voor 100% in handen van GasTerra. Andere marktpartijen hebben op dit moment geen toegang tot deze opslag. In de gasopslag Alkmaar wordt laagcalorisch gas opgeslagen en heeft als hoofddoel snel extra gas aan het landelijk gasnet te kunnen leveren bij een sterk verhoogde gasvraag, bijvoorbeeld tijdens vorstperiodes. Dit doel is ook zichtbaar in het zeer typische injectie- en uitzendprofiel. Het volledig vullen van de opslag duurt 125 dagen, terwijl de hele opslag al in 14 dagen kan worden geleegd (vergelijk dit met Bergermeer waar de opslag in een vergelijkbare 113 dagen kan worden gevuld, maar slechts in 92 dagen kan worden geleegd).

3.2.4 Zuidwending

De Zuidwending gasopslag van EnergyStock B.V. is operationeel sinds januari 2011. EnergyStock B.V. is een 100% dochter van N.V. Nederlandse Gasunie. De opslag is gelegen in zes zoutcavernes en biedt een zeer snel opslagproduct met een totale opslagcyclus van 20 dagen aan. De opslag is specifiek ontwikkeld om zeer flexibel te kunnen opereren, maar heeft met 3,7 TWh (0,4 bcm) een werkgasvolume dat ongeveer 12x zo klein is als Bergermeer. EnergyStock richt zich voornamelijk op klanten die korte termijn flexibiliteit nodig hebben, bijvoorbeeld om te kunnen reageren op de snel veranderende gasvraag van gasgestookte centrales die als back-up dienen van wind- en zonneproductie. Een andere doelgroep van Energystock bestaat uit pure handelsbedrijven die gebruik willen maken van de korte termijn volatiliteit van gasprijzen.

EnergyStock biedt de volledige opslagcapaciteit van Zuidwending aan marktpartijen aan. Hiervoor wordt een palet aan opslagproducten aangeboden: zowel standaardproducten als op maat gemaakte producten. Vanwege de variatie aan beschikbare producten organiseert EnergyStock geen regelmatige veilingen, in tegenstelling tot TAQA bij Bergermeer. Toegang tot Zuidwending wordt bilateraal onderhandeld. De algemene voorwaarden waaronder de opslagproducten worden afgesloten, zijn openbaar beschikbaar op de website van EnergyStock. Net als Bergermeer biedt ook

EnergyStock afschakelbare capaciteiten aan en heeft het een diverse en grote klantengroep (ten minste 21 klanten volgens de website).

3.2.5 Duitse gasopslagen verbonden aan het Nederlandse netwerk

Net over de grens, rond de Duitse stad Epe, bevinden zich drie gasopslagen die zich richten op de Nederlandse markt. De gasopslagen zijn (oorspronkelijk) ontwikkeld door Eneco, Nuon en RWE. Deze cavernes waren oorspronkelijk alle drie exclusief verbonden aan het Nederlandse (laagcalorische) gasnetwerk van Gasunie Transport Services (GTS). De Nuon gasopslag biedt nu ook de mogelijkheid tot het uitzenden naar het Duitse laagcalorische netwerk van Open Grid Europe (OGE). De drie opslagen zijn tussen 2006 en 2012 in bedrijf genomen en hadden als doel de levering van benodigde flexibiliteit voor de gasportfolio's van Eneco, Nuon en RWE. De portfolio's bestonden toen voornamelijk uit een mix van eindklanten en levering aan gasgestookte centrales. De drie opslagen hebben een voor zoutcavernes typische vulcyclus van ongeveer 50 dagen. De opslagcapaciteit is, voor zover bekend, op lange termijn basis in handen van de handelsbedrijven van de respectievelijke eigenaren.

EWE Gasspeicher Gmbh is een groot Duits gasopslagbedrijf met in totaal ruim 20 TWh (2 bcm) aan caverneopslagen. Deze opslagen zijn allen gelegen vlak over de Nederlands-Duitse grens. Twee van de EWE gasopslagen (Nüttermoor H-1 en Nüttermoor H-4) zijn exclusief verbonden met het Nederlandse GTS netwerk. EWE biedt de opslagcapaciteit op onderhandelde basis ('Third party access') aan verschillende marktpartijen. Dit gebeurt niet met veilingen zoals bij Bergermeer, maar met onderhandelingen op individuele basis, vergelijkbaar met EnergyStock. Net als bij deze twee Nederlandse opslagen wordt de injectie- en uitzendcapaciteit die niet door capaciteitshouders met vaste rechten gebruikt wordt, op afschakelbare basis ('interruptible') aangeboden aan de andere capaciteitshouders.

3.3 Kosten van gasopslagmaatregelen

Maatregelen die de leveringszekerheid van gas versterken, brengen onvermijdelijk kosten met zich mee. De meeste *marktwaarde* wordt vanzelfsprekend behaald door het gebruik van gasopslag volledig over te laten aan de markt, dus door het vullen en legen van de capaciteit af te laten hangen van de gasprijzen. In deze paragraaf maken we een schatting van de kosten of waardeverlies voor drie situaties waarbij het gebruik van opslag niet of niet uitsluitend door marktprijzen bepaald wordt:

- Een strategische voorraad
- Een vulverplichting
- Een vergelijking van opslagwaarde in Nederland met de opslagwaarde in Frankrijk, waar de markt sterk gereguleerd is

3.3.1 Kosten van een strategische voorraad

Het aanhouden van een strategische seizoensvoorraad betekent dat de overheid (of een daarvoor aangewezen partij) een deel van de opslagcapaciteit moet kopen bij één van de bestaande Nederlandse seizoensopslagen[15]. Dit deel van de opslag kan dan niet door marktpartijen gebruikt worden.

Het gezamenlijke werkgasvolume van de Nederlandse seizoensopslagen Norg, Grijpskerk en Bergermeer is ruim 130 TWh. Van deze opslagen wordt alleen de capaciteit van Bergermeer via

[15] Een nieuwe opslag ontwikkelen voor dit doeleinde is niet realistisch vanwege de daarmee samenhangende kosten en lange ontwikkeltijd.

veilingen aangeboden aan de markt. We kunnen dus kijken naar de historische veilingprijzen[16], die variëren van ongeveer 1,50 tot meer dan 10 Euro/MWh/jaar. Uitgaande van 6 Euro/MWh/jaar waarde van gasopslagcapaciteit (globaal in het midden en bovendien de gemiddelde prijs van de laatste 5 veilingen) bedragen de jaarlijkse kosten voor de opslagcapaciteit 6 miljoen Euro per jaar per TWh strategische voorraad. Als ongeveer 10% van de totale seizoensopslag in Nederland (10% van 130 TWh is 13 TWh) gebruikt wordt als strategische reserve zijn de jaarlijkse capaciteitskosten 78 miljoen Euro.

Het vullen van deze 13 TWh voorraad, uitgaande van de huidige marktprijs (januari 2023) van ongeveer 40 Euro/MWh, vergt bovendien een investering van 520 miljoen Euro en een jaarlijkse financieringslast (3% rente) van 15,6 miljoen Euro. De opslag zal eenmalig gevuld en bijvoorbeeld 10 jaar later geleegd worden. Hiervoor rekenen we 1 Euro/MWh; uitgesmeerd over 10 jaar leidt dit tot 1,3 miljoen Euro jaarlijkse kosten. Tellen we daar 1 ton aan jaarlijkse uitvoeringskosten bij op, dan bedragen **de totale jaarlijkse kosten voor 10% (13 TWh) strategische reserve: 95 miljoen Euro**.

Deze kosten zullen ergens bij de staat, belastingbetalers of eindverbruikers terecht komen. Het maakt hierbij niet uit of de staat de capaciteit zelf koopt, dit overlaat aan GTS, overlaat aan een vulagent als EBN, of bij marktpartijen zoals leveranciers.

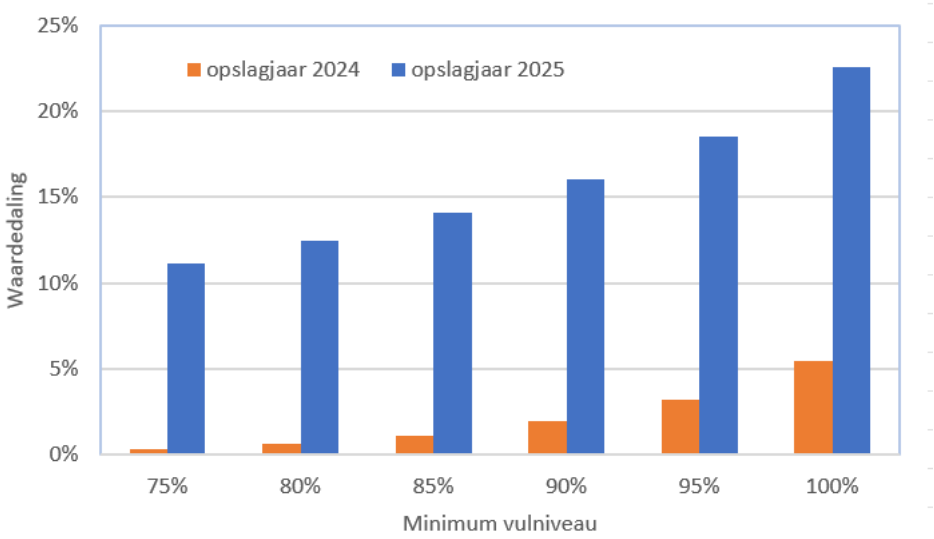
3.3.2 Kosten van een vulverplichting

In de voorgaande berekening hebben we de kosten van opslagcapaciteit globaal afgeleid van historische Bergermeerveilingen. We hadden dit ook kunnen doen op basis van de huidige marktwaarde voor een toekomstig opslagjaar. We gebruiken daarvoor het gasopslagmodel KyStore. Zie paragraaf 1.3.3 voor een toelichting op het model.

Als uitgangspunt nemen we een seizoensopslag met de kenmerken zoals Kyos die in haar kwartaalbericht publiceert. De kenmerken liggen globaal tussen die van Grijpskerk, Norg en Bergermeer in, met een vultijd van 120 dagen en een uitzendtijd van 60 dagen. Uitgaande van de prijzen in de termijnmarkt op 18 januari 2024 berekent KyStore een marktwaarde (‘full option value’) van 8,74 Euro/MWh voor opslagjaar 2024 en 6,75 Euro/MWh voor opslagjaar 2025, dus iets hoger dan waarmee in de vorige paragraaf de kosten van een strategische voorraad werden geschat. De geschatte opslagwaarde is in opslagjaar 2025 iets lager dan in 2024 door de geringere zomer-winterspread: ruim 2 ten opzichte van ruim 5 Euro/MWh.

Door die hoge zomer-winterspread in 2024 is het vrijwel zeker aantrekkelijk voor capaciteitshouders om de opslag op 1 november 2024 volledig of nagenoeg volledig gevuld te hebben. Een 100% vulverplichting in november vermindert de waarde volgens KyStore met minder dan een halve Euro per MWh, ongeveer 5%. Door de lagere zomer-winterspread in de termijnmarkt voor opslagjaar 2025 is het minder vanzelfsprekend dat handelaren gasopslagen in november 2025 volledig gevuld willen hebben. Als dat wel zou moeten als onderdeel van een vulverplichting neemt de waarde met anderhalve Euro per MWh af, een waardedaling van 23% ten opzichte van de waarde zonder vulverplichting. Een lager minimum vulniveau van bijvoorbeeld 75% zorgt voor beduidend minder waardedaling, namelijk 11%. Dit laat zien dat er terughoudend moet worden omgegaan met de hoogte van een eventuele vulverplichting, omdat de kosten significant stijgen richting de 100%. Zie Figuur 12.

[16] https://www.gasstoragebergermeer.com/historical-auction-results/



Figuur 12: Procentuele waardedaling van het gasopslagproduct met 120 dagen vultijd en 60 dagen uitzendtijd, berekend met het KyStore opslagmodel en marktprijzen van 18 januari 2024. Bron: Kyos.

Het gasopslagjaar 2025 is meer representatief voor de waarde van toekomstige opslag dan gasopslagjaar 2024. We kunnen daarom stellen dat **de jaarlijkse kosten van een vulverplichting in november voor de 130 TWh aan seizoensopslag in Nederland ongeveer gelijk zijn aan 100 miljoen Euro bij een vulverplichting van 75% en aan 200 miljoen Euro bij een vulverplichting van 100%.**

Dit zijn de minimale kosten, niet rekening houdend met de kosten van additionele beperkingen en verplichtingen in het gebruik van de gasopslag, zoals minimale vulstanden op andere peildata. De kosten kunnen nog verder toenemen als de uitvoering van de vulverplichtingen niet efficiënt is en bijvoorbeeld indirect verloopt via verplichtingen aan leveranciers, waarvan velen geen ervaring hebben met gasopslag. Door de waardedaling van het opslagproduct zullen capaciteitshouders minder voor capaciteit in Nederlandse bergingen willen betalen aan de opslagbeheerders. Opslagbeheerder zullen daardoor inkomsten mislopen ter hoogte van de waardedaling of hun capaciteit zelfs helemaal niet verkocht krijgen. Alleen voor zover capaciteit langjarig tegen een vaste prijs is verkocht, draagt de capaciteitshouder het waardeverlies in plaats van de opslagbeheerder. Deze kosten komen in ieder geval ergens in de economische waardeketen van gasopslag terecht: bij opslagbeheerders, capaciteitshouders, verbruikers of de overheid. Dit betekent dat ze goed afgewogen moeten worden tegen het voordeel van de toename in leveringszekerheid.

3.3.3 Kosten van Franse opslagregulering

De Franse opslagmarkt is sinds 2018 gereguleerd. Onder deze regulering worden de inkomsten van gasopslagbeheerders gegarandeerd en vastgesteld door de Franse toezichthouder CRE. Opslagbeheerders moeten op grond van de regulering hun capaciteit via veilingen aanbieden en de opslagcontracten moeten vulverplichtingen bevatten. De minimumprijs van deze veilingen is vastgesteld op 0 Euro/MWh. Het eventuele verschil tussen de veilinginkomsten en de gegarandeerde inkomsten wordt gecompenseerd en betaald aan de opslagbeheerders. De CRE heft hiervoor een opslagtoeslag op klanten verbonden aan het distributienetwerk. Hierbij betalen klanten met een sterker seizoensprofiel een hogere toeslag.

De afgelopen jaren hebben de Franse opslagbeheerders volgens gegevens van CRE gemiddeld 300 miljoen Euro per jaar aan inkomsten opgehaald via veilingen[17]. Dit kwam overeen met 45% van de toegestane inkomsten. **De overige 55%, ofwel 367 miljoen Euro per jaar, zijn dus direct betaald door eindklanten (huishoudens) via de opslagtoeslag om de gereguleerde opslagbeheerders te compenseren.**

Op basis van berekeningen van ons opslagmodel KyStore, hebben we geanalyseerd of de huidige Franse opzet leidt tot lagere veilingresultaten dan je op basis van de markt zou verwachten. We nemen daarvoor het verschil tussen de veilingresultaten en de berekende marktwaarde uit KyStore[18]. In principe liggen in een goed functionerende markt de resultaten van een competitieve veiling iets onder de berekende marktwaarde van KyStore. Verschillen zijn onder ander te verklaren doordat marktpartijen kosten hebben bij het optimaliseren van de opslag die niet in het KyStore model worden meegenomen (bijvoorbeeld financieringskosten, risicopremie).

We hebben voor deze analyse de Nederlandse gasopslag Bergermeer vergeleken met de Franse gasopslag Sediane (Nord) van Storengy, die het meest vergelijkbaar is met Bergermeer[19]. De analyse is gedaan voor alle historische veilingdata van Bergermeer sinds 2018. Voor Sediane Nord zijn de veilingdata gekozen die het dichtst bij de Bergermeer veilingen lagen. Voor Bergermeer lag de veilingprijs gemiddeld 0,8 Euro/MWh onder de berekende marktwaarde. Voor Sediane Nord lag de veilingprijs gemiddeld 1,9 Euro/MWh onder de berekende marktprijs. Dit betekent dat Sediane Nord gemiddeld een 1,1 Euro/MWh lagere veilingprijs krijgt dan ze zou krijgen met dezelfde gasopslag in Nederland. We schrijven dit verschil voornamelijk toe aan het gereguleerde kader van gasopslag in Frankrijk, waardoor er minder concurrentie voor opslagcapaciteit is dan in Nederland, waar de overheid gekozen heeft voor onderhandelde toegang. De opslagbeheerders zijn bijvoorbeeld niet per se gebaat bij een hoge opbrengst: de gederfde inkomsten worden in het Franse systeem via de opslagtoeslag doorberekend aan huishoudens. Als de 1,1 Euro/MWh aan gederfde veilingopbrengsten voor Sediane Nord representatief zijn voor alle opslagen (totaal 134 TWh), schatten we de totale gederfde inkomsten op 147 miljoen Euro. Deze inkomstenderving staat nog los van de waardedaling als gevolg van de opgelegde vulverplichtingen. We kunnen de waardedaling hiervan overnemen uit de vorige paragraaf: deze is voor opslagjaar 2025 gelijk aan 0,95 Euro/MWh voor een minimaal vulniveau van 85% op 1 november (overeenkomstig de Franse vulverplichting). Toegepast op Nederland: indien we hier het Franse reguleringsmodel zouden invoeren met ‘gedwongen’ veilingen van opslagcapaciteit en contracten met vulverplichtingen, betekent dit dat Nederlandse opslagbeheerders ongeveer 1,1 Euro/MWh lagere veilingprijzen kunnen verwachten, plus nog eens 0,95 Euro/MWh als gevolg van een 85% vulverplichting. Op 130 TWh is dit 143 + 222 = 365 miljoen Euro. Analoog aan Frankijk zouden deze lagere kosten opgebracht moeten worden door eindgebruikers.

We hebben op twee manieren de kosten van het Franse gereguleerde systeem geschat: door de gemiddelde jaarlijkse compensatie voor opslagbeheerders te bepalen, en door de gederfde veilingopbrengsten van Franse gasopslag te schatten. De eerste analyse gaf een jaarlijks bedrag van 367 miljoen Euro, de tweede een nagenoeg identiek bedrag van 365 miljoen Euro.

[17] CRE - Public Consultation No. 2023-07 (26/07/2023) https://www.cre.fr/en/documents/Public-consultations/next-tariff-for-the-use-of-natural-gas-transmission-networks-of-grtgaz-and-terega
[18] Hier is de “full option value” gebruikt.
[19] Sediane Nord: volledig vullen duurt 113 dagen, volledig legen 69 dagen. Bergermeer: 112 dagen om 97 dagen.

4 Mogelijke maatregelen

4.1 Overzicht van mogelijke maatregelen

Door de krappe gassituatie aan het begin van 2022 is in juni van dat jaar op EU-niveau de Gasopslag Verordening 2022/1032 aangenomen.[20] Deze verordening wijzigt Verordening gasleveringszekerheid (Verordening 2017/1938)[21] en Verordening toegang tot aardgastransmissienetten (Verordening nr. 715/2009).[22] In Verordening 2022/1032 is de verplichting opgenomen voor lidstaten om vuldoelstellingen te verwezenlijken (artikel 6 bis-6 quinqies). De verordening laat de keuze voor maatregelen om de gewenste vulniveaus te bereiken aan de lidstaten en noemt een reeks van mogelijke maatregelen. Dit stelt lidstaten in staat om rekening te houden met de specifieke omstandigheden van een land. Wel bepaalt de verordening dat lidstaten waar mogelijk voorkeur moeten geven aan markt gebaseerde maatregelen (artikel 6bis, eerste lid, van Verordening 2017/1938). Deze bepalingen gelden vooralsnog tot eind 2025. In het kader van dit onderzoek zullen we de verschillende maatregelen beoordelen op hun geschiktheid voor Nederland.

De maatregelen kunnen op verschillende manieren gecategoriseerd worden. We kiezen voor de volgende indeling:

1. Geen maatregelen
2. Vulagent
3. Strategische reserve
4. Onttrekkingsverbod
5. Use-it-or-lose-it (UIOLI)
6. Vulverplichting voor opslagbeheerders
7. Vulverplichting voor leveranciers (en grote eindverbruikers)
8. Vulverplichting voor capaciteitshouders
9. Financiële stimulans

De verschillende maatregelen hebben in veel gevallen een permanent karakter, maar kunnen tevens op ad-hoc basis worden ingevoerd.

4.2 Vulagent

Een vulagent is een door de overheid aangewezen partij die opslagcapaciteit met gas vult en op de juiste momenten het gas eraan onttrekt. De vulagent doet dat op momenten dat de opslagcapaciteit niet voldoende door de bestaande capaciteitshouders gevuld wordt.

In 2022 is EBN door de Nederlandse overheid aangewezen om als vulagent op te treden voor Bergermeer. Deze activiteit wordt door EBN thans uitgevoerd op grond van een instemming die door de Staatssecretaris van Economische Zaken en Klimaat aan EBN is verleend (op grond van artikel 82, vierde lid, van de Mijnbouwwet). EBN is een 100% staatsdeelneming met verschillende bezittingen in de Nederlandse gasinfrastructuur en heeft de financiële slagkracht om grote volumes gas te verhandelen in de markt. Zo waren in het jaar 2022 kredietlijnen nodig van meerdere tientallen miljarden Euro's, wat zelfs voor EBN uitdagend was om te verkrijgen. Het optreden van EBN wordt

[20] Pb. 2022, L 173/17.
[21] Pb. 2017, L 280/1.
[22] Pb. 2017, L 211/36.

vrijwel unaniem door de geïnterviewde partijen positief beoordeeld. Om deze redenen is EBN ook voor de toekomst een logische partij om als vulagent op te treden.

In de afgelopen periode heeft gasopslag Bergermeer, met TAQA als mede-eigenaar en opslagbeheerder, zich zeer coöperatief opgesteld om EBN als vulagent te faciliteren. Dat was onder de gegeven omstandigheden tevens in het belang van TAQA, aangezien de opslagcapaciteit daardoor beter benut werd. Als er gekozen wordt voor een bestendiging of uitbreiding van de rol van vulagent, is het echter belangrijk om voor deze rol van de opslagbeheerder (TAQA) een wettelijke onderbouwing en invulling te geven. Een andere mede-eigenaar/beheerder van Bergermeer dan TAQA, of een gewijzigde strategie of overwegingen bij TAQA, kunnen leiden tot een minder coöperatieve houding bij het vullen van gasopslag Bergermeer.

Om landelijke vuldoelen te halen en de landelijke leveringszekerheid te garanderen, zou een vulagent overigens niet alleen de mogelijkheid moeten hebben om gasopslag Bergermeer te vullen. Dit zou logischerwijs uitgebreid moeten worden tot de andere seizoensopslagen, Norg, Grijpskerk en Alkmaar.

Als de Nederlandse overheid in de toekomst de mogelijkheid wil hebben voor de inzet van een vulagent, adviseren we dat er een duidelijk regelgevend kader komt dat voldoende garanties biedt dat beheerders van Nederlandse seizoensopslag de taak van een vulagent faciliteren. Concreet betekent dit dat deze vulagent onder duidelijk vastgelegde voorwaarden niet-gevulde capaciteit moet kunnen gebruiken voor het injecteren en uitzenden van gas.

Dit injecteren en uitzenden kan in eerste instantie met afschakelbare (‘interruptible’) rechten. Bij afschakelbare rechten wordt door de vulagent gas alleen gevuld en onttrokken als bepaalde capaciteitshouders hun vaste capaciteit niet of onvoldoende benutten, en als de andere capaciteitshouders deze vrijgekomen capaciteit ook niet vullen. Daarmee worden de vaste rechten van de bestaande capaciteitshouders niet aangetast. Wel kan het gebeuren dat de oorspronkelijke capaciteitshouder op een later moment (bijvoorbeeld november of december) alsnog gaat vullen, waardoor de vulagent ‘eruit wordt geduwd’, wat betekent dat de vulagent gas moet verkopen om plaats vrij te maken.

In tweede instantie zou overwogen kunnen worden om de vulagent tevens de mogelijkheid te geven om vaste (‘firm’) rechten van capaciteitshouders over te nemen als deze zelf niet vullen. Hier komen we in de paragraaf over Use-It-Or-Lose-It (UIOLI) op terug. Zowel bij vaste als afschakelbare rechten zal een duidelijk tijdpad moeten worden vastgesteld dat aansluit bij de nationale of opslagspecifieke vuldoelen voor seizoensopslag. Als het vuldoel bijvoorbeeld 80% op 1 november is en er per maand maximaal 20% gevuld kan worden (dit hangt af van de injectiesnelheid), dan moet de vulagent beginnen met vullen bij een vulgraad op 1 september van minder dan 40%.

In alle gevallen zal een opslagbeheerder waarborgen moeten verlenen waardoor de vulagent onder redelijke bedrijfseconomische condities kan acteren om de uitvoeringskosten en financiële risico’s voor de vulagent te beperken. Dat betekent onder andere dat de opslagbeheerder:

- Aan de vulagent alle ongebruikte opslagcapaciteit ter beschikking stelt (zie uitleg hiervoor).
- Aan de vulagent alle ongebruikte injectie- en uitzendcapaciteit toebedeelt, zodat de ongebruikte opslagcapaciteit daadwerkelijk gevuld en later geleegd kan worden door de vulagent.
- Aan de vulagent alleen directe of marginale kosten in rekening brengt, en op een transparante manier verantwoordt.
- Aan de vulagent alle benodigde operationele ondersteuning biedt voor de uitvoering.

Bij Bergermeer is er een goede samenwerking ontstaan tussen EBN, Gasopslag Bergermeer en TAQA. Daarbij voert TAQA thans de handelsactiviteiten uit op naam van EBN voor het vullen en legen van gas in Gasopslag Bergermeer. De rol van TAQA als uitvoerder van de handelsactiviteiten van EBN voor Bergermeer heeft uitvoeringstechnische voordelen, doordat TAQA inzicht heeft in de dagelijkse volumevariaties in de opslag en al beperkte handelsoperaties uitvoerde. **Als de wens voor een vulagent blijft bestaan, zal de rol van uitvoerder (van de handel) echter goed contractueel moeten worden vastgelegd, met de mogelijkheid voor andere partijen (of de vulagent zelf) om deze uitvoering op zich te nemen voor Bergermeer en de andere seizoensopslagen.** Eventueel kunnen er aparte uitvoerders zijn per opslag als meerdere seizoensopslagen door de vulagent gevuld dienen te worden.

Gasopslag Norg, Grijpskerk en Alkmaar zijn in tegenstelling tot Bergermeer op dit moment niet beschikbaar voor derden. Dit komt doordat de capaciteit in deze opslagen, overeenkomstig de afspraken tussen de partijen in het Gasgebouw, tot en met 2026 volledig door GasTerra is geboekt. GasTerra is daarmee de enige partij die deze opslagen vult. De instelling van een vulagent voor Nederlandse seizoensopslag betekent dat de vulagent Norg, Grijpskerk en Alkmaar vult als GasTerra dat niet of onvoldoende doet. Om de uitvoering hiervan mogelijk te maken, is een pakket aan afspraken en maatregelen nodig. Grijpskerk en (vooral) Norg hebben minder flexibiliteit om snel te wisselen van injectie naar uitzending. Deze technische beperkingen zullen in de afspraken met NAM meegenomen moeten worden, maar vormen op zichzelf geen belemmering voor de instelling van een vulagent voor deze gasopslagen. Daarnaast moeten onder andere systemen voor nominaties worden aangelegd waarmee de vulagent de hoeveelheden kan doorgeven die zij wenst te injecteren of uitzenden.

Het instellen van een vulagent is op zichzelf geen marktgebaseerd mechanisme. Het is niettemin zeer wenselijk dat de vulagent zoveel mogelijk marktgebaseerd acteert, binnen de door de overheid opgelegde kaders voor het vullen en onttrekken van gas. Dit betekent onder andere dat de vulagent via termijncontracten (forwards) de marktprijsrisico's beperkt en tegelijkertijd op dagbasis beslist over de beste momenten om te injecteren of uit te zenden. Daarnaast betekent het dat de vulagent haar handelstransacties via meerdere tegenpartijen en/of handelsplatformen uitvoert om de markt niet teveel te verstoren en het tegenpartij(krediet)risico te minimaliseren.

4.3 Strategische reserve

Het idee voor het aanleggen van een strategische reserve is met name gebaseerd op oliemarkten. Veel landen, waaronder Nederland, zijn begonnen met dergelijke reserves na de oliecrisis in 1973. De bekendste en grootste strategische voorraad aan ruwe olie wordt aangehouden door het Ministerie van Energie in de Verenigde Staten. Ook Nederland kent een grote strategische voorraad; voor de meeste olieproducten is deze gelijk aan 90 dagen netto import. De strategische voorraden worden aangehouden voor gebruik bij "nationale of internationale olietekorten, om grote economische schade te voorkomen. Tijdelijke verstoringen van de olietoevoer kunnen ontstaan door bijvoorbeeld (geo)politieke spanningen, een natuurramp of oorlog."[23]

Net als de goed functionerende oliemarkt, zorgt de gasmarkt in de meeste omstandigheden voor een balans tussen vraag en aanbod en dus ook voor leveringszekerheid. In beide markten gelden niettemin vergelijkbare zorgen over leveringszekerheid in het geval van verstoringen in de aanvoer, bijvoorbeeld door oorlog, natuurrampen en geopolitieke spanningen. Concrete recente (2022/2023) voorbeelden voor de gasmarkt hiervan zijn de oorlog in Oekraïne, de aanvallen op schepen in de

[23] https://cova.nl/voorraadplicht

Rode Zee (vanwege de Gaza-oorlog), en de stakingen bij LNG terminals in Australië. Bij het eerste voorbeeld was de impact op de gastoevoer groot en blijvend; bij de laatste twee voorbeelden was/is de impact op de gastoevoer gering en (vooralsnog) van korte duur.

Het primaire doel van een strategische voorraad is het versterken van de leveringszekerheid op momenten dat de markt niet of niet goed functioneert, want anders is het efficiënter om de gaslevering aan de markt over te laten. Een strategische voorraad wordt continu aangehouden en niet verhandeld. **De bijdrage aan de leveringszekerheid is daarmee per definitie beperkt.** Zelfs in crisisjaar 2022 heeft de markt goed gefunctioneerd: prijsniveaus waren weliswaar hoog en de liquiditeit (zie paragraaf 2.4) was duidelijk minder, maar er was geen moment waarop de handel stilviel.De handelsvolumes bleven aanzienlijk. Het is dus goed mogelijk dat de voorraad nooit gebruikt hoeft te worden. **Het aanleggen van een strategische voorraad helpt overigens niet of nauwelijks bij het behalen van vuldoelen.** De bijdrage hieraan is klein, tenzij een hele hoge strategische voorraad wordt aangelegd (waarmee het niet meer strategisch is). Er moet dan nog steeds gezocht worden naar andere maatregelen om de gewenste vulniveaus te halen.

Tijdens onze interviews met marktpartijen is een strategische gasvoorraad niettemin door een aantal partijen genoemd als een relatief aantrekkelijke maatregel. Het belangrijkste argument is dat het een echt vangnet kan zijn dat (indien beperkt van omvang) **weinig impact heeft op de markt onder normale omstandigheden**. Het activeren van de voorraad kan beperkt worden tot momenten waarop er werkelijk een fysiek gastekort is. Gekoppeld met het Bescherm- en Herstelplan Gas (BHG) kan het gebruik ervan beperkt worden tot momenten waarop de markt niet of niet goed functioneert. **Daarnaast heeft het als voordeel dat de kosten duidelijk kwantificeerbaar en voorspelbaar zijn.** Zie paragraaf 3.3.1, waar **we de kosten voor 10% strategische voorraad (van de totale seizoensopslag) schatten op 95 miljoen Euro per jaar.**

Het rapport van VIS voor ACER uit oktober 2023[24] geeft een goed beeld van de inzet van strategische reserves in EU landen. Tijdens de gascrisis in 2022 kwam 15% van het opgeslagen volume op het conto van strategische reserves. Deze strategische reserves bestaan in acht verschillende lidstaten (Oostenrijk, Bulgarije, Tsjechië, Duitsland, Spanje, Hongarije, Italië, Letland), maar zijn in 4 landen minder dan 10% van de totale opslagvoorraad, dus beperkt in omvang. Zes landen hadden al een strategische reserve (waaronder Italië en Spanje) en twee landen hebben deze nieuw ingevoerd (Duitsland en Oostenrijk, waarbij de reserve in Oostenrijk permanent is en in Duitsland per jaar wordt bepaald). Doordat deze laatste twee landen, Duitsland en Oostenrijk, de strategisch voorraad in crisistijd hebben aangelegd, in een periode van hoge gasprijzen, waren de kosten heel hoog. Hieruit kan de les getrokken worden dat een strategische voorraad aangelegd moet worden voordat er een (nieuwe) crisis is. Dit is overduidelijk een permanente, geen ad hoc maatregel.

Als er tot een strategische reserve besloten wordt, zal deze aangehouden worden in bestaande gasbergingen. Het aanleggen van een nieuwe berging uitsluitend voor strategische doeleinden is niet realistisch vanwege de hoge investeringskosten en lange ontwikkeltijd. Er moet goed worden nagedacht over de exacte vormgeving: hoe wordt de strategische reserve gecontracteerd, over hoeveel bergingen wordt de opslag verdeeld, op welke momenten wordt gas aan de reserve onttrokken, etc.? Bij de vormgeving moet de doelmatigheid van de reserve leidend zijn en afgewogen worden tegen de kosten en ongewenste neveneffecten.

Bij de praktische uitvoering van een strategische voorraad voor gas kan eerst gekeken worden naar de uitvoering voor olie. De Wet Voorraadvorming Aardolie legt de taak voor de voorraadvorming in

[24] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/VIS-Study_Gas_Storage_Report.pdf

Nederland bij een combinatie van overheidsinstelling (COVA, Centraal Orgaan Voorraadvorming Aardolie) en marktpartijen. De uitvoering door marktpartijen zou bijvoorbeeld betekenen dat leveranciers en grote eindverbruikers een minimale voorraad gas moeten aanhouden op basis van een verdeelsleutel. Uitvoering hiervan is echter bewerkelijk, zoals we zullen uitleggen in de paragraaf over een vulverplichting voor leveranciers**. Het is daarom efficiënter om het strategische voorraadbeheer volledig centraal uit te voeren via een vergelijkbare instantie als COVA.** Hiermee wordt leveranciers een administratieve en uitvoerende last bespaard in de uitvoering en doorbelasting van de strategische voorraad aan klanten. Via een veiling of bilaterale afspraken kunnen de capaciteiten door de centrale instantie gekocht worden en gevuld door gecontracteerde marktpartijen.

Bij de invoering van een strategische voorraad moet over nog meer aspecten goed worden nagedacht:

- Wat wordt het totale werkgasvolume? De grootte van de strategische voorraad moet (net) voldoende zijn om een beperkte 'stress'-periode door te kunnen komen waarin de markt niet of niet goed functioneert. Als de strategische voorraad te groot wordt, onttrekt het teveel opslagcapaciteit aan de markt en belemmert daarmee de flexibiliteit in normale omstandigheden.
- Wat wordt de totale uitzendcapaciteit? Door de strategische voorraad te verdelen over meerdere opslagen, kan er meer uitgezonden worden, dus het is wenselijk de voorraad niet in één opslag te concentreren.
- Welk deel wordt L-gas en welk deel H-gas? Een deel van de strategische voorraad zal L-gas en een deel H-gas moeten zijn om beide gebruikersgroepen te kunnen bedienen, hoewel beschermde eindverbruikers vrijwel uitsluitend L-gas verbruiken. Afhankelijk van de toekomstige vraagontwikkeling kan het L- of het H-gas gedeelte van de strategische opslag sneller worden afgebouwd.
- Wanneer wordt de strategische voorraad aangesproken? Er moet een duidelijke definitie zijn van het 'niet functioneren van de markt', dus het moment waarop (en hoeveel) gas er uit de strategische reserve gehaald wordt. Een objectieve maatstaf is een bepaald marktprijsniveau (bijvoorbeeld dagprijs boven de 200 Euro/MWh). Tegelijkertijd kan het goed zijn dat de markt boven dit prijsniveau nog prima functioneert. De koppeling met een marktprijs (een soort prijsplafond) kan bovendien tot ongewenst strategisch gedrag van marktspelers leiden, waarbij de marktprijs bijna vanzelf naar dit plafond toe beweegt. Beter is het om de activatie te koppelen aan een objectieve maatstaf van marktfalen die aansluit bij het BHG. De strategische voorraad wordt bijvoorbeeld aangesproken in de laatste stap voordat het crisisniveau 'noodsituatie' is uitgeroepen, of zelfs pas nadat de noodsituatie is uitgeroepen. Anders geformuleerd: het wordt alleen aangesproken als daarmee (voorlopig) de noodmaatregelen in de BHG kunnen worden uitgesteld of verzacht.

Bij de beslissing over een strategische voorraad moet bedacht worden dat er al een regeling in Nederland bestaat die gaslevering bij temperaturen tussen -9 en -17 graden Celsius garandeert aan kleinverbruikers. Volgens deze regeling (zie Besluit leveringszekerheid Gaswet, voor toelichting met name toelichting uit 2004, Stb. 2004, 170) dient GTS hiervoor voorzieningen te treffen. Dit doet GTS door bij marktpartijen in te kopen. De marktpartijen staan vervolgens garant voor de levering, maar niet noodzakelijkerwijs met gasopslag. GasTerra is één van die marktpartijen en was verplicht een aanbod te doen (nu niet meer). Een strategische voorraad staat in principe los van deze regeling, maar heeft wel enige overlap. Het is namelijk niet ondenkbaar dat de activatie van de strategische voorraad samenvalt met temperaturen tussen de -9 en -17 graden Celsius.

Een strategische voorraad heeft tevens overlap met minimale vulverplichtingen voor gasopslag, voor zover die gelden tot het einde van het opslagseizoen. Zie paragraaf 4.9, waar we uitleggen dat dit in feite een onttrekkingsverbod is. Als er bijvoorbeeld een verplichting is om een minimaal vulniveau aan te houden tot het eind van de winter, met hogere niveaus aan het begin dan aan het eind van de winter, dan geeft dit veel zekerheid dat er altijd gas beschikbaar is voor noodsituaties. De controle over dit gas blijft dan echter wel bij de capaciteitshouders, dus (zonder aanvullende regels) is dit niet hetzelfde als een strategische voorraad. In de praktijk kan het wel grotendeels dezelfde functie vervullen.

4.4 Use-it-or-lose-it (UIOLI)

Als een marktpartij opslagcapaciteit met een opslagbeheerder overeenkomt, heeft zij het recht om tijdens de contractperiode de volledig gecontracteerde opslagcapaciteit te gebruiken. Zij betaalt hier ook voor. Bij gasopslagen wordt regelmatig gewerkt met langdurige contracten, die tot gevolg hebben dat capaciteit en toegang tot gasopslagen beperkt beschikbaar zijn. UIOLI ('Use-It-Or-Lose-It') biedt opslagbeheerders de mogelijkheid om gecontracteerde opslagcapaciteit te verlagen als deze niet volledig wordt gebruikt. Na toepassing van UIOLI kan de opslagbeheerder de vrijgekomen capaciteit aan anderen ter beschikking stellen. UIOLI kan enkel worden toegepast wanneer deze mogelijkheid contractueel is overeengekomen, dan wel er een wettelijke verplichting is vastgelegd.

Wanneer de wetgever de mogelijkheid van UIOLI wil opleggen, komt het toepassen van UIOLI bij de opslagbeheerders te liggen. Opslagbeheerders zijn commerciële bedrijven, maar hebben niettemin een bijzondere taak. Op grond van artikel 10, eerste lid, van de Gaswet heeft een opslagbedrijf (= beheerder) de taak zijn gasopslag op economische voorwaarden in werking te hebben, te onderhouden en te ontwikkelen op een wijze die de veiligheid, doelmatigheid en betrouwbaarheid van die installatie en het transport van gas waarborgt en het milieu ontziet.[25] Voor gasopslagen geldt een gereguleerd kader en zoals uiteengezet in paragraaf 4.1 is in Verordening 2022/1032 tot wijziging van Verordening 2017/1938 een tijdelijke regeling opgenomen waarin voor lidstaten concrete vulverplichtingen zijn opgenomen om leveringszekerheid van gas te versterken.

Eén van de mogelijke maatregelen om de doelen te bereiken is om van houders van opslagcapaciteit te eisen dat ze geboekte maar niet gebruikte capaciteit vrijgeven, waarbij de houder van opslagcapaciteit die niet wordt gebruikt, verplicht blijft de overeengekomen prijs te betalen voor de gehele looptijd van het opslagcontract (artikel 6 ter lid 1 sub g). Verordening 2017/1938 biedt derhalve een juridische grondslag om een wettelijke UIOLI-verplichting op te leggen aan gasopslagbeheerders, althans tot eind 2025.

Na 2025 kan een verplichting tot UIOLI enkel worden opgelegd wanneer hiervoor een wettelijke grondslag wordt gecreëerd.

Voordeel van het opleggen van een UIOLI-verplichting is:

- De gecontracteerde capaciteit kan permanent worden verlaagd wanneer hiervan structureel geen gebruik wordt gemaakt en er geen reden is om te verwachten dat dit binnen een redelijke termijn wel gebruikt gaat worden. Via dit mechanisme kan capaciteit ontnomen worden aan een marktspeler die om politiek-strategische redenen haar capaciteit niet (volledig) gebruikt, zoals Gazprom met haar Bergermeercapaciteit.

[25] Artikel 3.96 e.v. Wetsvoorstel Energiewet d.d. 18 juni 2023

- De gecontracteerde capaciteit kan ook tijdelijk worden verlaagd. Via dit mechanisme kan capaciteit ontnomen worden aan een marktspeler als deze om economische redenen, en waarschijnlijk slechts in dat opslagjaar, haar capaciteit niet (volledig) gebruikt.

In beide gevallen, een permanente of tijdelijke verlaging van capaciteit, kan de vrijgekomen capaciteit worden aangeboden op de secundaire markt of aan een vulagent.

UIOLI doorbreekt contractuele afspraken en kan alleen worden toegepast wanneer dit noodzakelijk is om wettelijk geformuleerde doelstellingen te halen. Hiertoe moeten voorwaarden worden opgesteld die duidelijk omschreven, transparant, evenredig, controleerbaar en niet discriminerend zijn. Bovendien mogen zij de mededinging of de goede werking van de interne gasmarkt niet onrechtmatig verstoren en mogen zij de gasleveringszekerheid in andere lidstaten of in de EU niet in gevaar brengen. Deze randvoorwaarden zouden ook moeten gelden wanneer de UIOLI-verplichting permanent gaat gelden.

De uitvoering van een eventuele UIOLI voor gasopslag moet al deze uitgangspunten in het oog houden. **Het criterium 'noodzakelijk' betekent concreet dat het werkgasvolume dat met UIOLI wordt 'afgepakt' niet groter is dan nodig.** Stel dat de verplichting op 1 november 80% is en er 20% per maand gevuld kan worden, dan moet er op 1 augustus minimaal 20% in de opslag zitten, op 1 september 40%, etc. Als het vulniveau op een bepaald moment achterblijft bij het vereiste traject, zou niet meteen alle opslagcapaciteit en zelfs niet alle ongevulde capaciteit moeten worden afgepakt. De capaciteitshouder kan namelijk alsnog zelf gaan vullen. Meer afpakken, is niet noodzakelijk. Dat beperkt afpakken is qua uitvoering weliswaar lastiger, maar kan versimpeld worden door een beperkt aantal peildata te kiezen. Tabel 3: Voorbeeld van de uitwerking van UIOLI voor een capaciteitshouder die 20% per maand kan vullen en een vulverplichting heeft van 80% op 1 november. Er wordt in dit voorbeeld 'terughoudend' capaciteit afgepakt voor zover de capaciteitshouder dat deel zelf niet meer tijdig kan vullen.geeft een uitgewerkt voorbeeld hiervan.

Peildatum	Vereist niveau	Gevuld door capaciteitshouder	Afgepakt terughoudend	Afgepakt ingrijpend
1 juli	0%	10%	0%	0%
1 augustus	20%	25%	0%	0%
1 september	40%	15%	25%	65%
1 oktober	60%	20%	40%	65%
1 november	80%	40%	40%	65%

Tabel 3: Voorbeeld van de uitwerking van UIOLI voor een capaciteitshouder die 20% per maand kan vullen en een vulverplichting heeft van 80% op 1 november. Er wordt in dit voorbeeld 'terughoudend' capaciteit afgepakt voor zover de capaciteitshouder dat deel zelf niet meer tijdig kan vullen. De laatste kolom laat daarnaast zien hoeveel capaciteit zou zijn afgepakt bij een meer ingrijpende toepassing van UIOLI.

We adviseren een terughoudende toepassing van UIOLI zoals in de kolom 'Afgepakt terughoudend', waarbij in dit geval eerst 25% en later nog eens 15% (samen 40%) wordt afgepakt. Daarmee worden de rechten van capaciteitshouders niet meer dan nodig aangetast en blijft het tot het laatste moment mogelijk voor de capaciteitshouder om zoveel mogelijk zelf te vullen. In dit voorbeeld zou een meer ingrijpend toegepast UIOLI betekenen dat op 1 september 65% (80-15%) van de capaciteit wordt afgepakt, aangezien de capaciteitshouder met een 15% vulstand achter op schema ligt. Dit is weergegeven in de laatste kolom.

Het voorbeeld laat zien dat UIOLI kan niet los kan worden gezien van een vulverplichting. Bij een wettelijk vastgelegde vulverplichting is er een maatstaf om te beoordelen of opslagcapaciteit

voldoende gebruikt wordt. Deze combinatie van vulverplichting en UIOLI is bijvoorbeeld ingevoerd in Duitsland. Van het Duitse voorbeeld kunnen we onder andere leren dat het afnemen van capaciteit bij capaciteitshouders slechts één schakel is in een keten van maatregelen om opslagen gevuld te krijgen. Na het afnemen van de capaciteit bij de bestaande capaciteitshouder moeten namelijk andere marktpartijen of de vulagent deze capaciteit alsnog vullen. In het vervolg van dit rapport zullen we UIOLI daarom niet als losstaande maatregel beoordelen, maar uitsluitend in combinatie met een vulverplichting en andere maatregelen.

4.5 Vulverplichting voor leveranciers

Een vulverplichting voor marktpartijen, in welke vorm dan ook, lijkt in eerste instantie een logisch uitvloeisel van de tijdelijke Europese vulverplichting aan landen. Het is op dit moment van toepassing in 8 EU-landen (VIS, 2023). We zullen de verschillende vormen van een vulverplichting analyseren. Daarbij gaat het allereerst om de partij die de verplichting krijgt opgelegd, en vervolgens wat er gebeurt als deze partij niet aan zijn verplichting kan of wil voldoen.

Vulverplichtingen kunnen in principe opgelegd worden aan één van de volgende marktspelers: opslagbeheerders, capaciteitshouders of leveranciers/eindverbruikers. We beginnen met de leveranciers/eindverbruikers.

Leveranciers (namens hun klanten) en eindverbruikers zijn uiteindelijk de marktspelers die behoefte hebben aan leveringszekerheid. Daarmee kan tegelijkertijd verder invulling gegeven worden aan de gasleveringsnorm (artikel 6 van Verordening (EU) 2017/1938). Deze stelt dat daartoe door de bevoegde instantie (in Nederland thans de Minister voor Klimaat & Energie) aangewezen aardgasbedrijven de nodige maatregelen moeten treffen om de gaslevering aan **beschermde afnemers** te waarborgen in drie verschillende scenario's van hoge gasvraag, aangeduid als a-c:

a) extreme temperaturen gedurende een zeven dagen durende piekperiode die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;
b) een periode van 30 dagen met een uitzonderlijk hoge gasvraag die voorkomt met een statistische waarschijnlijkheid van eens in de 20 jaar;
c) een periode van 30 dagen in het geval van verstoring van de grootste afzonderlijke gasinfrastructuur onder gemiddelde winterse omstandigheden.

Het berekende volume in 6a en 6b moet beschikbaar zijn zolang de kans bestaat op een koude periode van 7 of 30 dagen. In de praktijk betekent dit tot en met 1 februari voor het 30-daags criterium. Punt 6c betreft de uitval van belangrijke infrastructuur. We laten punt 6c hier buiten beschouwing.

De EU-definitie van beschermde afnemers kan op verschillende manier uitgelegd worden, maar omvat in ieder geval huishoudens. Ze biedt daarnaast de mogelijkheid aan de overheid om andere specifieke groepen van afnemers, bijvoorbeeld ziekenhuizen, als beschermd aan te wijzen. Huishoudens kopen niet direct in de groothandelsmarkt, maar betrekken hun gas van een leverancier. Het lijkt om die reden logisch om aan leveranciers een maatregel op te leggen ter bevordering van de leveringszekerheid. De regeling waarbij GTS de levering garandeert aan beschermde eindverbruikers in de temperatuurrange van -9 tot -17 graden Celsius (zie laatste deel van paragraaf 4.3) geeft deels, maar niet volledig, invulling aan criterium 6a en 6b.

Alle leveranciers die gas leveren aan consumenten en andere kleinverbruikers moeten daarvoor een vergunning hebben van de ACM[26]. Om de kans op een faillissement te verkleinen, heeft de ACM de regels in oktober 2022 aangescherpt. Sindsdien controleert de ACM bij leveranciers regelmatig of de financiële positie, de inkoopstrategie en het ondernemingsplan aan deze regels voldoen. Zo moet er een interne risicomanager zijn en moeten leveranciers voorbereid zijn op prijsschommelingen op de gasmarkt, op een koude winter en op wanbetaling van klanten. Op deze manier wordt ook deels invulling gegeven aan de gasleveringsnorm. Dat is weliswaar indirect, zonder een expliciete koppeling met de punten 6a en 6b in de gasleveringsnorm. Verder betreft de ACM-controle alleen de levering aan consumenten en kleine eindverbruikers, terwijl de definitie van 'beschermde afnemers' breder is.

Een vulverplichting voor leveranciers kan verder invulling geven aan punt 6a en 6b van de gasleveringsnorm en in algemene zin de leveringszekerheid versterken. Dit betekent allereerst dat leveranciers seizoensopslagcapaciteit moeten aanschaffen. Dit kunnen ze doen door:

- Direct eigenaar te zijn/worden van gasopslag en die (deels) voor dit doel te reserveren. Eneco en Vattenfall hebben bijvoorbeeld al zelf gasopslag dat met het TTF netwerk verbonden is. Het gaat bij deze opslagen net over de Duitse grens echter wel om relatief kleine en snelle opslagen, geen seizoensopslag.
- Opslagcapaciteit te boeken, dus capaciteitshouder te worden. Op dit moment is Bergermeer de enige seizoensopslag waar bedrijven hiervoor terecht kunnen. Vanaf 2026 zou dit mogelijk ook kunnen bij Norg, Grijpskerk. Mogelijk eerder kan het al in Alkmaar.
- Fysieke opslagcapaciteit van bestaande capaciteitshouders te betrekken.
- Virtuele opslagcapaciteit van bestaande capaciteitshouders te betrekken. Dit betekent dat de derde partij geen fysieke opslag levert aan de leverancier, maar op de TTF gas levert of betrekt op dezelfde manier als gedaan zou zijn met een gasopslag. Om effectief bij te dragen aan leveringszekerheid moet deze derde partij dan wel aantoonbaar fysieke opslagcapaciteit aanhouden, verbonden met het Nederlandse gasnet, ter dekking van de aangeboden virtuele capaciteit. GasTerra bood tot opslagjaar 2020 een dergelijk virtueel product aan, fysiek gedekt door de eigen productie en opslagcapaciteit.
- Een deel van de strategische gasvoorraad te kopen. Dit betekent in feite dat de leveranciers de strategische voorraad financieren en volgens afspraak vullen. De controle over het uitzenden van het gas in de strategische voorraad ligt bij de minister of een door haar aangewezen partij.

In sommige landen, bijvoorbeeld Bulgarije, zijn leveranciers verplicht om een deel van de strategische seizoensvoorraad te kopen. In Frankrijk gold ook een aantal jaren een verplichting voor leveranciers tot het kopen en vullen van gasopslag, en zelfs voor een veel groter volume dan alleen een (strategische) noodvoorraad, maar deze is in 2017 afgeschaft.

Nederland kent een grote (>50) en heterogene groep van gasleveranciers, variërend van groot tot klein en van bedrijven die gaslevering erbij doen tot bedrijven die dit als hoofdactiviteit hebben. Twee leveranciers zijn eigenaar van gasopslag en een aantal heeft capaciteit in Nederlandse gasopslag, in Bergermeer en Zuidwending (Energystock). Leveranciers dekken hun seizoensvariaties en benodigde flexibiliteit echter ook op andere manier af, zoals:

[26] https://www.acm.nl/nl/publicaties/acm-bijna-alle-leveranciers-bieden-contracten-aan-met-prijzen-onder-het-prijsplafond

- Het kopen van ***forwards en futures in de termijnmarkt***. Het verschil in de verwachte gasvraag tussen zomer en winter wordt afgedekt door ruim op tijd op de termijnmarkt extra volumes te kopen voor levering in de winter. Hiermee dekken bedrijven vooral de *verwachte* seizoensvraag af, niet de *onverwachte* schommelingen hierin.
- Het kopen van termijncontracten met een flexibel volume. Zogenaamde ***swing-contracten***, ook wel aangeduid als Take-or-Pay, zijn zeer gebruikelijk in de gasmarkt. Ze bieden aan de afnemer de mogelijkheid om binnen een bepaalde bandbreedte (per dag, per maand, per seizoen), te kiezen hoeveel die afneemt. Hiermee kunnen ook onverwachte schommelingen in de gasvraag worden opgevangen.
- Het kopen van ***temperatuur-geïndexeerde contracten***. Deze zijn vergelijkbaar met swing-contracten. Het dagelijkse afnamevolume wordt echter niet bepaald door de afnemer, maar door een formule gekoppeld aan een temperatuurindex. Bijvoorbeeld: het volume is gelijk aan 1 GWh plus 0,1 GWh voor iedere graad beneden de 15 graden Celsius. Bij een temperatuur van 0 graden Celsius wordt dan 1 + 15 x 0,1 = 2,5 GWh geleverd.
- Het kopen op de **spotmarkt** (dagmarkt) of andere korte-termijn producten. Hiermee kan op dagbasis het volume aangepast worden aan de vraag, en afgerekend tegen de dagprijzen.

De optimale mix van fysieke opslag, termijncontracten, swing- en temperatuurcontracten, en spothandel hangt sterk af van de contracten die zijn afgesloten met afnemers. Een groeiend aantal leveranciers biedt bijvoorbeeld contracten aan waarvan de prijs wordt bepaald door de TTF dagprijs. Een klant betaalt dan voor het verbruik van die dag de TTF dagprijs plus een premie. Dit contract wordt vaak aangeduid als '**dynamisch contract'** en wordt ook, op uurbasis, gebruikt in de stroommarkt[27]. Met dergelijke contracten hebben afnemers een sterkere prijsprikkel om bij hoge dagprijzen voor gas (of bij hoge uurprijzen voor stroom) hun verbruik te verminderen. De aanbieders van dynamische contracten lopen zo min mogelijk prijsrisico door zelf ook op dagbasis in te kopen; daardoor gaan hun inkoopkosten gelijk op met de verkoopopbrengsten, terwijl de premie de uitvoeringskosten en een winstmarge dekt. Het sluiten van **termijncontracten** (met vaste volumes en vaste prijzen) zorgt juist voor financieel risico. Het kopen van gasopslagcapaciteit is een potentieel risico voor aanbieders van dynamische contracten of andere contracten met een variabele prijs, omdat ze dan op andere momenten en tegen andere prijzen moeten inkopen dan waarop ze gas leveren. Voor hen zou gasopslag een zelfstandig product zijn met op zichzelf staande risico's dat ze vervolgens het beste met termijncontracten kunnen afdekken. Dat is niet economisch.

Natuurlijk worden er ook nog veel contracten afgesloten tegen een vaste prijs. De behoefte aan gasopslag om de financiële risico's af te dekken van de aangegane verkoopcontracten, varieert echter sterk per leverancier. Leveranciers zullen daarbij altijd (idealiter) naar het geheel van hun portfolio kijken. Ze kopen tegelijkertijd in voor hun huishoudelijke klanten, voor andere kleinverbruikers en voor grootverbruikers. Geïntegreerde en internationaal opererende bedrijven houden daarnaast rekening met het verbruik in hun gascentrales, de gasvraag in hun warmtebedrijf, hun groothandelsactiviteiten, hun gasportfolio in andere landen en hun LNG-leveringen.

Door een verplicht opslagvolume op te leggen, wordt een relatief sterke inbreuk gedaan op de handelingsvrijheid van leveranciers om zelf de instrumenten te zoeken die het beste bij hun portfolio passen. Zo'n verplicht opslagvolume kan een bewuste beleidskeuze zijn om de leveringszekerheid in Nederland te versterken, maar vermindert de efficiëntie waarmee energieleveranciers hun portfolio kunnen inrichten en vermindert de vrijheid om flexibele contractvormen aan te bieden aan eindverbruikers. Uiteraard geldt dat de impact voor leveranciers

[27] Zie bijvoorbeeld https://www.eigenhuis.nl/verduurzamen/energierekening/dynamisch-energiecontract

beperkter is naarmate de aan hen opgelegde eisen lager zijn. Bovendien speelt de vormgeving van de leveranciersverplichting een grote rol, zoals we hierna zullen uitleggen.

Een leveranciersverplichting zal bepaald worden door de volgende hoofdbepalingen:

- De klantengroepen die onder de verplichting vallen
- De seizoensvariatie van deze klantengroepen
- De daaraan gekoppelde verplichting om een bepaalde hoeveelheid gas in opslag te hebben
- Het moment waarop de grootte van de klantenportfolio per leverancier bepaald wordt
- De definitie van het opslagproduct dat leveranciers moeten aanhouden
- De mogelijkheid om dit opslagproduct bij derden te mogen afsluiten of alleen als directe capaciteitshouder

Bij de keuze voor de klantengroepen is bijvoorbeeld de vraag of alleen huishoudens hieronder vallen of de grotere groep van alle kleinverbruikers of nog additionele sectoren. Dit zal afhangen van de definitie van 'beschermde eindverbruiker, de mate van benodigde seizoensflexibiliteit per klantengroep en de mate waarin de levering aan deze klantengroep gegarandeerd moet zijn, wat voornamelijk een politieke afweging is. Laten we deze groep klanten de 'seizoensklanten' noemen. De definitie kan samenvallen met de definitie van beschermde eindverbruikers, maar niet noodzakelijkerwijs. Vervolgens moet er een duidelijke maatstaf zijn voor de benodigde seizoensflexibiliteit van deze seizoensklanten. Dit zou bijvoorbeeld het verschil kunnen zijn tussen de maand (of kwartaal) met het hoogste en de maand (of kwartaal) met het laagste verbruik, gemeten in een normaal jaar of juist een jaar met een koude winter. Vervolgens zal een bepaald percentage van deze totale seizoensflexibiliteit afgedekt moeten worden met gas in opslag. Ten slotte zal er een meetmoment moeten worden vastgesteld voor de omvang van de betreffende klantenportfolio, voor aanvang van het opslagseizoen, bijvoorbeeld 1 februari. Voor het opleggen van een dergelijke vulverplichting zal een wettelijke grondslag gecreëerd moeten worden.

Concreet zou dit kunnen betekenen dat een leverancier met een portfolio van 100 GWh verwachte jaarlijkse consumptie van 'seizoensklanten' een verplichting krijgt om op 1 november minimaal 50 GWh in opslag te hebben, lineair aflopend naar 0 GWh op 1 april van het volgende jaar.

Vervolgens is de vraag op welke manier de leverancier deze verplichting mag invullen: moet de leverancier zelf capaciteitshouder worden of mag de leverancier zijn verplichting bij een derde partij inkopen? Wij pleiten sterk voor het laatste, omdat niet alle leveranciers de middelen, systemen en ervaring hebben om zelf een opslagproduct aan te schaffen en te optimaliseren. Dit vereist wel dat er goede controle is, waarschijnlijk van de ACM, dat de derde partij daadwerkelijk de benodigde minimale hoeveelheid gas in opslag aanhoudt voor deze specifieke leverancier. In alle gevallen moet de opslag logischerwijs met het TTF netwerk verbonden zijn. We denken dat een onderscheid tussen L-gas en H-gas opslag niet nodig is, aangezien beide tot op zekere hoogte communicerende vaten zijn. Daarom laten we deze vraag nog enigszins open.

Een opslagverplichting voor leveranciers is per definitie minder efficiënt dan een vulverplichting voor capaciteitshouders. Leveranciers vormen een tamelijk heterogene groep, waarvan slechts een deel ervaring heeft met gasopslag, in tegenstelling tot bedrijven die al capaciteitshouder zijn. De uitvoeringskosten voor de minder ervaren leveranciers zullen relatief hoger zijn. Grote spelers hebben veelal al opslagcapaciteit en de handelsinfrastructuur om die te benutten. Kleine spelers zullen deze capaciteit voornamelijk bij de (bestaande) grote spelers moeten inkopen en verliezen een zekere mate van concurrentiekracht. Voor kleine en groeiende spelers, met name nieuwe

leveranciers, is het bovendien lastiger in te schatten wat hun seizoensverbruik is en dus hoeveel gas in opslag ze moeten aanhouden.

Een complicerende factor, in ieder geval tot 2026, is dat er momenteel slechts bij één seizoensgasopslag in Nederland capaciteit kan worden gekocht, namelijk Bergermeer. Hiermee moet rekening worden gehouden bij de bepaling van de hoogte van de leveranciersverplichting. In de tussentijd zou GasTerra wel alvast een virtueel opslagproduct aan leveranciers kunnen aanbieden, net als in het verleden. Een dergelijk product kan fysiek gedekt worden door Norg, Grijpskerk en Alkmaar. In de periode na de opheffing van GasTerra zou de capaciteit van deze opslagen aan de markt ter beschikking gesteld moeten worden. Dit kan door toegang te bieden aan meerdere capaciteitshouders en/of door een verplichting aan de (nieuwe) capaciteitshouder om een bepaald deel van de capaciteit via virtuele opslagproducten aan te bieden aan derden.

4.6 Vulverplichting voor opslagbeheerders

De belangrijkste beheerders van seizoensopslag zijn in Nederland op dit moment TAQA (Bergermeer en Alkmaar) en NAM (Norg en Grijpskerk). Een opslagbeheerder is niet de partij die de opslagcapaciteit gebruikt. De enige uitzondering is EBN, dat sinds 2022 op verzoek van het Ministerie van EZK opslag Bergermeer mede gebruikt in haar rol als vulagent. Een opslagbeheerder heeft in de regel geen of beperkte handelsactiviteiten en kan een vulverplichting daarom zelf niet of niet goed uitvoeren. Ze zal de verplichting in vrijwel alle gevallen moeten verleggen naar de capaciteitshouders. Qua uitvoering is een verplichting aan opslagbeheerders weliswaar mogelijk, maar in de praktijk komt de verplichting daarmee bij de capaciteitshouders te liggen.

Voor de wetgever en toezichthouder kan er een voordeel zijn om de verplichting op te leggen aan de opslagbeheerders, aangezien dit een kleinere groep bedrijven betreft dan de groep van capaciteitshouders. De opslagbeheerders krijgen dan uiteraard wel de last om de verplichting te vertalen naar de contracten met hun capaciteitshouders. De contracten zullen bijvoorbeeld een boetemechanisme of andere sanctie moeten bevatten voor het niet nakomen van de verplichting. Verder zal de opslagbeheerder zelf moeten kunnen vullen of dit mogen overlaten aan een vulagent als a) niet alle capaciteit verkocht wordt (zelfs niet gratis) of b) één of meer capaciteitshouders hun verplichtingen niet nakomen. Zoals de ervaring en bepalingen in bijvoorbeeld Frankrijk en Duitsland laten zien, waar de verplichtingen zijn opgelegd aan opslagbeheerders, heeft dit behoorlijk wat haken en ogen. Die beschrijven we onder andere in de bijlagen.

4.7 Vulverplichting voor capaciteitshouders

Capaciteitshouders zijn uiteindelijk de partijen die een vulverplichting moeten uitvoeren. Zij hebben namelijk de opslagcapaciteit en de daarbij behorende middelen (waaronder handelsafdeling) om die te vullen en te legen. Het principe van een vulverplichting voor capaciteitshouders is relatief eenvoudig: op bepaalde peildatums in het opslagjaar moet een capaciteitshouder zijn capaciteit minimaal op een bepaald niveau gevuld hebben. Dit vergt allereerst dat de vulplicht-toezichthouder van iedere capaciteitshouder weet wat de geboekte capaciteit is en hoeveel daarvan op de gekozen peildatums gevuld is.

Een vulverplichting voor capaciteitshouders is alleen effectief als er een consequentie is voor het niet nakomen van de verplichting. Dit is in andere EU-landen op zeer verschillende manieren geïmplementeerd. De meest vergaande consequentie kent Frankrijk, waarbij capaciteitshouders een hele hoge boete betalen voor het volume dat ze onder de limiet zitten. Deze boete hebben opslagbeheerders opgenomen in de contracten met hun capaciteitshouders en is dermate hoog (bijvoorbeeld enkele tientallen procenten van de spotprijs van gas) dat geen enkele

capaciteitshouder hiervoor vrijwillig zal kiezen. In Duitsland daarentegen verliest de capaciteitshouder 'slechts' een deel van zijn capaciteit op basis van het UIOLI principe. De capaciteitshouder moet wel de opslagtarieven ('fees') blijven betalen. Bovendien verliest de capaciteitshouder niet alleen het deel waarmee hij onder zijn limiet zit, maar het hele deel waarmee hij onder de 1 november (hoogste) limiet zit. Stel bijvoorbeeld dat het minimale vulniveau op 1 juli 60% is en op 1 november 95%, dan verliest een capaciteitshouder met 50% vulgraad op 1 juli 45% (95% - 50%) van zijn capaciteit. Dit 'ingrijpend afpakken' (zie paragraaf 4.4) is althans het basisprincipe; de daadwerkelijke uitvoering in Duitsland is iets complexer en nog altijd aan verandering en discussie onderhevig. In Italië geldt in principe dezelfde consequentie als in Duitsland, namelijk dat een capaciteitshouder zijn capaciteit verliest en tegelijkertijd opslagtarieven moet doorbetalen.

De voorbeelden van Duitsland en Italië laten zien dat een vulverplichting niet automatisch hoeft te betekenen dat het opgelegde vulniveau daadwerkelijk wordt gehaald. Zelfs in Frankrijk kan het zijn dat een capaciteitshouder verzaakt als de zomer-winter spreads zo sterk negatief zijn dat een capaciteitshouder de financiële middelen simpelweg niet heeft om voldoende te vullen. De opslagbeheerder moet dan zelf vullen. We hebben uit ons interview met een Franse opslagbeheerder begrepen dat dit als een risico wordt gezien. Bij een vulverplichting hoort daarom ook een mechanisme dat ervoor zorgt dat de niet (voldoende) gevulde capaciteit alsnog wordt gevuld. Een vulverplichting is slechts de eerste stap in een keten van maatregelen. Deze aanvullende maatregelen moeten op heel korte termijn (dagen of hooguit een paar weken) geactiveerd worden om geen tijd te verspillen bij het alsnog zo goed mogelijk behalen van de vuldoelen. Duitsland biedt hiervoor de mogelijkheid (in de zogenaamde Stufe 2) om hiervoor marktpartijen te contracteren via zogenaamde SSBOs (Strategic Storage Based Options). De uitvoering is eenvoudiger als de vulagent zelf vult als een capaciteitshouder niet aan zijn verplichting voldoet. Een vulagent kan sneller acteren en anticiperen in een dynamische situatie. Dit geeft duidelijkheid in de markt, wat juist in crisissituaties van groot belang is.

Een vulverplichting richt zich nadrukkelijk op de laatste fase van de bedrijfseconomische keten van gasopslag. Het is van toepassing op marktpartijen die capaciteit hebben. De reden dat partijen capaciteit kopen, is dat ze flexibiliteit zoeken om ofwel risico's in hun portfolio te verminderen ofwel om van prijsfluctuaties te profiteren. In financiële termen: opslagcapaciteit is een optie die ofwel gebruikt kan worden als hedge (risico-verminderend) bij een bestaande positie, ofwel als handelsinstrument om geld mee te verdienen. Voor deze flexibiliteit zijn marktpartijen bereid te betalen. Door aan opslagcapaciteit een verplichting tot vullen te koppelen, gaat een deel van deze flexibiliteitswaarde verloren. We kunnen grofweg drie situaties schetsen op het moment dat een marktpartij overweegt gasopslagcapaciteit te contracteren. Dit is bijvoorbeeld 2 maanden voor de start van het opslagseizoen, dus rond 1 februari:

1. De zomer-winterspread voor het komende opslagjaar is duidelijk positief, bijvoorbeeld 5 Euro/MWh of meer. In dat geval zal een marktpartij het aantrekkelijk vinden om opslagcapaciteit te contracteren en verwacht hij deze volledig of bijna volledig te vullen. Marktpartijen kunnen hun marktrisico afdekken door in de forwardmarkt gas te kopen in de zomer en eenzelfde hoeveelheid gas te verkopen in de winter, tegen een (ruim) voldoende spread (prijsverschil). Een verplichting om bijvoorbeeld 80-90% te vullen, zal een relatief geringe afslag tot gevolg hebben. Dit hebben we laten zien aan de hand van een berekening op 18 januari 2024 voor opslagjaar 2024, waarbij het waardeverlies uitkomt op maximaal 0,48 Euro/MWh (bij 100% vulverplichting). Het is economisch vrijwel zeker optimaal om aan

de vulverplichting te voldoen. Het opslagproduct wordt nauwelijks minder waard en er zal voldoende vraag naar zijn.

2. De zomer-winterspread voor het komende opslagjaar is positief, maar niet al te hoog, ergens tussen de 1 en 5 Euro/MWh. Ondanks de kosten voor het vullen (variabele kosten, financieringskosten, etc) van 1-3 Euro's per MWh, is het zonder vulverplichting voor veel partijen voldoende interessant om opslagcapaciteit te contracteren. Met uitzondering van 2021, was dit meer dan 12 jaar lang de realiteit en werd voor gasopslagcapaciteit in Bergermeer 1-4 Euro/MWh betaald. In al die jaren bereikten de Bergermeer vulniveaus voor het begin van de winter niveaus van ruim 90%. Vergeleken met de eerder geschetste situatie van hoge zomer-winterspreads is het iets minder zeker dat het economisch optimaal is om dergelijke vulniveaus te bereiken. Een vulverplichting zal er daarom voor zorgen dat de waarde van opslagcapaciteit daalt en voor sommige marktspelers negatief wordt. De waardedaling hebben we laten zien aan de hand van een berekening op 18 januari 2024 voor opslagjaar 2025, waarbij het waardeverlies uitkomt op maximaal 1,52 Euro/MWh (bij 100% vulverplichting), hoewel het opslagproduct nog altijd een ruim positieve waarde heeft van 5,23 Euro/MWh.
3. De zomer-winterspread voor het komende opslagjaar is zeer laag (<1 Euro/MWh) of zelfs negatief. In dat geval willen marktpartijen alleen tegen een laag bedrag capaciteit contracteren. Als daar een vulverplichting bij komt, dan haken marktpartijen in principe af. Aanvullende maatregelen, zoals een financiële stimulans, zijn dan nodig om marktpartijen ertoe te bewegen opslagcapaciteit te kopen.

De verschillende situaties laten zien dat juist wanneer het maatschappelijk gezien heel wenselijk is dat opslag verkocht en gevuld wordt om de leveringszekerheid in de (volgende) winter te garanderen (situatie 2 en 3), het voor (een deel van) de capaciteitshouders niet interessant is om capaciteit te kopen als er zonder meer een vulverplichting wordt opgelegd. Dit kan ondervangen worden door een redelijke vergoeding te betalen voor het vullen als dat voor de capaciteitshouder niet economisch is. Hier gaan we in de volgende paragraaf op in.

Onder andere het voorbeeld van Frankrijk laat zien dat een vulverplichting zo sterk is als de zwakste schakel(s). In Frankrijk is dat vooral de verdeelsleutel die in noodsituaties bepaalt dat leveranciers (toch) opslagcapaciteit moeten afnemen en vullen, wat lastig is uit te voeren en tot het omvallen van vooral kleinere leveranciers kan leiden. Opslagbeheerders zijn bovendien niet gelukkig met de mogelijkheid dat ze zelf moeten vullen als hun capaciteitshouders dat onvoldoende doen. Andere voorbeelden zijn Duitsland en Italië. Daar zijn weliswaar vulverplichtingen voor capaciteitshouders van kracht, maar is de consequentie slechts het verlies van de niet-gevulde capaciteit (UIOLI). De uitvoering van het vullen, komt in Duitsland uiteindelijk (in Stufe 3) bij THE terecht, de gasmarktoperator en vulagent.

Om een vulverplichting voor capaciteitshouders optimaal te laten functioneren, zijn er drie voorwaarden:

- Een voldoende hoge boete of andere sanctie in geval de capaciteitshouder niet aan de vulverplichting voldoet.
- Geen 'vluchtroute' voor capaciteitshouders, zoals het geval is bij UIOLI. Deze 'vluchtroute' houdt in dat de verplichting om te vullen uiteindelijk afgeschoven wordt op (uiteindelijk) een overheidsgestuurde partij (vulagent), juist in moeilijke situaties. De capaciteitshouders zelf zijn in vrijwel alle omstandigheden de best toegeruste partijen om te vullen.

- Samengaan met een financiële stimulans die aantrekkelijk genoeg is voor marktpartijen om capaciteit te kopen. Wat marktpartijen vooral niet willen of kunnen aanvaarden, is een onbeperkt risico om te moeten vullen tegen negatieve zomer-winterspreads.

Een mechanisme dat aan deze voorwaarden voldoet, is een vulverplichting in combinatie met een financiële stimulans die het marktrisico van negatieve zomer-winterspreads afdekt. Bij de vergelijking tussen de mechanismen (zie hoofdstuk 6) zullen we deze optie meenemen en met andere maatregelen vergelijken.

4.8 Onttrekkingsverbod (ad hoc)

De meeste maatregelen zijn in de eerste plaats gericht op het vullen van gasopslag. Bij een onttrekkingsverbod (uitzendverbod) van gas voor capaciteitshouders is het uitgangspunt dat er weliswaar gas in een opslag zit, maar er op dat moment niet aan onttrokken mag worden. Er zijn met name twee scenario's denkbaar waarbij een dergelijk verbod wordt uitgevaardigd:

- Op enig moment in de winter wil de overheid zoveel mogelijk gas in opslag houden omdat zij verwacht dat er later in de winter mogelijk tekorten zijn.
- Aan het eind van de winter wil de overheid zoveel mogelijk gas in opslag houden voor de volgende winter. Deze wens kan voortkomen uit de verwachting dat er in de zomer onvoldoende toevoer van gas is om de gasbergingen voldoende te vullen.

In beide gevallen is zo'n onttrekkingsverbod alleen zinvol als de marktprijzen en dus de marktverwachtingen niet overeenstemmen met de verwachtingen van de overheid. In het tweede voorbeeldscenario: als de markt ook een tekort in de volgende winter verwacht, zullen de forwardprijzen voor die winter hoger zijn en is er sowieso geen prikkel voor capaciteitshouders om nu gas te onttrekken.

Een onttrekkingsverbod is een ad hoc maatregel waarvoor vooraf goede condities opgesteld moeten worden om te bepalen wanneer het geactiveerd wordt. Dit is bijzonder lastig, omdat deze condities moeten gaan over mogelijke toekomstige tekorten, niet over tekorten op dat moment. Een onttrekkingsverbod gaat bovendien altijd in tegen de markt. De markt zal hierop gaan anticiperen, met mogelijk ongewenste uitkomsten, zoals het zoveel mogelijk onttrekken van gas net voordat een verbod in werking treedt. Een verbod tast ook direct de rechten aan van capaciteitshouders, op een tamelijk onvoorspelbare manier.

Een onttrekkingsverbod kan zelfs contraproductief werken. Capaciteitshouders zullen in principe hun winterpositie al op voorhand in de markt verkocht hebben (hedging). In het geval van een onttrekkingsverbod kunnen deze partijen hun eerder verkochte posities niet nakomen met gas in de opslagen. In plaats daarvan zullen ze gas in de markt moeten kopen. Dit zal een sterk prijsopdrijvend effect hebben, juist doordat de markt dan al in een krappe situatie zit. Dit is immers de reden dat tot een onttrekkingsverbod is overgegaan. Capaciteitshouders zullen een vergoeding voor deze extra kosten willen ontvangen. In 2022 hebben we kunnen zien hoe extreem gasprijzen kunnen reageren in krappe situaties.

4.9 Onttrekkingsverbod (permanent)

Het onttrekkingsverbod zoals in de vorige paragraaf beschreven, is een ad hoc maatregel. Een alternatief is het opleggen van een minimaal vulniveau van (seizoens)opslag tegen het eind van de winter. Dit is een permanente maatregel die ook als onttrekkingsverbod betiteld kan worden. Een dergelijke maatregel is logischerwijs sterk aanvullend op een vulverplichting (zie paragraaf 4.5, 4.6 en 4.7), maar met één of meer extra peildata aan het eind van de winter.

De peildatums zouden kunnen liggen op 1 februari en/of 1 maart, met vulniveaus van bijvoorbeeld 40% respectievelijk 20%. Ter vergelijking: Duitsland heeft een minimum vulverplichting van 40% op 1 februari, maar dat wordt thans verlaagd naar 30%. Met een dergelijke maatregel wordt (extra) zekerheid ingebouwd dat er in de laatste maanden van de winter een gegarandeerde hoeveelheid gas uit de opslag gehaald kan worden.

4.10 Financiële stimulans voor capaciteitshouders

Subsidies of andere vormen van financiële stimulans kunnen gebruikt worden om capaciteitshouders te verleiden om capaciteit van seizoensopslag te vullen. Tevens stimuleert het marktpartijen om capaciteit te kopen.

Er is een veelvoud aan financiële regelingen denkbaar. In dit rapport beperken we ons tot regelingen die gebaseerd zijn op één of meer peildatums in een opslagjaar, met bijbehorende minimale vulstanden, en waarbij uitgekeerd wordt als de capaciteitshouder op alle peildatums aan de minimale vulstand heeft voldaan. We gaan er tevens vanuit dat er alleen uitbetaald wordt als het vullen van de capaciteit onrendabel is volgens een berekening die in grote mate afhangt van de zomer-winter spread.

Dit betekent dat in 'normale' jaren waarin de zomer-winterspread voldoende positief is, er geen financiële vergoeding wordt uitgekeerd.

Zelfs in het 'ongewone' jaar 2022 (soms aangeduid als crisisjaar) is er in de Nederlandse regeling voor Bergermeer uiteindelijk niks uitgekeerd. Ook in het daaropvolgende jaar 2023, zou er met dezelfde regeling niks zijn uitgekeerd. In alle voorgaande jaren sinds de ontwikkeling van de TTF markt (sinds 2005) was de zomer-winterspread positief en zou er wederom niks zijn uitgekeerd. Dit laatste is onder de aanname van een lagere premie voor kosten en risico's in die jaren, die we hierna zullen toelichten. De financiële stimulans kan bepaald worden als een optelsom van drie componenten:

- De gemiddelde zomer-winter spread in de gasmarkt.
- De gemiddelde kosten voor een cyclus van injecteren en uitzenden; deze bestaan uit de variabele kosten die betaald worden aan de opslagbeheerder, plus eventueel de kosten voor de benodigde entry en exit tussen de opslag en het gas transportnet indien de capaciteitshouder die betaalt aan de netbeheerder GTS (niet van toepassing bij Bergermeer; daar is entry-exit onderdeel van het opslagproduct).
- Andere kosten, waaronder financiering en handelskosten, alsmede financiële risico's. Dit is in de tabel aangegeven als 'Premie'.

Component	Bron	Voorbeeld 1	Voorbeeld 2	Voorbeeld 3	Voorbeeld 4	Voorbeeld 5	Voorbeeld 6
Minus zomer - winter spread	Markt	-4	-4	-4	2	2	2
Variabele kosten	Opslag	0	2	2	0	2	2
Premie	Handelaar	0	0	3	0	0	3
Totaal der componenten		-4	-2	1	2	4	7
Financiële vergoeding		0	0	1	2	4	7
Gewone positieve zomer-winterspread		ja	ja	ja	nee	nee	nee
Subsidie vergoedt matig (-) to veel (+)		-	+/-	+	-	+/-	+

Tabel 4: Verschillende componenten voor een financiële vulstimulans, inclusief 6 voorbeeldbedragen in €/MWh. Voor uitleg: zie tekst.

Tabel 4 laat zes voorbeelden voor een financiële stimulans zien. In voorbeeld 1-3 is er een 'gemiddelde' positieve zomer – winterspread van 4 €/MWh en geven de marktprijzen in principe voldoende aanleiding om seizoensopslag te vullen. In voorbeeld 4-6 is de zomer-winterspread -2

€/MWh en is er minimaal 2 €/MWh vergoeding nodig om capaciteit te vullen. De financiële vergoeding zal in de meeste gevallen ook de variabele kosten (hier vastgesteld op 2 €/MWh) moeten dekken. Dit gebeurt in voorbeeld 2, 3, 5 en 6. Als de stimulans zoveel mogelijk capaciteitshouders op vrijwillige basis wil laten meedoen, zullen zelfs andere kosten vergoed moeten worden. Dit zit verwerkt in de premie van 3 €/MWh in voorbeeld 3 en 6.

In opslagjaar 2022 werden voor Bergermeer de variabele kosten vergoed, plus een premie op basis van een veiling onder capaciteitshouders. Als een financiële regeling in toekomstige jaren op vrijwillige basis plaatsvindt, zoals in 2022, is een dergelijke veiling noodzakelijk. De hoogte van de premie die uit de veiling volgt, zal afhangen van de hoogte van de vulverplichtingen (hogere niveaus leiden tot hogere premie) en het vereiste percentage van alle capaciteit dat deelneemt (hogere vereiste deelname leidt tot hogere premie). Als de financiële regeling gecombineerd wordt met een vulverplichting kan voor een soberder vergoeding gekozen worden. De regeling kan echter niet te sober zijn, omdat commerciële opslagbeheerders dan geen kopers kunnen vinden voor hun nog onverkochte capaciteit.

We kunnen onderscheid maken tussen twee soorten financiële stimulans, afhankelijk van de gekozen methode om de zomer-winterspread te berekenen:

- Een bedrag dat wordt vastgesteld *voor* aanvang van het opslagseizoen
- Een bedrag dat wordt vastgesteld *gedurende* de vulperiode van het opslagseizoen (april–oktober)

Bij de eerste methode is de relevante zomer-winter spread het verschil tussen de winter *forwardprijs* en de zomer *forwardprijs* voorafgaand aan het opslagseizoen (forward – forward). Deze forwardprijzen reflecteren de verwachte gasprijzen voor de aankomende zomer en winter. Bij de tweede stimulans is de relevante zomer-winterspread het verschil tussen de winter forwardprijs en de zomer *spotprijs* (forward – spot). Voor het gemak gaan we er vanuit dat de winter gedefinieerd is als het eerste kwartaal in het volgende kalenderjaar (januari – maart) en de zomer gedefinieerd als het tweede en derde kwartaal van het huidige kalenderjaar (april – september). Dit sluit over het algemeen aan bij de uitzendperiode in de winter en de vulperiode in de zomer van seizoensopslagen. Tevens zijn dit gebruikelijke en frequent gehandelde producten in de termijnmarkt. Afhankelijk van de karakteristieken van de seizoensopslag kunnen de zomer- en winterperiodes anders gedefinieerd worden.

Product	Spread	Jan-26	Feb-26	Mar-26	Apr-26	May-26	Jun-26	Jul-26	Aug-26	Sep-26	Oct-26	Nov-26	Dec-26	Jan-27	Feb-27	Mar-27
					opslagjaar											
Forward Q2/3-'26 (zomer)		40.0	30.0	34.0	leveringsperiode (vulseizoen)											
Forward Q1-'27 (winter)		46.0	34.0	36.0	36.0	33.0	27.0	28.0	30.0	31.0				leveringsperiode		
Spot					35.0	30.0	25.0	25.0	28.0	27.0						
Forward winter - forward zomer spread	4.0	6.0	4.0	2.0												
Forward winter - spot zomer spread	2.5				1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	4.0						

Tabel 5: Illustratieve (hypothetische) gemiddelde maandelijkse prijzen in €/MWh voor verschillende verhandelde producten op de TTF gasmarkt relevant voor opslagjaar 2026.

Tabel 5 geeft een uitgewerkt voorbeeld van een berekening voor beide berekeningsmethoden voor de zomer-winterspread. De getoonde prijzen zijn veronderstelde gemiddelde prijzen per maand en uitsluitend ter illustratie. Een financiële stimulans die vooraf bepaald wordt, gebruikt uitsluitend prijzen van forwardproducten, bijvoorbeeld in de 3 maanden voorafgaand aan het opslagseizoen (januari – maart 2026). In deze periode is de gemiddelde spread (prijsverschil) tussen de forward winter- en zomerproducten gelijk aan +4 €/MWh. De economische logica achter deze berekening is dat capaciteitshouders voorafgaand aan het opslagseizoen tegen deze forwardprijzen kunnen kopen

(zomer) en verkopen (winter), waarmee ze zich van een bruto marge van 4 €/MWh kunnen verzekeren.

Een financiële stimulans die gedurende het vulseizoen bepaald wordt, gebruikt in die zomerperiode het verschil (spread) tussen de winter forwardprijs en de dan geldende spotprijs. De achterliggende gedachte is dat capaciteitshouders in die periode op de spotmarkt hun gas inkopen en injecteren in de opslag. Tegelijkertijd verkopen ze tegen de winter forwardprijs zodat ze (wederom) verzekerd zijn van een bepaalde brutomarge. In dit rekenvoorbeeld komt die bruto marge uit op 2,5 €/MWh. Merk op dat de bruto marge niet gelijk is aan de winst voor een capaciteitshouder; alle kosten voor opslag (vaste en variabele), handel en financiering moeten hier nog van afgetrokken worden.

Bij de financiële regeling in 2022 is gebruikt gemaakt van de tweede berekeningsmethode. Dat was toen feitelijk noodzakelijk, doordat de subsidieregeling nog niet bekend was voorafgaand aan het opslagjaar. Toekomstige regelingen kunnen zowel voor als gedurende het opslagseizoen bepaald worden, maar we zien meer voordelen bij de tweede methode (tijdens het opslagjaar) om de volgende redenen:

- De methode is altijd toepasbaar, ook als de regeling pas op een later moment start, tijdens het opslagjaar (zoals in 2022).
- De methode biedt de juiste economische prikkel voor marktpartijen die pas op een laat moment (tussen 1 januari en 1 april) opslagcapaciteit kopen.
- De methode biedt een langere periode waarover een gemiddelde spread kan worden berekend. Dit vermindert het risico van onverwachte uitschieters in prijzen.
- De methode maakt het mogelijk om rekening te houden met eventuele uitval van de injectiecapaciteit (zoals voor onderhoud) of ‘ongewone’ dagen met erg negatieve spreads tijdens het vulseizoen. Dit zat bijvoorbeeld verwerkt in de regeling in 2022.
- De regeling maakt het onaantrekkelijk voor capaciteitshouders om tijdens het opslagjaar alsnog de vulniveaus niet te halen en af te zien van een financiële vergoeding (bij een vrijwillige regeling).

Indien er voor een financiële stimuleringsregeling gekozen wordt, adviseren we kortom om deze in grote lijnen gelijk te houden aan de regeling in 2022. Daar hoort bijvoorbeeld ook bij dat bepaalde dagen uitgesloten kunnen worden van de zomer-winterspread berekening als de spread te sterk negatief is. Er kan tevens een maximumbedrag aan subsidie vastgesteld worden.

Twee belangrijke vragen blijven over: moet een financiële regeling permanent of ad hoc zijn, en moet deze gecombineerd worden met of zonder vulverplichting? Er kan gekozen worden voor een ad hoc regeling, zoals in 2022, zonder vulverplichting. Voordeel is dat er weinig verandert aan de werking van de huidige opslagmarkt en aan de huidige capaciteitscontracten. Alleen als er zich een crisisjaar dreigt voor te doen en opslagcapaciteit onvoldoende gevuld dreigt te worden (of zelfs onvoldoende capaciteit verkocht wordt), activeert de overheid een regeling analoog aan 2022. Deze regeling zal dan wel relatief royaal moeten zijn om voldoende deelname te garanderen. Bovendien is er een grote horde in de uitvoering, namelijk dat de regeling op korte termijn uitgevoerd moet worden, inclusief de voor staatssteun benodigde goedkeuring door de Europese Commissie. In 2022 was alles maar net op tijd geregeld en alleen vanwege de zeer uitzonderlijke omstandigheden. In de toekomst is het maar zeer de vraag of een regeling op tijd komt, wat een significant uitvoeringsrisico is.

Om bovenstaande redenen achten we het wenselijker om een financiële stimuleringsregeling permanent te maken en te combineren met een vulverplichting. Zonder vulverplichting moet de premiecomponent van de regeling relatief hoog zijn om voldoende deelname te garanderen. De

combinatie met een vulverplichting achten we daarom wenselijk om de financiële vergoeding relatief sober te houden. Dit maakt de kans extra klein dat er daadwerkelijk wordt uitgekeerd en beperkt de kosten als dat toch het geval is. Het is dan wel van belang om de financiële regeling permanent ter beschikking te stellen. Dit biedt capaciteitshouders de verzekering dat ze geen onbeperkt verlies kunnen lijden en zorgt in principe voor voldoende interesse om opslagcapaciteit te kopen.

Het permanent maken van een financiële stimuleringsregeling vergt allereerst een budget, waarbij de kosten idealiter (via heffingen) bij de gasverbruikers terecht komen. Daarnaast vergt een regeling de goedkeuring door de Europese Commissie. We komen hier in de beoordeling van mogelijke maatregelen op terug.

5 Beoordelingscriteria

5.1 Leveringszekerheid en vuldoelen

Leveringszekerheid is een belangrijk publiek belang. Het begrip kan op verschillende manieren worden gedefinieerd. Het wordt vaak omschreven[28] als “een situatie waarin eindafnemers van gas op het juiste moment en in de juiste kwaliteit (laag- of hoogcalorisch) en met de benodigde hoeveelheid worden beleverd, ook wanneer de vraag hoog is”.

Het hebben van voldoende flexibiliteit in het gassysteem is een belangrijke pijler voor de leveringszekerheid. Flexibiliteit kan zowel dienen voor het opvangen van verwachte als onverwachte vraag/aanbod fluctuaties. Verwachte fluctuaties ontstaan bijvoorbeeld doordat de gasvraag in de winter veel hoger is dan in de zomer terwijl het gasaanbod een veel vlakker profiel heeft. Onverwachte fluctuaties kunnen bijvoorbeeld optreden in geval van extreme weersituaties of het wegvallen van een gedeelte van de gasinfrastructuur. De gasleveringszekerheid wordt geborgd door een grote verscheidenheid aan instrumenten. Historisch gezien speelde de grote flexibiliteit van het Groningenveld hierbij een belangrijke rol. Door het voornemen dit veld definitief te sluiten per 1 oktober 2024 valt deze mogelijkheid helemaal weg. De flexibiliteit die gasimport, via pijplijn of LNG, kan leveren is ook beperkt; zie voor meer informatie hoofdstuk 2. Gasopslagen zijn daarom een essentieel onderdeel voor het leveren van flexibiliteit. De afgelopen 20 jaar heeft de markt in vrijwel alle jaren ervoor gezorgd dat gasopslagen voldoende gevuld werden. De structureel veranderde situatie in de gasmarkt kan het echter voor de leveringszekerheid wenselijk maken om als overheid meer sturend op te treden met betrekking tot het gebruik van gasoplagen. Het kan daarom wenselijk zijn om maatregelen in te voeren die extra garanties bieden voor de bijdrage van gasopslag aan de leveringszekerheid, voor de momenten dat de markt de leveringszekerheid niet of niet voldoende kan waarborgen.

Het instellen van vuldoelen voor (seizoens)opslag kan ertoe bijdragen dat gasopslagen in iedere situatie tot een bepaald niveau gevuld zijn. Deze vuldoelen kunnen bijvoorbeeld jaarlijks vastgesteld worden, met een apart niveau voor verschillende peildatums. GTS heeft bijvoorbeeld al ieder jaar de taak om de overheid te adviseren over leveringszekerheid. Deze informatie kan, aangevuld met een consultatie onder marktpartijen en andere stakeholders, gebruikt worden voor het vaststellen van de vuldoelen. Hierbij is telkens weer goed in overweging te nemen welk vulniveau echt nodig is voor het garanderen van de leveringszekerheid. Het te conservatief zijn met het inschatten van de situatie rondom gasleveringszekerheid kan ertoe leiden dat onnodig hoge vuldoelen worden gedefinieerd. Dit leidt dan tot onnodig hoge kosten voor het systeem en daardoor uiteindelijk voor de eindgebruiker.

Het nastreven van bepaalde vuldoelen en maatregelen voor gasopslag is volgens de meeste geïnterviewden begrijpelijk gezien de veranderde omstandigheden in de gasmarkt. Wel moet de overheid daarbij rekening houden met de flexibiliteit die de markt en de gasbergingen al bieden. Wat betreft de hoogte van de vuldoelen adviseren we daarom om die niet lichtvaardig boven de 85% te zetten, zodat er altijd voldoende flexibiliteit blijft in het systeem en de markt zo goed mogelijk zijn werk kan doen. Het weghalen van die laatste 10-20% flexibiliteit van een opslag heeft een relatief grote impact op de waarde van gasopslag (zie paragraaf 3.3.2) en draagt beperkt bij tot extra

[28] Zie bijvoorbeeld de Memorie van Toelichting bij de wijziging van de Gaswet en van de Mijnbouwwet betreffende het minimaliseren van de gaswinning uit het Groningenveld. - https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-34957-3.html

leveringszekerheid. De overheid zal bovendien goed rekening moeten houden met een veranderend energielandschap, zoals de uitfasering van laagcalorisch gas (inclusief afname van export naar België, Frankrijk en Duitsland), de toename van LNG-import capaciteit in Nederland en aangrenzende landen en het opzetten van een waterstofeconomie waarvoor ook opslag vereist is. Vuldoelen en maatregelen ter bevordering van leveringszekerheid moeten voldoende flexibiliteit hebben om op basis van dergelijke ontwikkelingen te kunnen bijsturen.

Vuldoelen en bijbehorende maatregelen moeten bovendien niet te generiek worden toegepast op alle typen gasopslag. De unieke kenmerken van opslag kunnen namelijk sterk verschillen. Snelle opslagen (cavernes) zijn veel kleiner dan seizoensopslagen (lege gasvelden) en kunnen in een paar weken leeggehaald worden. Ze bieden maar zeer beperkt seizoensflexibiliteit en veel meer korte-termijn balancering. We adviseren daarom geen vuldoelen te bepalen voor snelle opslagen.

5.2 Kosten, transparantie, marktwerking en concurrentie

Vrijwel alle mogelijke maatregelen ter bevordering van de leveringszekerheid zullen leiden tot kosten. Sommige daarvan zijn direct, bijvoorbeeld voor het aanleggen van een strategische voorraad, andere indirect, zoals het verminderen van de concurrentie tussen leveranciers. Alle kosten zullen uiteindelijk door de gasverbruikers of belastingbetalers moeten worden opgehoest.

Bij de beoordeling van maatregelen moet een weloverwegen afweging gemaakt worden tussen de positieve (netto) impact op leveringszekerheid enerzijds en alle directe en indirecte kosten anderzijds. De toepassing van gas, met name voor verwarming van huizen, is een basisbehoefte die zo betaalbaar mogelijk moet zijn. Enkele tientjes aan extra kosten, direct of indirect, kunnen voor veel huishoudens al onaanvaardbaar zijn in de totale kosten voor levensonderhoud. Voor bedrijven is het verder van belang dat gas betrouwbaar en tegen lage kosten wordt geleverd. Concreet zou de afweging voor bedrijven bijvoorbeeld kunnen worden geformuleerd als:

“Betaalt u liever 5% per jaar extra voor uw gasverbruik of accepteert u dat eens per tien jaar uw gasverbruik verplicht wordt afgeschakeld (met enkele dagen vooraankondiging)?”

Hieronder geven we een aantal concrete voorbeelden van directe en indirecte kosten en mogelijke doorrekeningen. De eenmalige directe kosten van de maatregelen in 2022 in Duitsland, Italië en Oostenrijk zijn geschat op ongeveer 16 miljard Euro. Verdeeld over ongeveer 180 miljoen burgers in deze landen, is dit ruim 100 Euro per burger of 250 Euro per huishouden. We hebben ook gezien dat gasverbruikers in Frankrijk minimaal 1 Euro per MWh per jaar hebben moeten betalen aan alle seizoensopslag. Dit is een structurele kostenpost. Deze wordt veroorzaakt doordat voor Franse opslagcapaciteit te weinig door marktspelers betaald wordt vanwege de opgelegde vulverplichtingen.

Specifiek voor Nederland hebben we eerder in het rapport geschat dat een strategische reserve van 10% van de seizoensopslag leidt tot jaarlijkse kosten van ongeveer 95 miljoen Euro. Aanvullende maatregelen zijn nodig als vulniveaus van 80-90% gewenst zijn. Als deze 1 Euro per MWh aan directe kosten teweeg brengen voor seizoensopslag, dan is dit met 130 TWh seizoensopslag zo’n 130 miljoen Euro per jaar. Als de helft van de gecombineerde 225 miljoen Euro (95 + 130) over 7,5 miljoen gasgestookte huishoudens verdeeld moet worden, betaalt een gemiddeld gasgestookt huishouden bijna 30 Euro per jaar voor leveringszekerheid. In het kader van de energietransitie zal het aantal gasaansluitingen gestaag afnemen en moeten deze kosten door een steeds kleiner aantal huishoudens gedeeld worden. Ervan uitgaande dat de kosten voor leveringszekerheid niet evenredig afnemen met de daling van het aantal aansluitingen, zullen de (directe) jaarlijkse lasten voor leveringszekerheid per huishouden stijgen tot boven de 30 Euro.

De externe kosten van verschillende maatregelen zijn moeilijker te kwantificeren, maar wel degelijk aanwezig. Verschillende maatregelen, zoals een vulverplichting voor leveranciers, zullen leiden tot een afname van de concurrentie tussen leveranciers en tot de doorbelasting van verschillende uitvoeringskosten door de resterende leveranciers. De verschillen in leveranciers zijn op dit moment een paar Euro per maand of één tot enkele tientjes per jaar. Minder concurrentie kan makkelijk tot een gemiddelde kostenstijging leiden die hiermee vergelijkbaar is. Ook hier is de afnemende gasvraag in de komende 10-20 jaar een factor om rekening mee te houden. Hierdoor zal het aantal leveranciers waarschijnlijk dalen, met mogelijk minder onderlinge concurrentie tot gevolg. Maatregelen die de onderlinge concurrentie tussen leveranciers verminderen, ondermijnen jaren (grofweg twee decennia) aan beleid dat juist gericht is geweest op het creëren van keuzevrijheid voor eindverbruikers en een gezonde concurrentie tussen leveranciers in de gasmarkt.

Een andere potentiële kostenfactor zit verstopt in de gasprijs zelf. Gedurende meer dan een decennium is het beleid van Nederland en de EU erop gericht geweest om de Europese gasmarkt concurrerend te maken en aantrekkelijk voor veel verschillende spelers. Dit beleid, waarbij Nederland gewerkt heeft aan een rol als gasrotonde binnen Europa, is behoorlijk succesvol geweest. Het heeft onder andere geleid tot een positie van de Nederlandse TTF als veruit de meest liquide gasmarkt in Europa. De TTF-prijs vormt bijvoorbeeld de basis (index) in het merendeel van LNG-contracten met Europa, en in een toenemend aantal contracten voor de Aziatische markt. Bij een huidige verbruik van jaarlijks 300 TWh betekent iedere Euro per MWh (of 0,1 Eurocent per kWh) stijging van de gasprijs extra kosten van 300 miljoen Euro per jaar. Een dergelijke stijging is zeer wel denkbaar als maatregelen leiden tot een afname van het aantal marktspelers, dus voor minder liquiditeit. Een daling van de liquiditeit in de markt maakt het bovendien duurder voor leveranciers om zich in te dekken tegen prijsrisico's en leidt tot een hoger risico om klanten van gas te voorzien. Op die manier zal het moeilijker worden voor kleine leveranciers om te concurreren en zullen alle leveranciers een extra risico-opslag in hun kostprijs opnemen. Al deze kosten zullen uiteindelijk bij de eindverbruiker in de rekening verwerkt worden.

Tot de indirecte kosten zouden we ook de ongewenste negatieve impact op de leveringszekerheid willen rekenen van maatregelen die in eerste instantie juist een positieve impact op de leveringszekerheid beogen. Hiervan kunnen we een aantal concrete voorbeelden geven. Ten eerste biedt de liquide gasmarkt (TTF) de relatieve zekerheid voor internationale spelers om gas in Europa tegen concurrerende voorwaarden te kunnen leveren. Zij zullen daardoor eerder voor Europa als bestemming kiezen van lange-termijn contracten en van investeringen in de gasinfrastructuur. Behalve dit continue positieve effect van een liquide gasmarkt op de leveringszekerheid, is er een positief effect in tijden van crises. Zoals we in 2022 gezien hebben, maakt een liquide markt het mogelijk om ook in tijden van crisis nog steeds behoorlijk te functioneren. De meest dramatische negatieve impact op de leveringszekerheid ontstaat als maatregelen ervoor zorgen dat er minder opslagcapaciteit verkocht wordt en er uiteindelijk te weinig in het vullen van de gasopslagen geïnvesteerd wordt. Dit gevaar ontstaat met name bij vulverplichtingen die niet gepaard gaan met een redelijke vergoeding voor de spelers in de opslagketen.

Dit alles laat een aantal aan kosten gerelateerde criteria zien van verstandige maatregelen:

1. Maatregelen moeten tot zo laag mogelijke directe kosten leiden.
2. Maatregelen moeten tot transparante kosten leiden die op een voorspelbare manier kunnen worden doorbelast aan eindverbruikers.
3. Maatregelen moeten de gasmarkt (TTF) zo goed en vrij mogelijk laten functioneren. Een liquide gasmarkt heeft zelf een belangrijke rol in het bieden van leveringszekerheid, en verlaagt de kosten voor eindverbruikers.

4. Maatregelen moeten de concurrentie tussen leveranciers niet belemmeren. Belemmering door bijvoorbeeld drempels op te werpen voor kleinere leveranciers zal leiden tot hogere tarieven.

5.3 Sterke bedrijfseconomische keten van gasopslag

Gasopslag vult in de Europese gasmarkt een belangrijke rol om fluctuaties in vraag en aanbod op te vangen. Los van alle specifieke kenmerken van allerlei soorten gasopslag, bestaat de bedrijfseconomische exploitatie uit de volgende componenten (zie Figuur 13):

1. Lange-termijn investeringen. Hierbij kijkt de ontwikkelaar/beheerder zo'n 10-20 jaar vooruit om te bepalen of een investering rendabel is. Bij het ontwikkelen en in bedrijf houden van een gasopslag worden namelijk grote kosten gemaakt die over een langere periode moet worden terugverdiend. De investeringskosten bestaan met name uit:
    a. Alle mechanische installaties en apparatuur, zoals compressoren, koeling, gasnabewerkingen, meet- en regelapparatuur, aansluiting op het net, enz. Periodiek zijn hierin nieuwe investeringen nodig, bijvoorbeeld voor groot onderhoud of vernieuwing van apparatuur.
    b. Cavernes (vooral piekinstallaties): het klaarmaken van cavernes voor opslag gas. Ter vergelijking: het hele proces voor het ontwikkelen van waterstofopslag in cavernes in Zuidwending wordt door Hystock geschat op 7 jaar (bron: Gasunie). Voor gasopslag in cavernes golden en gelden vergelijkbare ontwikkeltijden.
    c. Uitgeproduceerde gasvelden (vooral seizoensopslag): het kussengas vormt hier de grootste kostenpost. De gasopslag in Norg is een gasveld waar het gas deels in gelaten is om op die manier een opslag te creëren. Het volume aan kussengas in Norg is 4-5x het werkgasvolume (bron: NAM) en vertegenwoordigt een significante waarde. Bij de gasopslag Bergermeer is het gas bij de ontwikkeling rond 2010 in de markt gekocht en opgeslagen als kussengas. Hier is het volume kleiner, ongeveer 1x het werkgasvolume, maar vertegenwoordigt niettemin een grote waarde.
2. Verkoop van de opslagcapaciteit aan marktspelers, de zogenaamde capaciteitshouders. In de meeste gevallen is de eigenaar/beheerder van een gasopslag niet degene die de opslag gebruikt. Hij verkoopt daarentegen de capaciteit aan derden. Dit kan via gereguleerde of onderhandelde toegang zijn. De opslagbeheerders verkopen de capaciteit in zogenaamde bundels met een looptijd van veelal 1-3 jaar, lopend van 1 april t/m 1 april, in lijn met een typisch opslagjaar. Kortere en langere contractduren komen ook regelmatig voor. Contracten komen tot stand via veilingen of bilaterale onderhandelingen.
3. Gebruik van de opslagcapaciteit door de capaciteitshouders. De inzet van de gasopslag wordt voor het grootste deel afgestemd op de schommelingen in de gasprijs; in Nederland is dat op de TTF-markt. Als de spotprijzen laag zijn ten opzichte van (verwachte) toekomstige prijzen, dan wordt gas geïnjecteerd en als ze hoog zijn dan wordt gas onttrokken. Daarnaast worden de bergingen gebruikt voor het in balans brengen van de eigen portfolio binnen de dag. Dat is vooral van belang voor leveranciers aan eindverbruikers, maar bijvoorbeeld ook voor de beheerder van het landelijke gasnetwerk GTS.

Figuur 13: Schematische weergave van de bedrijfseconomische keten van commerciële gasopslag, die begint bij lange-termijn investeringen door de eigenaar/beheerder, vervolgens leidt tot de verkoop van bundels capaciteit aan andere commerciële bedrijven, de capaciteitshouders, en tenslotte leidt tot de exploitatie van die bundels voor het beheren van de eigen gasportfolio en voor handel in de markt. Bron: Kyos

De verschillende fasen in de bedrijfseconomische keten van gasopslag kunnen niet los van elkaar worden gezien. Bij het nemen van lange-termijn investeringen, zoals het ontwikkelen van een nieuwe opslag, het verlengen van de levensduur of het sluiten van een bestaande opslag wordt ingeschat of de capaciteit tegen aantrekkelijke tarieven verkocht kan worden aan marktspelers. Om dat in te schatten, wordt tevens gekeken hoeveel waarde die marktspelers aan de opslag toekennen. De marktspelers op hun beurt bepalen aan de hand van verschillende data hoeveel ze willen betalen om capaciteitshouder te worden van gasopslag. Dit hangt af van de kosten voor het dagelijks gebruik (waaronder variabele kosten voor injecteren/uitzenden, nettarieven) en van de geboden flexibiliteit en verwachte prijsbewegingen om winstgevend te opereren in de markt. Daarnaast maken marktpartijen een afweging met andere flexibiliteitsinstrumenten: is gasopslag de goedkoopste optie, of is het goedkoper om flexibiliteit in te kopen via forwardcontracten, via leveringscontracten met variabel volume, via flexibiliteit bij afnemers of door het kopen van opslag(capaciteit) over de grens?

Bij de discussie over de rol van gasopslag in de leveringszekerheid wordt vaak een onevenredige nadruk op de laatste fase gelegd. Maatregelen als een vulverplichting, onttrekkingsverbod of financiële stimulans zijn maatregelen die de capaciteitshouders proberen te beïnvloeden de gewenste vulgraad te bereiken of behouden. Ze raken de laatste schakel in de bedrijfseconomische keten, maar hebben ook positieve of negatieve invloed op de vorige schakels.

- Een bepaalde verplichting of verbod voor capaciteitshouders vermindert voor hen de waarde van opslag en kan ervoor zorgen dat zij minder of überhaupt niet voor opslagcapaciteit willen betalen. Het kan zelfs zijn dat ze hun gekochte capaciteit moeten opgeven doordat de kosten te hoog zijn om aan een bepaalde maatregel te voldoen. Dit heeft vervolgens zijn weerslag op de bereidheid van bestaande en nieuwe opslagbeheerders om te investeren in gasopslag.
- Andere maatregelen kunnen juist positief uitpakken voor de waarde van capaciteitshouders en dus de investeringen in gasopslag. Voorbeelden zijn een subsidiemechanisme, verlaging van nettarieven, een strategische voorraad of een verplichting voor leveranciers en/of eindverbruikers om voldoende opslag aan te houden. Nadeel hiervan kan echter zijn dat er te veel gestimuleerd wordt of concurrentie vermindert, met hogere kosten voor eindverbruikers of belastingbetalers tot gevolg.

In dit onderzoek naar de rol van gasopslag in de leveringszekerheid beoordelen we de mogelijke maatregelen op hun positieve of negatieve bijdrage aan de bedrijfseconomische keten van gasopslag. Zo beoordelen we of ze investeringen in gasopslagcapaciteit ondersteunen of niet. Daarnaast bekijken we of maatregelen het opslagproduct voldoende aantrekkelijk maken voor capaciteitshouders, want zonder hen kan er (vrijwel) niet gevuld worden.

5.4 Uitvoerbaarheid

De uitvoerbaarheid van mogelijke maatregelen is een ander belangrijk aspect. Slecht uitvoerbare maatregelen ondermijnen het gezag van en het vertrouwen in het handelen van de overheid. Slecht uitvoerbare maatregelen kunnen bovendien in tijden van crisis de problemen juist verergeren. Concrete voorbeelden hiervan zijn de mislukte pogingen van de Italiaanse overheid in 2022 om via veilingen marktspelers te verleiden om gas op te slaan. In Duitsland waren deze veilingen wel succesvol, maar tegen hoge kosten.

Uitvoerbaarheid is over het algemeen lastiger als er een hele keten van onderling afhankelijke maatregelen wordt ingevoerd. Wederom dient Duitsland hier als voorbeeld, waar met drie fasen ('Stufen') gepoogd is om een flexibel systeem te ontwerpen. In de eerste fase worden capaciteitshouders ondersteund door financiële stimulansen. In de tweede fase wordt capaciteit afgepakt van capaciteitshouders die (toch) niet voldoende vullen en wordt gepoogd om andere marktspelers (via vulproducten) te verleiden om dit alsnog te doen. In de derde fase vult de vulagent (THE) als de vorige fase onvoldoende succesvol is. Al deze maatregelen, waaronder het afpakken van capaciteit en het uitvoeren van veilingen, moeten binnen hele korte periodes van maximaal enkele weken onder hoge druk genomen worden. We hebben ernstige twijfels bij de uitvoerbaarheid hiervan.

Een ander uitvoeringsrisico zien we in Frankrijk. De gasopslagmarkt is daar sterk gereguleerd en de gasmarkt navenant minder concurrerend dan in Nederland. In 2022 heeft het Franse systeem niettemin goed gefunctioneerd, met marktpartijen die aan hun verplichtingen om te vullen, ruimschoots hebben voldaan. De zwakte in het Franse systeem zit in de periode voor het vulseizoen, wanneer opslagcapaciteiten geveild worden. Het is niet ondenkbaar dat deze veilingen in de toekomst niet succesvol zijn vanwege een te lage zomer-winterspread. De zomer-winterspread hoeft niet eens negatief te zijn om het opslagproduct in Frankrijk, dat gekoppeld is aan een vulverplichting, een negatieve en dus onverkoopbare waarde te geven. In dit geval wordt de capaciteit onder leveranciers gedwongen verdeeld. Deze gedwongen verdeling kan in de praktijk lastig uitvoerbaar zijn en tot financiële problemen bij leveranciers leiden. De uitvoering kan gelukkig wel voor het vulseizoen plaatsvinden, waardoor er minder tijdsdruk is dan in het Duitse systeem.

De Nederlandse ervaring van 2022 biedt eveneens waardevolle lessen wat betreft de uitvoering. Hoewel de beslissing voor een subsidiemechanisme al in april genomen werd, duurde het tot begin juni voordat de subsidieveiling gehouden kon worden op basis waarvan marktpartijen Bergermeer konden gaan vullen. Deze lange tijd kwam onder andere vanwege voorbereidingstijd bij RVO en met name door de vereiste goedkeuring van de Europese Commissie. In vergelijking met normale goedkeuringsprocedures kwam deze goedkeuring in recordtijd tot stand, maar niettemin duurde de procedure 6 weken, waardoor de veiling nog maar net op tijd kon plaatsvinden om Bergermeer voor 1 november voldoende te vullen. De les die hieruit getrokken kan worden, is dat een financiële regeling activeren en uitvoeren tijdens het opslagseizoen, lastig uitvoerbaar is.

Maatregelen moeten juridisch uitvoerbaar en handhaafbaar zijn. Dit houdt in dat de maatregelen werkbaar moeten zijn voor iedereen die ermee te maken heeft, dus zowel voor de marktpartijen als voor de overheid die de regels moet uitvoeren en handhaven.

Daarnaast moeten de maatregelen in overeenstemming met wet- en regelgeving zijn. Voor de gasmarkt geldt dat het Europese recht van grote invloed is op het nationale regelgevend kader. Niet alleen de sectorregulering, maar ook de staatssteunregelgeving begrenst de mogelijkheden van lidstaten in het opleggen van maatregelen.

Ten slotte geldt bij de keuze voor een maatregel dat deze doelmatig moet zijn, proportioneel en bij voorkeur niet leidt tot lange juridische procedures

In verband met maatregel 'Financiële stimulans capaciteitshouders' (paragraaf 4.10) wordt apart ingegaan op het verbod om staatssteun te verlenen aan ondernemingen tenzij deze kan worden gerechtvaardigd (artikel 107 lid 1 VwEU). De steunmaatregel moet worden aangemeld bij de Europese Commissie en kan pas worden toegepast na goedkeuring (artikel 108 lid 3 VwEU).

De tijdelijke subsidieregeling Bergermeer is door de Europese Commissie goedgekeurd op grond van artikel 107 lid 3 sub b VwEU in combinatie met het Tijdelijk crisiskader voor staatssteunmaatregelen ter ondersteuning van de economie na de Russische agressie tegen Oekraïne[29] en de vulverplichtingen voor Lidstaten in Verordening 2022/1032.[30] Met gebruikmaking van deze grondslag kunnen aanvullende nationale steunmaatregelen worden goedgekeurd die een ernstige verstoring in de economie van een lidstaat opheffen.

Wanneer een permanente financiële stimulans wordt ingevoerd, kan voor de rechtvaardiging van de steun geen beroep meer worden gedaan op artikel 107 lid 3 sub b VwEU en zou een andere grondslag gecreëerd moeten worden. Voor deze steun kan geen beroep worden gedaan op de Algemene groepsvrijstelling staatssteun.[31]

Een van de vereisten van staatssteun is dat deze met staatsmiddelen bekostigd wordt. Uit recente jurisprudentie van het Gerecht van Eerste Aanleg volgt dat hiervan sprake is wanneer (1) de middelen afkomstig zijn van een wettelijk verplichte bijdrage die de wetgeving van de staat oplegt aan een bepaalde categorie personen en (2) de middelen beheerd en verdeeld worden overeenkomstig wetgeving.[32] Uit het arrest PreussenElektra[33] volgt echter dat wanneer een netbeheerder/GTS zijn eigen middelen gebruikt om een bij wet vastgesteld bedrag toe te kennen aan begunstigden/capaciteitshouders er geen sprake hoeft te zijn van 'met staatsmiddelen bekostigd'. Het feit dat de verplichting van de netbeheerder/GTS om bedragen te betalen bij wet is opgelegd en aan bepaalde ondernemingen een onbetwistbaar voordeel verleent, is geen grond om die verplichting te kwalificeren als een steunmaatregel. Een financiële stimulans die door GTS beheerd en verdeeld wordt, hoeft geen staatssteun te zijn. Het vereist echter wel dat aan GTS een wettelijke taak wordt opgedragen die past binnen de nationale en EU-regelgeving omtrent regulering van de nettarieven. Een andere mogelijke complicatie is dat GTS een overheidsbedrijf is. De mogelijkheden en onmogelijkheden voor het geven van een financiële zal daarom nader onderzocht moeten worden. Hierbij kan gekeken worden naar het Duitse systeem, waarin THE een uitvoerende rol heeft en dit niet wordt gezien als staatssteun, voor zover ons bekend.

5.5 Flexibiliteit en toekomstbestendigheid

De gasmarkt is continu aan veranderingen onderhevig. Ruim vijftien jaar had opslag bijvoorbeeld een relatief beperkte marktwaarde en werden seizoensopslagen zonder uitzondering tot zo'n 90% gevuld voor aanvang van het winterseizoen. Die stabiele situatie werd in 2022 abrupt verstoord door het grotendeels wegvallen van pijpleidinggas uit Rusland. Een meer geleidelijke verandering vindt plaats door de energietransitie. Geleidelijk neemt het gasverbruik hierdoor af, onder andere door betere isolatie en de overschakeling naar alternatieve warmtebronnen zoals aardwarmte, warmtepompen

[29] Pb. 2022, C 131 I/1.
[30] Zaak SA.103012, Doc C(2022) 5028 final.
[31] Verordening 651/2014, Pb. 2014, L 187/1, zoals gewijzigd op 1 juli 2023.
[32] Zaak T-409/21, Bondsrepubliek Duitsland t. Europese Commissie, ECLI:EU:T:2024:33, r.o. 88.
[33] Zaak C-379/98, PreussenElektra, ECLI:EU:C:2001:160.

en stadswarmte. Het tempo waarin dit vanaf heden zal gebeuren, is niet geheel te voorspellen. Nog onzekerder is de snelheid waarmee de industrie gaat overschakelen op alternatieven voor gas en dus haar gasverbruik gaat verminderen.

Leveringszekerheid bevorderende maatregelen moeten voldoende flexibel zijn om in te spelen op dergelijke toekomstontwikkelingen. Zo moet bijvoorbeeld voorkomen worden dat maatregelen een onevenredig rigide beperking opleggen aan bestaande gasopslagen om op termijn de capaciteit te verminderen, te sluiten of anders in te zetten. Deze veranderingen moeten mogelijk zijn als de afnemende gasvraag, of alternatieven voor gasopslag, gasopslag onrendabel maken en een vermindering van capaciteit rechtvaardigen.

In principe zijn alle leveringszekerheid bevorderende maatregelen flexibel en toekomstbestendig uit te voeren. We zien hierin geen significante verschillen tussen de maatregelen en laten dit criterium daarom verder buiten beschouwing. Flexibiliteit en toekomstbestendigheid zullen vooral een rol spelen in de bepaling van de hoogte van eventuele vuldoelen. Deze hoogte moet in verhouding staan tot de onzekerheden in vraag en aanbod. De bepaling van die vuldoelen ligt echter buiten de doelstelling van dit onderzoek.

6 Beoordeling van mogelijke maatregelen

De verschillende maatregelen zullen we in dit hoofdstuk beoordelen op de eerder genoemde criteria:

1. Draagt bij aan een hogere leveringszekerheid
2. Draagt bij aan de vuldoelen voor seizoensopslag
3. Is kostenefficiënt, dus met zo laag mogelijke (directe) kosten
4. Is transparante en heeft voorspelbare kosten
5. Laat mogelijke kosten (redelijk) direct voor rekening van de eindverbruikers komen
6. Ondersteunt investeringen in gasopslag
7. Maakt gasopslagcapaciteit voldoende aantrekkelijk
8. Bevordert het functioneren van de gasmarkt (TTF)
9. Bevordert concurrentie tussen leveranciers
10. Is praktisch goed uitvoerbaar, vooral in tijden van crisis
11. Is juridisch goed uitvoerbaar

Veel van de besproken maatregelen kunnen gecombineerd worden of kunnen zelfs niet los van een andere maatregel gezien worden. Dit geldt vooral rond het thema vulverplichting voor capaciteitshouders (VvC). Hieraan moet een maatregel gekoppeld worden die deze verplichting handhaaft in de vorm van een boete (zoals in Frankrijk) of het afnemen van capaciteit via Use-It-Or-Lose-It (UIOLI). Bij dit laatste ontstaat vervolgens de vraag wat er dan met de afgenomen capaciteit gedaan wordt: vullen door de markt via het aanbieden van vulproducten of vullen door een aangestelde vulagent of beide. Het systeem van vulverplichting + UIOLI is van toepassing in Duitsland, met vervolgens het aanbieden van vulproducten aan de markt en tenslotte het vullen door de vulagent (THE).

Als eerste is er de mogelijkheid om **geen maatregelen** te nemen (zie Tabel 6). De leveringszekerheid wordt aan de markt overgelaten en vuldoelen worden niet noodzakelijkerwijs gehaald. Er zijn daarentegen geen kosten en geen uitvoeringsproblemen. De markt blijft optimaal functioneren en de concurrentie tussen leveranciers wordt niet aangetast. Het is daarom belangrijk om het eventueel instellen van maatregelen alleen te nemen indien het risico hoog is dat de markt alleen niet voldoende is om leveringszekerheid te waarborgen.

Een **ad hoc uitzendverbod**, bijvoorbeeld tegen het einde van de winter, werkt juist wel marktverstorend. Het betekent een relatief oncontroleerbaar risico voor houders van capaciteit en maakt het opslagproduct daardoor minder interessant. Er zijn weinig scenario's denkbaar waarin deze maatregel kan worden afgeroepen om een effectieve bijdrage te leveren aan de leveringszekerheid en al helemaal niet aan het bereiken van de vuldoelen. De praktische uitvoering is daarom lastig. De kosten zijn daarentegen gering. Samenvattend zien we vooral veel uitvoeringsproblemen en ongewenste effecten van een onttrekkingsverbod. Daar tegenover staan weinig tot geen logische scenario's wanneer een verbod effectief ingezet kan worden en is het dus weinig effectief in het bevorderen van leveringszekerheid.

Een **vulagent die op onderbreekbare basis vult**, biedt relatief grote flexibiliteit om te acteren wanneer dat nodig wordt geacht. Door alleen te vullen wanneer andere capaciteitshouders dat onvoldoende doen, wordt er bovendien geen inbreuk gemaakt op bestaande rechten. Dit vergemakkelijkt de praktische en juridische uitvoering, hoewel er goede afspraken met de opslagbeheerders nodig zijn, ondersteund door wetgeving. Door de verantwoordelijkheid te leggen bij één vulagent zijn de kosten relatief laag. Helaas zijn die kosten minder transparant dan bij een

subsidie of strategische reserve. Ze zijn bovendien onvoorspelbaar, doordat het vooraf onbekend is hoe vaak en hoeveel de vulagent moet handelen in de markt, en dat in principe doet met een verlies. Die kosten komen voor rekening van de overheid, als aandeelhouder van de vulagent, en moeten daarna (indien gewenst) via heffingen teruggehaald worden bij de eindverbruikers. Bovendien is een grote structurele rol voor een overheidsgestuurde partij niet marktbevorderend. Andere spelers kunnen weggedrukt worden of hebben op zijn minst minder handelspartijen om uit te kiezen. De vulagent kan meer terughoudend opereren als deze pas instapt nadat capaciteitshouders al zoveel mogelijk door een financiële stimulans geprikkeld zijn om zelf te vullen. Zolang de vulagent niet te veel en te vaak in actie komt, is de negatieve invloed op de markt beperkt.

Aan een **vulverplichting voor leveranciers** zitten vele aspecten, positief en negatief. Een belangrijk positief aspect is dat het de kosten direct neerlegt bij de leveranciers, die dit vervolgens kunnen doorrekenen in de kosten aan hun klanten. Dit is rechtvaardig, omdat de klanten met seizoensflexibiliteit baat hebben bij een grotere leveringszekerheid. Bovendien hoeft de overheid geen aparte heffingen in te voeren om de kosten terug te halen, zoals bij sommige andere maatregelen. Het betekent overigens dat alleen binnenlandse klanten betalen voor de toegenomen leveringszekerheid; omringende landen die meeprofiteren van goed gevulde Nederlandse opslagen blijven buiten schot. Deze maatregel scoort een enkele (geen dubbele) plus wat betreft het bereiken van de vuldoelen, doordat de leveranciers weliswaar bijdragen aan het vullen van opslag, maar in principe niet voor het volledig behalen van de vuldoelen. De uitvoering kent wel praktische uitdagingen, zoals we hebben beschreven, en zorgt voor kosten die relatief hoog zijn, vooral voor kleine leveranciers of leveranciers met dynamische contracten. Kosten zijn bovendien lastig te kwantificeren doordat ze verspreid over verschillende leveranciers gemaakt worden. Verder beperkt deze maatregel leveranciers om hun leveranciersrisico's af te dekken op een manier die het beste bij hun portfolio van activiteiten past. Het maakt het aanbieden van dynamische contracten daardoor bijvoorbeeld minder aantrekkelijk.

Een **vulverplichting voor opslagbeheerders** is lastig individueel te beoordelen, doordat de opslagbeheerder deze verplichting zal doorzetten naar capaciteitshouders. In Tabel 6 tonen we deze optie niet, maar verwijzen hiervoor naar de verschillende maatregelen waarbij er een vulverplichting geldt voor capaciteitshouders (VvC). Ten opzichte van een VvC bestaat er het voordeel dat het aantal opslagbeheerders kleiner is dan het aantal capaciteitshouders, wat de uitvoering voor de overheid vergemakkelijkt. Dit zou echter geen doorslaggevend argument moeten zijn, want het creëert een probleem voor de opslagbeheerders en maakt de uitvoering in zijn geheel complexer en risicovoller, zoals we in onze analyses van met name Frankrijk en Duitsland zullen laten zien.

Vervolgens hebben we drie varianten van **vulverplichtingen voor capaciteitshouders, zonder financiële stimulans (subsidie)**. In de praktijk kunnen dit verplichtingen zijn voor opslagbeheerders, maar die worden vervolgens doorgezet naar de capaciteitshouders. Van de drie varianten is één grotendeels gebaseerd op het Franse systeem, één op het Duitse systeem, en één op het Duitse systeem maar dan zonder de zogenaamde veilingen voor SSBO's. De maatregelen hebben met elkaar gemeen dat ze een sterke bijdrage leveren aan de leveringszekerheid en het bereiken van de vuldoelen. Ze zijn tevens redelijk kostenefficiënt, doordat ze het vullen zoveel mogelijk overlaten aan de partijen (capaciteitshouders) die daar ervaring mee hebben. De kosten van de vulverplichting komen helaas niet direct bij de eindgebruikers terecht. De verschillen ontstaan bij de mechanismen die in werking treden als die capaciteitshouders niet voldoende vullen of als er überhaupt te weinig capaciteit verkocht wordt. We schatten de praktische uitvoering van het 3-Stufen systeem in Duitsland in als minder goed uitvoerbaar in de praktijk. Hier is een tussenstap van veilingen ingebouwd om marktpartijen te contracteren om ongevulde capaciteit te vullen. Dit kan de

uitvoering vertragen ten opzichte van het direct activeren van een vulagent. Alle varianten zorgen verder voor een lagere waarde van het opslagproduct, met een extra grote kans dat er te weinig gasopslagcapaciteit wordt verkocht en daardoor een grote rol voor de vulagent ontstaat.

De volgende drie varianten bevatten allemaal een **financiële stimulans voor capaciteitshouders** om te vullen. Het positieve is dat ze alle redelijk tot zeer goed bijdragen aan de leveringszekerheid en het behalen van de vuldoelen. Voor de hoogste score op deze onderdelen moet de financiële stimulans gecombineerd worden met een vulverplichting voor capaciteitshouders. In alle gevallen zijn de kosten behoorlijk transparant, hoewel matig voorspelbaar, vooral in het geval van een ad hoc subsidieregeling zoals in 2022. De drie varianten houden de markt feitelijk volledig in stand en er is geen negatieve invloed op de concurrentie tussen leveranciers. Alle regelingen zijn goed praktisch uitvoerbaar, maar er is wel een juridisch struikelblok: een financiële stimulans wordt mogelijk aangemerkt als staatssteun en vergt dan de goedkeuring door de Europese Commissie. Tegelijkertijd zien we aanknopingspunten in vergelijkbare situaties in Duitsland waardoor een financiële stimulans mogelijk niet als staatssteun aangemerkt wordt. Zie paragraaf 5.4. Dit zal apart onderzocht moeten worden.

De laatste twee maatregelen die we in de vergelijkingstabel hebben opgenomen, zijn **strategische reserves**, waarbij we zowel een beperkte (10-15% van de seizoensopslag) als een grote (20-40%) onder de loep nemen. Het aanleggen van een strategische reserve is eenmalig, waardoor de kosten voorspelbaar en transparant zijn. Het aanhouden van een strategische voorraad werkt in principe positief door in de bedrijfseconomische keten van gasopslag. Het zorgt voor een gegarandeerde vraag naar opslagcapaciteit en verhoogt daarmee de inkomsten voor opslagbeheerders. Concreet in het geval van Norg kan dit een (beperkte) motivatie zijn voor NAM om de opslag langer open te houden. Een beperkte strategische reserve draagt nauwelijks bij aan het behalen van de vuldoelen, maar wel aan de leveringszekerheid. Een grote strategische reserve draagt meer bij aan de vuldoelen en is een extra inkomstenbron voor opslagbeheerders, maar scoort op andere onderdelen minder. De kosten zijn namelijk navenant hoger en de markt wordt meer verstoord doordat er minder capaciteit is voor normaal gebruik. Een kleine strategische reserve achten we daarom raadzamer dan een grote. In het kader van leveringszekerheid biedt deze alleen (en in beperkte mate) soelaas in geval van een crisis waarin de gasmarkt niet meer functioneert.

Een maatregel die moeilijk in het overzicht past, is een **vulverplichting aan het eind van de winter**. We hebben deze eerder betiteld als een **permanent onttrekkingsverbod**, omdat het verhindert dat er aan het eind van de winter te snel gas aan de opslagen onttrokken wordt. Deze maatregel kan aanvullend zijn op alle vormen van een vulverplichtingen aan het begin van de winter en ook voorwaarde zijn voor een financiële stimulans (ad hoc of permanent). Additionele verplichtingen grijpen uiteraard extra in op de handelingsvrijheid van capaciteitshouders of leveranciers, maar kunnen de leveringszekerheid wel (sterk) bevorderen. Het is niettemin kostenefficiënter in vergelijking met een strategische reserve en minder marktverstorend. Er wordt namelijk geen capaciteit van de markt gehaald; deze blijft bij de marktpartijen. Als er besloten wordt tot vulverplichtingen aan het begin van de winter, achten we een vulverplichting aan het eind van de winter daarom te prefereren boven een strategische voorraad.

	Geen maatregelen	Uitzendverbod - ad hoc	Vulagent op interruptible basis	Vulverplichting voor leveranciers	VvC en boetes (Frankrijk)	VvC, UIOLI en vulagent	VvC, UIOLI, veilingen en vulagent (Dld)	VvC met boete en sobere structurele stimulans	Ad hoc stimulans (Nederland in 2022)	Sobere structurele stimulans en vulagent	Beperkte strategische reserve (10-15%)	Grote strategische reserve (20-40%)
1. Draagt bij aan een hogere leveringszekerheid	-	-	+	+	++	++	++	++	+	+	+	-
2. Draagt bij aan de vuldoelen voor seizoensopslag	-	--	++	+	++	++	++	++	+	++	--	+
3. Kostenefficiënt, dus met zo laag mogelijke (directe) kosten	++	+	+	--	+	+	+	+	-	+	+/-	--
4. Transparante en voorspelbare kosten	++	+/-	-	--	+/-	-	-	+/-	-	+/-	++	++
5. Kosten komen (redelijk) direct voor rekening van de eindverbruikers	+/-	+/-	-	++	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Ondersteunt investeringen in gasopslag	+/-	-	+	+	-	-	-	+	+/-	+	+/-	++
7. Maakt gasopslagcapaciteit voldoende aantrekkelijk	+/-	--	+	+	-	-	-	+	+	+	+/-	+/-
8. Bevordert het functioneren van de gasmarkt (TTF)	++	-	-	+/-	+/-	-	-	+	+	+/-	-	--
9. Bevordert concurrentie tussen leveranciers	+/-	+/-	+/-	-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-	+/-
10. Praktisch goed uitvoerbaar	++	-	+	-	+/-	+/-	-	+	+/-	+	+	+/-
11. Juridisch goed uitvoerbaar	++	-	+	+	+	+	+	-	-	-	+	+

Tabel 6: Beoordeling van verschillende maatregelen, en combinaties van maatregelen, ter bevordering van leverings-zekerheid en het behalen van opslagvuldoelen voor de gasmarkt. VvC = Vulverplichting voor Capaciteitshouders. Bron: Kyos.

7 Conclusies en aanbevelingen

Dit onderzoek heeft als doel om te bepalen welke maatregelen rond gasopslag de leveringszekerheid kunnen bevorderen. We hebben deze maatregelen beschreven en beoordeeld op basis van hun bijdrage aan leveringszekerheid, waaronder het behalen van vuldoelen voor gasopslag. Elke maatregel heeft een aantal negatieve effecten wat betreft kosten, uitvoerbaarheid, invloed op de gasmarkt en op de economische waarde van gasopslag. Geen enkele maatregel is gratis en in feite moet gekozen worden uit de minst schadelijke maatregel of het overlaten aan de markt. Op basis van enkele berekeningen hebben we laten zien dat de kosten voor het behalen van vuldoelen minimaal 100 miljoen Euro jaarlijks bedragen, nog los van mogelijke indirecte kosten. Een goede kosten-baten afweging is daarom essentieel, zeker gezien de dalende gasvraag als gevolg van de energietransitie.

7.1 Mogelijke maatregelen

Allereerst **adviseren we de rol van een vulagent sterker te verankeren** vanwege de toegevoegde waarde van een vulagent, ook in combinatie met eventuele andere maatregelen. Die verankering in wetgeving en uitvoering is nodig om de vulagent snel en adequaat te kunnen laten handelen (ad hoc) als een gasberging gevuld moet worden. Een vulagent zou in elke seizoensopslag moeten kunnen vullen: niet alleen Bergermeer maar ook Norg, Grijpskerk en Alkmaar. We adviseren dit de vulagent te laten doen op afschakelbare basis, dus zonder in te breken op de bestaande rechten van capaciteitshouders. Dit is weliswaar complexer en voor de vulagent mogelijk duurder, maar het zorgt ervoor dat gasopslag voldoende aantrekkelijk blijft voor de markt. De vulagent zal alleen vullen in het geval de capaciteitshouders dat niet of onvoldoende zelf doen om de gestelde vuldoelen te halen en laat capaciteitshouders zoveel mogelijk zelf vullen. Daarbij moet wel bedacht worden dat de vulagent meestal verlies maakt, want anders hadden de capaciteitshouders zelf meer gevuld. Dat verlies kan oplopen tot enkele honderden miljoenen of zelfs miljarden Euro's in een jaar waarin zomer-winterspreads negatief zijn en het oneconomisch is te vullen. De overheid moet daarom een besluit nemen over de vraag of ze een vulagent (een overheidsbedrijf) dit soort verliezen wil laten maken en of die vervolgens uit de algemene middelen of uit heffingen voor gasverbruikers bekostigd worden. Tevens moet bedacht worden dat een vulagent, met de verantwoordelijkheid voor alle Nederlandse seizoensopslagen, in een jaar met negatieve zomer-winterspreads zeer grote volumes moet verhandelen in de markt, wat marktverstorend werkt en de Nederlandse TTF gasmarkt minder aantrekkelijk maakt voor andere partijen. Voor het kunnen uitvoeren van een dergelijke handelsoperatie moet bovendien voldoende financiering beschikbaar zijn om de transacties te kunnen uitvoeren en de prijsrisico's af te dekken. Zoals het jaar 2022 heeft laten zien, gaat het hierbij om tientallen miljarden Euro aan financiering.

Tegenover deze nadelen van een vulagent staan twee grote voordelen ten opzichte van andere maatregelen. Ten eerste hoeft de vulagent alleen te acteren als er daadwerkelijk te weinig gevuld wordt door bestaande capaciteitshouders. Het houdt de markt en de economische waarde van gasopslag daardoor volledig in stand. Ten tweede is het relatief efficiënt en flexibel om het vullen door één partij te laten uitvoeren. Dit vergemakkelijkt de aansturing en zorgt voor een efficiëntere uitvoering, waardoor de kosten voor het vullen niet hoger worden dan nodig.

Vervolgens kan de overheid één van de onderstaande drie maatregelen kiezen als aanvulling op een vulagent. Alle drie verkleinen ze de verantwoordelijkheid van de vulagent, maar de een doet dat meer dan de ander:

1. Vulverplichting voor capaciteitshouders gecombineerd met een boete en een structurele financiële stimulans (vangnet)
2. Beperkte strategische reserve
3. Vulverplichting voor leveranciers

Optie (1), een vulverplichting voor capaciteitshouders, gecombineerd met een boete en een structurele financiële stimulans, scoort op veel punten goed. Het zorgt voor voldoende vraag naar opslagcapaciteit en levert een stabiele bijdrage aan de leveringszekerheid zonder nadelige gevolgen voor de markt. De financiële stimulans haalt het grootste risico van een vulverplichting weg bij capaciteitshouders, waardoor deze gestimuleerd worden om capaciteit te kopen. In vergelijking met een subsidieregeling zonder wettelijke verplichting (zoals in 2022) kan de vergoeding met wettelijke verplichting soberder zijn, terwijl de vereiste vulniveaus toch behaald worden, zowel aan het begin als het einde van de winter. Sowieso vindt er alleen een uitkering aan capaciteitshouders plaats in die jaren waarin het voor hen economisch niet aantrekkelijk is om te vullen. Zoals eerder gememoreerd: zelfs in crisisjaar 2022 kon de subsidie op de plank blijven liggen. Een nieuwe regeling kan zelfs soberder dan in 2022, zodat de kans kleiner is dat dit vangnet geactiveerd moet worden.

Economisch gezien is een vulverplichting voor capaciteitshouders met boete en financiële stimulans de beste optie. Het is alleen jammer dat er op dit moment geen overtuigende grondslag bestaat om goedkeuring voor deze steunmaatregel te verkrijgen van de Europese Commissie. Wellicht kan de regeling worden vormgegeven naar analogie van het arrest PreussenElektra, waardoor er toch geen sprake is van staatssteun die vooraf moet worden goedgekeurd. We adviseren dit verder te onderzoeken.

Optie (2), **een beperkte strategische reserve** is te overwegen als optie (1) niet uitvoerbaar blijkt of geen goedkeuring krijgt van de Europese Commissie. Een vulagent kan namelijk niet voorkomen dat capaciteitshouders te weinig gas in de opslag laten tot het eind van de winter. Het is dan nuttig om hiervoor een aparte strategische reserve aan te houden. Deze kan ingezet worden als de markt niet of niet meer goed functioneert (hoewel dat nog nooit is voorgekomen). Daarbuiten moet het gas uit de strategische reserve ingezet worden bij echte noodsituaties, bijvoorbeeld wanneer (commerciële) capaciteitshouders weinig of geen voorraad meer hebben en bepaalde grootverbruikers afgeschakeld moeten worden als onderdeel van noodmaatregelen; dit afschakelen kan met een strategische reserve meer gefaseerd gebeuren om grote economische schade te voorkomen.

De strategische reserve hoeft niet al te groot zijn, bijvoorbeeld 10% van het totale volume aan Nederlandse seizoensopslag. Een strategische reserve is zelfs overbodig in combinatie met een vulverplichting, optie (1) of (3), omdat een vulverplichting ook minimale vulniveaus aan het eind van de winter zou moeten opleggen. Mocht de overheid kiezen voor de optie van een beperkte strategische reserve, dan kan deze reserve het beste verdeeld worden over meerdere opslagen om maximale uitzendcapaciteit te hebben in noodsituaties.

Er is een bijkomend voordeel van het verdelen van de strategische reserve over alle seizoensopslagen als deze reserves beheerd worden door de vulagent. De vulagent is dan als beheerder van de strategische reserves al capaciteitshouder in alle opslagen. Ze heeft in die rol de mogelijkheid om nominaties te doen voor injectie en uitzenden van gas. Dat maakt het operationeel en contractueel eenvoudiger om meer te vullen, op onderbreekbare basis, in de rol van vulagent.

Optie (3), een vulverplichting voor leveranciers (inclusief andere verbruikers met een sterk seizoensprofiel) **scoort feitelijk slecht op een aantal belangrijke criteria**: ze leidt tot extra kosten, grijpt in op de manier waarop leveranciers optimaal hun portfolio kunnen inrichten en bevoordeelt

grote spelers. Leveranciers met veel dynamische (variabele-prijs) contracten worden bijvoorbeeld onevenredig getroffen doordat gasopslag hun optimale inkoopstrategie doorkruist. **Leveranciers zullen hun kosten doorrekenen aan hun klanten, waardoor deze meer moeten betalen voor hun gasverbruik.** Als die kosten niet onnodig hoog zijn, is dat laatste voor de overheid juist een pluspunt: gasverbruikers met een relatief hoog winterverbruik, hebben namelijk baat bij vulverplichtingen en andere maatregelen om de leveringszekerheid te versterken. Het is tot op zekere hoogte eerlijk om daar dan de kosten neer te leggen, en niet bij de overheid. Er gaat van dergelijke kosten echter maar een beperkte prikkel uit voor gedragsaanpassing: zeker bij kleinverbruikers zorgen hogere kosten maar beperkt voor een vraagafname.

De slechte score van deze optie (nr. 3) op genoemde criteria is niet het enige wat in de overwegingen meegenomen moet worden. Lang niet alle leveranciers zijn momenteel capaciteitshouder en hebben de middelen en systemen om gasopslag effectief te beheren. Capaciteitshouders kunnen dat beter en efficiënter. Optie 3 vereist bovendien dat leveranciers voldoende seizoensopslag kunnen contracteren, ofwel direct (fysiek) ofwel via virtuele opslagproducten. Die toegang is er al tot Bergermeer, maar moet er ook komen tot Norg, Grijpskerk en Alkmaar, al is het maar om te voorkomen dat Bergermeer een monopoliepositie krijgt waar leveranciers gedwongen moeten kopen. Mocht de overheid toch een vulverplichting voor leveranciers invoeren, dan adviseren we een geleidelijke verhoging van de verplichte vulniveaus, zodat leveranciers tijd hebben om zich aan te passen. Uiteraard moet dan bekeken worden welke klantengroepen van leveranciers exact onder deze verplichting vallen en hoe de benodigde seizoensflexibiliteit gemeten wordt. Tenslotte adviseren we om, in geval van een vulverplichting voor leveranciers, deze te laten kiezen tussen ofwel fysieke opslagcapaciteit ofwel virtuele opslagcapaciteit die door een andere partij fysiek (in Nederland) gedekt wordt. Samenvattend: **hoewel het de kosten legt bij degenen die het meeste baat hebben bij leveringszekerheid, is een vulverplichting voor leveranciers een relatief inefficiënte manier om vuldoelen te behalen en de leveringszekerheid te versterken**. Het is daarom een optie die pas als laatste van de drie overwogen dient te worden.

7.2 Af te raden maatregelen

Een aantal andere mogelijke maatregelen scoort relatief slecht en is af te raden. Zo is een grote strategische voorraad duur. Bovendien haalt ze veel opslagcapaciteit uit de markt en werkt daardoor sterk marktverstorend.

Ook het afpakken van capaciteit bij capaciteitshouders (UIOLI) heeft relatief veel negatieve bij-effecten: het grijpt in op bestaande contracten, vermindert de vraag naar gasopslag en is weinig effectief doordat daarna een vulagent of anderen alsnog moeten vullen.

Verder raden we een ad hoc uitzendverbod af: het is een onvoorspelbaar instrument voor marktdeelnemers en maakt dus opslagcapaciteit minder aantrekkelijk. Bovendien zijn er bij een ad hoc uitzendverbod weinig scenario's denkbaar waarin het effectief bijdraagt aan de leveringszekerheid. In feite kennen vrijwel alle ad hoc maatregelen problemen in de uitvoering. Zo is het erg lastig om vooraf de juiste parameters (vulniveaus, marktprijzen, voorspelde gasvraag, voorspelde gasaanvoer) vast te stellen, deze vervolgens scherp te omschrijven en dan te bepalen bij welke situatie een ad hoc uitzendverbod in werking moet treden. Behalve problemen in de uitvoering is het moeilijk in te schatten hoe marktpartijen gaan reageren op ad hoc maatregelen. Ze kunnen bijvoorbeeld in afwachting van een financiële stimulans uit strategisch-economische overwegingen vooraf juist minder gaan vullen. Daarnaast kunnen marktpartijen in het algemeen door ad hoc maatregelen in financiële problemen komen. Dat geldt bijvoorbeeld voor een ad hoc verplichting om capaciteit te vullen of te kopen (zoals in Frankrijk), maar ook voor een ad hoc verbod

om gas aan opslag te onttrekken; een ad hoc uitzendverbod dus. Mede daarom raden we zo'n verbod af.

7.3 Andere aanbevelingen

Alle maatregelen moeten in verhouding staan tot de benodigde flexibiliteit. De benodigde flexibiliteit is in de eerste plaats afhankelijk van de gasvraag in Nederland en omringende landen. Als gevolg van de energietransitie daalt deze gasvraag. De maatregelen, waaronder eventuele vuldoelen, zullen hier jaarlijks op aangepast moeten worden.

Bij het bepalen van die maatregelen en vuldoelen moet vooral niet vergeten worden dat de markt een uiterst efficiënt mechanisme biedt om aanbod aan te laten sluiten op de vraag. Hogere prijzen geven verbruikers een gezonde prikkel om vraag te verminderen en geven aanbieders een prikkel om meer gas (vooral LNG) naar Europa te transporteren. De Europese gasmarkt en de grote rol van TTF dragen dus sterk bij aan de leveringszekerheid. Voorspellingen over de benodigde opslagcapaciteit en vulniveaus zullen dit marktmechanisme van vraag en aanbod uitdrukkelijk mee moeten wegen.

De markt functioneert beter als geen enkele partij een te dominante positie heeft in opslagcapaciteit of in de gasmarkt als geheel. Dit geldt bijvoorbeeld voor capaciteitshouders. Daarom zou er ten eerste een toets kunnen komen om dominantie van mogelijk politiek-strategische spelers (zoals Gazprom) te voorkomen door deze volledig te weren als capaciteitshouder. Ten tweede zouden commerciële partijen niet meer dan een bepaald percentage van de totale Nederlandse seizoensopslag mogen contracteren. Als bijvoorbeeld 20% van de Nederlandse seizoensopslag in handen is van één commerciële capaciteitshouder, en het minimale vulniveau voor Nederlandse seizoensopslag op 80% ligt, dan is deze capaciteitshouder onmisbaar om het nationale doel te halen. Een niet-commerciële partij zou een iets hoger percentage kunnen hebben, omdat de overheid direct controle kan uitoefenen. Al te groot moet het percentage aan opslagcapaciteit van deze niet-commerciële partij echter niet worden, want dat belemmert het functioneren van de gasmarkt.

Ook voor EBN (hoewel staatseigendom) geldt dat een dominante rol in de Nederlandse gasmarkt ongewenst is, behalve als dit onvermijdelijk is in de rol van vulagent. Meer algemeen geldt dit voor elke speler of elk land in de gasmarkt, dus bijvoorbeeld ook voor handelaren, producenten en leveranciers. Geen enkele speler zou de mogelijkheid moeten hebben om een significante invloed uit te oefenen op de gasstromen en de prijsvorming in de markt, noch via gasopslag, noch via bijvoorbeeld importcontracten en capaciteit bij LNG terminals.

Voor het goed functioneren van die markt is een sterke rol van ACM als toezichthouder zeer gewenst. We adviseren daarom te kijken of de ACM meer bevoegdheden kan krijgen om leveranciers nog sterker te controleren op het aanhouden van voldoende financiële en fysieke zekerheden om aan hun klanten te kunnen leveren. Zo zou de overheid de ACM bevoegd kunnen verklaren leveranciers in de gasmarkt aan een stresstest te onderwerpen (zoals bij banken). Een vulverplichting voor leveranciers zou door een stresstest overbodig kunnen worden. Uiteraard moet de overheid streven naar een goede uitvoerbaarheid en beperking van de kosten van een stresstest, voor zowel leveranciers als de ACM. Een stresstest moet niet de omvang en complexiteit hebben als in het bankwezen.

8 Bijlagen

8.1 Interviews

Als onderdeel van dit onderzoek hebben we een groot aantal gespreken gevoerd met buitenlandse en Nederlandse partijen.

8.1.1 Interviews met buitenlandse opslagbeheerders

De gesprekken met de buitenlandse partijen hebben we gevoerd om de situatie in andere Europese landen met betrekking tot gasopslag beter te begrijpen. We hebben gesproken met vertegenwoordigers van zes verschillende gasopslagbeheerders in Frankrijk, Duitsland, Oostenrijk en Italië. Deze vier landen hebben gezamenlijk 683 TWh aan opslagcapaciteit. Dit komt overeen met 60% van de totale gasopslagcapaciteit in de EU. In deze gesprekken zijn we vooral ingegaan op de ontwikkelingen rond gasopslagen sinds 2022. De opslagbeheerders hebben bij uitstek inzicht in de maatregelen die zijn genomen en de reactie daarop van hun klanten, de capaciteitshouders. We hebben de opslagbeheerders met name gevraagd welke maatregelen er zijn genomen tijdens de gascrisis van 2022, welke afwegingen hierbij gemaakt zijn, hoe deze zijn (of worden) omgezet in wet- en regelgeving, en wat de praktische ervaringen er tot nu toe zijn.

Uit deze gesprekken met buitenlandse opslagbeheerders valt vooral de grote verscheidenheid aan ingestelde maatregelen op. Dit varieert van vrijwel geen extra ingrijpen, zoals in Frankrijk, tot een sterkere ingreep zoals in de andere drie landen. Deze laatste ingrepen hebben tot zeer hoge kosten geleid. De schatting is dat Duitsland, Oostenrijk en Italië samen in totaal ruim 16 miljard Euro aan kosten hebben gemaakt gedurende 2022. De algemene terugkoppeling van onze gesprekken was dat deze kosten vooral zo hoog waren, doordat de maatregelen sterk ingrepen op de markt en onder hoge tijdsdruk uitgevoerd moesten worden. Een goed voorbeeld is Duitsland, waar de marktcoördinator THE (Trading Hub Europe) grote volumes gas inkocht voor het vullen van door Gazprom gedomineerde opslagen. THE is geen handelsbedrijf en was in eerste instantie niet goed ingericht voor deze taak. Het kon bijvoorbeeld in eerste instantie alleen gas inkopen en niet, zoals gebruikelijk bij gebruik van gasopslagen, gas voor de volgende winter al op de termijnmarkt verkopen. Deze mogelijkheid had het pas later in 2022, toen winterprijzen reeds sterk gedaald waren, zelfs tot onder de prijs van eerder geïnjecteerd gas. Het gedrag van THE in de markt was bovendien voorspelbaar, zodat andere marktpartijen hierop konden participeren, wat leidde tot extra kosten.

In veel gesprekken met buitenlandse opslagbeheerders werd positief gesproken over de Nederlandse aanpak in 2022. De marktgebaseerde subsidieregeling voor Bergermeer werd meerdere keren aangehaald als een goed voorbeeld van een effectieve, weinig marktverstorende, maatregel.

Meerdere opslagbeheerders (vooral in Duitsland) benadrukten het gevaar van te sterke ingrepen op de opslagmarkt. De opslagmarkt heeft de afgelopen 10-15 jaar volgens hen goed gefunctioneerd; de situatie in 2022 is voor een groot deel ontstaan door strategisch handelen van Gazprom.

Een uitgebreide omschrijving van de situatie in de vier onderzochte landen is te vinden in Bijlage 8.2.

8.1.2 Interviews met Nederlandse spelers in de gasmarkt

In Nederland hebben we met een breed scala aan partijen gesproken, die samen het grootste gedeelte van de Nederlandse gasmarkt afdekt. De partijen vallen in de volgende categorieën uiteen:

- Toezichthouder ACM
- Landelijk gastransportnetbeheerder Gasunie Transport Services (GTS)

- Gasbeurs ICE
- Publiek energiebedrijf EBN
- Brancheorganisaties (Vereniging Gasopslag Nederland, VEMW, Energie Nederland)
- Individuele leveranciers en handelsbedrijven (6x, waaronder GasTerra)
- Gasopslagbeheerders (TAQA, NAM, Energystock, Eneco)
- Grote industriële eindverbruiker

In onze gesprekken zijn we vooral ingegaan op de huidige werking van de gasopslagmarkt. Tevens is gevraagd of en op welke wijze eventueel extra maatregelen nodig zijn om de werking van de gasopslag markt in de toekomst te garanderen.

Alle partijen zijn het erover eens dat de gasopslagmarkt de afgelopen 10-15 jaar goed heeft gefunctioneerd. In alle jaren waren de opslagen ruim voldoende gevuld. Het jaar 2022 was uiteraard een uitzondering; de opslagen werden toen pas gevuld nadat er in verschillende Europese landen maatregelen waren genomen. Alle partijen wijzen hier op de uitzonderlijke rol van Gazprom, die bewust opslagcapaciteit na de zomer van 2021 ongevuld liet, in onder andere Nederland (Bergermeer) en Duitsland. Als gevolg daarvan lagen de gasprijzen in de daaropvolgende zomer (2022) zo hoog dat de markt niet de juiste prijsprikkel had om te vullen voor de daaropvolgende winter.

Over het algemeen wordt er positief gereageerd op de rol die de Nederlandse overheid (via het ministerie van Economische Zaken en Klimaat) in 2022 heeft gespeeld. Zowel het subsidiemechanisme voor Bergermeer als het aanwijzen van EBN als 'vulagent' en de manier waarop EBN deze rol vervult, werden breed gewaardeerd.

De problemen in 2022 zijn volgens de gesproken partijen te herleiden tot het politiek-strategisch optreden van Gazprom (en Rusland) en daarom uniek in zijn soort. Niettemin wordt algemeen onderkend dat de gasmarkt in verschillende situaties kwetsbaar kan zijn. Vooruitkijkend naar de toekomst wijzen veel partijen naar de belangrijke rol die de TTF speelt voor de Nederlandse gasleveringszekerheid. Een goed functionerende gasmarkt is een belangrijke pijler voor het garanderen van het voldoende vullen van gasopslagen en de gasleveringszekerheid in het algemeen. Een liquide TTF markt, waar veel gehandeld wordt door veel verschillende partijen (zie paragraaf 2.4), draagt er bijvoorbeeld toe bij dat extra LNG volumes makkelijker naar Nederland kunnen komen indien hier vraag naar is. Hierbij is in vele gesprekken positief gesproken over de snelle uitbouw van LNG importcapaciteit in de Eemshaven. Veel partijen uiten daarom de uitdrukkelijke wens om ervoor te zorgen dat eventuele extra maatregelen de aantrekkelijkheid van de TTF niet aantasten.

Vrijwel alle gesprekspartners in de interviews zijn het er over eens dat 2022 uitzonderlijk was. Ondanks de zeer extreme situatie heeft de markt toen (behoorlijk) volgens hen goed gefunctioneerd en was er nooit een fysiek te kort aan gas. De handelsvolumes op de TTF markt waren wel gedaald, maar met minder dan de helft en hebben zich intussen weer hersteld. Enerzijds hebben de maatregelen binnen Europa bijgedragen aan voldoende gas in de voorraden, anderzijds hebben die maatregelen het probleem van hoge zomerprijzen en een negatieve zomer-winter spread verergerd. Dit laatste is lastig te kwantificeren, maar is wel een breed gedeelde overtuiging. Nagenoeg unaniem wordt het relatief gematigde optreden van de Nederlandse overheid als positief ervaren, mede mogelijk gemaakt door de specifieke omstandigheden in Nederland met een sterke rol van de overheid via EBN en GasTerra.

De meeste gesprekspartners zijn het er ook over eens dat de West-Europese gasmarkt sinds vorig jaar structureel veranderd is door het grotendeels wegvallen van Rusland als leverancier, met minder

aanvoer via pijpleidingen, met afnemende eigen productie, en met competitie op wereldschaal voor flexibele aanvoer van LNG. Er is daarom een kans, weliswaar klein, dat de markt niet in alle gevallen voor voldoende leveringszekerheid kan zorgen in een koude winter. Mogelijke scenario's die de gesprekspartners noemden die de leveringszekerheid in gevaar kunnen brengen (bij een koude winter), zijn het wegvallen van (een groot deel) van de aanvoer uit Noorwegen of een gebrek aan LNG schepen die naar West-Europa kunnen/willen komen. Daarnaast is er een risico dat kapitaalkosten (+variabele kosten) te hoog zijn voor verschillende marktpartijen om in de zomer voldoende te vullen; de zomer-winter spread moet voldoende positief zijn om alle kosten te dekken.

Een meerderheid van de gesproken partijen begrijpt dat de veranderde gasmarkt aanleiding geeft om aanvullende maatregelen te overwegen die de gasleveringszekerheid waarborgen. Hierbij wordt vooral gewezen op een aantal ontwikkelingen:

- Het structureel wegvallen van Russische volumes
- Het feit dat de pijpleidingen die Noors gas importeren (via ons omringende landen) hierdoor vrijwel maximaal worden benut en daardoor bijna geen (seizoens)flexibiliteit meer bieden
- De grotere afhankelijkheid van LNG import
- Het wegvallen van de Groningenproductie
- De structurele afbouw van de Nederlandse gasvraag
- De structurele afbouw van de export van L-gas naar Duitsland en België (en in mindere mate Frankrijk)

De eerste vier ontwikkelingen leiden tot een krapper en minder betrouwbaar aanbod in vergelijking tot de situatie voor 2022. De laatste twee ontwikkelingen verminderen anderzijds de vraag naar gas en zorgen voor minder behoefte aan opslagcapaciteit. De dalende vraag en dalende L-gas export zorgen er tegelijkertijd voor dat de kosten voor de gasinfrastructuur, inclusief kosten voor leveringszekerheid, over een steeds kleinere groep eindverbruikers verdeeld moeten worden.

De meningen zijn sterk verdeeld over welke maatregelen gewenst zijn. Sommige partijen, inclusief enkele leveranciers, wijzen op het aanleggen van een strategische gasreserve. Naast de fysieke zekerheid die een dergelijke reserve biedt, wordt gewezen op het feit dat dit een kalmerend effect op de markt kan hebben. De zekerheid dat extra volumes aanwezig zijn in extreme situaties, kan volgende deze partijen een dempende werking hebben op gasprijzen. Wel wordt genoemd dat een strategische reserve opslagcapaciteit wegneemt van de markt en dus in ieder geval niet te groot moet worden. Voor het boeken van seizoensflexibiliteit zijn marktpartijen op dit moment volledig afhankelijk van de Bergermeer, naast de mogelijkheid om dit via de handelsmarkt (forwards) in te kopen. Mocht een gedeelte van Bergermeer worden aangewezen als strategische gasopslag, maakt dit het moeilijker (en dus duurder) om opslagcapaciteit te boeken voor bijvoorbeeld eindleveranciers. Verschillende geïnterviewden duiden de rol van de opslagen met niet-commerciële toegang (GasTerra als enige capaciteitshouder) Alkmaar, Grijpskerk en Norg als een vorm van strategische reserve. Tenslotte wordt de aanleg en het gebruik van een echte strategische reserve bijna altijd genoemd in samenhang met een goed gedefinieerd bescherm- en herstelplan gas (BHG). Veel partijen zien dit plan als een essentieel onderdeel om duidelijkheid te verschaffen in extreme situaties. Het is bijvoorbeeld van belang om via het BHG duidelijkheid te krijgen welke sectoren en individuele bedrijven binnen welke termijn hun vraag geheel of gedeeltelijk kunnen of moeten reduceren indien zich een noodsituatie voordoet.

Het opleggen van vulverplichtingen voor leveranciers wordt vrijwel unaniem afgewezen. Partijen zien dit voornamelijk als een onnodige en kostenverhogende maatregel. Kleine tot middelgrote leveranciers hebben vaak niet de financiële middelen en bedrijfsopzet om te kunnen overgaan tot het boeken van gasopslagcapaciteit. Dit betekent dat zij moeten investeren om hiertoe in staat te zijn, of dat zij extern deze service moeten boeken, bijvoorbeeld bij grotere leveranciers of handelsbedrijven. Dit maakt kleinere leveranciers minder competitief ten opzichte van grotere leveranciers, die al volledig zijn opgezet om opslagcapaciteit te boeken en te optimaliseren. Meerdere partijen geven daarom aan dat deze maatregel de competitie tussen eindleveranciers potentieel verlaagt, wat weer tot hogere prijzen kan leiden voor eindklanten, meer dan bij andere maatregelen. Wel zien verschillende geïnterviewde partijen potentieel een belangrijkere rol voor de toezichthouder ACM op de activiteiten voor leveranciers voor eindklanten. Scherpere eisen aan leveranciers, met bijbehorend toezicht van de ACM, om leveringszekerheid aan beschermde klanten te garanderen, zou de leveringszekerheid volgens sommigen bevorderen. Hoewel de geïnterviewde partijen de vorm van het extra toezicht niet gedefinieerd hebben, zou hierbij gedacht kunnen worden aan een stresstest waarbij leveranciers moeten kunnen aantonen dat ze onder verschillende scenario's in staat zijn hun klanten te beleveren, vergelijkbaar met stresstests bij banken.

Het opleggen van vulverplichtingen voor capaciteitshouders van gasopslagen wordt iets positiever gewaardeerd. In principe kan deze maatregel ervoor zorgen dat gasopslagen voldoende gevuld worden aan het begin van de winter, mits er uiteraard voldoende capaciteit verkocht is. Wel wordt erop gewezen dat deze maatregel alleen niet voldoende is. Vaak is hier het voorbeeld aangehaald van een situatie waarbij marktprijzen dusdanig zijn dat het vullen van opslagen niet economisch is. In dit geval zullen marktpartijen niet of minder opslagcapaciteit boeken. De onverkochte capaciteit zal niet automatisch gevuld worden. Als aanvullende maatregelen worden een vulagent (als EBN) of stimulerende maatregelen (bijvoorbeeld subsidies) genoemd. Via de stimulerende maatregelen kan het opslagproduct aantrekkelijk genoeg blijven en wordt de economische waarde van gasopslag niet of nauwelijks aangetast. In het geval van EBN als vulagent wordt in het algemeen positief gesproken over de rol van EBN in Bergermeer tot nu toe. Wel wordt een aantal keer benoemd dat EBN soms, in vergelijking tot een 'normale' marktpartij, te voorzichtig te werk gaat. Als voorbeeld wordt een situatie aangehaald, waarbij EBN in 2023 vroeg in het injectieseizoen begon met vullen. Marktpartijen geven aan dat zij zelf, op een later moment, ook deze volumes hadden kunnen injecteren. Het is voor ons lastig in te schatten of deze opmerkingen terecht zijn en of marktpartijen inderdaad zo makkelijk (en snel genoeg) zelf zouden hebben gevuld. Meer transparantie in het handelen van EBN wordt meerdere keren aangehaald in de gesprekken, vooral in de verantwoording achteraf van de gemaakte kosten (of opbrengsten) en de verhandelde volumes. Zonder die informatie is het lastig voor marktpartijen (en beleidsmakers) om in te schatten of EBN haar rol goed vervult. Transparantie is vooral belangrijk als EBN (in de toekomst) in haar rol als vulagent verlies maakt en de overheid dit verlies via heffingen doorbelast aan eindverbruikers of marktspelers.

Marktpartijen uitten hun zorg dat de rol van EBN niet te groot wordt in de Nederlandse gasmarkt, vooral als de rol van EBN uitgebreid zou worden naar de opslagen Norg en Grijpskerk. Deze opmerking van de geïnterviewden achten we zeer gerechtvaardigd, omdat een enkele dominante speler het vertrouwen in een markt, en het goed functioneren ervan, ondermijnt (zie paragraaf 2.4)

In het geval van stimulerende maatregelen is een algemene terugkoppeling dat het belangrijk is dat de markt al vroeg duidelijkheid krijgt over eventuele maatregelen, idealiter voor meerdere jaren vooruit. Het feit dat de Bergermeer subsidieregeling pas in juni 2022 is uitgevoerd (en dus ver in het injectieseizoen) wordt als ongewenst betiteld.

Maatregelen als een uitzendverbod worden als extreem marktverstorend gezien en daarom onwenselijk. Een uitzendverbod zal eerder contraproductief uitpakken. Opslagposities zijn in vrijwel alle gevallen al in de termijnmarkt verkocht. Een uitzendverbod zal ertoe leiden dat marktpartijen deze reeds verkochte volumes weer moeten terugkopen in de markt. Dit heeft dan een prijsopdrijvend effect, in een markt die dan toch al (zeer) krap is.

De situatie rond Norg en Grijpskerk is in vele gesprekken ter sprake gekomen. Meerdere marktpartijen zien vrije toegang tot deze opslagen als potentieel belangrijk, na het aflopen van de exclusieve toegang die GasTerra nu heeft. Daarmee komt er meer seizoensopslag beschikbaar voor marktpartijen, en meer concurrentie voor Bergermeer. Tegelijk zijn de huidige technische parameters van deze opslagen (zie 3.2.1) niet optimaal voor commerciële marktpartijen. Verder is iedereen zich bewust van de ingewikkelde positie die beide opslagen op dit moment innemen (tot 2026), als onderdeel van het Nederlandse gasgebouw.

Alle gesprekspartners zijn het erover eens dat de gasmarkt (TTF) over het algemeen goed functioneert en een belangrijke leverancier is van flexibiliteit. Daarmee draagt de gasmarkt volgens hen in belangrijke mate bij aan de leveringszekerheid. Deze sterke positie van TTF wordt algemeen beschouwd als zeer waardevol voor Nederland en de rest van Europa, en moet beschermd worden. Uiteindelijk is het verminderen van het gasverbruik (vraag) volgens velen het belangrijkste mechanisme om de verminderde productie en verminderde aanbod vanuit Rusland op te vangen, direct gevolgd door het vergroten van flexibel LNG aanbod. Dit werkt het meest effectief en efficiënt via het verhogen van de prijs, waardoor zowel industrie, andere grootverbruikers en kleinverbruikers (waaronder huishoudens) ieder voor zich alternatieven kunnen zoeken. Als dit tot sociaal of economisch ongewenste situaties leidt, zoals energie-armoede of te hoge kosten voor Nederlandse bedrijven, heeft de overheid andere mechanismen om de pijn te verzachten, zo werd door een aantal gesprekspartners vermeld. Hoewel genoemd door gesprekspartners, zijn dit soort verzachtende maatregelen niet altijd effectief of efficiënt (voldoende gericht), dus we beschouwen dit niet per se als een goede reden om de leveringszekerheid te versterken.

8.2 Situatie in andere Europese landen

Op basis van literatuuronderzoek en de gevoerde gesprekken met Europese gasopslagbeheerders hebben we een goed beeld gekregen van de situatie rondom gasopslagen in Frankrijk, Duitsland, Oostenrijk en Italië.

8.2.1 Frankrijk

Kijken we bijvoorbeeld eerst naar Frankrijk dan valt op dat vrijwel geen aanvullende maatregelen zijn genomen sinds 2022. Een belangrijke verklaring hiervoor is dat de opslagmarkt in Frankrijk al sterk gereguleerd is. Opslagcontracten in Frankrijk bevatten reeds vele jaren voorwaarden om aan bepaalde minimum en maximum vulstanden te voldoen. Deze verplichtingen zijn opgelegd aan de opslagbeheerders en vertaald in de contracten met capaciteitshouders. Deze vulverplichtingen waren goed vergelijkbaar met de Europese vuldoelstellingen zoals afgesproken in 2022. Het niet nakomen van deze contractuele vulverplichtingen leidt tot boetes. Als voorbeeld nemen we de opslagcontracten van één van de twee Franse opslagbeheerders, Terega. In het geval dat een bedrijf slechts 75% van de door haar geboekte opslagcapaciteit vult op 1 november, terwijl de minimum verplichting op deze datum 85% is, betaalt de capaciteitshouder een boete aan Terega die gelijk is aan 150% van de spotprijs over het niet gevulde volume. Verder heeft de capaciteitshouder een risico dat het in dit geval haar leveringsvergunning kan verliezen. Uit onze gesprekken is gebleken dat de consequenties van deze boete plus het risico op verlies van vergunning dusdanig zijn, dat tot nu toe altijd aan de vulverplichtingen is voldaan, zelfs in 2022/23. In het geval dat capaciteitshouders toch niet aan de vulverplichtingen voldoen, heeft de Franse wet een vangnet ingebouwd. In dit geval komt er een verplichting op zowel opslagbeheerders als leveranciers om het ontbrekende gas te injecteren. Algemene feedback over de situatie in Frankrijk is dat er een goed werkend systeem is, geaccepteerd door de spelers in de gasmarkt.

Ondanks dat de bestaande opslagcontracten reeds vuldoelstellingen bevatten, sprak de Franse overheid wel haar wens uit om de gasopslagen volledig te vullen aan het begin van de winter 2022/23. Hiervoor is echter geen extra regelgeving ingevoerd. Relevant is verder dat de Franse gasopslagmarkt sinds 2018 geheel gereguleerd is, in tegenstelling tot bijvoorbeeld Nederland. Dit betekent dat de inkomsten van opslagbeheerders gereguleerd zijn. Opslagbeheerders organiseren veilingen om opslagcapaciteit aan te bieden aan marktpartijen. Indien de opbrengsten uit deze veilingen lager zijn dan de gereguleerde inkomsten, wordt het verschil gecompenseerd en via een opslagtoeslag doorberekend aan gasverbruikers (huishoudens). Zie paragraaf 3.3.3 voor een verdere toelichting.

8.2.2 Italië

De Italiaanse opslagmarkt is net als in Frankrijk gereguleerd[34]. De Italiaanse toezichthouder (ARERA) bepaalt jaarlijks de gereguleerde opslagtarieven. Capaciteit wordt via veilingen aangeboden, waarbij de veilingprijs onder het gereguleerde tarief kan uitkomen. Opslagbeheerders worden in dit geval gecompenseerd. In het geval dat niet aan de verplichting wordt voldaan, heeft de opslagbeheerder het recht om het opslagcontract te ontbinden. De opslagbeheerder kan in principe geen boete heffen, maar wel is er de verplichting om het nog openstaande bedrag voor gebruik van de opslag tot het eind van de originele contractduur te betalen. Dit is vergelijkbaar met het Use-It-Or-Lose-It principe. Gedurende de zomer van 2022 werd vanwege de negatieve winter/zomer prijsverschillen een groot deel van de Italiaanse opslagcapaciteit niet gevuld. Het feit dat capaciteitshouders daardoor hun capaciteit kwijt raakten, was blijkbaar onvoldoende stimulans om te vullen. De Italiaanse overheid heeft eerst geprobeerd capaciteitshouders met marktgebaseerde producten te

[34] De basis hiervan is Legislative Decree No 154 van 23 mei 2000.

verleiden tot het vullen van de opslagen, onder ander door het aanbieden van een vaste premie voor geïnjecteerde volumes en het aanbieden van zogenaamde *contracts for differences* (CfD) op de winter/zomer spread. Dit had echter niet het gewenste resultaat, onder andere doordat de discussies rond het CfD mechanisme te lang duurden. In juni 2022 besloot de overheid daarom netwerkbeheerder SNAM samen met overheidsinstantie GSE (Gestore dei Servizi Energetici, onderdeel van het Ministerie van Economische Zaken) op te dragen de opslagen te vullen. In totaal is door SNAM en GSE 30 TWh aan gas gekocht. De totale kosten voor deze actie waren hoog, rond de 4 miljard Euro. De geïnjecteerde volumes werden, net als in Duitsland, niet gelijktijdig verkocht in de winter op de termijnmarkt. Dit gebeurde pas later in 2022 voor een gedeelte van het volume, toen gasprijzen in de winter al sterk gedaald waren tot onder de prijs van het geïnjecteerde gas. Op dit moment is nog niet al het in 2022 geïnjecteerde gas verkocht en is er discussie hoe de gemaakte kosten kunnen worden verdeeld over gebruikers van het gassysteem.

Tenslotte heeft Italië al sinds 2000 een strategische gasvoorraad. Iedere opslagbeheerder is verplicht een gedeelte van de opslagcapaciteit voor deze strategische gasvoorraad te reserveren. De kosten van de capaciteitsreservering worden omgeslagen door middel van een extra heffing op de transportkosten. De strategische gasvoorraad is 4.62 bcm, ruim 6% van het totale jaarlijkse gasverbruik in Italië. Het volume is gebaseerd op artikel 6 lid 1b en 1c van de EU verordening 2017/1938.

8.2.3 Duitsland

In Duitsland waren tot 2022 geen maatregelen die het vullen van opslagen garandeerden, net als in Nederland. In april 2022 is de energiewet (EnWG) aangepast en naar die aanpassing wordt vaak verwezen als de gasopslagwet (‘Gasspeichergesetz’). Hierin zijn een groot aantal maatregelen opgenomen in relatie tot het vullen van gasopslagen. De basis is dat de overheid vulrestricties kan opleggen aan individuele gasopslagen en dat opslagbeheerders deze vulrestricties moeten opnemen in de contracten met hun capaciteitshouders. Indien een capaciteitshouder niet voldoet aan deze verplichting, verliest de capaciteitshouder de ongebruikte capaciteit op basis van het Use-It-Or-Lose-It (UIOLI) principe. Daarnaast wordt via een gefaseerd systeem een grote rol gegeven aan de marktoperator THE (Trading Hub Europe). In de eerste fase (Stufe 1), kan THE een speciaal product aanbieden (SSBO, Strategic Storage Based Option) aan capaciteitshouders. Dit product verplicht de capaciteitshouder om, tegen een vaste vergoeding, de opslag te vullen. Capaciteitshouders kunnen bieden op de vergoeding. Daarnaast heeft THE het recht om gas uit de opslag te halen in noodsituaties. Indien deze maatregel niet leidt tot voldoende gevulde opslagen, kan overgegaan worden tot Stufe 2. Hierbij draagt de opslagbeheerder de eerder genoemde capaciteiten onder het UIOLI principe over aan THE. THE schrijft dan opnieuw een veiling uit voor SSBO voor het vullen van deze capaciteit. In een laatste Stufe 3, kan THE zelf overgaan tot het inkopen van gas en het vullen van gasopslagen.

Gedurende 2022 heeft THE onder Stufe 1 SSBO producten uitgeschreven. Hierbij is totaal voor 84 TWh aan opslagcapaciteit gevuld tegen een vaste prijs van ruim 850 miljoen Euro. Daarnaast heeft THE zelf de gasopslagcapaciteiten van Gazprom gevuld (onder andere in de grote seizoensopslag Rehden).

Tijdens de gesprekken met vier Duitse opslagbeheerders werd een aantal negatieve punten van het Duitse systeem benoemd. Ten eerste zijn er extra taken voor opslagbeheerders sinds de aanpassingen aan de energiewet. Alle opslagcontracten zijn aangepast zodat ze clausules bevatten rond de vulverplichting. De feedback was dat dit in de overgrote meerderheid van de gevallen gelukt is. Verder hebben opslagbeheerders een veel grotere administratieve last. Per opslagcontract moet

worden bijgehouden wat de huidige vulstand is en dit moet met de toezichthouder (BNetzA) op zeer regelmatige basis worden gecommuniceerd. Vooral bij het naderen van de tussentijdse vuldoelen, leidt dit tot extra activiteiten. Ten tweede maakt de huidige opzet van de SSBO, met het ingebouwde recht van THE om volumes in noodsituaties te onttrekken, dit product minder interessant voor marktpartijen. Dit verklaart waarschijnlijk de hoge premie die in 2022 voor deze producten door THE is betaald. Op dit moment wordt overigens aan een aanpassing van de 'gasopslagwet' gewerkt, die THE meer vrijheid zou geven om een SSBO te definiëren. Ten slotte is er de rol van THE zelf. De meeste gesproken partijen begrijpen de uitzonderlijke situatie in 2022, waarbij een zeer groot opslagvolume (groter dan het volume van Bergermeer) niet werd gevuld door Gazprom. THE werd in deze bijzondere situatie aangewezen om (laat in de zomer) te vullen, zonder dat ze daar volledig klaar voor was. Zo kon het prijsrisico, net als in Italië, niet op de termijnmarkt worden afgedekt, wat een grote verklaring is voor het grote verlies dat THE met deze handelsactiviteiten heeft geleden. De algemene feedback is dat dit soort situaties in de toekomst zouden moeten worden voorkomen. Dit kan door meer aan de markt over te laten. Onder het huidige framework, de huidige aanpassingen aan de energiewet, moet dit mogelijk zijn, onder andere via Stufe 2. Marktpartijen hebben aan ons benadrukt dat de rol van THE echt die van *last resort* vulagent moet zijn, die pas instapt als alle andere opties uitgeput zijn.

Een aantal Duitse gesprekspartners staat overigens positief tegenover het aanleggen van een strategische reserve. Misschien is dat niet verwonderlijk, aangezien we uitsluitend met opslagbeheerders hebben gesproken, die hierin bedrijfseconomische kans zien. In Duitsland richt de discussie zich hierbij vooral op een reserve die het toestaat om grootverbruikers veilig te laten afschakelen, dus beperkt van omvang is.

8.2.4 Oostenrijk

Oostenrijk heeft sinds 2022 het aanleggen van een strategische gasvoorraad opgenomen in de gaswet[35]. Onder deze wet moet de marktgebiedsverantwoordelijke (AGGM) door middel van marktgebaseerde aanbestedingen een strategische gasvoorraad aanleggen. AGGM is via een speciaal opgerichte dochteronderneming, ASGM Austrian Strategic Gas Storage Management GmbH, ook eigenaar van deze strategische gasvoorraad. De hoogte van de strategische gasvoorraad is gebaseerd op het gasverbruik in januari. AGGM heeft in 2022 twee aanbestedingen georganiseerd voor het aanleggen van deze strategische voorraad. In totaal is 20 TWh aan gas ingekocht tegen totale kosten van 4,05 miljard Euro, oftewel ongeveer 200 Euro/MWh. Het ingekochte gas werd op 1 november 2022 overgedragen aan AGGM, inclusief de bijbehorende opslagrechten (injectie en uitzendrechten). De strategische voorraad kan alleen worden vrijgegeven door de verantwoordelijke minister (Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie). De strategische voorraad wordt tot tenminste 2026 aangehouden.

Naast het aanleggen van een strategische voorraad werd de reeds bestaande maatregel rond leveranciers van beschermde klanten (onder andere huishoudens en warmteleveranciers), uitgebreid. Deze leveranciers hadden al de verplichting om, onder verwijzing naar artikel 6 van EU verordening 2017/1938, voor minstens 30 dagen aan gemiddelde wintergasvraag van hun klanten fysiek aan te houden in opslagen. Leveranciers moeten aantonen dat opslagcapaciteit is gecontracteerd en een bewijs van het vullen van de opslag leveren. Deze verplichting is in de aanpassing van de gaswet uitgebreid tot 45 dagen voor leveranciers met Russische gaslevercontracten.

[35] Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011