

Groningen gas: een verlies van de license to operate

Jilles van den Beukel en Lucia van Geuns

September 2019

Abstract

In Maart 2018 besloot de Nederlandse regering om, zo snel als de vraag naar Groningen gas het toelaat, te stoppen met de gasproductie in Groningen. Dit impliceert dat de gasproductie waarschijnlijk rond 2025, en op zijn laatst in 2030, zal stoppen en dat ongeveer 500 miljard kubieke meter gas zal achterblijven in de bodem.

Sinds de eerste geregistreerde aardbeving in het Groningen veld in 1991 is de seismische energie per eenheid geproduceerd gas geleidelijk aan toegenomen. Tot 2012 kreeg dit onvoldoende aandacht, en werd hierop nauwelijks gereageerd door de gasproducent (NAM) en de Nederlandse overheid. Toch is dit het basisprobleem vanuit geologisch oogpunt: bij gelijkblijvende productie wordt het probleem van de aardbevingen steeds ernstiger.

In de jaren na de 2012 Huizinge beving (de krachtigste tot nu toe) werd, als reactie op de toenemende seismische intensiteit, een aantal maatregelen genomen die een lange termijn voortzetting van de gasproductie steeds moeilijker maakte. Vanaf eind 2015 werd de productie beperkt tot het niveau waarmee aan de binnenlandse vraag en bestaande exportcontracten voldaan kon worden. De omkering van de bewijslast bij de afhandeling van schades, in combinatie met een explosieve stijging van het aantal schadeclaims, ongeveer 20.000 in 2015 en 2016 tegenover ongeveer 2000 in 2012, heeft de niet-technische kosten van de gasproductie zeer

doen stijgen. Voor veel van de claims, met name die aan de randen van het veld, is de technische toerekenbaarheid aan bevingen klein. Ook dan kan de mogelijkheid van een bijdrage aan de schade door bevingen (of door variaties in het grondwaterpeil, gerelateerd aan de gaswinning) vrijwel nooit worden uitgesloten.

De toepassing van een relatief strikte norm voor veiligheid (Meijdam norm), waarbij het grote financiële belang van de gaswinning geen rol speelt, betekende dat een lange termijn voortzetting van de gaswinning tot een omvangrijk en kostbaar versterkingsprogramma van huizen zou leiden. Huiseigenaren hebben recht op een vergoeding voor de waardedaling van hun woning. Mensen hebben recht op een vergoeding voor psychische schade.

Een relatief groot deel (36%) van de niet technische kosten kwam voor rekening van de NAM (wiens aandeel in de opbrengst van het Groningen gas slechts ongeveer 10% bedroeg). De snelle toename van deze kosten, en de steeds hogere schatting van toekomstige kosten, leidde ertoe dat het Groningen gasveld tussen 2012 en 2017 voor Shell en ExxonMobil (de twee eigenaren van NAM) veranderde van een waardevolle asset in een zorgwekkende liability. Voor een lange termijn continuering van de gasproductie zouden deze kosten op kunnen lopen tot tientallen miljarden euro's. De maatregelen die in 2018 genomen werden hielden niet alleen de stopzetting van de gasproductie in maar ook een gelijke verdeling van kosten en opbrengsten tussen staat en gasproducent (nodig om de voortzetting van de gasproductie door operator NAM financieel mogelijk te maken) en impliceerden een significante reductie van het versterkingsprogramma.

Tussen 2012 en 2018 ging de maatschappelijke acceptatie van de Groningen gaswinning geleidelijk aan verloren. Het is tegen deze achtergrond dat beslissingen tot de omkering van de bewijslast voor schade, het toepassen van de Meijdam norm en uiteindelijk het stopzetten van de gaswinning werden genomen. De aardbevingen (en met name de moeite die mensen met schade hadden om hiervoor gecompenseerd te worden) speelden een belangrijke rol. Maar ook zorgen over klimaatverandering en het verlangen van de lokale bevolking, die op vrijwel geen enkele wijze profijt had van de gaswinning, om meer zeggenschap te hebben over hun provincie speelden een rol. Bestuurders en rechters legden een grotere nadruk op milieu en veiligheid, ten koste van financiële en economische overwegingen. Vanuit een electoraal oogpunt werd het verdedigen van een voortzetting van de gasproductie in Groningen steeds moeilijker.

Het is het verlies van de *license to operate*, in combinatie met de geleidelijke toename in seismiciteit per eenheid geproduceerd gas, die aan de basis stonden van de beslissing om met de gaswinning in Groningen te stoppen.

Jilles van den Beukel is geofysicus en energieanalist; Lucia van Geuns is adviseur energie bij het Haags Centrum voor Strategische Studies (HCSS). Dit rapport is eerder verschenen in het Engels onder de titel: *Groningen gas: a loss of a social license to operate*.

1. Inleiding

Stranded assets, (potentiële) olie- of gasvelden die niet, of niet ten volle, geproduceerd kunnen worden, worden geleidelijk aan een steeds groter risico voor de olie- en gasindustrie. Tot nu toe betrof dit vooral niet ontwikkelde reserves waarvoor de ontwikkeling en het bouwen van productiefaciliteiten niet voldoende financieel aantrekkelijk is. In de toekomst zal dit naar alle waarschijnlijkheid ook ontwikkelde reserves, met name in landen als Saoedi-Arabië, gaan betreffen als de olie- en gasvraag gaat verminderen door de noodzaak de opwarming door de uitstoot van broeikasgassen te beperken.

Het Groningen veld valt in geen van deze twee categorieën. Desondanks zal verreweg het grootste deel van de resterende reserves niet worden geproduceerd. De aangekondigde stop van de gaswinning zal ertoe leiden dat ongeveer 500 miljard kuub (kubieke meter) gas, die tegen zeer lage technische kosten zou kunnen worden geproduceerd, in de grond zal blijven. De Nederlandse vraag naar gas is op dit moment stabiel en zal, ook als de plannen om de consumptie van aardgas in 2050 naar nul terug te brengen worden gerealiseerd, veel langzamer dalen dan de Nederlandse gasproductie (die bestaat uit Groningen gas en kleine velden).

Door de gaswinning veroorzaakte aardbevingen speelden een centrale rol bij de beslissing om met de gasproductie in Groningen te stoppen. Andere zaken waren ook van belang: de zorg over klimaatverandering en de wens om het verbruik van fossiele brandstoffen terug te dringen, de effectiviteit waarmee lokale politici en NGO's actievoerden tegen gaswinning, de breed gedragen sympathie voor mensen met schade en de problemen en bureaucratische procedures die zij ondervonden bij de afhandeling van hun schade als wel de volledige afwezigheid van een constructief debat in het parlement over deze kwestie. Tezamen leidde dit tot een geleidelijk aan eroderen van de *license to operate* van het Groningen veld (*license to operate*: de acceptatie door de samenleving van de producten en werkwijze van een bedrijf of bedrijfssector). De lokale bevolking in Groningen, met een lange geschiedenis waarin mensen zich slecht behandeld voelen door werkgevers en een centrale overheid, zag dit als een mogelijkheid om weer meer controle te krijgen over hun provincie.

Het verlies van de *license to operate* was de achtergrond waartegen een aantal maatregelen werd genomen door rechters, regelgevers en politici die de niet technische kosten van Groningen zeer verhoogden en de voortzetting van de gasproductie bemoeilijkten. Schaliegas is in Nederland nooit geaccepteerd, de Groningen gasproductie heeft die acceptatie tussen 2012 en 2018 verloren en het is niet uitgesloten dat de gasproductie uit kleine velden die in de toekomst zal verliezen. Weerstand op lokaal en regionaal niveau, tegen het nationaal beleid in, maakt nieuwe activiteiten, nodig om de productie uit kleine velden nog enigszins op peil te houden, steeds moeilijker (met name onshore).

Vanaf 2018 is het in principe verboden om [nieuwe huizen te verwarmen met aardgas](#) tenzij er hiervoor vrijstelling wordt verleend. Voor bestaande huizen [zal verwarming met aardgas tot aan 2050 geleidelijk worden uitgefaseerd](#). Met het uitfaseren van aardgas loopt Nederland voorop (zowel aan de productie als aan de consumptieve kant). Deze ontwikkeling roept herinneringen op aan de Duitse “Atomausstieg” waar de weerstand van een groot deel van de Duitse bevolking en politiek resulteerde in de beslissing om kernenergie uit te faseren. Het is onduidelijk of, en in welk tempo, de Nederlandse ambitie om aardgas uit te faseren gehaald wordt. De trackrecord van het behalen van eerdere doelstellingen qua energietransitie is ronduit slecht, zowel op nationaal als op lokaal niveau.

Het doel van dit artikel is om een overzicht te geven van wat er gebeurd is rond Groningen gas, vanuit een geologisch, financieel, politiek en maatschappelijk oogpunt. Daarbij ligt de focus vooral op de periode van 2012 tot 2018. We gaan hier niet in op de [consequenties van het uitfaseren van aardgas in Nederland](#) of de wijsheid van de beslissing in 2018 om zo snel mogelijk met de productie van Groningen gas te stoppen. *Let history judge.*

2. Gasproductie en bevingen tot 2012

Overzicht

De totale winbare hoeveelheid gas in het Groningen veld wordt geschat op [2800 - 2900 miljard kuub gas](#); het exacte getal hangt van de reservoir druk bij de beëindiging van de productie die bepaald wordt door de omvang van compressie projecten in de laatste fase van de productie. Eind 2018 was er [2220 miljard kuub geproduceerd](#). Met het huidige [gasafbouwplan](#) zal naar verwachting ongeveer 2300 miljard kuub geproduceerd worden.

Het reusachtige Groningen veld werd ontdekt in 1959 en was het resultaat van een langdurige zoektocht door NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij) naar olie in de Nederlandse bodem. Er werd in 1963 met de productie gestart. Gedurende de jaren 60 werden daarop vrijwel alle Nederlandse huizen in snel tempo aangesloten aan een wijdvertakt gasnetwerk. Daarnaast werd er een aantal gas exportcontracten afgesloten met België, Duitsland, Frankrijk en Italië. In de verwachting dat kernenergie een grote vlucht zou nemen werd de gasproductie in snel tempo opgeschroefd tot een niveau van ongeveer 80 miljard kuub per jaar in het midden van de jaren 70. Toen een verdere snelle groei van kernenergie uitbleef, en met een grotere focus op leveringszekerheid na de eerste oliecrisis van 1973, werd de Groningen gasproductie vervolgens weer omlaag gebracht. Voortaan werd er in het kader van het kleine velden beleid voorrang gegeven aan de productie uit kleine gasvelden. Toen de productie uit kleine velden na 2000 verminderde, toen de stroom aan nieuwe kleine velden begon terug te lopen, werd de Groningen productie weer geleidelijk opgevoerd. Een uitgebreid overzicht van deze ontwikkelingen wordt gegeven in [Natural Gas in the Netherlands](#).

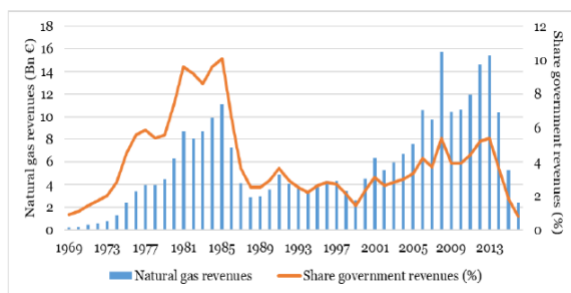
Groningen gas (ook wel: laagcalorisch of L-gas) heeft een relatief hoog stikstofgehalte van ongeveer 14%. Het heeft dus een andere samenstelling dan de meeste andere bronnen van aardgas. Nederland heeft twee gas systemen: één voor Groningen gas en een ander voor hoogcalorisch (H-gas) met een laag stikstofgehalte dat wordt geproduceerd uit de kleine velden of geïmporteerd. Een switch tussen deze twee gassoorten vereist voor consumenten een tijdrovende en kostbare aanpassing. Het is mogelijk H-gas in L-gas te converteren door stikstof toe te voegen in een conversiefabriek. Verwarming in de bebouwde omgeving vindt uitsluitend plaats met L-gas wat een snelle uitfasering van Groningen gas bemoeilijkt.

Het Groningen veld wordt geproduceerd door de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), een joint venture van Royal Dutch Shell (50%) en ExxonMobil (50%), voor rekening en risico van de Maatschap Groningen. Deze laatste is een samenwerkingsverband van NAM (60 %) en Energie Beheer Nederland (EBN) (40 %) waarbij beide partners een gelijke inspraak in beleid en beslissingen hebben. EBN is

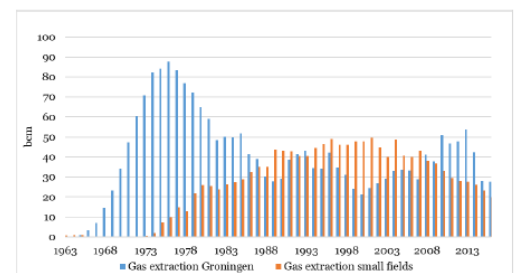
eigendom van de Nederlandse staat. NAM-management en senior technisch personeel worden door Shell bij NAM gedetacheerd (veelal voor een periode van ongeveer 4 jaar).

Na de eerste oliecrisis in 1973 werden de initiële financiële afspraken herzien. Vanaf 1974 tot 2018 verkreeg NAM, inclusief het effect van alle belastingen, ongeveer 10% van de opbrengst van het Groningen gas (het exacte percentage hing af van de gasprijs) en betaalde het 36% van de kosten. Dit betekende dat NAM ongeveer 10% van de winst verkreeg zolang de kosten relatief laag waren ten opzichte van de opbrengst. Met de indertijd zeer lage kosten (gerelateerd aan het hoge gas volume en de hoge productie per put) was de verwachting dat dit altijd het geval zou blijven. Dat de gaswinning en aardbevingen ooit zouden leiden tot hoge extra kosten was simpelweg niet voorzien. Geïnduceerde aardbevingen bij gasvelden komen zeer weinig voor ([bij minder dan 1% van de gasvelden wereldwijd](#)).

Van 1970 tot 2015 maakten aardgasbaten (voor ongeveer 80% afkomstig uit het Groningen veld) tussen de 3 en 10% uit van de overheidsinkomsten. In totaal bedroegen de aardgasbaten tot nu toe ongeveer 300 miljard euro (zonder enige correctie voor inflatie).



Source: CBS



Source: NAM, CBS

Figuur 1. a) Gasproductie in Nederland uit het Groningen veld en uit de kleine velden. b) Gasbaten voor de Nederlandse staat en het aandeel hiervan in de inkomsten voor de overheid. Uit [Mulder en Pery \(2018\)](#).

Seismiciteit in Groningen

Het Groningen gas wordt geproduceerd uit een [Rotliegend zandsteen](#) reservoir (uit de poriën tussen de zandsteenkorrels) dat zich op een diepte van ongeveer 3 km bevindt. Door de productie is de druk in het gas gedaald van de initiële 350 bar tot de huidige 60-80 bar. Ten gevolge van deze drukdaling en het gewicht van het erboven liggende gesteente compacteert het zandsteen reservoir. Verwacht wordt dat de totale compactie in het centrale gedeelte van het veld zal oplopen tot ongeveer [40 - 50 cm](#).

Compactie van het reservoir resulteert in bodemdaling aan het oppervlak maar leidt op zichzelf niet tot bevingen. Het is de combinatie van breuken en compactie die dat doet.

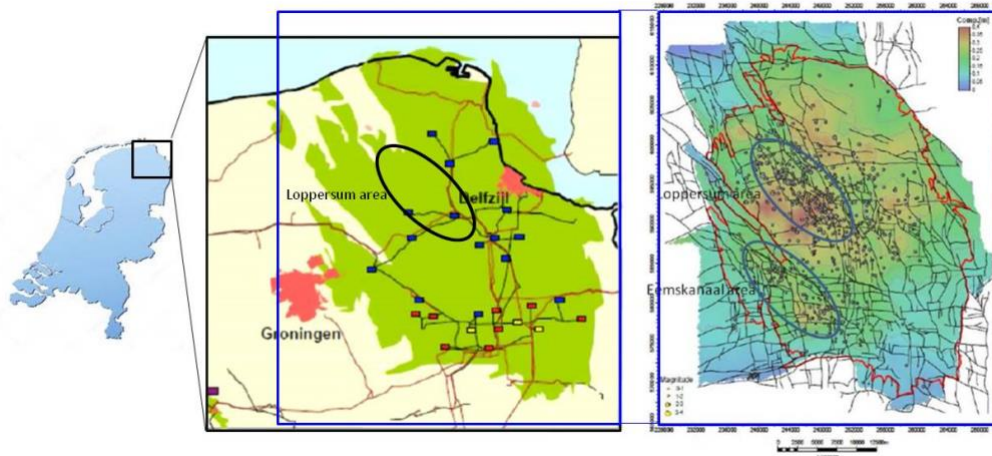
In het Groningen veld bevinden zich op het niveau van het Rotliegend reservoir talloze breuken die, behalve dat ze een lagere sterkte hebben, geassocieerd zijn met verticale verschuivingen van het reservoir, drukverschillen en damage zones die minder compacteren dan andere gedeeltes van het reservoir. Al deze effecten spelen een rol bij het genereren van differentiële compactie en schuifspanningen over breuken.

Aardbevingen in het Groningen veld vinden vooral daar plaats waar [de reservoir compactie relatief groot is en het aantal breuken relatief hoog](#). Voor een gebied met veel compactie en een hoge dichtheid aan breuken, in het centrale deel van het veld bij de gemeente Loppersum, is de seismische intensiteit het hoogst (Fig. 2).

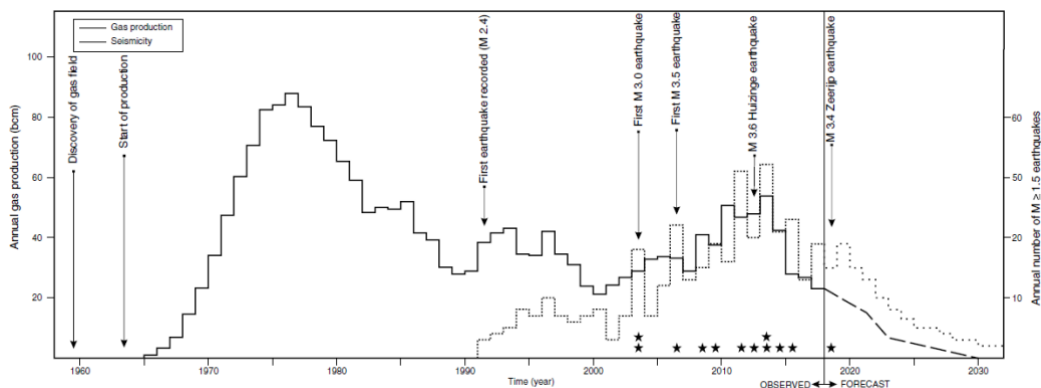
Bij aanvang van de productie waren de spanningen op breukvlakken nog ver verwijderd van de kritische spanning die benodigd is voor een beving. Aardbevingen begonnen pas voor te komen nadat het reservoir op een bepaalde locatie met ongeveer [10 - 15 cm gecompacteerd is](#). Vervolgens neemt de seismiciteit toe met een toenemende compactie van het reservoir.

Sinds 1991 nam de [hoeveelheid seismiciteit per eenheid geproduceerd gas toe met de cumulatieve productie](#). Voor een constante jaarlijkse productie wordt het probleem dus geleidelijk aan ernstiger (zie ook Fig. 3). We weten niet of deze relatie zich ook zo verder zal voortzetten maar dit aan te nemen is het meest simpel en voor de hand liggend (en wordt ook gedaan in modellen voor de toekomstige seismiciteit in Groningen). Het is de reden waarom modellen voor de toekomstige seismiciteit bij een gelijkblijvende productie een toenemend aantal kleine bevingen (boven bv een magnitude van 1.5) laten zien en een toenemende jaarlijkse kans op een grote beving.

De bevingen vinden plaats in, of in de directe nabijheid van, het reservoir op een diepte van ongeveer 3000 m. Natuurlijke aardbevingen vinden over het algemeen op veel grotere dieptes plaats. De geringe diepte van de bevingen, in combinatie met de bodemgesteldheid direct onder het oppervlak (klei of veen met een relatief geringe seismische snelheid), impliceert dat de intensiteit (snelheden aan het oppervlak en schade aan huizen) relatief hoog is in vergelijking met de seismische magnitude. Oudere huizen of boerderijen, vaak enkelsteens en gebouwd op een slechte fundering, lopen een relatief groot risico.



Figuur 2. Overzicht van het Groningen veld. Figuur aan de rechterkant: kleuren laten de totale compactie zien (2015; kleurschaal van 0 tot 0.4 m. Zwarte lijnen: breuken. Rode lijn: omtrek van het veld. Kleine cirkels: bevingen. Grootste seismische activiteit in een gebied bij Loppersum met een grote hoeveelheid breuken en relatief hoge totale compactie. Bron: [TNO \(2015\)](#)



Figuur 3. Historisch en voorspeld aantal kleine bevingen (dotted line; jaarlijks aantal met een magnitude ≥ 1.5) en jaarlijkse gasproductie (doorgetrokken lijn) in miljard kub per jaar. Sterretjes markeren $M \geq 3.0$ bevingen. Bron: [Sintubin \(2018\)](#).

Bevingen door de jaren heen

De eerste geregistreerde aardbeving in Noord-Nederland, gerelateerd aan gasproductie, vond plaats bij een klein gasveld bij Assen in December 1986. De eerste geregistreerde geïnduceerde aardbevingen vonden plaats bij kleine velden die in een veel sneller tempo dan Groningen geproduceerd werden (en waar de drukkaling in het reservoir veel sneller plaats vond). De eerste geregistreerde beving in het Groningen veld vond plaats in 1991. In 1993 bevestigde een gezamenlijke [studie](#) van NAM, KNMI (waarvan een sectie bevingen in Nederland registreert) en SodM (verantwoordelijk voor het

toezicht op de olie- en gasindustrie in Nederland) het verband tussen deze bevingen en gaswinning.

Wat het imago van de NAM geen goed heeft gedaan, is dat NAM-woordvoerders voor 1993 een relatie tussen gaswinning en bevingen in eerste instantie ontkenen. Een dergelijke relatie lag voor de hand sinds het eind jaren 80 duidelijk werd dat het hier inderdaad om bevingen ging (tot 1989 beperkte het KNMI-netwerk in Noord-Nederland zich tot één station; in 1989 werden er 6 locaties in Noord Drenthe toegevoegd, vanaf 1992 ook locaties in Groningen). Toe te geven dat als bevingen beginnen voor te komen bij gasvelden, in een gebied zonder historische seismiciteit, aan de gaswinning gerelateerd zijn zou geen moeite mogen kosten.

Lange tijd realiseerden NAM (inclusief de eigenaren Shell en ExxonMobil), de Nederlandse staat (met name het ministerie van economische zaken en EBN) en instituten zoals het KNMI en SodM zich niet hoe groot de gevolgen van aardbevingen in Groningen konden worden. Het gezamenlijke rapport uit 1993 bevatte een korte sectie, een enkele pagina lang, met een schatting van de maximale magnitude die een geïnduceerde aardbeving in Groningen zou kunnen bereiken. De manier waarop dit gedaan werd (de maximale magnitude werd afgeleid uit de Gutenberg Richter relatie tussen frequentie en magnitude) bleef tot 2012 de basis van dergelijke schattingen door het KNMI. Deze relatie kan weliswaar wel een zinvolle en gefundeerde schatting geven van de maximale magnitude in een stationaire situatie (zoals over het algemeen het geval is voor natuurlijke bevingen) maar niet in een dynamische situatie (waarvan sprake is bij een slinkend gasveld). Het gaf niet meer dan de schatting voor de maximum magnitude op dat moment; een ondergrens voor een toekomstige maximale magnitude bij voortzetting van de productie. Voor Groningen werd de schatting van de maximale magnitude door de NAM geleidelijk verhoogd, van een initiële 3.3 in 1993 tot [3.9 in 2006](#) totdat men in 2012 definitief van deze hier niet toepasbare methode afstapte.

Noch NAM, noch SodM was proactief in het opstarten van verder onderzoek (bv door een second opinion over de potentiële maximale magnitude te vragen aan een ander onderzoeksinstituut). De focus lag lange tijd op bodemdaling en de gevolgen daarvan. Er was een verwachting dat bevingen nooit tot meer zouden leiden dan een beperkte hoeveelheid materiële schade. Deze verwachting was echter niet gebaseerd op grondig onderzoek en hield geen rekening met de geobserveerde stijging van de seismische intensiteit per eenheid geproduceerd gas.

3. Het eerste keerpunt: Huizinge 2012

Tussen 2012 en 2018 veranderden de vooruitzichten voor de Groningen gasproductie volledig. Tot 2012 was de algemene verwachting dat Groningen gas nog lange tijd de ruggengraat van de Nederlandse energievoorziening zou zijn. In 2018 werd de beslissing genomen om hier zo snel mogelijk met de gasproductie te stoppen.

In augustus 2012 vond de 3.6 magnitude Huizinge aardbeving plaats; de zwaarste beving tot nu toe. In de daaropvolgende maanden werden ongeveer 2000 schademeldingen ingediend. Een groot deel van deze meldingen (ongeveer 80%) werd geëvalueerd als zijnde gerelateerd aan schade veroorzaakt door deze beving.

De Huizinge beving schudde SodM, de toezichthouder, wakker. Men realiseerde zich hier dat de schatting van de maximaal mogelijke magnitude van 3.9, zoals op dat moment werd aangenomen, waarschijnlijk te laag was (en onderhevig aan een grote onzekerheid) en dat bevingen hier niet alleen tot materiële schade konden leiden maar ook tot slachtoffers, met name als de trend van toenemende seismische intensiteit zich verder zou voortzetten.

Voorafgaand aan de Huizinge beving was het vertrouwen van de lokale bevolking dat de NAM en de staat met hun belangen serieus rekening hielden geleidelijk aan gedaald. Het verlangen groeide om hier meer invloed op te kunnen uitoefenen. Deze onvrede leefde zowel bij de lokale bevolking (met een linkse politieke arbeiders traditie) en de importbevolking (vaak werkzaam bij een van de vele medische of onderwijsinstellingen in de stad Groningen). De Huizinge beving was een katalysator tot actie.

Het daaropvolgende jaar (2013) zag de hoogste productie in het veld sinds de 70er jaren van de vorige eeuw. Het productieplafond voor een periode van 10 jaar van 425 miljard kuub (voor de periode van 2006-2015), ingesteld om voorrang te geven aan de productie uit kleine velden en met het doel de swing capaciteit van Groningen zo lang mogelijk te behouden, gaf hier de ruimte toe. De minister van Economische Zaken Henk Kamp startte een aantal onderzoeken die hij noodzakelijk vond voordat er tot enige productiebeperking werd overgegaan. Zowel de minister als de NAM onderschatten de mate waarin de steun voor een onveranderde voortzetting van de gaswinning was begonnen te eroderen en de mate waarin de hoge productie in 2013 hiertoe bijdroeg.

4. Ontwikkelingen tussen 2012 en 2018

Een geleidelijke verlaging van het productieplafond

Vanaf 2012 werd er geleidelijk aan steeds meer druk uitgeoefend op minister Henk Kamp van Economische Zaken (van 2012 tot 2017) om de productie in Groningen te beperken.

De Onderzoeksraad voor Veiligheid publiceerde een [rapport](#) waarin geconcludeerd werd dat NAM en het ministerie van Economische Zaken de risico's van de gaswinning in Groningen onderschat hadden en dat zij de veiligheid van de bewoners nauwelijks hadden meegewogen bij de besluitvorming rondom de gaswinning. SodM adviseerde de minister meerdere malen de productie te verlagen. De toepassing van de Meijdam norm impliceerde dat het veiligheidsrisico voor bewoners in Groningen hetzelfde moest zijn als dat voor andere Nederlanders in andere situaties, ongeacht het grote financiële en maatschappelijke belang van de gaswinning in Groningen. Dit alles vond plaats tegen een achtergrond waarbij aan zaken als veiligheid en milieu meer gewicht toegekend werd en aan financiële en economische zaken een kleiner gewicht.

Vanaf 2015 werd het maximale productieniveau geleidelijk verlaagd. Het baanbrekende 2015-2016 plafond was het gevolg van een uitspraak van de Raad van State die daarmee de minister corrigeerde (met de argumentatie dat mensen in Groningen niet aan groter risico onderhevig mochten zijn dan bv mensen in het rivierengebied). Vanaf deze uitspraak is het productieplafond steeds gezet op het minimumniveau dat vereist was om aan de binnenlandse vraag en bestaande exportcontracten te voldoen

2014	42,5 BcM
2015	39,4 BcM
2015-2016	27 BcM (Oct 1 2015 – Sept 30 2016)
2016-2017	24 BcM (Oct 1 2016 – Sept 30 2017)
2017-2018	21,6 BcM (Oct 1 2017 – Sept 30 2018)
2018-2019	19,4 BcM (Oct 1 2018 – Sept 30 2019)

(een BcM is 1 miljard kuub; een Nederlands gasjaar loopt van 1 oktober tot 30 september)

Een verminderde acceptatie van fossiele brandstoffen in het algemeen en Groningen gas in het bijzonder

In de jaren volgend op de Huizinge beving nam het lidmaatschap van lokale NGO's snel toe. Hun protesten groeiden in aantal en intensiteit. Vele politici kozen hun kant en stelden dat de gasproductie in Groningen zo snel mogelijk gestopt moest worden. Veel van hen weigerden om deel te nemen aan een constructief debat en discussies om mogelijkheden voor een voortzetting van de gaswinning te verkennen. Voor veel van

hen was Shell (verreweg het grootste bedrijf op de beurs in Amsterdam) al lange tijd een bijzonder populair bedrijf. ExxonMobil bleef veel meer op de achtergrond.

Sommigen van de mensen met schade verschenen met regelmaat op TV. Tegen iemand met schade die zich geconfronteerd zag met langdurige bureaucratische procedures – het grote aantal schademeldingen in met name 2015 en 2016 (meer dan 40000) zorgde voor een lange doorlooptijd – had een technisch betoog geen enkele kans. NAM, NAM-aandeelhouders en het ministerie van Economische Zaken namen slechts in beperkte mate deel aan het debat. De strategie om een low profile aan te houden en te wachten tot de ergste storm over zou blazen werkte niet. NAM's strategie ([outrage management](#): “apologize for your mistakes, give others the credit for your improvements and acknowledge their grievances and concerns”) overtuigde de Groningers niet en bleek geen enkel succes te hebben.

Wat bijdroeg aan het lokale ongenoegen was een lang sluimerend ongenoegen in Groningen dat men door de regering in Den Haag slecht behandeld of genegeerd werd. Inkomsten van het Groningen gas gingen volledig naar den Haag. Het achter de schermen verzoeken van NAM om een gedeelte van de opbrengst naar Groningen te laten gaan werd door de centrale overheid genegeerd. Toen de investeringen van het FES (het fonds voor de infrastructuur waar van 1995 tot 2009 40% van de opbrengst van het gas heen ging) werden geanalyseerd bleek dat bijna 90% van deze investeringen naar de Randstad ging en dat slechts [ongeveer 1 % naar de drie Noordelijke provincies gezamenlijk ging](#). Gasproductie van het Groningen veld is niet arbeidsintensief zodat het aantal mensen dat werkzaam was in de gasindustrie relatief klein bleef. Het NAM-hoofdkantoor stond in Assen en NAM-management, veelal voor 4 jaar bij NAM gesecondeerd door Shell, had vaak slechts een beperkte binding met de regio.

De discussies over Groningen gas werden op een dermate felle manier gevoerd dat wetenschappers en technische experts ervoor terugschrokken hier aan deel te nemen. Men vreesde de consequenties daarvan. Dat het versterkingsprogramma gebaseerd was op een [verouderde en ondertussen veel te conservatieve risico analyse](#) was bij de technische experts goed bekend maar bleef lange tijd verborgen voor kamerleden. [In een briefing aan parlementsleden stelde Ira Helsloot](#), hoogleraar risicoanalyse in Nijmegen, dat “in deze merkwaardig gepolariseerde omgeving wetenschappers niet het gevoel hadden dat ze vrijuit konden spreken. Er was angst voor een publiek debat”.

Rapporten en wetenschappelijke studies werden gepubliceerd op een aantal websites (met name NAM, SodM, TNO). Dit werd echter onvoldoende gevolgd door pogingen deze rapporten te duiden voor het algemene publiek. [In de woorden van Manuel Sintubin](#) (een Belgisch hoogleraar geologie aan de Universiteit van Leuven en een van de weinige ter zake kundige wetenschappers die zich vrij voelde de ontwikkelingen in Groningen regelmatig te duiden): “scientific reports fell victim to cherry picking by non-

experts who lacked knowledge of basic concepts of earthquake science. An alternative public science was created that eventually took on a life of its own, completely disconnected from the true science.”

Tegelijkertijd werd klimaatverandering een van de centrale – zo niet het meest centrale – publieke issue in Nederland. Het akkoord van Parijs werd door verreweg de meeste politieke partijen gesteund. Bij veel mensen en organisaties is er oprechte bezorgdheid over klimaatverandering en een sterk verlangen hier iets aan te doen. NGO's als Milieudefensie legden regelmatig een verband tussen het tegengaan van klimaatverandering en het tegengaan van de Groningen gasproductie in Nederland – wat bij velen een gevoelige snaar raakte. De mate waarin de publieke opinie fossiele brandstoffen, en met name gas, is opgeschoven in Nederland wordt buiten Nederland (en nog meer buiten Europa) onderschat. Gas wordt in Nederland nu vooral gezien als een fossiele brandstof waar men vanaf moet en niet als een nuttige transitiebrandstof om bv kolen te verdringen of als back-up voor renewables te kunnen functioneren.

Een snelle toename van het aantal schadeclaims

Tussen 2012 en 2015 nam het aantal schadeclaims toe van ongeveer 2000 in 2012 (het jaar van de Huizinge beving) tot rond de 20.000 in 2015 en 2016. Deze toename was niet gerelateerd aan een toename in de seismiciteit, integendeel. In 2015 was de totale hoeveelheid vrijgekomen seismische energie ongeveer 25% van die in 2012 (en in 2016 minder dan 10%). Het lijkt dat of een groot deel van de schade uit 2012 niet eerder gemeld werd, of een groot deel van de in 2015 gemelde schade niet aan bevingen gerelateerd was.

[De laatste verklaring is verreweg het meest waarschijnlijk.](#) Huizen op geringe afstand van een beving en onderhevig aan een grotere PGA (maximale grond versnelling) lopen een grotere kans op schade. De krachtigste beving in 2012 was de 3.6 Huizinge aardbeving; die in 2015 de veel kleinere 3.1 beving bij Hllum. Voor de Huizinge beving was er inderdaad een sterke correlatie tussen PGA (die weer sterk afhankelijk is van de afstand tot het epicentrum) en het percentage woningen met een schadeclaim. Voor de Hllum beving daarentegen, was een dergelijke correlatie afwezig en kwam het grootste deel van de meldingen uit gebieden op grote afstand van de beving, met minimale PGA's. In het algemeen waren de 2015 PGA's gerelateerd aan bevingen kleiner dan die gerelateerd aan andere oorzaken, zoals verkeer of werkzaamheden (Fig. 4).

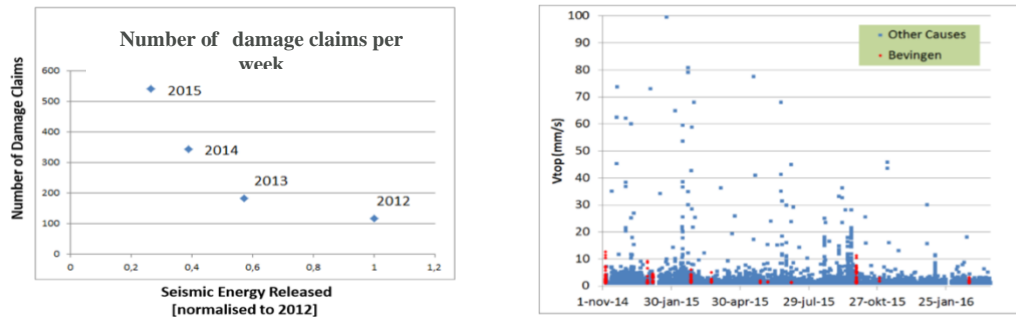


Fig. 4. Gemiddelde van het aantal schademeldingen per week vs. vrijgekomen seismische energie (linker figuur). Maximum grondsnelheden (PGV) geregistreerd door het TNO-netwerk (rechter figuur). Rode punten markeren PGV's gerelateerd aan bevingen. Blauwe punten zijn niet aan een beving te gerelateerd. Beide figuren uit het [technical addendum van het 2016 Groningen field development plan](#).

Schade aan huizen gebouwd op klei of veen in laaggelegen delen van Nederland komt vaak voor. Ongelijkmatige zettingen en slechte funderingen bij oudere huizen spelen hierbij een grote rol. [Een recente, gedetailleerde studie van de TU Delft](#) van 69 complexe schadedossiers concludeerde dat voor de gevallen buiten het centrale gedeelte van het Groningen veld de technische toerekenbaarheid aan bevingen nihil of zeer klein was (<1% of 1-10%). In het centrale gedeelte van het veld was deze technische toerekenbaarheid gemiddeld rond de 33% (vaak een toename van de grootte van scheuren die in eerste instantie niet door bevingen waren veroorzaakt).

Buiten het centrale gebied lijkt een relatie tussen schades en gasproductie veel vaker veroorzaakt te worden door veranderingen in het grondwaterpeil (iets waartoe de gaswinning bijdraagt maar waarvoor het ook niet de enige component is).

Tussen 2012 (het jaar van de Huizinge beving) en december 2015 nam het percentage claims waarvan geëvalueerd werd dat de schade niet gerelateerd was aan bevingen [geleidelijk toe van 20% tot 80%](#). Alhoewel dit uit technisch oogpunt gerechtvaardigd lijkt (iets dat technische experts van verschillende stakeholders liever niet inbrengen in het publieke debat, gegeven de felle reacties) leidde het hoge percentage afgewezen claims en de toenemende tijd van de procedure tot grote ontevredenheid bij de bevolking. De toename van de claims in deze jaren is eerder een reflectie van de intense publiciteit en oproepen van NGO's en politici om claims in te dienen dan het gevolg van een toename van schades en seismische intensiteit.

Dit alles doet niet af aan de [grote problemen en stress voor de lokale bevolking](#). Mensen worden hier geconfronteerd met bureaucratische procedures en een grote hoeveelheid informatie van slechte kwaliteit. Zij verkeren vaak in langdurige

onzekerheid of hun huizen zullen worden versterkt (wat vaak inhoudt dat zij voor weken of maanden hun huis moeten verlaten). Deze onzekerheid en het gevoel van onveiligheid zijn ondertussen een veel grotere bedreiging voor het welzijn van mensen dan het werkelijke veiligheidsrisico.

Juridische en politieke ontwikkelingen die (toekomstige) kosten substantieel deden toenemen

In 2016 werd de [mijnbouwwet aangepast](#) waarna een omkering van de bewijslast gold aangaande schades aan huizen in de provincie Groningen. Dit had grote gevolgen voor schattingen van toekomstige kosten gerelateerd aan schadeclaims. Men kan een overtuigende case bouwen dat, met uitzondering van het kerngebied bij Loppersum, de meeste schade nauwelijks of slechts in zeer beperkte mate gerelateerd is aan aardbevingen. Het is moeilijk, en in de meeste gevallen onmogelijk, om te bewijzen dat bevingen niet hebben bijgedragen.

Sindsdien heeft de NAM vrijwel alle gevallen verloren die eindigden in een arbitrageprocedure (de NAM heeft aangegeven dat zij zich zullen houden aan de uitspraak van de arbiter). Dit betekende dat zij voortaan opdraaiden voor veel schades die niet of nauwelijks aan bevingen waren gerelateerd. De NAM stuurde er vervolgens op aan dat veel gevallen door de complete procedure heen moesten; iets dat hun reputatie niet ten goede kwam. Dat de schadeafhandeling lange tijd niet, of slechts op beperkte afstand van de NAM stond deed de reputatie van de NAM evenmin goed en heeft lange tijd het vertrouwen in een correcte schadeafhandeling, begrijpelijkerwijs, ondermijnd.

Eind 2017, toen het effect van de nieuwe wet nog beperkt was, stonden de totale kosten van schadeherstel al op [ongeveer 1.2 miljard euro](#). Bij een continuering van een jaarlijkse productie van 20 miljard zouden deze kosten tot minstens 10 miljard euro oplopen (en mogelijk nog veel meer).

In december 2015 bevestigde de Nederlandse overheid dat de [Meijdam norm inderdaad van toepassing was op de gaswinning in Groningen](#). Deze norm stelt dat het maximale acceptabele individuele risico niet groter mag zijn dan $1E-5$. Voor bewoners van huizen met een hoog risico (met een individueel risico tussen $1E-5$ en $1E-4$) werd een periode van 5 jaar voor de noodzakelijke versterking acceptabel geacht. Dezelfde norm is van toepassing op Nederlanders in laag gelegen gebieden met een risico van overstroming (zij het dat de overgangperiode hier op 20 jaar is gesteld in plaats van 5 jaar). Het grote economische belang van Groningen gas en de belangrijke rol ervan in de Nederlandse energievoorziening speelden hierbij geen rol.

In 2016 en 2017 bereikten de schattingen van de huizen die versterkt moesten worden (door de toepassing van de Meijdam norm) een aantal van meerdere tienduizenden.

Kostenschattingen waren in hoge mate onzeker maar beliepen een orde van grootte van 10 miljard euro. Voor de inwoners is de afgelopen jaren de steeds veranderende schatting van het aantal te versterken huizen (en de locatie hiervan) een gekmakende ervaring geweest. Veranderingen in de verwachte toekomstige productie, nieuwe modellen voor de risicoanalyse en veranderende opvattingen over de exacte toepassing van de Meijdam norm (moest deze worden gebaseerd op de beste schatting of een conservatieve schatting van het risico?) lagen hieraan ten grondslag. De 600 huizen die eind 2017 versterkt waren, betrof slechts een klein gedeelte van het aantal te versterken huizen als het toenmalige productieniveau onveranderd zou blijven.

Schades, veiligheid(sperceptie) en mogelijk toekomstig noodzakelijke versterking hadden een negatieve invloed op de huizenprijzen. De NAM dient hiervoor te compenseren en is, zoals in een rechtszaak begin 2018 bevestigd werd, verplicht dat te doen op een tijdstip naar keuze van de huiseigenaar (die dus niet hoeft te wachten op verkoop).

De waardedaling van huizen hangt sterk af van de locatie en bedraagt gemiddeld zo'n 5 tot 10%. Dit betreft ongeveer 100.000 huizen en totale kosten kunnen de 1 miljard euro overstijgen.

Eind 2017 was er ongeveer 1.5 miljard uitgegeven aan niet-technische kosten, voor het grootste deel aan het evalueren van schadeclaims en repareren van schades. Het totale bedrag was nog steeds zeer onzeker maar zou, rekening houdende met de toename van de vrijgekomen seismische energie per eenheid geproduceerd gas, de gestage stroom van nieuwe schadeclaims en het grote aantal nog niet verwerkte claims en de toenemende kosten van versterking (waaraan nog maar net begonnen was) gemakkelijk meerder tientallen miljarden euro kunnen bedragen als de productie op de langere termijn in de buurt van de 20 miljard kuub per jaar zou blijven.

De financiële situatie van NAM verslechtert snel

De afnemende productie en de toenemende niet-technische kosten zorgden voor een dramatische verslechtering van de financiële situatie van de NAM. In 2017 stopte de NAM met het uitkeren van dividend aan aandeelhouders Shell en ExxonMobil. Een simpele berekening illustreert hoe slecht in 2017 de financiële vooruitzichten van NAM waren.

De resterende opbrengst van het Groningen gas was op dat moment ruwweg € 75 miljard (500 miljard kuub gas, € 0,15 per m³ of gas). Voor NAM betekende dit een totale opbrengst van € 7,5 miljard. Met het relatief hoge aandeel van NAM in de kosten (36%) impliceert dit dat Groningen een negatieve waarde krijgt voor NAM als de niet-technische kosten de € 20 miljard te boven gaan. Dergelijke kosten leken in 2016/2017 al heel waarschijnlijk. Met de snelle toename van de kosten in die tijd leek het goed mogelijk dat de uiteindelijke kosten nog veel hoger zouden uitkomen.

NAM publiceert geen gedetailleerde financiële resultaten (tot 2017 publiceerde het ook geen jaarlijks financieel rapport) maar de jaarlijkse Shell SEC 20-f rapportage (waar NAM-resultaten staan vermeld als European joint ventures) geeft wel een duidelijk beeld (zij het voor de NAM als geheel, dus inclusie de NAM kleine velden).

Op basis van Shell's 20-f rapporten (laatste hier gebruikt het [2017 rapport](#) dat in 2018 gepubliceerd werd) schatten wij dat de toekomstige discounted net cashflow uit de bewezen Groningen reserves daalde van ongeveer \$ 5-6 bn in 2012 tot dicht bij nul in 2017 (Fig. 5). Shell's eerste kwartaalresultaten in 2018 bevatten een statement dat met een afschrijving van \$ 224 miljoen Shell's investering in NAM volledig was afgeschreven. Voor Shell was Groningen niet langer een waardevolle asset maar een zorgwekkende potentiële liability. Na beperkte afschrijvingen op de Groningen reserves in 2016 en 2017 zal naar verwachting het leeuwendeel van de resterende reserves worden afgeboekt in 2018 en/of 2019.

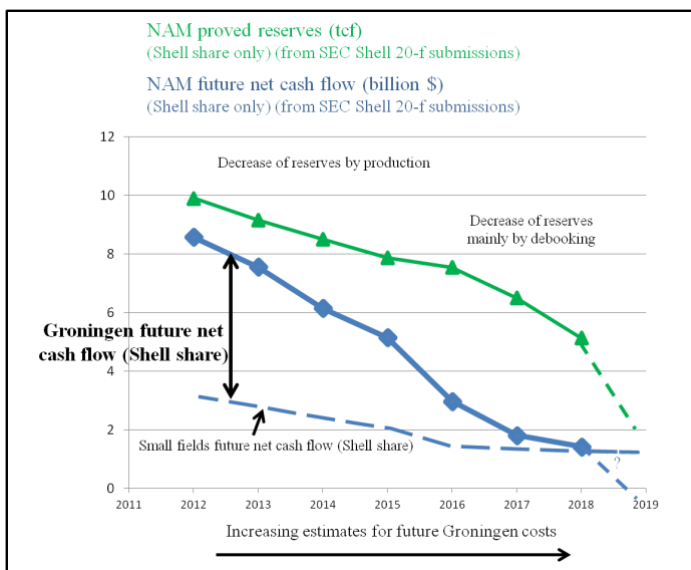


Fig. 5: NAM bewezen reserves en toekomstige cashflow (Shell share; uit de jaarlijkse Shell SEC 20-f submissions) en een schatting van de Groningen toekomstige cashflow. Situatie voorafgaand aan de herziening van de verdeling van kosten en baten in 2018.

A perfect storm voor Groningen gas

Tegen het eind van 2017 bevond de Groningen gasproductie zich in een perfect storm:

- Ten gevolge van alle maatregelen was het gasveld voor de NAM verliesgevend geworden. Een voortzetting van de productie vereiste een andere verdeling van kosten en baten tussen staat en gasproducent (iets dat electoraal gezien zeer slecht zou kunnen vallen).
- De overheid bezat geen enkele manoeuvreerruimte tussen de minimum hoeveelheid gas benodigd vanuit een oogpunt van leveringszekerheid en de

maximum hoeveelheid gas die door de toezichthouder in verband met veiligheid aanvaardbaar werd geacht.

- De afnemende steun voor de gasproductie, in essentie het verlies van de *license to operate*, maakte een voortzetting van deze gasproductie vanuit electoraal oogpunt steeds moeilijker.

Alhoewel 2016 en 2017 slechts een geringe hoeveelheid bevingen zagen (en geen enkele met een magnitude groter dan 3) bleef de kans op een significante beving wel bestaan. Voor de NAM-risico analyse (ironisch genoeg meer conservatief dan die van toezichthouder SodM) bleef de jaarlijkse kans op een beving gelijk aan of groter dan Huizinge ongeveer 20% (ondanks de afnemende productie). Een Huizinge vergelijkbare aardbeving zou vroeger of later weer plaats vinden.

In 2017 wilde de regering geen verreikende beslissing over de Groningen gasproductie meer nemen, gezien het naderende einde van de regeerperiode. De nieuwe regering trad aan in 2017. Minister Henk Kamp (Economische Zaken) werd opgevolgd door Eric Wiebes (Economische Zaken en Klimaat).

5. Het tweede keerpunt: Zeerijp 2018

De volgende grotere beving (magnitude 3.4) die substantiële schade veroorzaakte vond plaats bij Zeerijp op 8 januari 2018. Binnen enige weken [adviseerde SodM](#) om de gasproductie tot 12 miljard kuub per jaar terug te brengen.

De minister besloot vervolgens (aankondiging op 29 maart 2018) om de productie met spoed tot 12 miljard kuub per jaar te reduceren (een niveau dat uiterlijk oktober 2022 bereikt zou moeten worden) en dat vervolgens de productie zo snel als mogelijk, uiterlijk in 2030 (en mogelijk reeds in 2025; zie ook Fig. 6) geheel gestopt zou moeten worden.

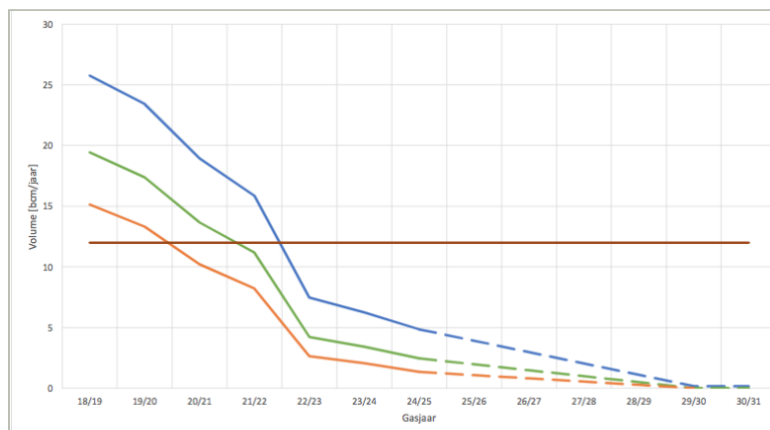


Fig. 6: Toekomstige Groningen gasproductie, volgens [maart 2018 gas afbouwplan](#).

De motivatie voor dit besluit noemde alleen zaken gerelateerd aan veiligheid. Hiermee werd de kans op een claim door de operator vermindert. Een dergelijke claim, waarvan in een gelekte [interne notitie van het Ministerie van Economische Zaken](#) gesteld werd dat dit een reële mogelijkheid was, had mogelijk een kans gehad als de stopzetting van de gaswinning gerelateerd zou zijn aan andere zaken dan veiligheid. Maatschappelijke acceptatie werd alleen genoemd in relatie tot een verminderde acceptatie van veiligheidsrisico's of schade aan huizen.

De reden om zich nu al vast te leggen op een totale stop van de Groningen gasproductie (in plaats van de productie eerste terug te brengen tot 12 miljard kuub per jaar en dan pas deze beslissing te nemen) was dat een totale stop gezien werd als een voorwaarde om het versterkingsprogramma significant te kunnen reduceren (zie appendix 4 in [een serie vrijgegeven documenten aangaande het besluitvormingsproces](#)).

Om de vraag naar Groningen gas snel te kunnen reduceren werd een aantal maatregelen aangekondigd:

- Een toename van de conversiecapaciteit om meer geïmporteerd gas (H-gas) te kunnen converteren naar L-gas met Groningen specificaties en een hoger gehalte aan stikstof.

- Grote industriële gebruikers werd met klem verzocht om over te schakelen naar L-gas; hiervoor krijgen zij 4 jaar de tijd.
- Een zo snel mogelijke reductie van de export van Groningen L-gas
- Een lange termijn reductie van het gebruik van gas voor verwarming in de bebouwde omgeving.

Daarnaast werd een [concept van een nieuwe Mijnbouwwet](#) gepubliceerd waarbij het Groningen veld anders behandeld wordt dan andere Nederlandse gasvelden. In deze wet krijgt de Nederlandse overheid volledige controle over het niveau van de Groningen gasproductie en wordt dat niveau gezet op het minimum dat nodig is om te voldoen aan de vraag naar L-gas.

Tenslotte werd in juni 2018 een akkoord bereikt tussen de staat en de NAM-aandeelhouders waarbij Shell en ExxonMobil de volledige controle van de staat over het Groningen productieniveau aanvaardden en afzagen van een claim voor het in de bodem achterblijvende gas. Daartegenover stond een nieuwe verdeling van kosten en opbrengsten voor het Groningen gas. Met terugwerkende kracht (tot 1 januari 2018) werd afgesproken dat de NAM zowel 27% van de opbrengst krijgt als 27% van de kosten betaalt. Onder de bestaande regeling waren deze percentages respectievelijk ongeveer 10% (afhankelijk van de gasprijs) en 36%. Deze nieuwe verdeling was nodig om zeker te stellen dat de NAM de gasproductie van Groningen zou continueren. Ironisch genoeg was dit de enige troefkaart die NAM nog in handen had. Zelfs onder de nieuwe wet zou het moeilijk zijn de NAM te dwingen te continueren met een verliesgevende activiteit en oplopende risico's.

6. Afsluitende opmerkingen

Voor 2012 werden beslissingen rond Groningen gas vooral genomen op basis van economische overwegingen. Na 2012 is de wijzer naar de andere kant toe doorgeslagen en speelden veiligheid (inclusief de veiligheidsperceptie) en klimaat een veel grotere rol.

Politieke en juridische maatregelen (met name de Meijdam norm voor het versterken van huizen en de omkering van de bewijslast bij de shadeafhandeling) resulteerden in snel toenemende kosten voor gasproducent NAM (die een relatief groot deel van deze kosten moest betalen). De omkering van de bewijslast ging samen met een dramatische toename van het aantal claims (en ook met een grote toename van het aantal claims dat beoordeeld werd als niet of nauwelijks gerelateerd aan bevingen). Eind 2017 was het Groningen veld voor de NAM-aandeelhouders (Shell en ExxonMobil) een zorgwekkende liability geworden.

Vanuit maatschappelijk oogpunt was het verlies van de *license to operate* (de achtergrond waartegen politieke en juridische maatregelen tussen 2012 en 2018 genomen werden) de meest in het oog springende ontwikkeling. Een continuering van de gaswinning werd vanuit electoraal oogpunt steeds moeilijker. Naast de aardbevingen speelde naar onze inschatting ook klimaatverandering hier een rol. De beslissing om met de gaswinning te stoppen in maart 2018 kwam voor velen misschien vroeger dan verwacht maar lijkt uiteindelijk de onvermijdelijke uitkomst van een verlies van de *license to operate* en de toenemende seismische intensiteit per eenheid gewonnen gas.

Dat het Groningen gasveld nu een stranded asset wordt waar ongeveer 500 miljard kuub gas (met een waarde van vele tientallen miljarden euro) in de bodem achter blijft kan een les zijn voor olie- en gasbedrijven in andere delen van de wereld. Zodra de maatschappelijke acceptatie verloren is zal een rationele kosten-batenanalyse slechts van beperkte invloed zijn. De financiële consequenties van het stopzetten van de Groningen gaswinning zijn groot. Stikstof injectie, de enige technische manier waarop de drukdaling in het veld gestopt kan worden en waarmee de seismische intensiteit, bij gelijkblijvende productie, omlaag gebracht had kunnen worden is niet eens beschouwd als serieuze optie. Dat dit alles substantiële gevolgen heeft voor financiën, leveringszekerheid en klimaat (in de praktijk wordt Groningen gas in Europa vooral vervangen door Russisch gas met een substantieel hogere carbon footprint vanwege methaanlekkages) geeft stof tot nadenken maar valt buiten de scope van dit artikel.

Het is niet een vermindering van de vraag naar olie en gas die ons het grootste risico lijkt voor de olie- en gasindustrie maar het verlies van de *license to operate*. De juridische maatregelen en rechtszaken die hieruit voort kunnen komen kunnen zeer hoge kosten met zich meebrengen. In Europa zouden stranded assets vanwege een verlies van de *license to operate* eerder en vaker voor kunnen komen dan stranded assets door een verlies aan vraag.