

Vergaderjaar 1995–1996

24 889

Gasexport en gasreservebeleid

Nr. 1

BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

's-Gravenhage, 16 september 1996

Hierbij zend ik u twee notities. Eén inzake verlenging van gasexportcontracten en één inzake enige vragen over het gasreservebeleid.

De eerste notitie geeft de overwegingen van het kabinet om Gasunie toestemming te verlenen voor verlenging van de exportcontracten, in combinatie met additionele import. In deze notitie wordt tevens ingegaan op twee moties, ingediend bij de behandeling van de Derde Energienota (Kamerstukken II, 24 525/22 232, nrs. 7–8) en op de prijsvorming van aardgas naar aanleiding van vragen die gesteld werden tijdens het vragenuur van 25 juni 1996.¹ Als bijlagen bij deze notitie treft u aan het goedkeuringsverzoek van Gasunie en mijn antwoord daarop.²

De tweede notitie bevat de antwoorden op vragen die gesteld zijn door de vaste commissie voor Economische Zaken en die mij werden toegezonden bij brief van 17 juni 1996 onder nummer EZ-96-275 (zie bijlage). Daarnaast is ingegaan op enige vragen die werden gesteld tijdens het ordedebat van 25 april 1996.³ Gelet op de samenhang tussen deze vragen is ervoor gekozen de antwoorden te clusteren rond de thema's aardgasreservebeleid, reserves en Waddenzee. Daarmee is zowel de duidelijkheid als de leesbaarheid het meest gediend. In de kantlijn wordt overigens steeds verwezen naar de respectievelijke vragen.

De Minister van Economische Zaken,
G. J. Wijers

¹ Zie Handelingen II, nr. 35, vergaderjaar 1995–1996.

² Ter inzage gelegd bij de afdeling Parlementaire Documentatie.

³ Zie Handelingen II, nr. 27, vergaderjaar 1995–1996.

S–EG
S–IZ

EXPORT EN IMPORT VAN AARDGAS

1. Inleiding

De NV Nederlandse Gasunie heeft mij goedkeuring gevraagd om bij de komende heronderhandelingsronde (oktober 1996) de bestaande exportcontracten met gemiddeld 6 jaar te verlengen. Dit komt overeen met in totaal 240 mld. m³ aardgas. In samenhang met deze verlenging van de exportcontracten heeft Gasunie mij eveneens goedkeuring gevraagd voor additionele import van 120 mld. m³ aardgas.

Deze verzoeken zijn in de Ministerraad besproken en positief beoordeeld. Ik heb aan beide verzoeken mijn goedkeuring gehecht en Gasunie hiervan in kennis gesteld.

Met deze notitie stel ik u op de hoogte van de overwegingen die aan het kabinetsbesluit ten grondslag hebben gelegen. De volgende onderwerpen komen daarbij aan de orde.

- Een duurzaam en economisch beheer van de gasvoorraad (paragraaf 2). Daarbij ga ik ook in op motie 7 (24 525, 22 232), ingediend bij de behandeling van de Derde Energienota door de leden Witteveen-Hevinga, Crone, Jorritsma-van Oosten en Remkes.
- De handelaarsfunctie van Gasunie (paragraaf 3). Daarin wordt ook gereageerd op motie 8 (24 525, 22 232) van de leden Witteveen-Hevinga, Crone en Jorritsma-van Oosten.
- Toestemming voor de verlenging van exportcontracten (paragraaf 4).
- Toestemming voor additionele import (paragraaf 5).

Ten slotte heb ik toegezegd in deze notitie in te gaan op de prijsvorming bij aardgas, dit naar aanleiding van een vraag van de leden Poppe, Crone, Vos en Lansink, gesteld d.d. 25 juni 1996. Dit komt in paragraaf 6 aan de orde.

2. Duurzaam beheer van de aardgasvoorraad

Op lange termijn zal de mondiale energievoorziening, die nu nog voor het overgrote deel op fossiele brandstof is gebaseerd, in toenemende mate door duurzame energiebronnen gedragen worden. In de Derde Energienota is hier uitgebreid aandacht aan besteed. Op weg naar die situatie speelt aardgas een essentiële rol. Aardgas is van de fossiele brandstoffen immers de meest schone en meest efficiënte. Als er te zijner tijd nog fossiele voorraden ongebruikt in de aardkorst achterblijven, en dat is goed denkbaar, verdient het uit milieuoptiek de voorkeur dat het dan zo min mogelijk aardgas betreft.

Een goed functionerende gasmarkt, die het mogelijk maakt dat gas een steeds groter deel van de fossiele energievoorziening voor haar rekening neemt, is daarom ook om milieuredenen van groot belang. Dat geldt voor West-Europa, maar vooral voor Midden- en Oost-Europa. Het Nederlandse gasbeleid en Gasunie in het bijzonder kan daar als handelaar en leverancier een belangrijke bijdrage aan leveren.

Dit moet dan wel passen binnen de randvoorwaarden die gesteld worden aan zorgvuldig duurzaam voorraadbeheer en verantwoorde exploitatie van onze gasreserves.

De kern van duurzaam voorraadbeheer is het kleineveldenbeleid. Door de balansfunctie van Groningen kunnen immers ook zeer kleine velden worden uitgeput. Dat betekent dat er uiteindelijk maar weinig gas in onze ondergrond onwinbaar achterblijft.

Waar de productie uit de kleine velden min of meer een gegeven is, dient bij het depletietempo van het Groningenveld een verantwoorde keuze te worden gemaakt. Daarbij spelen, naast de voorzieningszekerheid, milieu- en economische overwegingen een rol.

In de Derde Energienota is hier uitgebreid op ingegaan. Het kabinet heeft daarin uit het oogpunt van de voorzieningszekerheid vastgehouden aan een planperiode van 25 jaar. Dit is in vergelijking met andere landen weliswaar lang, maar gerechtvaardigd door het belang van gas in onze energievoorziening en de betekenis van onze gasvoorraden. Verder vooruit kijken heeft weinig zin, omdat onzekerheden over eigen voorraadpositie, importmogelijkheden en vraagontwikkelingen (ook naar alternatieve energiebronnen) dan te groot worden.

Het kabinet heeft in de Derde Energienota aangegeven dat uit het oogpunt van een goed voorraadbeheer een productieniveau van zo'n 80 mld. m³ per jaar verantwoord is. Daarbij kan gedurende de planperiode in de binnenlandse dekkingsbehoefte worden voorzien en kan de volumebalansfunctie van het Groningenveld intact blijven.

Overigens wordt hierbij rekening gehouden met de overgang naar een energievoorziening waarin de eigen gasvoorraden een minder prominente rol zullen spelen. In de Derde Energienota en het Plan van Gasafzet is daar aandacht aan besteed. De komende 25 jaar zal het aandeel van importgas in de gasvoorziening geleidelijk toenemen, zonder dat dat uit reserve-optiek al strikt noodzakelijk zou zijn. Het gaat dan om de reeds afgesloten importcontracten, om de voorziene import uit Rusland en om eventuele import door anderen dan Gasunie, waar de Derde Energienota uitdrukkelijk de ruimte voor biedt. Daarmee wordt voorkomen dat er aan het eind van de planperiode van 25 jaar een breuk optreedt. Mede door die importen kan ook na 2020 een belangrijk deel van het binnenlandse gasverbruik nog uit eigen bronnen gedekt worden.

Gegeven een productieniveau van zo'n 80 mld. m³ per jaar en de voorziene import, is export van aardgas ook ná 2010, wanneer de huidige exportcontracten van Gasunie aflopen, mogelijk. Het is ook gewenst, vanuit de eerder genoemde milieuoverwegingen en om economische redenen. Bij een constante gasstroom wordt de infrastructuur immers permanent benut en bij constante hoge productie komt het geïnvesteerd vermogen weer snel vrij. Maar bij de economische overwegingen spelen vooral ook de grote bedragen die export voor de Staat oplevert. Het is profijtlijker het aardgas nu te winnen en de opbrengst voor de Staat te investeren in productieve projecten (60% van de opbrengst van export boven de al aangepane verplichtingen vloeit naar het Fonds Economische Structuurversterking) dan het gas in de grond te laten zitten en het later primair voor binnenlands verbruik in te zetten.

Gelet op het bovenstaande is het kabinet van mening dat met het globaal handhaven van de productie uit Groningen op het huidige niveau op evenwichtige wijze aan alle genoemde overwegingen recht wordt gedaan.

3. Gasunie als handelaar op de Europese markt

De Europese gasmarkt is in beweging. Vanaf de jaren zestig is de markt tot ontwikkeling gebracht op basis van langetermijncontracten tussen producenten en transport- en distributiebedrijven. Hierdoor konden de enorme bedragen worden gegenereerd die nodig waren voor de investeringen ten behoeve van een gestage groei van productie, transport en verbruik van aardgas.

De groei duurt nog steeds voort, maar nu de markt een zekere rijpheid heeft bereikt worden de relaties tussen vragers en aanbieders dynamischer. Nieuwe infrastructuurprojecten, die verbindingen leggen tussen de Europese markt en nieuwe gasvelden (uit Noorwegen, Rusland, Engeland en Algerije), en nieuwe ambities bij marktpartijen illustreren dit treffend. Verbruikers onderzoeken of andere leveranciers hen niet nog beter van dienst kunnen zijn, aanbieders zijn op zoek naar nieuwe klanten. De

Brusselse plannen om de energiemarkt in de Europese Unie verder te liberaliseren versterken deze trend. Maar ook daar buiten, in Midden en Oost Europa, is de markt volop in beweging.

In de Derde Energienota zijn deze ontwikkelingen al uitgebreid geanalyseerd. Daarin is ook aangegeven dat een grondige bezinning op de rol van Gasunie in het licht van die ontwikkelingen heeft plaatsgevonden. Het is niet langer vanzelfsprekend dat binnenlandse gasverbruikers (alleen) voor Gasunie kiezen. Ook is het niet vanzelfsprekend dat Gasunie als enige het Nederlandse gas zal verkopen. Er zijn alternatieven. Gasunie zal de concurrentie aan moeten gaan.

Deze bezinning heeft geleid tot een nieuwe visie op de rol van Gasunie. De kern daarvan is dat Gasunie niet langer alleen de inkoper, verkoper en transporteur van Nederlands gas is, maar steeds meer ook een handelaar en dienstverlener op de Europese markt zal worden.

Uiteraard blijven de verantwoordelijkheden rond de exploitatie van het Nederlandse gas van het grootste belang. De gasreserves zijn nog steeds zeer groot. Als deze verstandig worden geëxploiteerd, blijft het aantrekkelijk om te exploreren en kan er nog veel aan de gasreserves worden toegevoegd.

Daarnaast kan Gasunie als handelaar ook gas inkopen en met een toegevoegde waarde weer verkopen. De toegevoegde waarde bestaat bijvoorbeeld uit flexibiliteit, betrouwbaarheid, overbruggen van tijdsverschillen tussen aan- en verkoop, kwaliteits- en hoeveelhedaanpassingen. Gasunie kan die toegevoegde waarde leveren op basis van het fysieke en commerciële netwerk dat ontstaan is en onderhouden wordt door de verkoop van het Nederlandse gas. Dit netwerk heeft een goede reputatie door z'n betrouwbaarheid. De kern daarvan is en blijft het Groningenveld met zijn unieke flexibiliteit en met zijn ligging vlakbij grote verbruikerscentra. In de nieuwe marktsituatie, met aanbieders die het gas van steeds verder moeten aanvoeren en met verbruikers die hogere eisen stellen, ook in Midden- en Oost-Europa, bestaat er belangstelling voor wat Gasunie te bieden heeft.

Binnenlandse klanten zullen ook van deze handelsfunctie van Gasunie mee kunnen profiteren, gezien de steeds grotere plaats die importgas in de binnenlandse energievoorziening zal gaan innemen. Het voordeel voor Gasunie en in het verlengde daarvan voor de Staat en de betrokken ondernemingen in de keten is niet alleen dat er met handel geld valt te verdienen, maar ook dat de hele infrastructuur die rond het Groningenveld ontstaan is (fysiek, kennis) beter benut kan worden. Daarmee is ook de derde rol van Gasunie, die van dienstverlener, genoemd.

Om het Gasunie mogelijk te maken inhoud te geven aan de nieuwe rol, moet aan een aantal zaken aandacht worden besteed.

- De infrastructuur moet toegesneden worden en blijven op de nieuwe eisen. In dat kader is van belang dat het Gasuniesysteem een centrale plaats blijft innemen in het Europese transportnetwerk (de zogenaamde hubfunctie). Dit is in eerste instantie een verantwoordelijkheid van Gasunie, maar waar mogelijk en nodig moet de overheid bereid zijn de helpende hand te bieden, uiteraard binnen de normale planologische randvoorwaarden en procedures.

- In de tweede plaats moet Gasunie een duidelijk profiel op de Europese markt behouden. Gasunie moet daarom de ruimte krijgen om als leverancier actief te blijven, ook op buitenlandse markten, voorzover dat past binnen een verantwoorde exploitatie van onze aardgasreserves.

- Ten slotte moet de belangrijkste troefkaart van Gasunie, namelijk de flexibiliteit van het Groningenveld, zo lang mogelijk en op de meest renderende manier inzetbaar blijven.

Het is goed hier iets uitgebreider op de centrale rol van de flexibiliteit in te gaan.

De meeste gasvelden produceren een vrijwel constante stroom gas. Dat heeft meerdere redenen: geofysische (het veld kan beschadigd worden door de productie te variëren) en economische (benutting van de infrastructuur de snelheid waarmee het geïnvesteerd vermogen weer vrij komt).

De meeste klanten willen daarentegen gas flexibel afnemen: meer bij koud weer, tijdens hoogconjunctuur; minder bij het omgekeerde en bij onderhoud van installaties.

Het afstemmen van een constante gasproductie op een flexibele vraag kan op veel manieren: gasopslag, tijdelijke inzet andere energiedragers, afschakelbaarheid, sturen met prijssignalen. Omdat dat allemaal geld kost, heeft flexibiliteit bij gasproductie een duidelijke waarde. Het Groningenveld kan die flexibiliteit leveren: door zijn geologische eigenschappen (het wordt niet beschadigd), door zijn ligging dicht bij afnemers (de lagere benuttingsgraad van de transportinfrastructuur is dan niet zo'n punt) en door de wijze van beheer (de zorgvuldige afstemming van productie en afzet tussen de Maatschap en Gasunie). Als het Groningenveld niet flexibel ingezet wordt, maar in een constant tempo zou worden geproduceerd, wordt deze waarde niet gerealiseerd en wordt geen optimaal gebruik gemaakt van de mogelijkheden.

In het verleden is de flexibiliteit op diverse manieren gebruikt: om de productie van de kleine velden in te passen, om de variaties in de binnenlandse vraag te volgen (zonder investeringen in opslagsystemen) en om flexibele exportcontracten (tegen een hogere prijs) af te sluiten.

In de rol van gashandelaar kan Gasunie in de toekomst steeds meer van deze flexibiliteit verkopen, zonder meer gas te produceren. Het gaat dan niet in de eerste plaats om korte termijn flexibiliteit (bijvoorbeeld het opvangen van een extreme koude piek): daarvoor kan in veel gevallen beter vlakbij de klanten in opslagsystemen worden geïnvesteerd, zoals ook in Nederland gebeurd is. Het gaat vooral om langetermijnflexibiliteit: seizoensopslag, voorleveringen, opvangen van conjunctuurschommelingen, enz.

In de motie over de positie van Gasunie als gashandelaar (motie nr. 8, 24 525, 22 232, van de leden Witteveen-Hevinga, Crone en Jorritsma-van Oosten) wordt dus terecht geconstateerd dat de regering positief staat ten opzichte van de mogelijkheid van Gasunie om als gashandelaar te opereren. In de motie wordt vervolgens de vraag gesteld of dit geen gevolgen moet hebben voor de organisatie van Gasunie. Daarbij wordt enerzijds gewezen op de gescheiden verantwoordelijkheden van de overheid en de markt, en anderzijds op de wens tot consistentie in het beleid met betrekking tot de elektriciteitssector.

In mijn eerste reactie op de motie heb ik deze ontraden (kamerstukken II, 1995–1996, 24 525 en 22 232, nr. 26). Mijn belangrijkste argument daarbij was dat het niet verstandig is deze activiteiten van Gasunie, die mede moeten bijdragen aan een gezonde Nederlandse gasvoorziening op zeer lange termijn, in een afgesplitst bedrijfsonderdeel onder te brengen. Dit moet juist een integraal onderdeel van de activiteiten van Gasunie zijn.

Maar er zijn ook meer principiële argumenten tegen een scheiding van functies binnen Gasunie. Gasunie verricht zijn activiteiten in een commerciële omgeving. Tot dusver is dan wel nauwelijks sprake geweest van concurrentie tussen gasleveranciers op de Nederlandse markt, maar gas is wel van meet af aan een substituut en daarmee ook een concurrent geweest voor olieproducten (en ook kolen). Op de internationale markt is al sinds vele jaren concurrentie tussen gasleveranciers aan de orde. Gasunie heeft mijns inziens naar tevredenheid aangetoond met succes in deze commerciële omgeving te kunnen werken. Vanwege dit internationale karakter van de gasmarkt, die op dit punt en op het punt van de

prijsvorming wezenlijk afwijkt van de elektriciteitsmarkt, acht ik uiterste terughoudendheid geboden bij het inperken van de commerciële armslag van Gasunie. De huidige concurrenten van Gasunie op de internationale markt zijn op geen enkele wijze ontvlochten. Zou Gasunie wel op een of andere wijze worden ingeperkt, dan wordt daarmee een onwenselijk concurrentienadeel voor de Nederlandse gasleverancier gecreëerd. Ik acht dat vanuit ons belang als productieland zeer ongewenst.

Ook de binnenlandse markt wordt in toenemende mate opengesteld voor concurrentie. In de Derde Energienota is geschetst hoe de stapsgewijze vrijmaking van de klanten gestalte zal krijgen. Dit is overigens veel meer een praktische dan een formele kwestie, omdat er ook nu al geen wettelijke belemmeringen zijn voor gasverbruikers om een andere leverancier te zoeken. Het heeft echter mijn voorkeur om ook bij gas de overgang naar een vrij concurrerende markt op een geleidelijke wijze te doen plaatsvinden. Reden om ook bij gas het concept van gebonden klanten te hanteren. Juist bij de levering aan gebonden klanten is er sprake van een nutsfunctie ten aanzien van de voorzieningszekerheid. Dit is primair een taak van de distributiebedrijven. Wel is Gasunie de aangewezen partij om een belangrijke rol te vervullen in de afstemming van vraag en aanbod op lange termijn. Gasunie heeft immers een goed overzicht van alle gasstromen en heeft tevens inzicht in de ontwikkeling van de vraag. Deze rol botst geenszins met de strikt commerciële activiteiten van Gasunie. Integendeel, juist dankzij haar commerciële activiteiten en kennis kan Gasunie zich een realistisch beeld vormen van vraag- en aanbodvoorspellingen.

Ik zie daarom geen reden voor het opsplitsen van de verschillende activiteiten van Gasunie. Waar het gaat om toegang tot het gasnet heb ik in de Derde Energienota al uiteengezet dat ik, ook gelet op de voorgaande overwegingen, wil wachten op richtlijnen in Europees kader over deze kwestie. Ik heb goede hoop dat het, nu het bij elektriciteit tot een doorbraak is gekomen, ook snel zal lukken bij gas tot een Europees compromis te komen. De eerste discussies in Brussel over dit onderwerp rechtvaardigen dit optimisme.

Tot slot verwijst de motie naar het advies van de Algemene Energieraad over de handelsfunctie van Gasunie. De AER wijst op de risico's die aan gashandel verbonden kunnen zijn voor de voorzieningszekerheid en voor het nationale gasbeleid. Voorts wijst de AER op de mogelijke commerciële baten en risico's en de verdeling daarvan over de nationale stakeholders. Hier past enige relativering. Hoe belangrijk deze activiteiten ook zijn voor het behoud en de verbetering van de internationale concurrentiepositie van Gasunie, het blijven toch relatief bescheiden activiteiten in het licht van de totale Nederlandse gasreserve of van de totale jaarlijkse Nederlandse gasproductie. Zoals eerder opgemerkt blijven de voorzieningszekerheid en het nationale gasbeleid voorop staan.

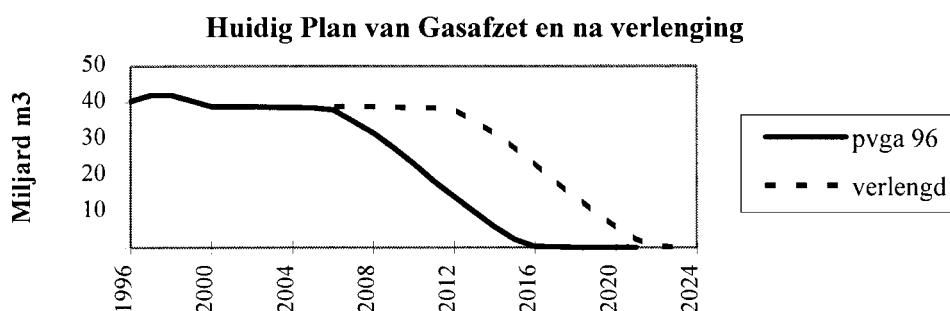
Het feit dat ik scheiding van functies binnen Gasunie ongewenst vind, wil niet zeggen dat de aanwezige risico's verwaarloosd mogen worden. Om die reden heb ik Gasunie verzocht een goed intern bewakingssysteem voor deze activiteiten op te zetten. Via de betrokkenheid van de staat als 50% aandeelhouder in Gasunie zal ik erop toezien dat hier geen onverantwoorde risico's worden gelopen. Voorzover de eventuele afsplitsing het oogmerk heeft de aansprakelijkheid te beperken, moet ik opmerken dat dit niet mogelijk is. In alle belangrijke contracten (zowel inkoop als verkoop) zal door de wederpartij een betrokkenheid van de N.V. Nederlandse Gasunie als moedermaatschappij gevraagd worden.

4. Verlenging exportcontracten

Bij het verlenen van toestemming aan Gasunie om de exportcontracten te verlengen, is de marktsituatie een belangrijke overweging. Maar ook de beschikbaarheid van gas, de werkgelegenheid en het financiële aspect spelen daarbij een rol.

4.1 Marktsituatie en vraag naar gas

De huidige exportcontracten van Gasunie lopen in de periode 2005–2010 af (zie figuur).



Afnemers willen hun verwachte vraag naar aardgas vroegtijdig ingedekt hebben. Waar Nederland middels het Plan van Gasafzet de voorzieningszekerheid indekt door de leveringen voor tenminste 25 jaar binnenlands verbruik te garanderen, moeten de buitenlandse afnemers dit realiseren door langetermijncontracten te sluiten. Voor hen is 2010 dus kort dag. Daarbij speelt ook een rol dat het realiseren van nieuwe projecten, vanuit ver weggelegen gasgebieden, een aanzienlijk aantal jaren vergt.

De exportafnemers van Gasunie hebben inmiddels meermalen hun interesse in verlenging van de exportcontracten kenbaar gemaakt. Het is om een aantal redenen geboden om de afnemers nú te informeren over de mogelijkheden van verlenging van de exportcontracten.

– Rusland, Noorwegen en – als nieuwe leverancier op de West-Europese markt – Engeland zullen de komende jaren additionele volumes aardgas op de markt brengen. De West-Europese gasmarkt zal daarmee de komende 10 jaar gekenmerkt worden door een aanbodoverschot. Wil Gasunie zijn positie in deze marktsituatie bestendigen, dan is het noodzakelijk nu een beslissing over verlenging van de exportcontracten te nemen.

– Gasunie levert zowel hoog- als laag-calorisch (= Groningen kwaliteit) aardgas op de West-Europese markt. Het grootste deel (80%; ruim 30 mld. m³) van de exportleveranties van Gasunie betreft laagcalorisch aardgas. De andere leveranciers leveren nagenoeg alleen hoogcalorisch aardgas. Wanneer de afnemer besluit bij een andere leverancier de vraag in te dekken (dus met hoogcalorisch aardgas), is een aanpassing van de apparatuur noodzakelijk en gaat de markt definitief voor Gasunie verloren. De ombouw van de markt van laag- naar hoogcalorisch gas zal de exportafnemer veel geld kosten en is daarmee onomkeerbaar. Helderheid over additioneel Nederlands gas is daarom geruime tijd van tevoren noodzakelijk.

– De Nederlandse exportcontracten kennen een grote flexibiliteit. Dit betekent dat de afnemer de mogelijkheid heeft om, binnen bepaalde grenzen, zijn afnames van het Nederlandse gas af te stemmen op de vraag in zijn markt. In de winter is de vraag aanzienlijk hoger dan in de

zomer. Een afnemer van Gasunie heeft twee opties om aan deze wisselende vraag te voldoen. Hij kan gebruik maken van de flexibiliteit in het contract met Gasunie, of zelf installaties bouwen (of huren). In het algemeen gaat het dan om ondergrondse berging, waarmee de wisselende vraag opgevangen kan worden. Beide opties brengen kosten met zich mee.

Bij veel afnemers levert Gasunie dus flexibiliteit, waarvoor de afnemer betaalt. Wanneer de afnemer geen zekerheid heeft over leveringen op termijn door Gasunie, zal hij zelf maatregelen nemen om aan de noodzakelijke flexibiliteit te kunnen voldoen. Als afnemers hiertoe zouden overgaan, zou de flexibiliteit die Gasunie levert niet langer noodzakelijk zijn. En daarmee zou een aanzienlijke inkomstenbron wegvallen.

– Het moge duidelijk zijn dat voor de ontwikkeling van een handelaarsfunctie, zoals in paragraaf 3 beschreven, continuering van de aanwezigheid van Gasunie op de exportmarkt een «conditio sine qua non» is.

4.2 Beschikbaarheid van gas

Gasunie verzocht om een verlenging met gemiddeld 6 jaar van de huidige contracten. Voor deze verlenging is een additioneel exportvolume van 240 mld. m³ nodig. Hierbij komt, zoals in paragraaf 2 al werd gesteld, de vraag naar voren of de Nederlandse reservesituatie een dergelijke verlenging toestaat.

Per 1-1-1996 bedraagt de beschikbare hoeveelheid gas 2543 mld. m³. Deze hoeveelheid bestaat uit de Nederlandse reserves (inclusief futures) en de gecontracteerde import van aardgas, waarbij de additionele import van 120 mld. m³ is inbegrepen. Gedurende de planperiode van 25 jaar wordt 2124 mld. m³ (inclusief de 240 mld. m³ aan additionele export) aan verkopen verwacht. Ook na verlenging van de exportcontracten (voor de helft gecompenseerd door additionele import) is over 25 jaar nog een reserve aanwezig van ruim 400 mld. m³, overeenkomend met een binnenlands verbruik van circa 10 jaar. Zoals in de Derde Energienota is beschreven, moeten tegen die tijd niet-fossiele energiebronnen in een substantieel deel van onze behoefte voorzien.

De beschikbare reserves zijn gelet hierop toereikend om extra exportverplichtingen aan te gaan.

In de Derde Energienota heb ik aangegeven het huidige productieniveau te willen handhaven. Dan is een verlenging van de exportcontracten dringend gewenst. Bij deze productie van ca. 80 mld. m³ per jaar mag verwacht worden dat het huidige niveau van exploratie gehandhaafd blijft. Want producenten hebben bij dit niveau het vertrouwen dat het gevonden gas op korte termijn geproduceerd kan worden. Zonder exportverlenging is het gevaar van een vermindering in exploratie reëel. Dat gaat ten koste van de te verwachten Nederlandse reserves.

4.3 Financieel

De verlenging van de exportcontracten levert de Staat substantiële baten op. Het grootste deel daarvan zal, conform de rekenregels, te zijner tijd aan het FES ten goede komen. Het ondergronds vermogen komt daarmee beschikbaar voor investeringen in een betere infrastructuur in Nederland.

4.4 Werkgelegenheid

Dankzij de gaswinning zijn in Nederland circa 25 000 personen werkzaam. Dit betreft de directe werkgelegenheid van personen die in dienst zijn bij de winningsmaatschappijen en de werkgelegenheid bij de toeleveranciers aan de winningsmaatschappijen.

De directe werkgelegenheid bij de winningsmaatschappijen is de afgelopen 10 jaar vrijwel gelijk gebleven. De toeleveranciers aan de winningsmaatschappijen hebben dankzij de aanwezigheid van een thuismarkt in toenemende mate een positie op de exportmarkt weten te veroveren. Dat heeft bijgedragen aan een groeiende werkgelegenheid bij de toeleveranciers. Zolang de toeleveranciers een gezonde thuismarkt als uitvalsbasis hebben kan de positie op de exportmarkt behouden blijven en mogelijk worden uitgebreid.

De toekomst van de werkgelegenheid in de gaswinning wordt in de eerste plaats bepaald door de investeringen van winningsmaatschappijen in exploratie en productie in Nederland en het Nederlandse deel van het continentale plat. Na de wat mindere periode van de afgelopen jaren, rechtvaardigen de reacties van de winningsmaatschappijen op de negende ronde opsporingsvergunningen een positieve verwachting. Het is dan wel van belang dat de producenten erop kunnen blijven vertrouwen dat gevonden gas op korte termijn geproduceerd kan worden.

Exportverlenging zal de producenten wat dit betreft een extra verzekering geven. Daarnaast is het voor de positie van de toeleveranciers van belang dat Nederland zijn naam als internationaal gasland en gasexporteur blijft behouden.

5. Additionele import

Naast toestemming voor het additionele exportvolume van 240 mld. m³ heeft Gasunie instemming gevraagd voor een additioneel importvolume van 120 mld. m³. Deze additionele import is – zoals in paragraaf 2 is beschreven – wenselijk uit oogpunt van een goed voorraadbeheer en legt een basis voor de voorzieningszekerheid op zeer lange termijn.

Gasunie werkt inmiddels hard aan de invulling van deze 120 mld. m³ additionele import. Op 16 mei jl. heeft Gasunie met de Russische leverancier Gazprom een «Heads of Agreement» ondertekend voor import van 84 mld. m³ over een periode van 20 jaar. Deze importen beginnen in 2001 en bereiken in 2005 een volume van ruim 4 mld. m³ per jaar. Met deze nieuwe importen uit Rusland, die ik in beginsel heb goedgekeurd, wordt de basis gelegd voor een duurzame relatie met de leverancier die de beschikking heeft over de grootste aardgasvoorraad ter wereld. Ook wordt met deze import een invulling gegeven aan het Energy Charter.

Met de voorziene import van 84 mld. m³ uit Rusland wordt al voor een groot deel invulling gegeven aan de additionele import van 120 mld. m³. Voor het resterende volume van 35 mld. m³ bestaan er ruime perspectieven. Een optie met de Russische leverancier tot verlenging van het voorziene contract en import uit Engeland behoren tot de mogelijkheden.

6. De prijs van het aardgas

Bij de behandeling van de Derde Energienota hebben enkele leden van de Tweede Kamer een vraag gesteld naar de prijsvorming bij aardgas. Hoewel dit op zich los staat van het onderwerp van deze notitie, wil ik er toch – conform mijn toezegging – in deze notitie op antwoorden.

Bij de grootschalige introductie van aardgas in de Nederlandse energiehuishouding is gekozen voor een geïntegreerd beleid van winning en afzet waarvan het prijsbeleid een belangrijk onderdeel uitmaakte. De doelstelling van het beleid destijds was te bevorderen dat het aardgas de plaats op de energiemarkt zou verwerven waarop het het meest tot zijn recht zou komen en de grootste bijdrage zou leveren aan de verhoging van de nationale welvaart. Deze doelstelling impliceerde een prijsstelling die niet gebaseerd was op de productiekosten, maar op de waarde van het gas in het economische verkeer: het inmiddels bekende marktwaardebeginsel.

Op grond van dat beginsel kon aardgas in de diverse deelmarkten worden verkocht tegen een concurrerende prijs die niet kunstmatig hoger of lager kon worden gesteld. Het hanteren van de marktwaarde betekende dat de gasprijs gebaseerd werd op de kosten van het stoken van het meest gereede alternatief. Dit waren over het algemeen olieproducten waarvan de prijs op de wereldoliemarkt werd bepaald. Prijsstelling op basis van marktwaarde betekende voor de consument dat zijn gasrekening nooit hoger was dan de kosten bij het gebruik van de alternatieve brandstof.

Tegelijkertijd betekende het voor de leverancier afzet zekerheid. Hij werd immers beschermd tegen substitutie. Dit was gezien de relatief lange productieperiodes een belangrijke voorwaarde voor het ontwikkelen van gasvelden.

De hierboven opgesomde argumenten voor de keuze van marktwaarde als leidend prijsvormend beginsel bestaan in de kern nog steeds. Het marktwaardeprincipe wordt daarom ook nog steeds toegepast in de contracten tussen Gasunie en haar afnemers, maar ook in de contracten van andere leveranciers op de West-Europese markt.

Om te voorkomen dat de consument met plotselinge grote prijschokken geconfronteerd wordt, is de koppeling in de contracten zodanig vorm gegeven dat wijzigingen van de olieproductprijzen met enige vertraging worden doorgegeven. Zo wordt de gasprijs voor kleinverbruikers die geldt voor de periode van juli tot en met december van een jaar gebaseerd op de gemiddelde notering van gasolie van de voorafgaande periode november tot en met april. Bovendien is afgesproken dat prijswijzigingen als gevolg van wijzigingen van de gasolieprijs per keer niet meer mogen bedragen dan 3 ct/m³. En betaalt de kleinverbruiker zijn gasrekening in gelijke, maandelijkse termijnbedragen.

In de tijd dat het gasbeleid tot stand kwam, is gekeken naar andere methodes om de gasprijs vast te stellen dan het marktwaardebeginsel. Zo'n andere methode zou zijn de zogenaamde kost plus-methode. Hierbij wordt aan de consument naast de kosten van het gas een zekere winstmarge in rekening gebracht. Voor de vaststelling van de gasprijs was dit echter geen alternatief. Vanwege de relatieve lage kostprijs van het Nederlandse aardgas, zeker in de tijd toen het allemaal uit het Groningenveld afkomstig was, zou de kost plus-methode neerkomen op het verkwanselen van de Nederlandse bodemschatten en daarmee tot een gevoelige vermindering van opbrengsten voor de schatkist. Bovendien zou het aardgas niet zijn aangewend op de meest efficiënte manier en voor de meest nuttige toepassingen én de bestaande verhoudingen op de energiemarkt zouden volledig zijn verstoord. Ook zou daarmee verspilling in de hand zijn gewerkt.

In de loop der jaren is getracht om aan het beginsel van marktwaarde de meest actuele invulling te geven. Zo werd eind jaren tachtig de ruimte geboden voor bepaalde afnemers kolen als alternatieve brandstof te gebruiken voor de prijsvaststelling.

In de Derde Energienota is aangegeven dat het stoken van aardgas van een serieus te nemen concurrent ook als basis kan dienen voor marktwaardeberekeningen. Inmiddels is er immers in potentie meer aanbod beschikbaar voor Nederlandse afnemers dan alleen van Gasunie. De gasmarkt schuift een stukje op in de richting van een meer evenwichtige markt met meer aanbieders, waardoor de totstandkoming van een verantwoorde gasprijs niet meer volledig hoeft te worden bewerkstelligd via de route van de koppeling aan olieproductprijzen alleen.

De hoeveelheid aanbieders op de markt zal echter vooralsnog beperkt blijven. In deze situatie is handhaving van marktwaarde als leidend beginsel bij de vaststelling van de aardgasprijs, weliswaar aangepast aan

de huidige marktomstandigheden, de juiste keuze. Het geeft de partijen op de markt genoeg ruimte om verantwoorde prijzen overeen te komen. Ten slotte komt zo de doelstelling om het aardgas zo veel mogelijk te doen bijdragen aan de verhoging van de nationale welvaart niet in het gedrang.

ANTWOORDEN OP VRAGEN VAN DE VASTE COMMISSIE VOOR ECONOMISCHE ZAKEN OVER HET GASBELEID

De antwoorden op de vragen zijn gegroepeerd rond de thema's «relatie kleineveldenbeleid, het Groningenveld en het exportbeleid», «reserves» en «Waddenzee».

1. Relatie kleineveldenbeleid, het Groningenveld en het exportbeleid

De nummers v1–v14 verwijzen naar de per brief gestelde vragen

Nederland verkeert in de omstandigheid dat er nog steeds veel aardgas in de grond zit. De overheid draagt een verantwoordelijkheid voor het beheer van deze voorraad. De rijkdom aan gas moet immers op een verantwoorde wijze geëxploiteerd worden waarbij de opbrengsten voor de samenleving zo groot mogelijk moeten zijn. Daarbij komt bovendien dat aardgas inmiddels een groot aandeel heeft gekregen in het totale Nederlandse energiegebruik. Dit aandeel is momenteel zo'n 50%. Het is daarom belangrijk dat de voorziening van aardgas voor Nederland voor langere tijd gewaarborgd is. Het aardgasreservebeleid is dus ook voor de voorzieningszekerheid van groot belang. Deze voorzieningszekerheid betreft niet alleen de vraag of Nederland erop kan vertrouwen dat er nu en in de toekomst voldoende kubieke meters aardgas aanwezig zal zijn. Het betreft ook de vraag naar de beschikbaarheid van capaciteit. Ook tijdens een koude winterdag wanneer de gasvraag aanzienlijk hoger is dan gemiddeld moet de afnemer kunnen vertrouwen op ononderbroken levering.

1.1 Centrale rol Groningenveld

Het Groningenveld speelt een centrale rol in de voorzieningszekerheid. Met het Groningenveld is het mogelijk fluctuaties in de vraag naar gas op te vangen omdat het veld flexibel kan produceren. In tegenstelling tot de ons omringende landen was het daardoor in Nederland lange tijd niet nodig om de fluctuaties in de gasvraag op te vangen met ondergronds opgeslagen gas. Nog steeds kan het Groningenveld deze functie vervullen zij het dat door voortgaande depletie van het veld, aanvullende maatregelen nodig zijn geworden.

v8

De mogelijkheid van het Groningenveld om flexibel te produceren, biedt daarnaast mogelijkheden voor andere, kleine velden. De productie van het Groningenveld wordt afgestemd op de productie van deze kleine velden. Neemt de productie van kleine velden toe dan produceert het Groningenveld minder. Kleine velden krijgen zo voorrang op het Groningenveld. Het Groningenveld is dus niet alleen een buffer die wisselingen in de gasvraag opvangt maar ook een buffer die wisselingen in het aanbod van gas opvangt.

De voorrang die de kleine velden krijgen op het Groningenveld is de kern van het zogenaamde kleine velden beleid. Dit beleid wordt sinds de jaren 70 gevoerd. Producenten van kleine velden hebben in Nederland door dit beleid de verzekering dat, dankzij de rol van het Groningenveld, deze velden zonder wachttijd en in een nagenoeg constant productietempo kunnen worden geëxploiteerd. Hierdoor zijn kosten en risico's van de productie van kleine velden in Nederland relatief laag. Zo kunnen in Nederland kleine velden die in de ons omringende landen niet geproduceerd worden, toch rendabel ontwikkeld worden. Dit beleid leidt zo tot een vergroting van de Nederlandse gasreserves. Tegelijkertijd leidt de productie uit deze kleine velden ertoe dat het Groningenveld gespaard wordt. Hierdoor kan het Groningenveld langer de belangrijke rol in het opvangen van de fluctuaties in de gasvraag en de rol in het kleine velden beleid vervullen.

v12

Zijn er voor deze rol van het Groningenveld ook alternatieven? De productie van de kleine velden bedraagt jaarlijks ongeveer 45 miljard kubieke meter die, zoals gezegd, in een nagenoeg constant tempo geproduceerd worden. Om een dergelijke grote gasproductie in te passen in een sterk variërende gasvraag zou zonder het Groningenveld op zeer grote schaal ondergrondse gasopslag moeten worden aangelegd. De kosten hiervan zouden het kostenvoordeel, dat de mogelijkheid van een nagenoeg constante kleine velden productie biedt, verre overtreffen. Ook kleine velden zijn geen alternatief. Voor het inpassen van 45 miljard kubieke meter in een variërende gasvraag, is juist een zeer groot gasveld als het Groningenveld nodig. Het Groningenveld is daarom uniek en onvervangbaar.

v10

Wat dit betreft biedt ook buitenlands aanbod van gas geen perspectief. Het gas dat op de Europese markt wordt aangeboden heeft, net als het gas uit kleine velden, een hoge load-factor. Dat wil zeggen dat het gas gedurende het jaar in een nagenoeg constante stroom geleverd wordt. Voor het inpassen van de constante productie uit kleine velden zou juist gas nodig zijn met een lage load-factor, dus gas dat in wisselende hoeveelheden leverbaar is. Ook nu er meer aanbieders van gas op de Europese markt komen blijft het Groningenveld derhalve haar unieke strategische positie behouden. Het veld wordt voor Nederland vanwege deze intensievere concurrentie op de Europese gasmarkt zelfs belangrijker, omdat het Gasunie in staat stelt het Nederlandse gas met een relatief lage load-factor op de Europese markt aan te bieden. Daardoor kan Nederland voor zijn aardgas, ondanks de toegenomen concurrentie, toch een relatief hoge prijs vragen.

1.2 Kleineveldenbeleid lonend

v9

De productie van gas uit het Groningenveld is goedkoper dan productie van gas uit kleine velden. Om een idee te geven, de productiekosten van kleine velden liggen in de orde van grootte van enige centen tot een dubbeltje. De productiekosten van Groningen bedragen slechts enkele centen. Toch krijgen kleine velden voorrang boven het Groningenveld. Dit lijkt niet in het belang van de Staat te zijn. Een duurdere gasproductie heeft immers een negatieve invloed op de jaarlijkse gasbaten. Bovendien is ook het afdrachtenpercentage van het Groningenveld circa 10 tot 15% hoger dan bij de kleine velden. Dit zou impliceren dat een gasproductie, die geheel uit Groningengas bestaat, aantrekkelijk zou zijn voor de Staat.

v8

Toch draagt juist het kleineveldenbeleid, waarin de kleine velden voorrang krijgen op het Groningenveld, bij aan een duurzaam en economisch voorraadbeheer. Ook de Algemene Energieraad komt in zijn advies van november 1995 over het Nederlands gasbeleid tot deze conclusie. De suggestie het gas in de kleine velden vanaf nu in de grond te laten zitten en later primair voor binnenlands verbruik in te zetten gaat niet op. Het idee zou namelijk zeer nadelig zijn voor de Nederlandse reservepositie.

Als we het gas in de kleine velden namelijk in de grond laten zitten, is het voor de winningsmaatschappijen niet langer interessant naar gas te zoeken. Het succes van het kleineveldenbeleid staat of valt met de gegarandeerde continue afzet. De idee het gas pas op een later tijdstip te verkopen doorkruist deze garantie. De maatschappijen gaan geen gas zoeken om het vervolgens in de grond te laten zitten. De Derde Energienota stelt het zo: «Het klinkt enigszins paradoxaal, maar het is voor een duurzaam voorraadbeheer dus essentieel dat er gas verkocht wordt. Als gas niet wordt verkocht, wordt het niet gezocht.» Een duurzaam voorraadbeheer is dus gebaat bij een voldoende gasafzet.

Er geldt hierbij bovendien dat uitstel afstel betekent. Wanneer het Groningenveld uitgeproduceerd zou zijn, en de kleine velden weer aan de beurt zouden komen kan het Groningenveld niet meer de kosten-drukkende rol bij de productie van kleine velden spelen. Een tweede reden voor het «afstel» is dat er in Nederland en op het Continentale plat geïnvesteed is in een kostbare gasproductie-infrastructuur. Deze investering loont alleen wanneer de kosten afgeschreven kunnen worden op meerdere kleine velden. Continuering van productie en ontwikkeling van kleine velden is dus noodzakelijk. Bovendien zullen tegen de tijd dat het Groningenveld uitgeproduceerd zou zijn en dus de kleine velden weer aan de beurt zouden zijn, grote delen van de infrastructuur verouderd en dus technische afgeschreven zijn. Dit betekent dat wanneer in de toekomst kleine velden in ontwikkeling zouden komen, er opnieuw kostbare investeringen zouden moeten plaatsvinden.

Het gas dat nu in de grond zou blijven zou in de toekomst voor een belangrijk deel niet meer winbaar zijn en derhalve ook niet meer inzetbaar.

Niet alleen voor de reservepositie maar ook voor de werkgelegenheid in de olie- en gaswinning zou de productiestop gevolgen hebben. Mede dankzij onlangs genomen maatregelen ter verbetering van het mijnbouw-klimaat zal de werkgelegenheid in de olie- en gaswinning naar verwachting de komende tijd redelijk stabiel blijven. Dit zou echter geheel doorkruist worden door de stop op de ontwikkeling van kleine velden. Het «tijdelijk» niet in ontwikkeling nemen van nieuwe velden zou een voortijdig einde betekenen van de Nederlandse olie- en gaswinnings-industrie en de toeleveranciers aan deze sector. De werkgelegenheid van ongeveer 25 000 personen zou daarbij in het geding zijn.

v13

Al met al zou een productiestop voor de kleine velden leiden tot lagere gasreserves in de toekomst, tot kapitaalvernietiging en afbraak van werkgelegenheid. Het zal duidelijk zijn dat dit ook vanuit de invalshoek van de aardgasbaten een ongunstig scenario oplevert, ook al zou op korte termijn door de lagere productiekosten en het hogere staatsaandeel van het Groningenveld enig voordeel kunnen worden behaald.

Als het in Nederland gewonnen gas voor 100% uit het Groningenveld zou komen, zou dat betekenen dat we op een niet duurzame en niet economisch verantwoorde wijze met onze gasreserves omspringen. Een dergelijk beleid zou niet stroken met de motie «brede afweging», ingediend door Mw. Witteveen-Hevinga c.s. (kamerstukken II, 24 525/22 232, nr. 7).

1.3 Export van aardgas

v8
v11

In de vorige paragraaf kwam reeds aan de orde dat een duurzaam voorraadbeheer gebaat is bij een voldoende afzet. In dit licht is ook de export van het aardgas van essentieel belang.

Zonder export is continue afzet van gas uit kleine velden niet langer mogelijk. Dit betekent echter niet dat het gas uit kleine velden voor export en het gas uit het Groningenveld voor binnenlands verbruik bestemd zou zijn. Ook in dit verband is het namelijk niet mogelijk om het gas uit de kleine velden los te zien van het gas uit het Groningenveld. De gasproductie in Nederland is een geïntegreerd geheel. Neemt de productie uit kleine velden toe of neemt de vraag af, dan wordt er minder Groningengas geproduceerd en omgekeerd. Daarnaast is het zo dat niet ieder veld gas van dezelfde samenstelling produceert. Daarom wordt het gas uit alle verschillende velden opgemengd tot een constante kwaliteit.

v4

Op deze plaats is het goed enige woorden aan het exportbeleid te wijden. Export van aardgas vindt slechts plaats binnen de randvoor-

v7 waarden van voorzieningszekerheid en een duurzaam voorraadbeheer. Bij beslissingen om aardgas te exporteren wordt eerst nagegaan of de reservepositie toereikend is voor de geschatte binnenlandse gasvraag over een periode van 25 jaar en voor de reeds aangegane exportverplichtingen. (Ter vergelijking: in het buitenland hanteert men veelal een periode van 10 à 15 jaar waarover de gasvraag van te voren gedekt moet zijn.) Is dat het geval dan bieden de overblijvende reserves mogelijkheden tot additionele export. Indien op de exportmarkt een goede prijs kan worden bedongen zal hiertoe besloten kunnen worden.

v4 Voor Nederland is het nu winnen van aardgas en het gedeeltelijk afzetten in het buitenland profijtelijk. Als een goede prijs bedongen kan worden en de opbrengst voor de Staat wordt geïnvesteerd in productieve projecten (FES), dan is dat profijtlijker dan het gas in de grond te laten zitten en later primair voor binnenlands verbruik in te zetten. De contante waarde van binnenlands verbruik op een later tijdstip (na 2030) is immers lager dan de contante waarde van export in de komende jaren.

v1 Dergelijke beslissingen zijn primair commercieel, maar gelet op het belang van gas voor de Nederlandse samenleving ook een zaak van het Kabinet. De Tweede Kamer wordt hierover altijd uitvoerig ingelicht.

1.4 Visie buitenland

v14 Hoe kijken buitenlandse deskundigen aan tegen het kleineveldenbeleid? Het Internationale Energie Agentschap (IEA) beoordeelt met een zekere regelmaat het energiebeleid van de bij de OESO aangesloten landen in een zogenaamde «in depth review».

De review van 1996 gaf een positief oordeel over het Nederlandse aardgasbeleid. Het IEA ging daarbij dit keer niet expliciet in op het kleineveldenbeleid, maar meer op de thema's marktwerking en duurzaamheid. In de review van 1991 kwam het kleineveldenbeleid wel expliciet aan de orde. Volgens het IEA speelt het kleineveldenbeleid een belangrijke rol in de tot standkoming van de omvangrijke productie uit kleine velden en de omvangrijke Nederlandse aardgasreserves. In het licht van voorzieningszekerheid is het kleineveldenbeleid daarnaast «voordelig voor zowel het Nederlandse als het Europese gasaanbod», aldus het IEA.

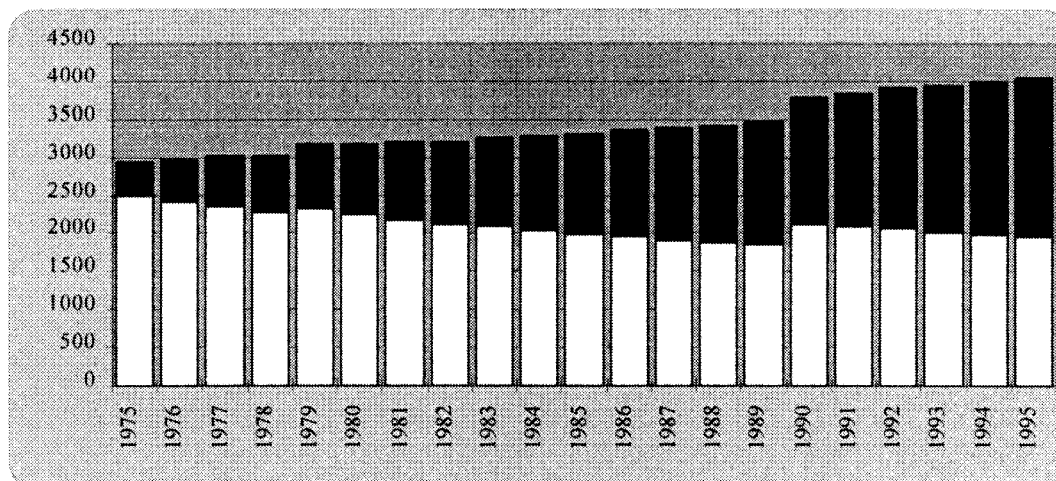
2. Reserves

2.1 Opwaardering aardgasreserves

v2 Het kleineveldenbeleid is zeer succesvol geweest. Sinds het begin van de aardgaswinning in Nederland is de beschikbare voorraad ondanks de jaarlijkse onttrekking aan die voorraad weinig gedaald. Steeds opnieuw werden er nieuwe velden gevonden of bleken de reserves van bestaande velden opgewaardeerd te kunnen worden. Dit blijkt ook uit figuur 1 waarin de aardgasreserve¹ en de cumulatieve productie over de periode 1975 tot en met 1995 staat afgebeeld. De reserves schommelen tussen de 2000 en 2500 miljard kubieke meter.

¹ De reservecijfers in dit stuk betreffen «resterend verwachte reserves». Dit is het resterende deel van de verwachte oorspronkelijke reserve na aftrek van de totale hoeveelheid gas die reeds werd gewonnen.

Figuur 1. Reserve en cumulatieve productie per einde jaar. Reserves in mld. m³.



Wanneer meer specifiek naar de ontwikkeling van de aardgasreserves van de laatste zes jaren gekeken wordt, ontstaat hetzelfde beeld. In de onderstaande tabel is van de laatste vijf jaren de reservepositie weergegeven.

Tabel 1, ontwikkeling reservepositie^{1 2} 1991–1996 volgens RGD (in mld. m³)

	reserve per 1 januari	jaarlijkse productie	jaarlijkse toevoeging reserve	saldo: afname reserve
1991	2 113	82	55	27
1992	2 086	83	58	25
1993	2 061	84	33	51
1994	2 010	78	65	13
1995	1 997	78	33	45
1996	1 952	–	–	–

¹ Bron: Jaarboek Olie en Gas.

² Toelichting: De reserve per 1-1-1991 bedroeg 2 113 mld. m³. In 1991 werd 82 mld. m³ geproduceerd en door vondsten en herwaardering kon 55 mrd. m³ aan de reserve worden toegevoegd. De reserve daalde derhalve per saldo met 27 mld. m³ en bedroeg per 1-1-1992 2086.

Deze cijfers betreffen cijfers van de Rijks Geologische Dienst (RGD). Ook Gasunie brengt met een zekere regelmaat dergelijke cijfers naar buiten. Tussen de RGD en Gasunie cijfers zit soms een klein verschil, omdat de timing van de publicatie van de RGD cijfers zodanig is dat de RGD meer recente geologische inzichten in de cijfers kan verwerken dan Gasunie dat kan. Zo kwam het Gasunie reservecijfer per 1-1-1995 lager uit dan het RGD cijfer per diezelfde datum. Overeenkomstig de inzichten van de RGD kon Gasunie haar cijfers van de reserve het daarop volgend jaar naar boven toe bijstellen. Hierdoor bedroeg de jaarlijkse toevoeging aan de reserve in 1995 volgens Gasunie 95 miljard kubieke meter.

Tabel 1, maar vooral figuur 1 roept de suggestie op dat er altijd meer gas in de bodem zit dan gedacht wordt. Immers, in figuur 1 is de staafdiagram van enig jaar telkens hoger dan de staafdiagram van het voorgaande jaar. De prognoses weken dus telkens iets af van de realisaties. Dit komt omdat er in elk jaar gelukkig weer nieuwe gasvondsten

v1
v2

werden gedaan en bestaande gasvelden positief geherwaardeerd konden worden. Ook de ontwikkeling van de techniek heeft een gunstig effect op de reservepositie.

Toch kan de trend die in figuur 1 te zien is niet doorgetrokken worden naar de toekomst. De situatie nu is namelijk wezenlijk anders dan in de beginjaren van de aardgaswinning in Nederland. Dat de reserves toen telkens groter waren dan aanvankelijk kon worden aangenomen, wordt vooral verklaard door de herwaarderingen van het Groningenveld. Toen het Groningenveld gevonden werd, dacht men dat dit veld zo'n 60 miljard kubieke meter winbaar gas zou bevatten. Per 31 december 1975, het eerste jaar in figuur 1, was dit getal bijgesteld tot 2284 miljard kubieke meter terwijl bij de huidige kennis en stand van techniek dit cijfer opgewaardeerd is tot 2774 miljard kubieke meter. Het Groningenveld is nu echter inmiddels zo uitgebreid in kaart gebracht dat er niet veel verrassingen meer te verwachten zijn. Daarnaast geldt ten aanzien van het geheel van de Nederlandse winningsoppervlakte dat dit te karakteriseren valt als een zogenaamd rijp winningsgebied. Al zijn voor de oliemaatschappijen de Nederlandse winningsgebieden nog steeds aantrekkelijk, echte grote vondsten worden niet langer waarschijnlijk geacht.

2.2 Futures

v3

Toch gaat de overheid er wel vanuit dat de komende jaren nog meer gas gevonden zal worden. Dit betreft de zogenaamde futures. Dit zijn gasvelden die nog niet ontdekt zijn, maar waarvan het wel aannemelijk is dat deze nog zullen worden gevonden. Op grond van de ervaringen van de afgelopen decennia is het mogelijk een deel van de futures in te boeken in het Plan van Gasafzet, ook al is dit gas nog niet in werkelijkheid gevonden.

De omvang van de futures wordt – net zoals de omvang van de reserve – jaarlijks door de RGD naar buiten gebracht. (Zie tabel 2.)

Tabel 2, ontwikkeling futures volgens RGD¹ 1992–1996 (in mld. m³)

1992	220 – 425
1993	190 – 410
1994	180 – 400
1995	230 – 480
1996	200 – 440

¹ Bron: Jaarboek Olie en Gas.

Aan futures kleven per definitie onzekerheden. Daarom wordt een raming van futures meestal aangegeven in een bandbreedte. In het Plan van Gasafzet neemt Gasunie voor de futures een middenwaarde aan. Net als bij de reservecijfers lopen de futures cijfers van Gasunie soms achter bij die van de RGD. De futures, uitgaande van de middenwaarde, schommelen rond de 300 miljard kubieke meter.

Ook de oliemaatschappijen in Nederland verwachten dat er nog steeds gas gevonden zal worden in Nederland, ook al zal dat minder uitbundig zijn dan in de beginjaren van de aardgaswinning. Dit optimisme blijkt ook uit de belangstelling voor nieuwe opsporingsvergunningen van de oliemaatschappijen in het kader van de zogenaamde negende ronde.

Naast de futures waar de overheid rekening mee houdt, verwachten de oliemaatschappijen nog enkele honderden miljarden kubieke meters gas te ontdekken. Dit is best mogelijk, maar het zal niet in alle gevallen om eenvoudig winbaar gas gaan. Soms zijn velden zo klein dat bij de huidige gasprijzen en stand van techniek winning niet haalbaar is. Daarbij bestaat algemeen de verwachting dat de gasprijzen de komende jaren ongeveer op het huidige niveau blijven.

Het is daarom het oordeel van het Kabinet dat de nog beschikbare hoeveelheid aardgas, zoals dat de afgelopen periode al het geval was, zal afnemen.

2.3 Productie

v5

In de onderstaande tabel worden de reserves en futures per 1-1-96 samen weergegeven en gesplitst naar oorsprong. Het onderscheid dat in de gestelde vragen gemaakt wordt tussen reserves die vastliggen en reserves die nog worden verwacht is toepasbaar op het onderscheid reserves en futures. Er geldt dat de reserves met grote waarschijnlijkheid vastliggen en de futures nog niet.

Tabel 3, aardgasreserve per 1 januari 1996¹ (in mld. m³)

	reserve	futures	totaal inclusief futures (middenwaarde)
Groningenveld	1 326	0	1 326
overig	626	320	946
Totaal Nederland	1 952	320	2 272

¹ Bron: Jaarboek Olie en Gas.

v6

De productie uit de kleine velden beliep de afgelopen jaren 40 tot 45 miljard kubieke meter per jaar. In de nabije toekomst zal deze productie ongeveer op dit niveau blijven en naar verwachting in het jaar 2010 uiteindelijk omstreeks 35 miljard kubieke meter bedragen. Zoals in de Derde Energienota is uiteengezet is voor een duurzaam voorraadbeheer voortzetting van het huidige productieniveau van zo'n 80 miljard kubieke meter noodzakelijk en verantwoord. Dit betekent dat het Groningenveld het gat tussen de 80 miljard kubieke meter en de productie uit de kleine velden zal opvullen. Aan de hand van de reservepositie en de futures zal in de toekomst regelmatig worden gezien of het jaarlijkse productieniveau bijgesteld moet worden. In het huidige Plan van Gasafzet wordt ongeveer tot het jaar 2010 een jaarlijkse productie van 80 miljard kubieke meter verondersteld.

2.4 Informatie naar de Tweede Kamer

v1

Over de aardgasreservepositie rapporteerde het Ministerie van Economische Zaken tot voor 5 jaren jaarlijks aan de Tweede Kamer (Kamerstukken II, 18 445, nrs. 1–8). Tijdens een herziening en inperking van de stroom van het Ministerie naar de Tweede Kamer is besloten deze jaarlijkse rapportage te beëindigen. Het was met name tijdens Kamerdebatten over het aardgasbeleid en over de export van aardgas dat de aardgasreservepositie in de Kamer aan de orde werd gesteld. Daarom werd destijds besloten de formele informatie naar de Tweede Kamer over aardgasreserves te beperken tot die momenten. Daarnaast werd de jaarlijkse informatie rond de reservepositie voortaan opgenomen in het Jaarboek «Olie en Gas in Nederland, Opsporing en Winning». Deze publicatie van het Ministerie van Economische Zaken geeft een jaarlijks overzicht van de mijnbouwactiviteiten in Nederland en wordt op ruime schaal onder geïnteresseerden verspreid. Het Jaarboek wordt echter niet op formele wijze naar de Tweede Kamer gestuurd.

3. Waddenzee

De informatie die een rol speelde in het debat over de proefboringen in de Waddenzee is weergegeven in het Stuurgroep Rapport «Mijnbouw-activiteiten in de Waddenzee». (kamerstukken II, 22 605, nr. 35). In de gestelde vragen tijdens het ordedebat op 25 april wordt gesuggereerd dat thans de situatie op een aantal punten wezenlijk anders zou liggen. Vragen worden gesteld over de aardgasvoorraden, het beleid van de Regering ten aanzien van export en import en de plannen van de NAM. Ik zal aangeven waarom er naar mijn mening geen sprake is van een wezenlijk andere situatie. Maar eerst beantwoord ik de vraag naar de actuele stand van zaken.

3.1 Huidige stand van zaken

Ten aanzien van de plannen van de winningsmaatschappijen zijn er ten opzichte van de situatie die beschreven is in het Stuurgroep Rapport geen wezenlijke veranderingen opgetreden. Uiteraard zijn de plannen voor de proefboringen inmiddels wel meer concreet geworden. De proefboringen zullen echter plaatsvinden binnen de strikte voorwaarden die destijds reeds in het PKB-Waddenzee zijn geformuleerd. In die zin zijn de plannen van de NAM dus niet anders dan ten tijde van het Kamerdebat.

Terwijl Elf Petroland ervan heeft afgezien van haar rechten gebruik te maken, heeft de NAM inmiddels ten aanzien van zes proeflocaties vergunningen aangevraagd. Het betreft de locaties Sint Jacobaparochie-West, Hollum Zuid, Blija Noord, Roode Hoofd, Simonszand en Rottumeroog. (Voor meer specifieke informatie kan verwezen worden naar het Milieu-effectrapport «proefboringen in de Waddenzee», ingediend 22 december 1995.) In verband met de mate waarin gedevieerd geboord moet worden hangt de precieze duur van een proefboring af van de exacte locatie die voor die boring gekozen zal worden. In de praktijk zal een boring echter slechts gemiddeld 3 maanden duren. Daarbij geldt de voorwaarde dat boringen moeten plaatsvinden in de wintermaanden oktober tot en met februari.

De aanvragen voor de proefboringen in het gebied waarop de PKB-Waddenzee van toepassing is, zijn nog in behandeling en vormen onderwerp van inspraak en advies.

Ontwerpbesluiten ten aanzien van deze boringen worden niet vóór het begin van het vierde kwartaal 1996 voorzien. Na publicatie hiervan zal het ontwerpbesluit minimaal 4 weken ter inzage liggen voor inspraak en advies. Daarna zullen de betrokken instanties, met het Ministerie van Economische Zaken als coördinerend bevoegd gezag, een besluit nemen. Ten aanzien van dit besluit geldt tenslotte een mogelijkheid om beroep aan te tekenen.

3.2 Aardgasvoorraden

Op de ontwikkeling van de aardgasvoorraden is reeds uitvoerig ingegaan. De reserve en futures cijfers in het Stuurgroep Rapport zijn gebaseerd op cijfers van de RGD en betreffen cijfers per 1-1-93. Deze cijfers zijn terug te vinden in tabel 1 en 2. Sinds die tijd zijn de aardgas-reserves ongeveer 100 miljard afgenomen, terwijl de omvang van de futures licht is toegenomen. Het is dus niet zo dat er nu veel meer gas in de bodem zit dan ten tijde van het Kamerdebat over de proefboringen gedacht werd. De ontwikkeling van de gasreserves geeft derhalve geen aanleiding de eerdere besluiten te heroverwegen.

3.3 Andere mogelijkheden

Gevraagd wordt of de accentverschuiving in het exportbeleid of eventueel gas uit andere, nieuwe kleine velden een nieuwe mogelijkheid zouden bieden het besluit ten aanzien van de Waddenzee te heroverwegen.

Zoals in paragraaf 1.3 al is opgemerkt, vindt export van aardgas slechts plaats binnen de randvoorwaarden van voorzieningszekerheid en een duurzaam voorraadbeheer. In de Derde Energienota wordt geconstateerd dat het op de langere termijn voor een voldoende voorzieningszekerheid noodzakelijk is om te schakelen van een vrijwel volledig binnenlandse dekking van de gasvraag naar een dekking die meer op import gebaseerd is. Het is gelet daarop verstandig wanneer Gasunie zich nu al op de internationale gasmarkt oriënteert, zodat een geleidelijke omschakeling van vrijwel volledige binnenlandse dekking naar een meer op import gebaseerde dekking kan plaatsvinden.

Deze verwachting ten aanzien van de Nederlandse reservepositie heeft ook consequenties voor de export van aardgas. Bij een gelijkblijvend niveau van export, waarbij de bestaande contracten verlengd worden, wordt het noodzakelijk dekking gedeeltelijk in het buitenland te zoeken. In het licht van deze verlenging van de exportcontracten heeft Gasunie daarom onlangs een akkoord op hoofdlijnen gesloten met het Russische Gazprom voor de import van 84 miljard kubieke meters aardgas. Daarnaast wil Gasunie nog eens 35 miljard kubieke meter extra import vastleggen, mogelijk ook van andere aanbieders dan van Gazprom. Hierdoor blijft de voor Nederland lucratieve exportmogelijkheid bestaan en de voorzieningszekerheid intact.

Het exportbeleid heeft de Nederlandse samenleving veel opgeleverd. De afgelopen jaren bedroeg de exportomzet telkens zo'n 6 miljard gulden. Een deel van de opbrengst wordt sinds 1995 opzij gezet in het Fonds Economische Structuurversterking. Uit het Fonds worden investeringen ter verbetering van de nationale economische structuur bekostigd. Het ondergronds vermogen wordt omgezet in bovengronds vermogen met een duurzaam karakter, zoals de Betuwelijn en de Hoge Snelheidslijn.

Het Fonds wordt deels gevoed uit de extra exportinkomsten van aardgas. Indien de exportcontracten verlengd worden leidt dit tot additionele inkomsten in het FES.

Uit oogpunt van economisch gebruik van onze gasreserves is winning van Waddengas gewenst. Ook is het gewenst tijdig met de proefboringen te beginnen, zodat de gasproductie over een langere periode kan worden gespreid. Dit is van belang voor de beheersing en compensatie van bodemdaling, die optreedt bij de productie van gas.

Daarom gaat ook de idee dat met de productie uit kleine velden de volumes uit de Waddenzee tijdelijk vervangen zouden kunnen worden niet op. Bovendien geldt dat de reserves in de Waddenzee zijn opgenomen in het Plan van Gasafzet. Dit geldt ook voor de kleine velden zoals op het Continentale plat. De dekking van de voorziene vraag in het Plan van Gasafzet kan dus niet worden overgenomen door andere kleine velden. Er zijn weliswaar nog kleine velden die nog niet in het Plan van Gasafzet zijn opgenomen, maar dit betreft voornamelijk marginale velden waarvan het de vraag is of deze velden bij de huidige prijzen en de huidige stand van techniek rendabel ontwikkeld kunnen worden.

3.5 Tot slot

Concluderend kan worden gesteld dat er ten opzichte van de situatie, zoals die beschreven is in het Stuurgroerapport, geen ontwikkelingen hebben plaatsgevonden, die aanleiding vormen de eerder genomen

besluiten te heroverwegen. De suggestie dat – op basis van nieuwe gegevens – een strategie ontwikkeld zou kunnen worden waardoor de Waddenzee de komende jaren zou kunnen worden ontzien bij exploratie en productie is mijns inziens dan ook niet realistisch.

Een nieuwe strategie is ook niet aan de orde. In het verleden heeft de Staat immers de mijnbouwmaatschappijen een eeuwigdurende concessie gegeven voor het opsporen en winnen van de gasvoorraden die zich in de diepe ondergrond van het concessiegebied bevinden. Hiermee is het eigendom van deze gasvoorraden overgegaan in handen van de maatschappijen. In 1984 is de Staat met deze maatschappijen een moratorium overeengekomen waarin de maatschappijen tijdelijk afzagen ten volle gebruik te maken van hun rechten. Bij de afloop van het moratorium hebben de maatschappijen te kennen gegeven weer volledig van hun rechten gebruik te willen maken. In de onderhandelingen met de maatschappijen die hierop volgden is bereikt dat de maatschappijen slechts binnen zeer strikte voorwaarden van de rechten gebruik kunnen maken. Een en ander is onderdeel van de partiële herziening van de PKB Waddenzee in verband met mijnbouwactiviteiten (kamerstukken I/II, 23 546). Deze partiële wijziging is na uitvoerige discussie door de Tweede en Eerste Kamer aangenomen.

Met de winning zijn grote financiële belangen in het geding. Onder de Waddenzee bevindt zich naar verwachting 200 miljard kubieke meter winbaar aardgas. Voor de Staat vertegenwoordigt dit een waarde van ongeveer 20 miljard gulden.

Daarnaast zijn er de financiële belangen van de betrokken oliemaatschappijen. Aangezien de Nederlandse Staat in het verleden de oliemaatschappijen de eeuwigdurende rechten op dit gas verleend heeft, zou het beperken van deze rechten – als dat juridische al haalbaar is – de Staat op een forse schadeclaim kunnen komen te staan. Hierbij zijn ook de aanzienlijke kosten relevant, die de oliemaatschappijen in verband met het Waddengas al gemaakt hebben.

Er is dus sprake van een zeer substantieel financieel belang voor de Staat en van verleende rechten. Het betreft door het parlement goedgekeurde kabinetsbesluiten. Besluiten waaraan, zoals in het antwoord op de vragen wordt betoogd, inzichten ten grondslag hebben gelegen, die thans niet wezenlijk anders zijn.

's-Gravenhage, 17 juni 1996

Aan de minister van Economische Zaken

In de procedurevergadering van 4 juni jl. is de brief van mevrouw Witteveen-Hevinga uitvoerig aan de orde geweest met betrekking tot haar verzoek tot het zelfstandig inwinnen van onafhankelijke informatie over de aardgasreserves ten behoeve van een deskundig oordeel over het aardgasbeleid.

Besloten is U een aantal vragen voor te leggen met het verzoek de antwoorden desgewenst te verwerken in de toegezegde notitie dan wel in een aparte brief.

Na ommekomst van de antwoorden zal de commissie bezien of een hoorzitting zal worden gehouden.

Het gaat om de volgende vragen:

1) Wat zijn vanaf het begin t/m heden de prognoses voor gasvondsten door de Gasunie geweest en wat is achteraf gezien de realisatie geweest? Op welke wijze is het parlement hierover geïnformeerd? Op welke wijze is het parlement in het verleden geïnformeerd over de doeleinden van het geëxploiteerde gas, te weten intern gebruik en export? Hoe zal dat in de toekomst moeten?

2) Sinds het begin van de aardgaswinning in Nederland is de nog beschikbare voorraad niet of nauwelijks gedaald, ondanks de onttrekkingen aan de voorraad die jaarlijks hebben plaatsgevonden. Hoe waarschijnlijk is het dat deze situatie ook voor de komende jaren zal gelden en hoe belangrijk is hierbij het kleineveldenbeleid?

3) Hoe waarschijnlijk is het dat kleine velden waarnaar thans niet wordt gezocht en/of die thans niet worden geëxploiteerd in de toekomst alsnog (eventueel) gewonnen zullen worden?

4) Wat is meer profijtelijk, naar verwachting voor de B.V. Nederland: gas nu zo veel mogelijk winnen en in het buitenland proberen af te zetten, of gas in de grond te laten zitten en later primair voor binnenlands gebruik inzetten?

5) Zijn de huidige aardgasreserves vastliggend en wat zijn de verwachte reserves?

6) In welk tempo en wanneer worden deze voorraden geëxploiteerd t/m 2010?

7) In welke mate worden deze voorraden aangewend voor intern gebruik en export? Wat zijn daarvoor de criteria?

8) Hoe is precies de relatie tussen het kleineveldenbeleid, het Slochterenveld en het exportbeleid? Wat is het meest doelmatige beleid gelet op de doelstellingen economie en duurzaamheid?

9) Hoe zijn de baten met m³ voor de staat wanneer het gas uit Slochteren resp. een klein veld komt? Hoe heeft dit aandeel zich in de loop van de tijd ontwikkeld, zowel relatief (procentueel) als absoluut?

10) Hoe belangrijk is/blijft de strategische positie van het Slochterenveld nu er veel meer aanbieders van gas op de markt komen?

11) In hoeverre dwingt het kleineveldenbeleid ons om aardgas te exporteren?

12) In hoeverre kan de strategische functie van het Slochterenveld door één of meer andere, kleinere velden resp. door gasopslag worden overgenomen?

13) Hoeveel meer-inkomsten zal de staat ontvangen wanneer al het jaarlijks gewonnen gas uit de Nederlandse velden voor 100% uit het Slochterenveld zou komen?

14) Hoe wordt door deskundigen in het buitenland tegen het Nederlands aardgasbeleid, met name het kleineveldenbeleid aangekeken?

De griffier van de vaste commissie voor Economische Zaken,
Tielens-Tripels

⁴ De reserve cijfers in dit stuk betreffen «resterend verwachte reserves». Dit is het resterende deel van de verwachte oorspronkelijke reserve na aftrek van de totale hoeveelheid gas die reeds werd gewonnen.