

# ESSAY

## AARDGAS

### Eén verleden en vele toekomstscenario's

#### Inleiding

Aardgas speelt een cruciale rol in de Nederlandse energievoorziening en draagt in belangrijke mate bij aan de welvaart en het welzijn van de Nederlandse burger. Juist om deze reden wordt er veel gespeculeerd over de toekomst van het aardgas. Voor hoe lang hebben we nog gas? Wat gebeurt er als het op is? Waar komt het gas vandaan als het op is in Nederland? Zal gas betaalbaar blijven? Hoe kan gas duurzaam worden ingezet?

Begin jaren zestig van de twintigste eeuw veranderde het Nederlandse perspectief op de energievoorziening radicaal. Toen werd er aardgas gevonden, heel veel aardgas. Het aanboren van het Slochterenveld en de vaststelling dat zich in dat veld gigantische hoeveelheden aardgas bevonden, betekende dat Nederland de beschikking kreeg over een nieuwe bron van energie die op vele manieren ingezet zou kunnen worden in de sterk groeiende economie. Sindsdien heeft het gebruik van aardgas vooral in Nederland, maar ook in de omliggende landen, een grote vlucht genomen en is het een van de belangrijkste peilers van de energiehuishouding geworden (zie figuur 1). In 2008 voorzag aardgas in 38% van de totale Nederlandse energiebehoefte. Voor de EU bedroeg dat aandeel 26% en voor heel Europa 35% (BP 2009, p. 41; Correljé, Van der Linde & Westerwoudt 2003).

Maar als de geschiedenis van het Nederlandse gas één ding duidelijk maakt, is het dat toekomstvisies en daarop gebaseerde strategieën van de overheid en de bedrijven in de sector een aantal malen stevig moesten worden bijgesteld als gevolg van economische en andere ontwikkelingen binnen en buiten de

Auteur

**Aad Correljé**

Universitair Hoofddocent Economie van Infrastructuren,  
Technische Universiteit Delft en Associate Fellow Clingendael International Energy Programme

energiemarkt. Dit zal in de toekomst niet anders zijn, alleen is de vraag welke ontwikkelingen dan van invloed zullen zijn.

Dit essay kijkt eerst terug op de rol van aardgas in de Nederlandse energievoorziening en de factoren die daarbij van belang zijn geweest. Dit historische perspectief geeft aan dat de Nederlandse strategie met betrekking tot aardgas en de energievoorziening als geheel een aantal malen drastisch is gewijzigd onder invloed van onvoorziene en niet-stuurbare nationale en internationale ontwikkelingen (De Jong et al. 2005). Dit suggereert dat het lastig – zo niet onmogelijk – is om een robuuste langetermijnstrategie voor de energievoorziening te ontwikkelen. Vervolgens kijken we vooruit, waarbij een aantal forse onzekerheden geïdentificeerd worden die van grote invloed zullen zijn op de toekomstige energievoorziening. Dit leidt tot de conclusie dat er een grote variatie mogelijk is in de rol en het belang van aardgas in Nederland. Daarom is het belangrijk om adaptieve strategieën te ontwikkelen die rekening kunnen houden met veranderingen en trendbreuken.

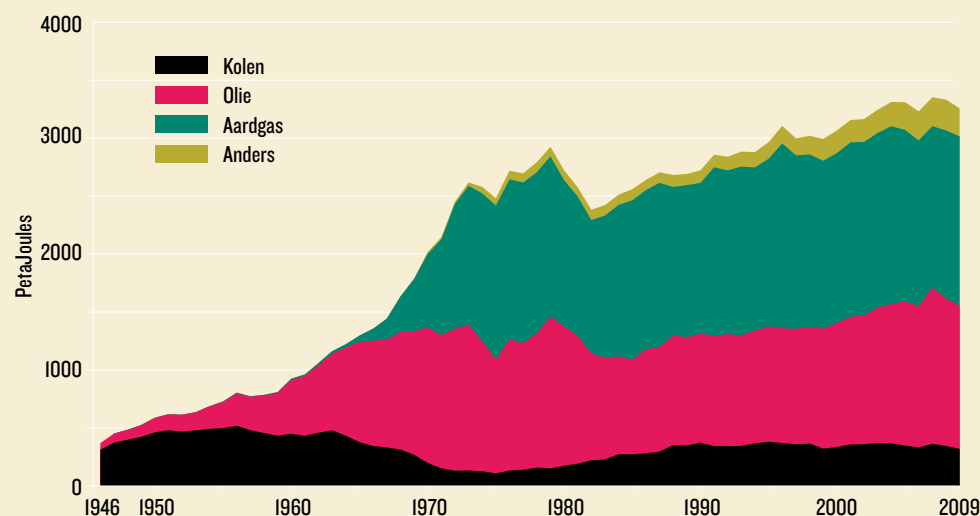
## Overvloed

### Van klein naar groot

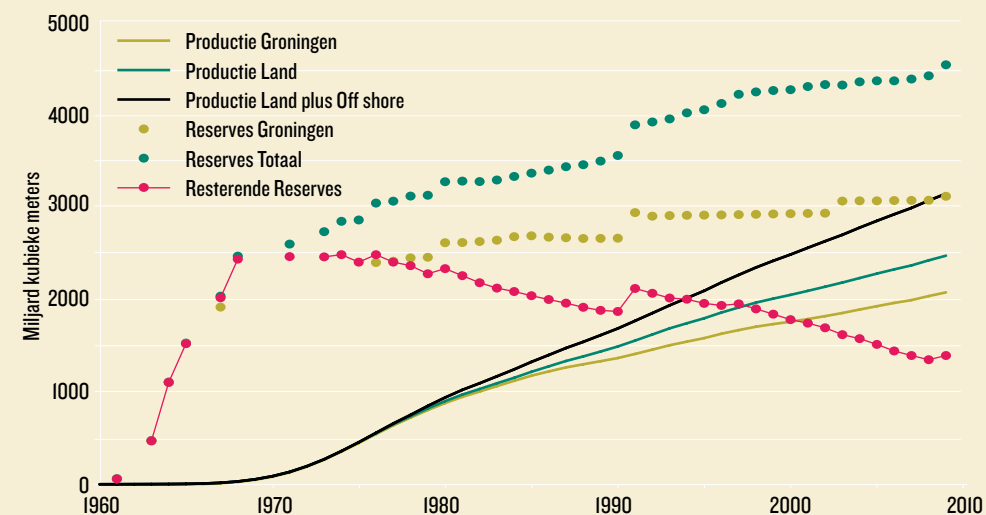
De opmars van aardgas in de Nederlandse energievoorziening begon zo'n vijftig jaar geleden. Voordat er sprake was van aardgas in Nederland werd er in veel huishoudens zogenaamd 'stadsgas' gebruikt in de geiser en om op te koken. Stadsgas werd gemaakt door kolen te destilleren in plaatselijke gasfabrieken,

waarna het gas door de gemeentelijke distributienetten naar de afnemers werd gevoerd. Na 1950 werd dit stadsgas in toenemende mate gemaakt in grote cokesovens bij bedrijven als Hoogovens in IJmuiden en de Staatsmijnen (later DSM) in Limburg die het gas via de regionale pijpleidingsystemen van het Staats Gas Bedrijf (SGB) naar de nabijgelegen steden transporteerden. In de Rijnmond werd raffinaderijgas gebruikt, een restproduct van de destillatie van ruwe olie in Pernis. Het aanvankelijke streven van het SGB was om al deze stadsgasnetten met elkaar te verbinden tot één landelijk gasnet.

In Nederland werd voor het eerst aardgas gebruikt in de gemeente Coevorden. Daar was in juli 1948 gas aangetroffen. Drie jaar later kookte men er op aardgas. In de jaren dertig had de Bataafse Petroleum Maatschappij (BPM) het exclusieve recht verkregen om naar olie en gas te zoeken in Groningen, Friesland, Drenthe, Overijssel en Gelderland, en gedurende de oorlog was er bij Schoonebeek, in de buurt van Coevorden, een groot olieveld aangetroffen. In 1947 zetten BPM, een dochteronderneming van Shell, en de Standard Oil Company of New Jersey, (Esso, later Exxon/Mobil) een joint venture op om olie en gas te zoeken en winnen in Nederland. Dit bedrijf, de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), bracht de oliewinning in Schoonebeek op gang. Het succes daarvan zette de NAM aan tot verder geologisch onderzoek van de Nederlandse bodem, inclusief het IJsselmeer en de Waddenzee. Daar werden in de jaren vijftig inderdaad een aantal olie- en gasvelden aangetroffen. Het zoeken naar olie had daarbij prioriteit want, zoals Bloemgarten, de eerste Shell-directeur in Den Haag, het stelde: "Blijf uit het gas, daar valt niets te verdienen. De Staat beschouwt het als een public utility, een openbare nutsvoorziening" (Kielich 1988, p. 19). Het SGB betaalde inderdaad slechts 1 tot 2 eurocent aan de NAM voor het aan hen geleverde aardgas en verkocht het gas voor 15 eurocent aan de consumenten. Toch werd er vrijwel geen winst gemaakt vanwege de hoge kosten van de levering. Aardgas zou bovendien moeten concurreren met brandstoffen als



Figuur 1  
Verbruik van primaire energiebronnen in Nederland (inclusief gebruik als grondstof) (gebaseerd op: CBS Statline Energiebalans)



Figuur 2  
Ontwikkeling van gasreserves en cumulatieve gasproductie van Slochteren, andere velden op land en offshore (gebaseerd op: Olie en gas in Nederland, Ministerie van Economische Zaken (1975–2008))

huisbrandolie en petroleum, maar de winstmarge van deze brandstoffen was voor de oliemaatschappijen, waaronder Shell en Esso, veel groter dan die van aardgas vanwege de veel lagere kosten ten opzichte van de verkoopprijs.

Ondanks het gebrek aan belangstelling voor gas bij Shell, zette de NAM de exploratie voort en op 22 juli 1959 werd er gas aangetroffen bij Slochteren, in de provincie Groningen. Doordat de samenstelling van dit gas en de druk in het reservoir overeenkwamen met een eerdere vondst die op enige afstand van Slochteren was gedaan, in 1955, bleek dat er sprake was van één gigantisch veld met een geschatte omvang van 60 miljard kubieke meter (Bcm). De NAM informeerde slechts de minister van Economische Zaken, De Pous, en deed er verder het zwijgen toe. Het bedrijf beriep zich op de grote onzekerheden in de schatting van de omvang van het veld, maar wilde feitelijk andere oliemaatschappijen graag buiten Nederland houden, omdat het nog geen exclusieve winningsvergunning, of concessie, had verkregen. Er gebeurde dus niet zoveel dat eerste jaar. Maar in oktober 1960 berichtten de kranten toch over de ontdekking van een enorm gasveld in Groningen. Vervolgens, naar aanleiding van nieuwe boringen, werd de omvang van het veld bijgesteld; van 60 Bcm naar 150 Bcm tot 470 Bcm in 1962, tot 1.100 Bcm in 1963, en tot 1.900 Bcm in 1967. Daarmee werd al snel duidelijk dat zich onder de Nederlandse bodem een van de grootste gasvelden ter wereld bevond (zie figuur 2).

#### Economische gevolgen: een nieuw gasbeleid

De omvang van het Slochterenveld betekende enorme mogelijkheden voor de Nederlandse economie. Dat was wel duidelijk bij zowel de NAM als bij het ministerie van Economische Zaken. Tegelijkertijd was het ook duidelijk dat de betrokken partijen geconfronteerd werden met grote problemen. De NAM vond het bestaande winningsregime niet geschikt voor de exploitatie van een veld van deze omvang. Zij zou namelijk gedwongen zijn om al het gas voor een lage prijs aan het SGB te verkopen. Daarnaast beperkten de geringe omvang van de bestaande markt voor gas en het gebrek aan transport en distributieinfrastructuur de mogelijkheden voor efficiënte ontwikkeling van het enorme veld. Bovendien achtte De Pous voor een dergelijk omvangrijk project een veel grotere rol van de Staat noodzakelijk. Vanaf 1960 vonden onderhandelingen plaats over de manier waarop het Slochterenveld ingezet zou kunnen worden in de energievoorziening.

Pas drie jaar na de ontdekking van het enorme veld slaagde De Pous erin de uitgangspunten voor een nieuw gasbeleid vast te leggen in de *Nota inzake het aardgas*.<sup>1</sup> Het voornaamste uitgangspunt was dat de verkoop van het gas maximale baten zou opleveren aan de Staat en de eigenaar van de concessie, de NAM. Daartoe werd het 'marktwaaardeprincipe' geïntroduceerd als uitgangspunt voor de prijs waartegen het gas aan de verschillende soorten afnemers zou worden verkocht. De gasprijs werd gekoppeld aan de prijs

van alternatieve brandstoffen waartussen de verschillende afnemers konden kiezen; dat wil zeggen dat de gasprijs gelijk zou zijn aan die van huisbrandolie voor huishoudelijke en klein-zakelijke verbruikers, terwijl de prijs van stookolie bepalend zou zijn voor de gasprijs van de grootschalige industriële verbruikers. Zodoende zouden de afnemers nooit méér betalen voor gas dan ze voor andere brandstoffen zouden moeten betalen, maar ook niet minder. De toepassing van dit principe had tot gevolg dat de prijs van het gas – en de inkomsten van de concessiehouders, de NAM en de Nederlandse Staat – op een veel hoger niveau kwamen te liggen dan wanneer zij gebaseerd waren geweest op de lage productiekosten van rond de één eurocent van het Slochterenveld plus de kosten van het transport.<sup>2</sup>

Een uiterst belangrijke voorwaarde voor de toepassing van het marktwaaardeprincipe was natuurlijk dat er geen concurrerend, lager geprijsd gas de markt kon bereiken (Odell 1969). Vandaar dat De Pous in de nota ook vastlegde dat de winning van het Nederlandse gas gelijk op zou moeten gaan met de verkoop van het gas. De controle op het aanbod van gas werd een overheidstaak. Daarnaast werd in de nota ook vastgelegd dat de private concessiehouders Shell en Esso verantwoordelijk waren voor de winning en verkoop van het gas, omdat op deze manier van hun marktkennis en commerciële ervaring gebruikgemaakt kon worden. Uiteindelijk, in 1963, kwamen de Staat, Shell en Esso een structuur overeen die al deze uitgangspunten verenigde: Het Gasgebouw (zie kader).

De inkomsten van de Staat kwamen ten eerste voort uit de vennootschapsbelasting (48%) over de winsten van de Maatschap, Gasunie en DSM; ten tweede uit een extra 10% staatsaandeel in de winst van de Maatschap; en ten derde uit de dividenden en het staatsaandeel in de winsten van Gasunie en DSM. Vanaf begin jaren zeventig werd het staatsaandeel in de winst ook toegepast op de winsten van de Maatschap. De kosten van het nationale transportnet en de lokale distributie werden uit de inkomsten vergoed aan Gasunie en aan de gemeentelijke gasbedrijven. De resterende winst, na dekking van de winningskosten, werd verdeeld tussen de staat (70%) en de oliemaatschappijen (30%). Het was de taak van het ministerie van Economische Zaken om voorstellen van DSM en Gasunie wat betreft prijzen, productievolumes, de nationale verkoop en export, de bouw van het transportnetwerk en opslagfaciliteiten te accorderen. Dit was niet alleen een formele verantwoordelijkheid, want de Staat was ook aandeelhouder in Gasunie – het orgaan waar deze zaken beslist werden – en zat dus als redelijk geïnformeerde partij aan tafel bij de beslissingen.

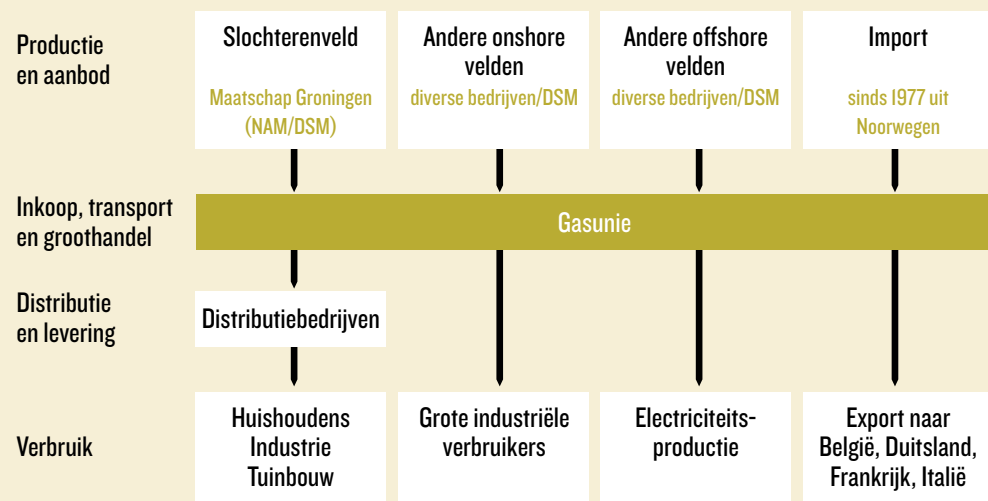
Gasunie bouwde vervolgens het hogedruknetwerk waarmee het gas naar de gemeenten kon worden getransporteerd. In veel grotere gemeenten kon ook gebruikgemaakt worden van het reeds bestaande stadgasnet, maar anders werden nieuwe netten aangelegd. Deze strategie heeft ervoor gezorgd dat alle huishoudens aardgas kregen, zodat iedereen kon beschikken over overvloedig en onmiddellijk beschikbaar warm water en centrale verwarming. Deze voordelen bleven niet beperkt tot de stedelijke omgeving. Ook op het dunbevolkte platteland kon een aardgasnet worden aangelegd. Dit werd ook gestimuleerd door-

<sup>1</sup> Kamerstukken II, 1961-1962, nr. 6767

<sup>2</sup> Deze principes werden aangegeven door Exxon, op basis van haar ervaring in de Verenigde Staten. Zie Correljé (1998) en Stewart & Madsen (2006).

dat er in deze periode veel nieuwe woningen werden gebouwd en doordat het inkomen van de meeste Nederlanders snel steeg. In andere landen is de industrie vaak de grootste afnemer en worden daarom alleen nabijgelegen steden van gas voorzien. Door deze strategie werd uiteindelijk een groot deel van de energiebehoefte in huishoudens en bedrijven door aardgas verzorgd. Olieproducten, als benzine en diesel, werden uiteindelijk vrijwel alleen nog gebruikt voor transportdoeleinden, kolen voor de hoogovens en in mindere mate voor het opwekken van elektriciteit (Zie figuur 1).

### De structuur van het Nederlandse Gasgebouw (1963–2004)

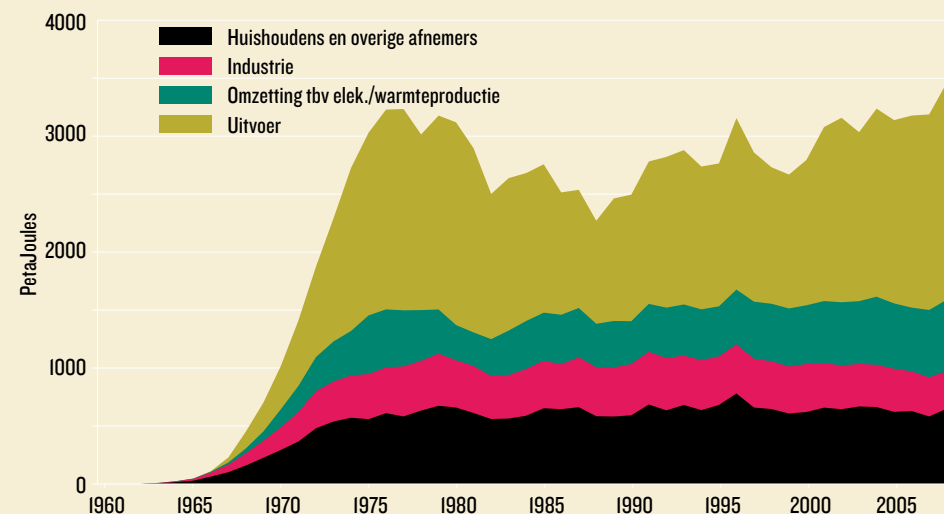


- Het SGB werd opgeheven en ging op in Gasunie. Gasunie werd opgericht als joint venture, eigendom van DSM (40%), de Staat (10%), Exxon/Mobil (25%) en Shell (25%). Gasunie was verantwoordelijk voor de coördinatie van de winning en de verkoop van het gas en de aanleg en het beheer van het Nederlandse nationale transportnet.
- De Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM), een 50/50 joint venture van Shell en Exxon/Mobil, was verantwoordelijk voor de productie van gas in Groningen en later andere concessies.
- De Staat deelde via Staatsmijnen (later DSM) mee in de exploitatiekosten van het Slochterenveld en in de inkomsten via de Maatschap Groningen (40% DSM, 60% NAM).
- Gasunie had het eerste recht van aankoop voor alle gas dat op de 'onshore' en 'offshore' velden geproduceerd werd. Deze velden werden geëxploiteerd onder een ander royaltyregime dan Slochteren.
- NAM Gas Export was tot 1975 verantwoordelijk voor de export van gas naar Duitsland, België, Frankrijk en Italië. Daarna nam Gasunie deze taak over.
- In 1972 werd als gevolg van het toenemende aantal bedrijven, dat van de Staat concessies verkreeg voor de exploratie en winning op nieuwe velden, DSM Aardgas BV opgericht, als publieke partner in de joint ventures met deze bedrijven. Op deze wijze incasseerde de Staat ook op deze velden haar aandeel in de winst. In 1989 werd DSM geprivatiseerd en werd de naam DSM vervangen door Energie Beheer Nederland BV (EBN).
- Lokale, veelal gemeentelijke gasbedrijven zorgden voor de distributie van het gas door lagedruknetten naar de kleinverbruikers.

### Economische gevolgen: gasexport

Gedurende de periode 1962–1974 werd het Nederlandse gasbeleid gedreven door de voortdurend toenemende schattingen van de omvang van het Slochterenveld en de veronderstelling dat het gas gewonnen zou moeten zijn voordat het gebruik van kernenergie een grote vlucht zou nemen, rond de eeuwwisseling. Want dan zou het aardgas in de grond blijven. Deze doelstellingen werden niet alleen gereflecteerd in het marktwaardeprincipe, ook de snelle aanleg van een nationaal transportnet en de lokale distributienetten, en de afzet van gas in het buitenland hadden tot doel het gas op tijd uit te verkopen.

In Nederland werd gas verkocht aan alle mogelijke verbruikers, zoals de huishoudens, de kleine zakelijke verbruikers, het midden- en kleinbedrijf, de glastuinbouw, de electriciteitsopwekking en de energie-intensieve industrie. In exportmarkten echter werd het verbruik beperkt tot de hoogwaardige markten, zodat gas daar niet hoefde te concurreren met laaggeprijsde stookolie en kolen in de bulkmarkten. De transportkosten naar de buitenlandse afnemers kwamen voor rekening van Gasunie, waardoor Nederlands gas een relatief voordelige brandstof werd voor de buitenlandse markt, en afzet gegarandeerd was. En voor de NAM en de Nederlandse Staat stonden er, ondanks de veel hogere transportkosten in vergelijking met de gaslevering in Nederland, toch nog redelijke inkomsten tegenover, met name vanwege de lage productiekosten in Groningen. Deze gebalanceerde contractstructuur spreidde de commerciële risico's over de producenten en de afnemers en legde daarmee een solide basis voor de ontwikkeling van het pan-Europese gasnetwerk, waarmee vanaf de jaren zeventig ook gas geïmporteerd werd uit Noorwegen, Rusland en Algerije. Hierdoor werd aardgas een energiebron van belang in grote delen van Europa. Als gevolg van deze aanpak namen de binnenlandse verkoop en de export van Nederlands gas snel toe, zoals te zien is in de figuren 1 en 3. In deze periode was het leeuwendeel van het gas afkomstig uit het Slochterenveld.



Figuur 3

Aardgasafzet naar verbruiksgroep 1960–2008

(gebaseerd op: Gasunie, Jaarverslag 1962–1999. Geconverteerd van de CBS Statline Energiebalans 1960–1974)

## Schaarste

### Voorzieningszekerheid

De oliecrisis in 1973–1974 vormde aanleiding om het Nederlandse gasbeleid aan te passen. De Eerste Energienota<sup>3</sup> beruiste op de breedgedragen overtuiging dat energie een schaars goed geworden was waarmee zuinig omgesprongen moest worden. De overheid streefde daarom naar ‘Voorzieningszekerheid’ van gas: de garantie dat Gasunie de Nederlandse afnemers nog 25 jaar aardgas zou kunnen leveren. Om dat doel te bereiken werd het gebruik van gas ontmoedigd. De verkoop van gas voor het opwekken van elektriciteit en voor gebruik in de grote industrie werd beperkt. In plaats daarvan werd een beroep gedaan op kolen. Er werden ook geen nieuwe exportcontracten meer afgesloten. Stap voor stap groeiden de gasprijzen mee met de sterk stijgende olieprijs. In combinatie met de economische recessie leidde dit tot een aanzienlijke afname van het binnenlandse gasverbruik en van de export (zie figuur 4).

### Exploratie kleinere gasvelden

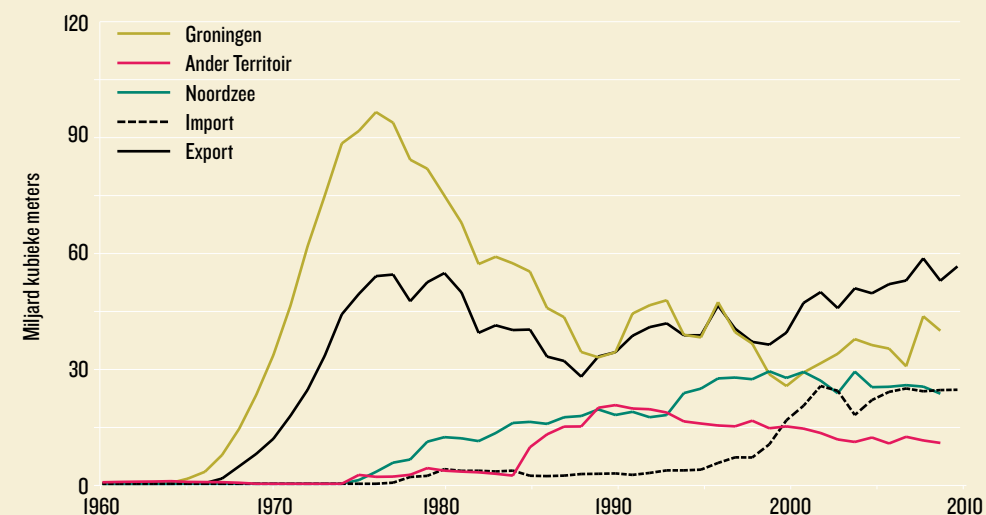
Het succesvolle Slochterenveld had bedrijven aangemoedigd exploratieactiviteiten te ontplooiën en vanaf eind jaren zestig had de Gasunie al kleine volumes gas uit nieuwe velden aangekocht. Er was dus meer gas te vinden in Nederland. Vanaf 1974 werden de oliemaatschappijen vanwege de oliecrisis door middel van het kleineveldenbeleid door de overheid gestimuleerd om meer gas te zoeken, op land en op de Noordzee. Van groot belang was dat de overheid de maatschappijen de garantie gaf dat Gasunie alle nieuw gevonden gasvoorraden zou afnemen tegen acceptabele prijzen en in een geschikt tempo. Ze hoefden dus niet te wachten totdat het grote Slochterenveld leeg was. Daardoor werden er vanaf halverwege de jaren zeventig aanzienlijke reserves in kleine velden bij gevonden en waren steeds grotere hoeveelheden gas afkomstig uit kleinere velden op het vasteland en op de Noordzee (figuur 2). Na de tweede oliecrisis in 1979–1980 werd dit beleid verder versterkt in de Tweede Energienota.<sup>4</sup>

De veranderde ideeën over de beschikbaarheid van energie hadden dus belangrijke koerswijzigingen in het gasbeleid tot gevolg. Vanaf 1974 functioneerde de Nederlandse gasindustrie onder twee verschillende regimes, met hun eigen regelingen en bepalingen: het regime voor het grote Slochterenveld van de NAM en het regime voor de andere *on-* en *offshore* velden die door verschillende consortia geëxploiteerd werden. Ook hier trad DSM (later EBN) op als overheidsaandeelhouder. Het Slochterenveld – dat tegen zeer lage kosten gas produceert – werd daarmee de marginale producent. Als zogenaamde *swing*producent leverde het de hoeveelheden gas die nodig waren om aan de vraag te voldoen als alle andere velden in productie waren. Op deze laatste velden zijn de productiekosten veel hoger, omdat ze kleiner waren en vaak *offshore* lagen. De gestegen gasprijzen en de afnamegarantie maakten het echter zonder meer rendabel

deze velden te exploiteren. Van een volume van rond de 85 Bcm in 1976 daalde de productie in Slochteren naar 45 Bcm in het begin van de jaren tachtig tot slechts 30 Bcm begin jaren negentig (zie figuur 4). Een ander belangrijk gevolg van de ontwikkeling van de kleinere velden was dat er twee kwaliteiten gas geleverd werden. Als gevolg van de geologische structuur bevatte het gas in Groningen zo'n tien procent onbrandbaar stikstof, terwijl dat bij de andere velden niet het geval was. Het laagcalorische gas uit Slochteren werd aan de kleinverbruikers verkocht, terwijl het hoogcalorische gas uit de nieuwe velden werd verkocht aan de grote industrie en de electriciteitsproductie. Daartoe werd een tweede pijpleidingsysteem aangelegd dat het hoogcalorische gas naar de grote verbruikers transporteerde. Feitelijk werd hiermee de kleinverbruikersmarkt in Nederland, België en een deel van Duitsland afgesplitst van de Europese gasmarkt, waar hoog calorisch gas verhandeld werd.

### Minder export, meer winst

De koppeling van de gasprijs aan de hoge olieprijs legden bedrijven en overheid geen windeieren. Na de tweede oliecrisis (1979–1980) slaagde de Nederlandse overheid er ook in om in onderhandelingen met de buitenlandse afnemers de exportprijzen te verhogen. Dit leidde tot lagere afzetvolumes, maar wel tegen een hogere prijs, waardoor de omzet van Gasunie enorm toenam, evenals de inkomsten van de NAM. Dit zette de overheid aan tot een wijziging in de verdeling van de winsten tussen de Staat en de oliemaatschappijen, in het voordeel van de Staat.<sup>5</sup> Shell en Exxon/Mobil sloten bovendien het ‘Herenakkoord’ met de Staat, waarin werd bepaald dat de hoge winsten van de oliemaatschappijen voor een deel geherinvesteerd zouden worden in Nederlandse projecten. Voorbeelden daarvan zijn de modernisering van de olieraffinaderijen van Shell, met de Hycon, en van Exxon, met de Flexicoker, in de Rijnmond. Gedurende de eerste helft van de jaren tachtig vormden de gasbaten zo'n 15 à 16% van het totale overheidsbudget.



Figuur 4  
Aanbod van aardgas (gebaseerd op: Olie en gas in Nederland, Ministerie van Economische Zaken (1975–2008). Import geconverteerd van CBS Statline Energiebalans 1960–2008)

<sup>3</sup> Tweede Kamer, 1974–1975, 13 122.

<sup>4</sup> Tweede Kamer, 1979–80, 15 802, nrs 1–2.

<sup>5</sup> Tweede Kamer, 1974–1975, 13109, nr.1.



## Concurrerend aanbod in Europa

Vanaf 1983 werden de doelstellingen van het energie- en gasbeleid wederom aangepast. Energie bleek toch minder schaars dan aanvankelijk gedacht, want de hoge olieprijs hadden een sterke toename van exploratieve activiteiten tot gevolg gehad waardoor er veel olie en gas was gevonden, bijvoorbeeld op de Noordzee. Bovendien leidden de economische crisis en de terugval van de industriële sector, in combinatie met energiebesparingen, tot een afname van de vraag naar energie en aardgas in de meeste westerse landen. De daling van de gasafzet had grote negatieve gevolgen voor de Nederlandse overheidsinkomsten, die juist hard nodig waren in een periode van recessie, industriële achteruitgang en hoge werkloosheid. Het aandeel van de gasbaten liep terug tot zo'n 5% van het overheidsbudget. Om de afzet van gas op peil te houden verruimde de minister van Economische Zaken, Van Aardenne, daarom de levering van gas aan de industrie en de electriciteitssector en de mogelijkheden voor export.<sup>6</sup>

Tegen het einde van de jaren tachtig, na de ineenstorting van de olieprijs en geconfronteerd met een groeiend aanbod van gas uit Noorwegen en de Sovjet-Unie op de Europese markt, gaf minister De Korte aan dat het van groot belang was de exportpositie van Gasunie te handhaven. Wel bleef de 'Voorzieningszekerheid' van belang; Gasunie moest aan de hand van haar inkoopportfolio en de geschatte vraagontwikkeling kunnen aantonen dat de gasvoorziening voor 25 jaar gegarandeerd was. Deze termijn werd redelijk geacht voor een overgang naar alternatieven voor gas. Vanwege de voortdurende exploitatie, waardoor gasreserves regelmatig werden aangevuld, was het mogelijk om nieuwe exportcontracten af te sluiten, vooral na 1989 (figuur 2). Nederland kreeg hierdoor een steeds belangrijker rol als de swingproducent die de buitenlandse afnemers vooral gas levert in de winter, als de vraag het hoogst is. Daardoor konden Noorwegen en de Sovjet-Unie op een relatief constant volume gas blijven leveren, waarmee ze ook hun kostbare langeafstandsinfrastructuur continu konden gebruiken.

## Liberalisering van de gasmarkt

Eind 1995 publiceerde minister Wijers de Derde Energienota (EZ 1995) die – tot enige verbazing van het Europese energie-establishment – een radicale verandering voorzag in de organisatie van de Nederlandse gasindustrie. Tot dan toe gold Nederland namelijk als een van de felste tegenstanders van liberalisering van de gasmarkt (Correljé 1997). Met deze nota beantwoordde de overheid echter aan de eisen die door de Europese Commissie werden gesteld aan de organisatie van de nationale gasmarkten in de Europese Unie. Vanaf het begin van de jaren negentig had de Europese Unie, in haar streven naar het totstandbrengen van één gemeenschappelijke Europese markt, het initiatief genomen ook de energiemarkt te liberaliseren en tot één markt om te vormen. De liberalisering van de Europese gasmarkt zou, volgens de Europese Com-

missie, een groot aantal producenten uit verschillende landen aantrekken, die in concurrentie met elkaar gas zouden gaan aanbieden, waardoor de gasprijzen zouden kunnen dalen. Daarmee zou het bestaande systeem van oliegerelateerde prijzen en langetermijnleveringscontracten plaatsmaken voor zogenaamde 'gas-to-gas competition' (CIEP 2008).

Gedurende de tweede helft van de jaren negentig werden in Nederland de contouren geschetst voor de regulering en herstructurering van de electriciteits- en gasector, uitmondend in de Electriciteitswet (1998) en de Gaswet (2000). Ook werd de Dienst Toezicht Energie (DTe, de latere Energiekamer van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa)) opgericht om erop toe te zien dat de bedrijven in de energiesector hun bedrijfsvoering aanpasten, zodanig dat er een concurrerende energiemarkt ontstond (zie De Jong et al. 2005). De nieuwe Gaswet handhaafde de structuur van de sector en de sleutelrol van Gasunie en de Maatschap/NAM, omdat op die manier de coördinatie van de gasinkoop en de afzet van het Slochterenveld en de kleinere velden behouden werd (EZ 1999). Gasunie en de lokale gasbedrijven zouden echter wel moeten gaan concurreren met andere binnen- en buitenlandse gasleveranciers. De nieuwe Gaswet voorzag dan ook in een geleidelijke liberalisering van de verschillende groepen verbruikers. Grootverbruikers waren vanaf 1 januari 1998 vrij om te onderhandelen met andere leveranciers dan Gasunie. Vanaf 1 januari 2002 kregen de middelgrote verbruikers het recht om buiten de lokale gasbedrijven te gaan winkelen, gevolgd door de kleinverbruikers in 2004.

Het zogenaamde *Third Party Access* moest nieuwe Nederlandse en buitenlandse gashandelaren toegang bieden tot de hoge- en lagedruktransportsystemen, zodat ze hun gas in concurrentie met de bestaande bedrijven aan hun afnemers zouden kunnen leveren. Om een non-discriminatoire voorziening van gas-transport en regulerend toezicht mogelijk te maken, diende Gasunie haar hogedruktransportnet 'administratief' af te scheiden van haar handelsactiviteiten. Ook de lokale distributiebedrijven moesten hun netten afscheiden. DTe voerde een systeem van tariefregulering in voor de gastransportnetten, waarmee alle leveranciers tegen gelijke tarieven toegang kregen tot de netwerken. Bovendien moesten de geleidelijk dalende tarieven de netwerkbedrijven aanzetten tot een hogere efficiëntie en lagere kosten. Voor investeringen in de netwerken was goedkeuring van DTe vereist.

Door de toegang tot het transportnet voor derden is er een dagelijkse gasmarkt ontstaan, de *Title Transfer Facility* (TTF). Het gas werd niet meer, zoals voor de liberalisering, door middel van langetermijncontracten tussen de producenten en Gasunie en met distributiebedrijven aan de consumenten geleverd, waarbij de prijzen gerelateerd waren aan de olieprijs. Op de TTF konden de leveranciers en afnemers kleinere hoeveelheden op kortere termijn verhandelen. Daarbij weerspiegelden de prijzen de dagelijkse balans van vraag en aanbod in de 'vrije' markt in plaats van de prijzen van olieproducten; een zogenaamde spotmarkt (Correljé 2005). Het aandeel van deze kortetermijncontracten bedraagt inmiddels rond de 10% van het totale verbruik in Nederland. Dat betekent dat er langzamerhand concurrentie ontstaat op de Nederlandse gasmarkt.

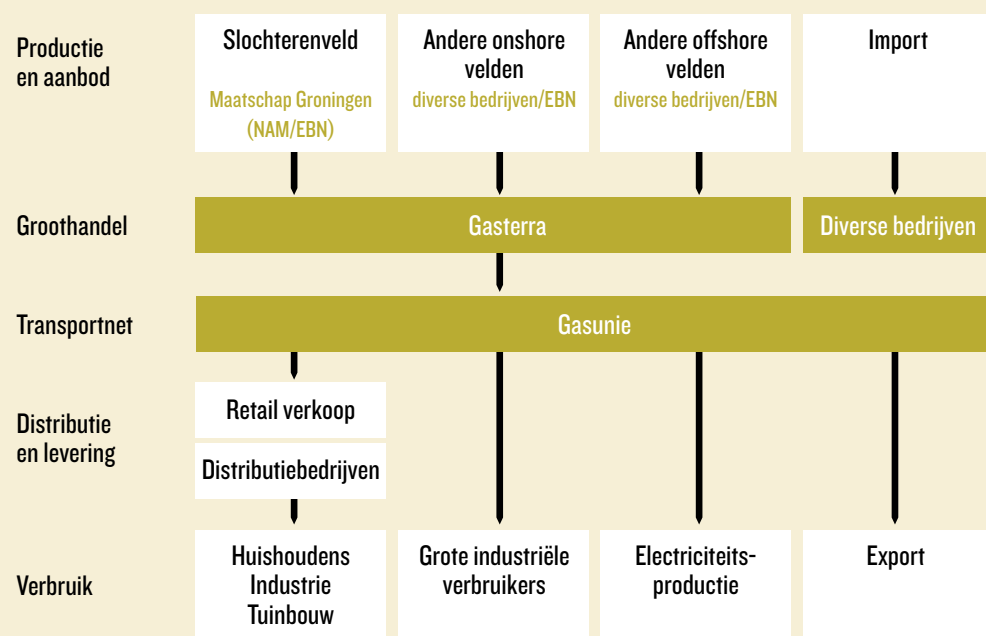
In 2004 werd Gasunie echt opgedeeld in twee verschillende bedrijven: Gasterra en Gasunie. Gasterra bleef eigendom van Shell, Exxon/Mobil en de Staat, als in- en verkoper van het in Nederland gewonnen aardgas. Een 'nieuwe' Gasunie werd voor 100% een staatsonderneming voor het beheer van het nationale hogedruktransmissiesysteem. Ook de lokale distributiebedrijven zouden gesplitst moeten worden indien zij geprivatiseerd zouden worden. De pijpleidingsystemen moesten in eigendom van overheden blijven, om de zekerheid van levering te garanderen.

<sup>6</sup> Tweede Kamer, 1983-1984, 18 100, hoofdstuk XIII, nr. 2.

Het liberaliseringsproces heeft belangrijke consequenties gehad voor het functioneren van het Nederlandse Gasgebouw. Doordat een groot aantal nieuwe Nederlandse en buitenlandse leveranciers toegang tot de markt kregen, heeft Gasunie, later Gasterra, ongeveer een kwart van haar marktaandeel met Nederlands gas verloren aan voornamelijk – goedkoper – geïmporteerd gas. Gasterra heeft dit afzetverlies van Nederlands gas gecompenseerd door meer gas te exporteren. Daarnaast is met de liberalisering ook een einde gekomen aan de Voorzieningszekerheid van de gasvoorziening. Waar Gasunie in het verleden altijd moest zorgen om voor de komende 25 jaar voldoende gas gecontracteerd te hebben, kan Gasterra nu wet-

telijk niet meer verantwoordelijk gehouden worden voor de langetermijnvoorziening, omdat Nederlands gas niet langer gereserveerd mag worden voor puur Nederlandse gebruikers. De Voorzieningszekerheid moet nu via de markt ingevuld worden en is de verantwoordelijke van de verbruikers en leveranciers. Wel is er – om de leveringsflexibiliteit voor langere tijd te garanderen – door de overheid een limiet gesteld op de productie van het Slochterenveld van 42,5 miljard m<sup>3</sup> over de periode 2006–2015.

### De structuur van het Nederlandse Gasgebouw (Post 2004)



- De Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM), een 50/50 joint venture van Shell en Exxon/Mobil, is verantwoordelijk voor de productie van gas in Groningen en andere concessies.
- De Staat deelt via EBN mee in de exploitatiekosten en de inkomsten van het Slochterenveld via de Maatschap Groningen (40% EBN, 60% NAM) en via de joint ventures met oliemaatschappijen op andere velden.
- Gasterra werd als handelsbedrijf afgesplitst van Gasunie. Gasterra is eigendom van de Staat (10% direct en 40% via EBN), Exxon/Mobil (25%) en Shell (25%) en verantwoordelijk voor de inkoop en de verkoop van in Nederland geproduceerd gas.
- Gasterra is verantwoordelijk voor de export van Nederlands gas naar Duitsland, België, Frankrijk, Groot-Brittannië en Italië.
- Derden hebben het recht gas in Nederland te importeren of van Gasunie te kopen en te verkopen aan groot- en kleinverbruikers.
- Gasunie is als netbeheerder verantwoordelijk voor het beheer van het Nederlandse nationale transportnet dat toegang geeft aan ieder die gas wil transporteren.
- De retailverkoop is vrijtoegankelijk voor handelsbedrijven.
- De lokale gasdistributienetten geven toegang geeft aan ieder die gas wil transporteren voor de levering aan kleinverbruikers.

### De toekomst

Zoals hierboven gezegd voert de Europese Commissie een intensief beleid waarbij de lidstaten gedwongen worden de organisatie van hun gasmarkten en de industrie zodanig aan te passen dat marktwerking mogelijk is. Om verschillende redenen is het echter de vraag in hoeverre dit scenario werkelijkheid zal worden.

#### Te weinig concurrerende aanbieders

Om tot een daadwerkelijk concurrerende markt te komen is het noodzakelijk dat er een groot aantal aanbieders actief is. Die zijn er misschien wel als we kijken naar de zogenaamde 'midstream'-handelaren in de verschillende landen, zoals Eon-Ruhrgas en RWE in Duitsland, Eni uit Italië en Centrica in Groot-Brittannië. Deze bedrijven kopen echter het grootste deel van hun gas in bij een viertal grote producenten: Rusland, Noorwegen, Algerije en Nederland. Het valt te betwijfelen of deze aanbieders zich door de Commissie tot echte concurrentie zullen laten dwingen, die hun inkomsten zal doen dalen. Zeker aangezien de hele Europese Unie op termijn nog afhankelijker lijkt te worden van producenten buiten Europa, die evenmin genoeg zullen nemen met lage inkomsten.

Alleen in Groot-Brittannië bestaat er een situatie waarin een aantal aanbieders met elkaar concurreert om de klanten, en waar inderdaad (lage) marktprijzen tot stand kwamen. Maar de uitputting van de Britse gasvelden maakt ook dat land weer afhankelijk van de import van Noors en Russisch gas.

#### Grotere afhankelijkheid van import

Nederland exporteert nu nog gas naar omliggende landen, maar op de middellange termijn, als de Nederlandse velden uitgeput raken, zal daar een einde aan komen. Ook elders in Europa loopt de gasproductie terug. De verwachting is dat in eerste instantie de productie van de *offshore* en de kleinere *onshore* velden zal afnemen. Later zullen de flexibiliteit en de piekproductiecapaciteit van het Slochterenveld afnemen, en uiteindelijk ook de basislastcapaciteit, ondanks de recente investeringen in compressoren die het gas makkelijker uit het veld moeten halen. Hierdoor zal er in toenemende mate gas geïmporteerd moeten worden om aan de vraag te voldoen, en dat geldt eveneens voor andere landen in Europa. Dat gas kan aangevoerd worden via nieuwe langeafstandspijpleidingen uit Noorwegen, Rusland, Algerije en Libië, en mogelijk ook uit landen rond de Kaspische Zee, zoals Iran en Azerbeidzjan. Gazprom gaat nog meer Russisch gas aanvoeren door de Nordstreamleiding via de Oostzee en Noord-Duitsland, waar geen 'lastige' doorvoerlanden, zoals Oekraïne en Wit-Rusland, bij betrokken zijn.

Daarnaast zal er in Europa meer gas in vloeibare vorm (Liquified Natural Gas of LNG) worden geïmporteerd uit verafgelegen gebieden als Qatar, Nigeria en Trinidad en Tobago. LNG is gas dat, nadat het uit

de grond is gehaald onder hoge druk en bij lage temperatuur vloeibaar gemaakt wordt, en makkelijk in tankers getransporteerd kan worden, net als olie. Het grote voordeel van LNG is dat het gas beschikbaar maakt uit gebieden die ver van de verbruikers liggen en niet door middel van pijpleidingen vervoerd hoeft te worden. Daarmee wordt de afhankelijkheid van specifieke leveranciers, zoals Rusland en Algerije, minder groot. Ook kan LNG makkelijker verhandeld worden tussen partijen; de tankers kunnen alle kanten op nadat ze geladen zijn. Wel wordt het transport per schip en de aanlanding van LNG soms als risicovol beschouwd vanwege het gevaar van aanvaringen en explosies wat problemen kan opleveren met de locatie van de terminals. In ieder geval vergroot de LNG-optie de totale hoeveelheid winstgevend te produceren gas op de wereld, waarmee mogelijke uitputting nog lange tijd uitgesteld wordt.

### Nederland als gasrotonde

Er liggen mogelijkheden voor Nederland om een rol te blijven spelen in de gasmarkt, namelijk als leverancier van flexibiliteit en verdeelcentrum van Noordwest-Europa: de zogenaamde 'gasrotonde'. Binnen Europa moet het geïmporteerde gas worden verdeeld over verschillende landen, waarvoor nieuwe pijpleidingen moeten worden aangelegd. Nederland heeft nu al een uitgebreide gasinfrastructuur die verschillende landen met elkaar verbindt en Gasunie legt meer pijpleidingen aan. Het gas door die leidingen wordt het hele jaar door onafgebroken aangevoerd. Als ook de huidige Russische velden leegraken, waarvan Europa voor zijn import in grote mate afhankelijk is, zal er verder weg in Rusland geproduceerd moeten gaan worden, en hoe groter de afstanden, hoe duurder het wordt om productie en transport af te stemmen op het seizoensafhankelijke verbruik van gas. Daarom moet er zo dicht mogelijk bij de verbruikers meer flexibiliteit worden gecreëerd. Dat kan door gas tijdelijk op te slaan, bijvoorbeeld in lege gasvelden en zoutcavernes, ook al levert dat grote maatschappelijke discussies op. Verder wordt er een LNG-terminal gebouwd in Rotterdam. Al deze maatregelen bieden kansen voor Nederland om deel uit te maken van de gasrotonde van Noordwest-Europa. Hierdoor blijft de Nederlandse gasindustrie van economisch belang, al zullen de handel, de opslag en het transport een grotere rol gaan spelen dan de productie van gas. Dit is echter maar één visie op de toekomst van Nederland als gasland.

### Of meer toekomstscenario's?

#### Aardgas als duurzame energiebron

Er zijn legio andere mogelijkheden voor de rol van aardgas in Nederland. Een belangrijke variabele is het milieu- en klimaatbeleid. Er bestaat inmiddels een stevige wetenschappelijke consensus over de relatie tussen het verbranden van fossiele brandstoffen en het broeikas-effect. Aardgas is schoner dan kolen en olieproducten en geeft minder CO<sub>2</sub>-uitstoot. Ook kan aardgas zeer efficiënt worden ingezet, bijvoorbeeld via warmtekrachtkoppeling in de industrie en door tuinders. Hierbij wordt elektriciteit opgewekt door middel van een gasmotor of -turbine, terwijl de hete verbrandingsgassen voor de verwarming van water of lucht gebruikt worden. Dit soort systemen kan op steeds kleinere schaal gebouwd worden, waardoor ze ingezet kunnen worden door steeds meer energieverbruikers. Andere technologieën maken direct gebruik van gas of heet water, waar traditioneel elektriciteit voor de verwarming zorgde, zoals boilers, wasmachines en -drogers, ovens en hogedrukreinigers. Ook worden in zogenaamde zonnegascombiboilers centrale verwarming en warmwatervoorziening gecombineerd, waarbij wordt verhit met zonnewarmte en, als er

geen zon is, met gas. In brandstofcellen – een technologie die nog in ontwikkeling is – wordt gas direct omgezet in elektriciteit. De elektriciteit die op deze manier geproduceerd wordt, hoeft dan niet meer centraal te worden opgewekt. In dit geval vervangt aardgas dus andere 'vuile' primaire brandstoffen, zoals kolen. Daarnaast wordt gas ook beschouwd als een ideale back-up brandstof, naast zon en wind, die niet op afroep beschikbaar zijn. Gas wordt daarom ook vaak beschouwd als de meest geschikte energiebron voor de overgang naar een duurzame energievoorziening.

#### Duurzame alternatieven voor aardgas

Maar er lijkt ook een toenemende politieke bereidheid te bestaan tot het nemen van veel verdergaande maatregelen om de CO<sub>2</sub>-uitstoot te reduceren. Energie kan veel efficiënter gebruikt worden en ook kunnen andere energiebronnen worden ingezet, die nog minder of helemaal geen CO<sub>2</sub>-uitstoot veroorzaken, bijvoorbeeld windenergie op land en op zee, zonne-energie voor warmte en elektriciteitsopwekking, elektriciteitsopwekking door middel van kolen met ondergrondse CO<sub>2</sub>-opslag, aardwarmte, warmte- en koudeopslag in de diepe ondergrond, warmtepompen, warmtekracht en energiewinning uit afval en biomassa. Gas uit biomassa, industrieel- en huisafval en slib van waterbodems behoort ook tot de mogelijkheden. Dit geldt als een oplossing voor het afvalprobleem, terwijl er tegelijk meer energie beschikbaar komt. Waterstof is een andere alternatieve CO<sub>2</sub>-neutrale energiedrager, die aardgas kan vervangen bij toepassingen waar elektriciteit geen optie is. Het voordeel van waterstof is dat het op vele manieren, al dan niet duurzaam, gemaakt kan worden. Al deze maatregelen kunnen belangrijke gevolgen hebben voor het verbruik van aardgas en de manier waarop het ingezet wordt. Duurzaam opgewekte elektriciteit zou weleens een veel belangrijker rol kunnen gaan spelen, vooral in de energievoorziening aan huishoudens, waarmee het gebruik van aardgas daar terugloopt. Als alle elektriciteit echt CO<sub>2</sub>-vrij moet worden opgewekt, zal het gebruik van gas in de elektriciteitssector mogelijk verdwijnen. Als er CO<sub>2</sub> afgevangen en ondergronds opgeslagen gaat worden op grote schaal, zijn kolen misschien weer te verkiezen boven gas, want kolen zijn veel goedkoper. Maar kolen kennen natuurlijk nog andere milieu- en andere nadelen, met name in de winning, het transport en de opslag. Bovendien blijft de hoeveelheid uitgestoten en op te slaan CO<sub>2</sub> bij het gebruik van aardgas toch altijd lager. Dus ook hier zou gas een rol van belang kunnen blijven spelen.

#### Onzekerheid

Of, op welke manier, en wanneer bovenstaande veranderingen zich zullen voordoen, is vooralsnog niet duidelijk. Wat wel duidelijk is, is dat de beschikbaarheid van gas in belangrijke mate afhankelijk is van verwachtingen over de ontwikkeling van de afzetmarkt, en dat hangt deels af van het Europese en Nederlandse beleid, maar ook van externe omstandigheden, zoals energieprijzen en geopolitieke factoren.

Ten eerste bestaat er onzekerheid over de invloed van het duurzaamheidsstreven op de totale vraag naar aardgas in de toekomst. Die onzekerheid is van invloed op de bereidheid van de gasproducenten om te investeren in de ontwikkeling van nieuwe gasvelden en LNG-faciliteiten, en in transportinfrastructuur. Bovendien lijken er ook in Europa mogelijkheden te bestaan voor de winning van niet-conventioneel gas uit andere geologische structuren dan de gebruikelijke, net als dat sinds enige tijd in de VS gebeurt (EBN 2009). Daarmee zou er mogelijk nog lange tijd gas gewonnen kunnen worden in Europa, maar dat vereist wel dat er zicht moet bestaan op voldoende vraag naar gas. Hier komt bij dat de investeringen in de gaswinning een lange aanlooptijd hebben vanwege de enorme infrastructuur die ervoor nodig is. Tegelijk-



kertijd zou dit de afzetmarkt voor Russisch en ander geïmporteerd gas verminderen. De beschikbaarheid van voldoende gas in de toekomst is dus in sterke mate gerelateerd aan de verwachtingen die de mogelijke producenten hebben van de omvang van hun toekomstige afzetmarkt, en de investeringen die men op basis daarvan bereid is te doen.

Een tweede onzekere factor is de manier waarop gas gebruikt zal worden in de toekomst. Tot nu toe werd het gasverbruik voor de verwarming van ruimtes en water door huishoudens en klein-zakelijke verbruikers als hoogwaardig beschouwd, vanwege de relatief hoge prijs waartegen dit gas geleverd werd. Als deze markt wegvalt, omdat er voornamelijk rest- en omgevingswarmte en (deels) duurzaam opgewekte stroom gebruikt zal worden in het kleinverbruikerssegment, blijft er voor gas mogelijk slechts een markt over in de prijsgevoelige industrie en centrale electriciteitsopwekking, waar geconcentreerd moet worden met laaggeprijsde kolen en kernenergie. Er bestaat echter ook een kans dat gas wél steeds meer ingezet wordt voor decentrale, kleinschalige electriciteitsopwekking en warmteproductie. Dan verschuift de inzet van gas van de laagwaardige centrale electriciteitsopwekking in grote centrales waar geconcentreerd wordt met kolen en kernenergie naar het hoogwaardiger marktsegment van de kleinverbruikers. Zoals hierboven beschreven zijn de afzetmarkten en daarbij behorende prijsniveaus van groot belang voor de winstgevendheid van mogelijke investeringen in productie en transportinfrastructuur, en daarmee voor de toekomstige beschikbaarheid van gas.

Een derde aspect met betrekking tot de toekomstige rol van gas in de energievoorziening betreft de behoefte aan een goede, op de nieuwe toepassingen aangepaste infrastructuur waarmee gas naar de verbruikers getransporteerd kan worden. De mate van decentralisatie van de elektriciteitsproductie, het gasverbruik in huishoudens, de seizoensafhankelijkheid van het verbruik, de behoefte aan ondergrondse opslag van gas en CO<sub>2</sub>, de aanvoer van gas als LNG, de rol van biogassen en, niet te vergeten, de positie van Nederland in de internationale gasmarkt, zijn allemaal aspecten die bepalend zijn voor de behoefte aan infrastructuur. Het gaat dan vooral om nationale en lokale transportleidingen, mogelijkheden voor gas- en CO<sub>2</sub>-opslag en het mengen van verschillende kwaliteiten gas, en LNG-terminals. Duidelijk is dat de relatief kleine capaciteit die nodig is voor gasopslag geen beperking vormt voor het construeren van CO<sub>2</sub>-opslag. Toch is de aanwezigheid van bepaalde infrastructuren altijd een randvoorwaarde voor specifieke opties voor de aanvoer en inzet van gas en andere vormen van energie. Maar aangezien hier nog weinig zekerheid over bestaat, is het moeilijk voor de beheerders van de infrastructuur daarop te anticiperen. Anticipatie is echter wel van belang, omdat het aanleggen van bepaalde infrastructuur sommige vormen van energieopwekking en -verbruik faciliteert, terwijl het andere opties nadrukkelijk uitsluit. Dat geldt natuurlijk ook voor de op dit moment al aanwezige infrastructuur, waardoor een padafhankelijkheid is gecreëerd in de ontwikkeling van het energiesysteem; in het verleden gemaakte keuzes blijven het systeem voor lange tijd bepalen. Hieruit volgt dat er altijd een zekere mate van coördinatie noodzakelijk is tussen de ontwikkeling van het gebruik van energiesoorten en de daarvoor benodigde infrastructuur.

## Nawoord

Terugkijkend zijn verschillende fases zichtbaar in de rol van aardgas in de energievoorziening. Dit historische perspectief geeft aan dat de Nederlandse strategie met betrekking tot aardgas en de energievoorziening als geheel een aantal malen drastisch is gewijzigd onder invloed van onvoorziene en niet-stuurbare

nationale en internationale ontwikkelingen. Door de structuur van de Nederlandse gassector konden de uiteenlopende belangen van de Nederlandse gemeenschap en overheid en die van de oliemaatschappijen echter op gebalanceerde wijze met elkaar verenigd en aangepast worden. Belangrijk was dat het gedeelde eigendom van het Nederlandse Gasgebouw de verschillende partijen een gelijkwaardige toegang tot informatie en inzichten verschafte. Dat versoepelde de mogelijkheden tot coördinatie en compensatie en het afruilen van belangen, ook over langere termijn. Het belangrijkste voorbeeld hiervan is het kleineveldenbeleid, waarbij voorrang werd gegeven aan het langetermijnbelang van het vinden van meer gas in kleinere velden, boven het leegproduceren van het winstgevend Groningenveld.

De grote onzekerheden suggereren dat het lastig – zo niet onmogelijk – is om een robuuste langetermijnstrategie voor de energievoorziening te ontwikkelen. Vooruitkijkend kunnen een aantal forse onzekerheden geïdentificeerd worden die van grote invloed zullen zijn op de toekomstige energievoorziening. Er blijkt daarin een grote variatie mogelijk in de rol en het belang van aardgas en andere energievormen. Het is daarom van belang om adaptieve strategieën te ontwikkelen die rekening houden met veranderingen en trendbreuken (Correljé & Van Geuns 2006).

Gas heeft een goede kans om in ieder geval nog geruime tijd als belangrijke brandstof te blijven fungeren. Er is nog veel gas te winnen, het is veel schoner dan kolen en olie, zowel in het gebruik als in de winning, en het is een handige en efficiënte brandstof. Transport en andere infrastructuur zijn aanwezig en kunnen naar wens aangepast en uitgebouwd worden. Nederland beschikt over een grote gasindustrie, met veel kennis, goede commerciële contacten met het buitenland en een sterke reputatie. Op langere termijn zou het een verspilling zijn om niet te zoeken naar een alternatieve aanwending van de bestaande infrastructuur wanneer de Nederlandse velden leeg raken; dat zou verlies aan werkgelegenheid en inkomsten betekenen.

Als het gas steeds meer vanuit verre streken aangevoerd moet worden, zal de prijs zeker stijgen, wat ongetwijfeld de inzet van alternatieve vormen van energie zal stimuleren, in toepassingen waar dat het meest voor de hand ligt. Het is dan ook noodzakelijk om te investeren in de verbetering van de aanwending en productie van (alle) andere energievormen; traditionele én nieuwe. Dit biedt de grootste kans dat de wetenschappelijke en maatschappelijke doorbraken plaatsvinden die noodzakelijk zijn voor het introduceren van een energievoorziening nieuwe stijl.

Een belangrijke vraag daarbij is hoe de vele actoren op de huidige energie- en gasmarkt deze ontwikkelingen mogelijk zullen gaan maken. Anders dan in het verleden opereren de betrokken bedrijven nu 'standalone' in een marktgedreven of in een gereguleerde omgeving, waarbij de afruil van belangen en compensatie lastig vorm te geven zijn. Informatie is een strategisch goed geworden en wordt dus niet meer gedeeld. Het consumentenbelang lijkt vooral op het kortetermijnbelang van lage prijzen gericht te zijn. En de overheid is gebonden aan Europese regels, die heen en weer gaan tussen het energiebeleid, beperking van de uitstoot van CO<sub>2</sub> en het streven naar marktwerking. Maatregelen die nu genomen moeten worden om op langere termijn de gewenste effecten te hebben op de energievoorziening, zullen hierdoor niet zo maar door de 'markt' genomen worden. Daar zijn sturing en samenwerking voor nodig.

Wat van cruciaal belang is voor de toekomstige energievoorziening en voor de rol van gas daarbinnen, is een duidelijke en breed uitgedragen visie van de overheid op de positie van Nederland als gasproducerend

en consumerend land in de Europese energiemarkt. Een dergelijke visie ondersteunt het bedrijfsleven bij het doen van de meest geschikte investeringen, en verschaft overheden steun bij de lokale aspecten van het energiebeleid, zoals het verlenen van vergunningen, de volkshuisvesting en in de ruimtelijke ordening. Daarnaast geeft een visie energieverbruikers en burgers richting in hun gedrag als koper en gebruiker van energieconsumerende apparaten en diensten.

## Referenties

- BP (2009). *BP Statistical Review of World Energy June 2009*. London: BP.
- CIEP (2008). *The Future of European Gas Pricing*. Clingendael International Energy Programme. <http://www.clingendael.nl>
- Correljé, A. & L. van Geuns (2006). 'Signalen uit de oliemarkt. De juiste strategie op het juiste moment. In: *Internationale Spectator* 60, nr. 4, pp. 171-174. <http://www.internationalespectator.nl>
- Correljé, A. (2005). 'Dilemmas in Network Regulation. The Dutch Gas Industry'. In: Künneke R., J. Groenewegen & A. Correljé (eds.). (2005). *Innovations in Liberalized Network Industries. Between Private Initiatives and Public Interest*. Cheltenham: Edward Elgar.
- Correljé, A.F., J.C. van der Linde & T. Westerwoudt (2003). *Natural Gas in the Netherlands. From Cooperation to Competition?* The Hague: Clingendael International Energy Programme/Oranje Nassau, CIEP.
- Correljé, A.F. (1998). *Hollands Welvaren. De geschiedenis van een Nederlandse bodemschat*. Hilversum: TeleacNOT.
- Correljé, A.F. (1997). 'Naar nieuwe verhoudingen in het energiebeleid'. In: Hout W. & M. Shie Dhian Ho (red.). *Nederland en de gevolgen van de internationalisering. Aanpassing onder druk*. Assen: Van Gorcum, pp. 165-178.
- EBN (2009). *Focus on Dutch Gas*. Utrecht: Energie Beheer Nederland, <http://www.ebn.nl>
- EZ (1999). *Regels omtrent het transport en de levering van gas (Gaswet): MEMORIE VAN TOELICHTING en VOORSTEL VAN WET. Energierapport*. Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.
- EZ (1995). *Derde Energienota 1996*. Den Haag: Sdu Uitgeverij / Ministerie van Economische Zaken.
- de Jong, J. et al. (2005). *Dertig jaar energiebeleid: van bonzen en polders via markten naar Brussel zonder koolstof*. The Hague: Clingendael International Energy Programme / Ministry of Economic Affairs. Kamerstukken II, 1961-1962, nr. 6767.
- Kielich, W. (1988). *Ondergronds Rijk*. Amsterdam: Uniepers/Gasunie, p. 19.
- Odell, P.R. (1969). *Natural Gas in Western Europe. A Case Study in the Economic Geography of Resources*. Haarlem: De Erven F. Bohn.
- Stewart, D. & E. Madsen (2006). *The Texan and Dutch Gas. Kicking off the European Energy Revolution*. Oxford: Trafford Publishing.
- Tweede Kamer, 1974-1975, 13 122.
- Tweede Kamer, 1979-80, 15 802, nrs. 1-2.
- Tweede Kamer, 1974-1975, 13 109, nr.1.
- Tweede Kamer, 1983-1984, 18 100, hoofdstuk XIII, nr. 2.