

Productiviteitstrends in de energiesector

**Een empirisch onderzoek naar het effect van
regulering op de productiviteitsontwikkeling
tussen 1988 en 2011**

Centrum voor Innovaties en Publieke Sector
Efficiëntie Studies, Technische Universiteit
Delft



IPSE Studies

Adrie C.M. Dumaij
Alex A.S. van Heezik
Flóra A. Felsö

Delft, december 2012
IPSE Studies, Technische Universiteit Delft

COLOFON

Productie en lay-out: TU Delft, IPSE Studies

Druk: Sieca Repro Delft

Delft, december 2012

ISBN: 978-94-6186-096-5

JEL-codes: C33, D24, L94, L95

TU Delft
IPSE Studies
Postbus 5015
2600 BX DELFT

Jaffalaan 5
2628 BX DELFT

T. 015-2786558
F. 015-2786332
E: ipsestudies@tudelft.nl
www.ipsestudies.nl

Dit onderzoek is uitgevoerd met subsidie van het ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van het onderzoek berust bij de auteurs. De inhoud vormt niet per definitie een weergave van het standpunt van de minister van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties.

Inhoudsopgave

Voorwoord	7
Ten geleide: productiviteitstrends in de publieke sector	9
Samenvatting	11
Summary	17
1 Inleiding	23
2 Historische schets van overheidssturing	27
2.1 Sectorbeschrijving	27
2.2 Bekostiging en eigendom	31
2.3 Regulering	32
2.3.1 De periode tot 1988	32
2.3.2 De periode 1988-2011	36
2.4 Conclusie	42
3 Historische trends	45
3.1 Gegevens	45
3.2 Productie	46
3.3 Ingezette middelen	50
3.4 Aanbod energiebedrijven	55
4 Methode en resultaten	57
4.1 Een kostenfunctiemodel	57
4.2 Empirische invulling van het model	57
4.3 Statistische toetsen	58
4.4 Schattingsresultaten	59
4.4.1 Productiviteitsontwikkelingen	60
4.4.2 Decompositie van kosten	62
4.5 Productiviteit in de literatuur	64
4.6 Beschouwingen	66

Bijlage A	Afkortingen	69
Bijlage B	Cijfermatige beschrijving van de gegevens	71
Bijlage C	Kostenmodel	73
Literatuur		79

Voorwoord

Het rapport dat voor u ligt is het resultaat van een studie naar de effecten van regulering op de productiviteit van de Nederlandse energievoorziening. De studie is een onderdeel van het door het ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties gesubsidieerde programma voor onderzoek en kennisdeling over sturing, innovaties en productiviteit in de publieke sector. Het programma is een onderdeel van allerlei initiatieven die de afgelopen jaren zijn ontwikkeld op het terrein van sociale innovaties, slimmer werken en het nieuwe werken en heeft een sterke verwevenheid met de beleidsagenda ‘Arbeidsproductiviteit in de publieke sector’ en wordt begeleid door een Programmaraad met leden vanuit beleid en wetenschap.

De energiesector is een netwerksector: een publieke sector waarbij producten en diensten geleverd worden met behulp van een technische infrastructuur. Dit rapport geeft inzicht in de samenhangende effecten van de veranderingen op de productiviteit in de energiesector.

Graag wil ik een aantal mensen bedanken voor hun bijdrage aan deze studie. In de eerste plaats uiteraard mijn collega's Adrie Dumaij, Alex van Heezik en Flóra Felső voor het uitvoeren van de studie. Verder ben ik Gijsbert Zwart (CPB), Machiel Mulder (NMa), Jeroen Bergenhenegouwen (ministerie EL&I), Maarten Veraart (Andersson Elffers Felix BV) en alle collega's van IPSE Studies erkentelijk voor hun waardevolle commentaar op de eerdere versie van dit rapport.

De eindverantwoordelijkheid voor deze rapportage ligt volledig bij IPSE Studies. Conclusies en opvattingen vallen onder de verantwoordelijkheid van de onderzoekers. Deze hoeven niet overeen te komen met de visie van leden van de begeleidingscommissie, de Programmaraad of tegenlezers.

Jos Blank

Directeur Centrum voor Innovaties en Publieke Sector Efficiëntie (IPSE)
Studies, Technische Universiteit Delft

Delft, december 2012

Ten geleide: productiviteitstrends in de publieke sector

In het algemeen richt het onderzoek van IPSE Studies zich op instellingen in de publieke sector, zoals scholen, ziekenhuizen en waterzuiveringsinstallaties. Deze analyses zijn gebaseerd op gegevens van deze micro-eenheden. Met name de laatste jaren is de registratie van gegevens met betrekking tot individuele instellingen steeds verder verfijnd. Er komen steeds meer gegevens beschikbaar over gebruikers van publieke diensten, de kwaliteit van de geleverde diensten en de bedrijfsvoering. Productiviteitsanalyses kunnen dan ook een genuanceerd beeld geven van allerlei variabelen die de productiviteit kunnen beïnvloeden. Vrij robuuste uitspraken kunnen worden gedaan over de invloed van schaal, diversiteit, samenwerking, outsourcing en inkoop op productiviteit. Voor één type vraag zijn deze gegevens veel minder geschikt, namelijk de vraag over de invloed van majeure maatschappelijke en institutionele veranderingen op de productiviteit. Dit komt omdat alle instellingen bijna altijd binnen één en dezelfde maatschappelijke en institutionele context opereren.

Tijdreeksanalyses over een lange periode kunnen wel meer inzicht verschaffen over institutionele effecten. Daarom heeft IPSE Studies dan ook een deel van het programma over onderzoek naar sturing en innovaties in de publieke sector ingezet op dit soort langetermijnanalyses van publieke voorzieningen. Centraal hierbij staat het meten van de productiviteitsontwikkeling over een lange periode (25 à 40 jaar) en deze te relateren aan trends en trendbreuken in de institutionele omgeving. Door dit voor een groot aantal voorzieningen te doen, wordt het tevens mogelijk een meta-analyse te doen van alle deelonderzoeken. Deze moet dan uitsluitend geven over het effect van het type bekostigingssystemen, vormen en mate van concurrentie, bedrijfsvergelijkingen, eigendomsverhoudingen en capaciteitsregulering op de productiviteit.

Aan het uitvoeren van tijdreeksanalyses kleefte wel een aantal bezwaren. Zo is het aantal waarnemingen dikwijls beperkt, zodat statistisch gezien niet heel veel effecten tegelijkertijd kunnen worden onderzocht. Verder is het dikwijls erg lastig om consistente tijdreeksen te creëren. De vormen van registratie veranderen nogal eens in de tijd. Daarvoor moeten dan ook ad-

hocoplossingen worden bedacht. Over meer subtiele veranderingen in de dienstverlening (casemix, kwaliteit) is toch al weinig bekend gedurende langere periodes. Een andere complicerende factor is dat een hervorming niet van de ene op de andere dag wordt ingevoerd, maar geleidelijk, waardoor ook de effecten niet direct zichtbaar zijn. Overigens is het ook mogelijk dat men al (lang) van tevoren anticipeert op de aangekondigde institutionele veranderingen. Tegelijk met de invoering van nieuwe instituties veranderen vaak nog andere relevante variabelen. Het is dan ook niet altijd duidelijk welke verandering nu precies wat heeft veroorzaakt.

Kortom, heel veel problemen, die moeten leiden tot de nodige voorzichtigheid bij de interpretatie van de uitkomsten. Er gelden een paar omstandigheden die vertrouwen scheppen in de gemeten effecten. Slechte en inconsistente gegevens leiden onherroepelijk tot grote onbetrouwbaarheidsmarges. Die worden altijd gerapporteerd. De kans is dus groter dat een bestaand effect niet wordt opgespoord dan andersom. Verder is het dikwijls mogelijk om op basis van aanvullend (historisch) literatuuronderzoek of raadpleging van sectorspecialisten een beeld te krijgen van factoren die moeilijk zijn te meten, zoals kwaliteit en het type gebruiker.

Dit betekent dat er een kwalitatieve indicatie te geven is, of de empirische resultaten mogelijk een onder- of overschatting aangeven. De empirische analyses gaan dan ook altijd gepaard met een uitgebreid kwalitatief onderzoek. Het is onze overtuiging dat deze analyses een waardevolle aanvulling zijn op de microanalyses en met alle mitsen en maren een interessant inzicht geven in de relatie van institutionele veranderingen en productiviteitsontwikkeling.

Samenvatting

Focus van het rapport

In dit rapport worden de belangrijkste ontwikkelingen geanalyseerd in instituties, prestaties en ingezette middelen in de Nederlandse energiesector tussen 1988 en 2011. De energiesector is afgebakend tot de productie, distributie en handel van gas en elektriciteit in Nederland. Centraal staat de relatie tussen institutionele ontwikkelingen en de productiviteitsontwikkeling in de sector.

Regulering

In het onderzoekstijdvak 1988-2011 kunnen we grofweg twee reguleringsperioden onderscheiden. De eerste periode loopt tot en met 1998 en staat voornamelijk in het teken van de herstructurering van de energiesector ten behoeve van de verhoging van de productiviteit. Dit vond plaats door schaalvergroting en (in de elektriciteitssector) ook door de introductie van enkele marktprikkels om de bedrijfsvoering te verbeteren. De tweede periode begint in 1999, het jaar waarin de nieuwe Elektriciteitswet van kracht wordt. Met deze wet én met de een jaar later ingevoerde Gaswet wordt de basis gelegd voor liberalisering van de energiesector. Dit proces is in de jaren daarna voortdurend met nieuwe regelgeving bijgestuurd en is op dit moment nog steeds gaande. Belangrijke mijlpalen in de institutionele ontwikkelingen vanaf 1999 zijn de inwerkingtreding van de nieuwe Elektriciteitswet (1999), gevolgd door de Gaswet in 2000, het (gefaseerd) vrijgeven van de verschillende energiemarkten – grootgebruikers (1998/2000), middelgrote afnemers (2002) en kleinverbruikers (2004) – en de totstandkoming van de Wet onafhankelijk netbeheer (WON) in 2006. Via deze wet, beter bekend als de ‘Splitsingswet’, kunnen de energiebedrijven worden gedwongen het netwerkbeheer los te maken van hun productie- en verkoopactiviteiten. Bij het sturen van het liberaliseringsproces, i.c. het uitvoeren van de Elektriciteits- en de Gaswet, is van begin af aan een belangrijke rol weggelegd voor de toezichthouder, de huidige Energiekamer. De toezichthouder wordt onder meer belast met de tariefregulering van de netbeheerders. Via de zogeheten x-factorbesluiten die op basis van maatstafconcurrentie worden vastgesteld, krijgen de netbeheerders, die van

nature monopolist zijn, doelmatigheidskortingen opgelegd om hen tot efficiëntie aan te sporen. Volgens schattingen van de Energiekamer hebben deze kortingen, sinds de start van de regulering tot en met 2010, een doelmatigheidswinst opgeleverd van ongeveer zes miljard euro. In de loop van de jaren is het takenpakket van de Energiekamer, en daarmee ook de mogelijkheden voor regulering van de energiesector, flink uitgebreid. Inmiddels is de Energiekamer actief in vrijwel de gehele waardeketen van zowel de elektriciteits- als de gasmarkt.

Ontwikkeling van de productie

Als maat voor de productie van de Nederlandse energiesector hanteren we de totale hoeveelheid gas en elektriciteit die in Nederland wordt geproduceerd, geïmporteerd en geëxporteerd, ofwel het totale Nederlandse energieaanbod. Dit energieaanbod neemt in de periode 1988-2011 met 45 procent toe (jaarlijks gemiddeld met 1,6%). Opvallend is dat de elektriciteitsproductie in deze periode sneller toeneemt (jaarlijks gemiddeld met 2,0%) dan de gasproductie (jaarlijks gemiddeld met 1,4%). Het aandeel van de elektriciteitsproductie in het totale energieaanbod (uitgedrukt in joules) is dan ook in de loop van de onderzoeksperiode toegenomen van nog geen 19 procent in 1988 tot ruim 25 procent in 2011. Gas blijft echter verantwoordelijk voor het overgrote deel van het energieaanbod. Hoewel over de gehele periode gezien sprake is van een stijgende lijn in de productie, treden er hierbinnen belangrijke fluctuaties op. Deze schommelingen zijn voor een belangrijk deel te verklaren door de temperatuurwisselingen als gevolg van ‘strengere’ of ‘zachtere’ winters en door conjunctuur. Het aantal vorstdagen heeft grote invloed op het energieverbruik en daardoor op de energieproductie. Dit blijkt ook uit de aanmerkelijke correlatie tussen het aantal vorstdagen en de energieproductie.

Ontwikkeling van kosten en prijzen

Terwijl de energieproductie in de onderzoeksperiode een aanzienlijke groei doormaakt, nemen de productiekosten van de sector nog veel sterker toe. Tussen 1988 en 2011 stijgen de totale kosten van de energiebedrijven met ruim factor 3. Deze groei is grotendeels toe te schrijven aan de stijging van de materiaalkosten. Deze kosten vormen het leeuwendeel van de totale kosten van de sector (gemiddeld 80%) en bestaan voor het overgrote (ruim 80%) deel uit energiekosten. In vergelijking met de materiaalkosten nemen

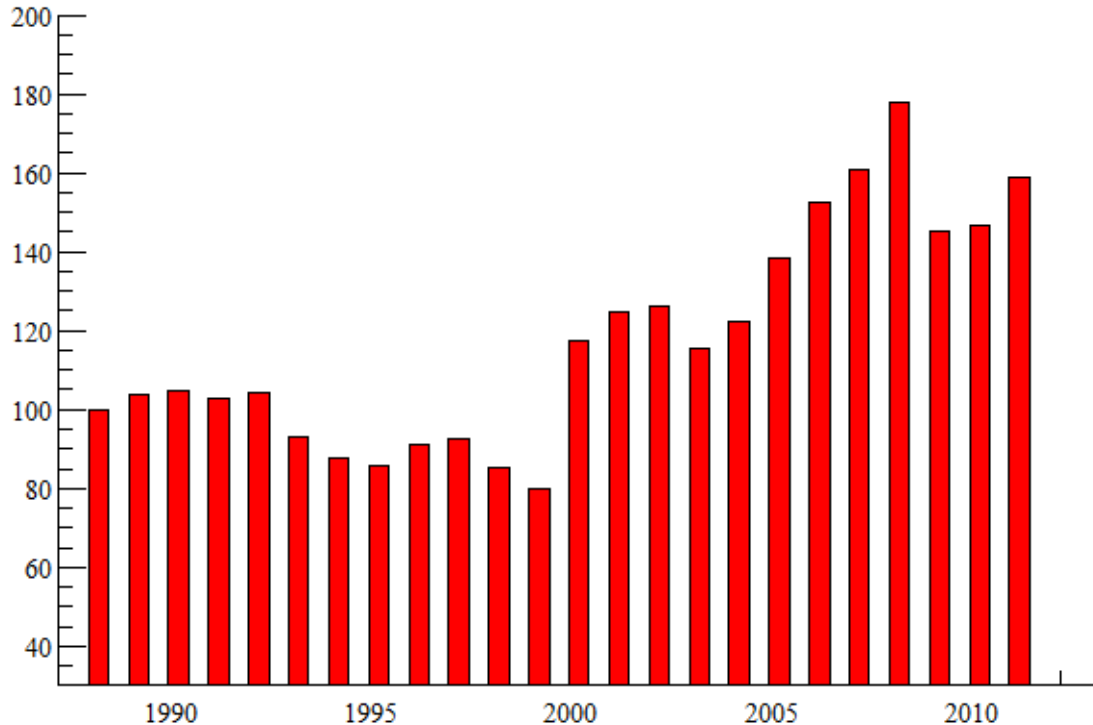
de kapitaals- en personeelskosten veel minder snel toe. Tussen 1988 en 2011 stijgen de kapitaalskosten met 85 procent en de personeelskosten met ‘slechts’ 51 procent. Dit laatste is voor een belangrijk deel te danken aan de inkrimping van het personeelsbestand. Tussen 1988 en 2002 daalt het aantal voltijdbanen bij de energiebedrijven met ruim een kwart. De sterke stijging van de energieprijzen, vooral vanaf de eeuwwisseling, is de belangrijkste oorzaak van de kostentoename van de energiebedrijven. Gedurende de onderzoeksperiode neemt de prijs van materiaal toe met een factor 4,5. De prijzen van personeel en kapitaal stijgen in deze periode veel minder hard: de prijs van kapitaal neemt tussen 1988 en 2011 toe met een factor 1,6, de personeelsprijs verdubbelt bijna.

De relatie tussen regulering en de productiviteitsontwikkeling

Om de samenhang tussen de institutionele ontwikkelingen (beleid en regulering) en de productiviteit te onderzoeken, is een empirische productiviteitsanalyse uitgevoerd. Hierin wordt de productiviteitsgroei afgeleid uit de ontwikkeling van de kosten, gecorrigeerd voor ontwikkelingen in productie en de prijzen van de ingezette middelen. De invloed van strenge winters is in de schattingen meegenomen. Tevens speuren wij naar trendbreuken in de productiviteit. Op basis hiervan kunnen wij een fasering aanbrengen in de productiviteitsontwikkeling. Door deze af te zetten tegen de periodisering van de institutionele ontwikkelingen, kan inzicht worden verkregen in de mogelijke samenhang tussen beleid en productiviteit.

Figuur S-1 geeft de geschatte productiviteitsontwikkeling weer met een indexcijfer ten opzichte van het niveau in 1988. Uit de figuur blijkt dat de productiviteitsgroei van de energiesector in de periode 1988-2011 een grillig verloop kent. De productiviteit is in de gehele onderzoeksperiode met gemiddeld 2,0 procent per jaar toegenomen, maar binnen deze periode is er sprake van sterke groeiverschillen.

Figuur S-1 De geschatte productiviteitsindex 1988-2011, 1988 = 100



Bron: IPSE Studies

De berekening van de productiviteitsontwikkeling geeft drie perioden aan met een significante breuk ten opzichte van de voorliggende periode: 1988-1999, 1999-2006, 2006-2011. Tussen 1988 en 1999 is sprake van een lichte productiviteitsgroei van gemiddeld 1,8 procent per jaar. Voor zover er een relatie is met de institutionele ontwikkelingen die in deze periode plaatsvinden – schaalvergroting en invoering van marktprikkels in de elektriciteitssector – lijken deze geen duidelijk aanwijsbaar effect op de productiviteit te hebben uitgeoefend.

In de jaren 1999-2006 vindt vervolgens een spectaculaire productiviteitsgroei plaats: de gemiddelde jaarlijkse groei bedraagt in deze periode maar liefst 6,7 procent. Het is wellicht geen toeval dat de energiesector juist in deze periode, waarin de liberalisering en gedeeltelijke privatisering van de energievoorziening hun beslag krijgen, een sterke productiviteitsgroei doormaakt. Het lijkt erop dat de hiermee gepaard gaande regulering (én deregulering) mogelijk een belangrijke rol heeft gespeeld. Daarbij kan met name worden gedacht aan het optreden van de

toezichthouder. Onder meer dankzij de doelmatigheidskortingen op de inkomsten van de netbeheerders is de efficiency binnen de sector toegenomen, wat tot aanzienlijke kostenbesparingen heeft geleid.

Als het liberaliseringsbeleid daadwerkelijk een positief effect op de productiviteitsontwikkeling heeft teweeggebracht, dan lijkt dit effect in de periode daarna uitgewerkt of in ieder geval aan kracht in te boeten. In de periode 2006-2011 neemt de productiviteit namelijk weer af, met gemiddeld 3,1 procent per jaar. Als we ervan uitgaan dat er sprake is van een verband tussen beleid en productiviteit, dan zou deze productiviteitsdaling wellicht voor een deel kunnen worden toegeschreven aan de verminderde effecten van de doelmatigheidskortingen. Door de voortdurende schaalvergroting telt de energiesector nog maar een gering aantal spelers. Dit ondergraaft de kracht van de maatstafconcurrentie, waarop de doelmatigheidskortingen zijn gebaseerd. Ook de perikelen rond de Splitsingswet kunnen een rol hebben gespeeld. De discussie hierover – die deels nog steeds gaande is – en het splitsings- en privatiseringsproces dat daarop volgde zijn mogelijk ten koste gegaan van de doelmatigheid van de sector.

In dit verband kan ook worden gewezen op de kostendoelmatigheid (de fluctuaties om de trend heen) die in deze periode forse schommelingen vertoont. Dit zou kunnen duiden op veranderingen in de bedrijfsvoering. Overigens laat de kostendoelmatigheid ook in de perioden daarvoor een grillig verloop zien.

Beleidsimplicaties

De liberalisering en (gedeeltelijke) privatisering van de energievoorziening hebben ingrijpende gevolgen gehad voor het functioneren van de sector. Uit deze studie komt naar voren dat dit ook belangrijke consequenties teweeg heeft gebracht voor de productiviteitsontwikkeling van de energiesector. Het ligt immers voor de hand te veronderstellen dat de productiviteitswinsten die sinds de liberalisering zijn geboekt voor een deel te danken zijn aan de daarvoor benodigde wet- en regelgeving. Voor zover de doelmatigheidskortingen daarbij een rol hebben gespeeld, blijken deze de laatste jaren echter minder effect te sorteren. Mogelijk heeft dit te maken met de te ver doorgeschoten schaalvergroting, waardoor de sector nog slechts een gering aantal spelers telt. Regulering via maatstafconcurrentie levert daardoor te weinig prikkels op om efficiënt te produceren.

Hoewel het verband tussen de productiviteitsgroei en het liberaliseringsbeleid in de jaren 1999-2006 aannemelijk is, gaat het te ver om de productiviteitswinst in deze periode geheel op het conto van de liberalisering van de sector te schrijven. Er hebben immers nog tal van andere ontwikkelingen plaatsgevonden die hierop van invloed kunnen zijn geweest. Zo wijzen sectordeskundigen onder meer op de rol van veranderingen in de productiewijze. Gedurende de onderzoeksperiode hebben, met name vanaf de eeuwwisseling, grote verschuivingen in de productietechnologie plaatsgevonden. Zo is de energie-import van grotere betekenis geworden en is de productie uit kleine gasvelden afgenomen ten gunste van de gaswinning uit het grote 'Groningenveld'. Deze en nog verschillende andere ontwikkelingen kunnen hebben geleid tot kostenbesparingen die niet, of slechts in beperkte mate, aan de regulering kunnen worden toegeschreven.

Ondanks deze kanttekeningen blijft het opmerkelijk dat de grote productiviteitsgroei in de energiesector juist plaatsvindt vanaf het moment dat er een ingrijpende koerswijziging in het beleid ten aanzien van de energievoorziening in gang wordt gezet. Nader onderzoek zal moeten uitwijzen in hoeverre deze groei rechtstreeks aan deze beleidswijziging en de daarmee samenhangende regulering te danken is.

Summary

Focus of the report

This report presents an analysis of the main developments in institutions, production and factors of production within the Dutch energy sector between 1988 and 2011. The energy sector is here defined as the production, distribution and trading of electricity and gas in the Netherlands. This analysis centers on the relationship between institutional development and productivity in the sector.

Regulation

We analyze the period 1988-2011, in which we can roughly distinguish between two regulatory periods. The first period lasts until 1998 and is mainly characterized by the process of restructuring of the energy sector, with the aim of increasing productivity. The restructuring aimed at an upward shift in scale and at the same time some complimentary market incentives were introduced (in the electricity sector) intended to improve operations. The second period begins in 1999, the year in which the new Electricity Act came into force. With this act and the Gas Act that was introduced a year later, the basis was laid for the liberalization of the energy sector. Thereafter this process was continually adjusted to new regulations and is currently still ongoing. Important milestones within the institutional developments from 1999 are the enactment of the new Electricity Act (1999), followed by the Gas Act 2000, the (phased) liberalization of the various energy markets - wholesale (1998/2000), medium-sized customers (2002) and private consumers (2004) - and the establishment of the Independent Grid Administration Act in 2006. As a result of this law the energy companies may be forced to unbundle their networks from their production and sales activities. In managing the liberalization process, i.e. the implementation of the Electricity and Gas Act, an important role was assigned to the regulator, the Office of Energy Regulation. Among other things, the regulator is responsible for regulating the tariff for transport over the distribution networks. Through so-called x-factor decisions, based on yardstick competition, the network operators are encouraged to improve efficiency. According to estimates by the Office of Energy Regulation, the resulting savings since the start of the regulation until 2010 have amounted

to around 6 billion euros. Over the years the mandate of the Office of Energy Regulation has greatly expanded. Currently the Office of Energy Regulation regulates the entire value chain of both the electricity and gas sector.

Development of production

As a measure for the production of the Dutch energy sector we use the total amount of energy that is produced, imported in and exported by the Netherlands; i.e. the total Dutch energy supply. This energy supply increased by 45 percent (an average of 1.6% annually) during the period 1988-2011. Interestingly, electricity supply rose more rapidly during this period (by an average of 2.0% annually) than that of gas (by an average of 1.4% annually). In the course of the period under analysis the share of electricity in the total energy demand (expressed in joules) increased from almost 19 percent in 1988 to 25 percent in 2011. Gas continues to make up the major part of the energy supply, however. Although over the whole of the period in question an upward trend can be observed in production, strong fluctuations have also occurred within this period. These fluctuations are largely due to temperature changes resulting from 'cold' or 'warm' winters as well as to the economic cycle. The number of frost days has a major impact on energy consumption and therefore on energy production. This is reflected in the correlation between the number of frost days and energy production.

Developments in costs and prices

While energy production increased considerably during the period covered by the research, there was an even steeper rise in production costs. Between 1988 and 2011, the total costs incurred by the energy companies increased by more than a factor of 3. This increase is largely owing to an increase in material costs. These costs represent the lion's share of the total costs incurred by the sector (80% on average) and mainly consist (over 80%) of energy costs. In comparison with the material costs, costs of capital and personnel rose much less rapidly. Between 1988 and 2011 capital costs rose by 85 percent and personnel costs by 'only' 51 percent. The latter was largely due to downsizing of the workforce. Between 1988 and 2002 the number of full-time jobs in the energy companies fell by over a quarter. The sharp rise in energy prices, particularly since the turn of the millennium, is the main cause of the increase in costs incurred by the energy companies. During the period covered by the study, the material costs increased by a factor of 4.5.

During this period the costs of personnel and capital rose much less rapidly: between 1988 and 2011 the cost of capital rose by a factor of 1.6, while personnel costs nearly doubled.

The relationship between regulation and the development of productivity

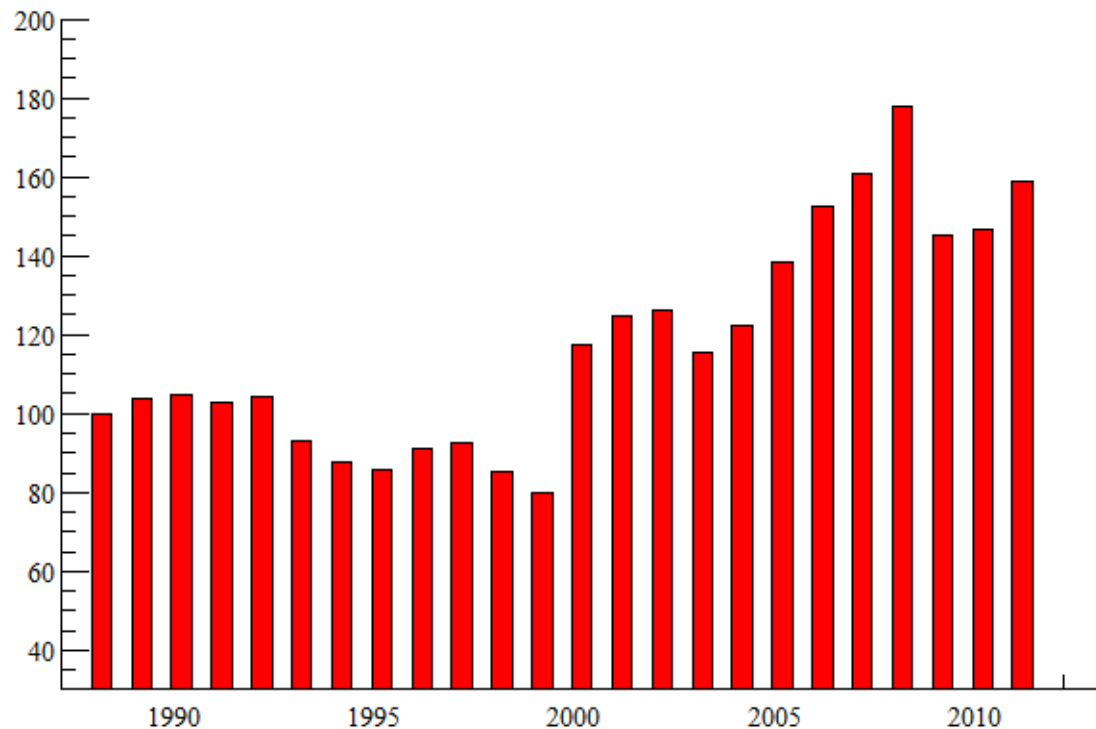
We carried out a productivity analysis in order to study the relationship between institutional developments (policy and regulations) and productivity. Productivity growth was derived from the development in costs, adjusted for trends in production and the prices of the factors of production while taking severe winters into account. We investigated structural breaks in productivity growth that indicate certain phases in productivity development. Comparing these with the periodization of the institutional developments provided insight into the possible links between productivity and institutional developments.

Figure S-1 presents the estimated productivity growth with an index number relative to the 1988 level. The figure shows that during the 1988-2011 period productivity growth in the energy sector was rather erratic. During the course of the entire period in question productivity rose by an average of 2.0 percent per year, but within this period there are strong fluctuations in growth.

We found two significant breaks in productivity growth indicating that we may distinguish between three periods: 1988-1999, 1999-2006 and 2006-2011. Between 1988 and 1999 we observe a slight growth in productivity of on average 1.8% per year. If there is any connection to institutional developments in this period, such as the upward shift in scale of production and the introduction of some market incentives in the electricity sector, this does not seem to have a clear impact on productivity.

The period 1999-2006 saw a spectacular growth in productivity: the average annual growth rate in this period amounted to 6.7 percent. It is perhaps no coincidence that strong productivity growth is observed in the period when liberalization is a fact and partial privatization of the energy supply is in process. It seems that the related regulation (and deregulation) may have played an important role in this. The actions of the regulator are probably one of the main factors here. Partly due to the particular access regulation of the network operators, efficiency in the sector has increased, which has led to significant cost savings.

Figure S-1 Estimated productivity index 1988-2011, 1988 = 100



Source: IPSE Studies

If the liberalization policies did in fact have a positive effect on the development of productivity, it seems that in the subsequent period this effect had worn off or at least lost its strength. In the 2006-2011 period productivity fell by an average of 3.1 percent per year. If we assume that there is a link between regulation and productivity, the decrease in productivity could perhaps be partly attributed to the reduced impact of efficiency-stimulating tariff cuts. As a result of a repeated process of scaling up, the energy sector is only left with a small number of players. This undermines the power of yardstick competition, on which the efficiency-stimulating tariff cuts were based. Moreover, the circumstances around the introduction of the Independent Grid Administration Act also played a role. The discussion - which is partly ongoing- and the unbundling and privatization process that followed were possibly detrimental to the efficiency of the sector.

In connection to this it is also worth pointing out that there were substantial fluctuations in cost efficiency (the fluctuations around the trend) during this

period. This could indicate changes in the operations of the production and distribution operators. However, in the earlier periods the development of cost-effectiveness was also erratic.

Policy implications

The liberalization and (partial) privatization of energy facilities has had profound consequences for the functioning of the sector. This study shows that this has also had important consequences for the development of the productivity of the energy sector. After all, it seems only logical to assume that the productivity gains that have been achieved since the liberalization are partly due to the laws and regulations that were required to allow liberalization to take place. As far as the efficiency-stimulating tariff cuts have played a role, their impact has faded in recent years. This is probably mainly due to the fact that the trend towards operating on a larger scale has gone too far, leaving only a small number of players. Regulation through yardstick competition and imposing efficiency-stimulating tariff cuts therefore provides too few incentives for efficient production.

Although there is a plausible relationship between productivity growth and liberalization policy in the period 1999-2006, it goes too far to attribute the productivity growth in this period solely to the liberalization of the sector. There are many other developments that may have played a role. For example, sector experts suggest that during the period analyzed here, and especially since the turn of the millennium, major shifts in production technology have occurred. Energy imports have become more important and the extraction of gas from small gas fields has declined in favor of extraction of gas from the large 'Groningen field'. These and several other developments may have led to cost savings that cannot, or only to a limited extent, be attributed to regulation.

Despite these caveats, it remains remarkable that the high rate of productivity growth in the energy sector has occurred from the point at which a radical change in energy policy was set in motion. Further research is needed to determine to what extent this growth is due to this policy change and to related regulation.

1 Inleiding

De introductie van marktwerking in de publieke sector houdt de gemoederen al decennialang bezig. Vanaf het eind van de jaren tachtig van de vorige eeuw is daar een groot politiek en maatschappelijk draagvlak voor en worden er tal van initiatieven genomen om overheidsdiensten in meer of mindere mate te liberaliseren of te verzelfstandigen. Dit gebeurt vooral onder druk vanuit de Europese Commissie, die handel wil bevorderen en kosten in publieke sectoren wil verlagen. De liberalisering van de openbare nutsbedrijven (energie- en drinkwaterbedrijven) staat bovenaan het wensenlijstje. Na een kort experiment met de introductie van marktprikkels wordt halverwege de jaren negentig besloten tot liberalisering en (gedeeltelijke) privatisering van de energiesector. Dit proces wordt vervolgens vanaf 2000, nadat de daarvoor benodigde wetgeving tot stand is gekomen, in een hoog tempo in gang gezet.

In dezelfde periode is er echter ook sprake van een kenterend liberaliseringstij. Er worden steeds vaker en steeds meer vraagtekens geplaatst bij de heilzame werking van de introductie van marktprikkels in de (voormalige) publieke dienstverlening. De afgelopen jaren zijn er dan ook diverse studies uitgevoerd naar de effecten van privatisering of liberalisering van publieke sectoren. Veel van deze studies zijn gebruikt bij het onderzoek van de Parlementaire Onderzoekscommissie Privatisering/Verzelfstandiging Overheidsdiensten dat onlangs (30 oktober 2012) is verschenen (Ridder den & Dekker, 2012). De onderzoekscommissie van de Eerste Kamer concludeert, mede op basis van haar casestudie over de energiesector, dat de resultaten van het privatiserings- en verzelfstandigingsbeleid van de afgelopen twintig jaar wisselend zijn. Sommige privatiseringen en verzelfstandigingen voldoen niet aan de verwachtingen. In andere gevallen zijn organisaties wel beter gaan functioneren. Belangrijkste kritiekpunt van de commissie is dat het heeft ontbroken aan een adequate sturing en een samenhangende visie op rijksoverheid en publiek belang, wat heeft geleid tot maatschappelijk onbehagen over de privatisering en verzelfstandiging van overheidsdiensten en een toename van de bestuurlijke complexiteit. De commissie pleit daarom voor een sterkere regie van de centrale overheid, waarbij de minister van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties een grote rol zou moeten spelen.

Hoewel de commissie dus ook de energievoorziening in haar onderzoek heeft betrokken, maakt zij niet, of onvoldoende, duidelijk welke effecten dit nu precies voor de energiesector en voor de burgers heeft teweeggebracht. Net als de eerder verschenen studies over de effecten van de liberalisering van de energiesector, is het onderzoek van de Eerste Kamer voornamelijk van kwalitatieve aard. Voor zover er in eerdere studies wel kwantitatief onderzoek naar de energiesector is uitgevoerd, richtte men zich vrijwel uitsluitend op de ontwikkelingen in de periode ná de invoering van het marktwerkingsbeleid.

In deze studie gaan we verder terug in de tijd en kijken we ook naar de ontwikkelingen die zich vanaf 1988, ruim vóór de daadwerkelijke liberalisering van de energiesector, hebben voorgedaan. En anders dan bij de meeste andere studies het geval is, proberen wij dit ook op een kwantitatieve wijze te onderbouwen. Op die manier kan beter worden nagegaan welke impact het marktwerkingsbeleid en de daarmee gepaard gaande (de)regulering op de ontwikkelingen in de sector hebben gehad. Aangezien verhoging van de doelmatigheid en productiviteit een belangrijke drijfveer achter dit beleid was, concentreren we ons in dit rapport op de ontwikkeling van de productiviteit. Productiviteit is de verhouding tussen de kosten en de productie, gecorrigeerd voor de prijzen. De autonome productiviteitsontwikkeling is een verschuiving in de hele sector, veroorzaakt door technologische ontwikkeling of wet- en regelgeving.

Wij zijn daarbij vooral benieuwd of deze ontwikkeling verband houdt met de majeure beleidsveranderingen, waaronder de liberalisering en gedeeltelijke privatisering van de energievoorziening, die in de periode 1988-2011 plaatsvinden.

De twee vragen die in dit onderzoek centraal staan, zijn:

- Hoe heeft de productiviteit in de energiesector zich in de periode 1988-2011 ontwikkeld?
- In hoeverre is deze productiviteitsgroei beïnvloed door institutionele ontwikkelingen?

De beantwoording van deze vragen vindt plaats door middel van een econometrische tijdreeksanalyse van de productiviteitsgroei in de energiesector in de periode 1988-2011. De gevonden

productiviteitsveranderingen worden naast de institutionele veranderingen gelegd, zodat er een beeld ontstaat van de effecten van beleid.

Onze studie onderscheidt zich van veel andere productiviteitsstudies door de keuze om de energiesector als geheel te beschouwen in plaats van specifieke onderdelen van de energievoorziening (de gas- of elektriciteitssector, dan wel productie of distributie).

Het rapport is als volgt opgebouwd. In het volgende hoofdstuk worden eerst de voornaamste ontwikkelingen op het gebied van overheidssturing in de energiesector beschreven. Vervolgens worden in hoofdstuk 3 de historische trends in de belangrijkste grootheden (productievolume, kosten en prijzen van productiemiddelen) in beeld gebracht. Hoofdstuk 4 beschrijft de door ons gehanteerde econometrische aanpak om de productiviteitsontwikkeling te berekenen en bespreekt de resultaten van de empirische analyses. Het hoofdstuk sluit af met een beschouwing van de resultaten.

2 Historische schets van overheidssturing

2.1 Sectorbeschrijving

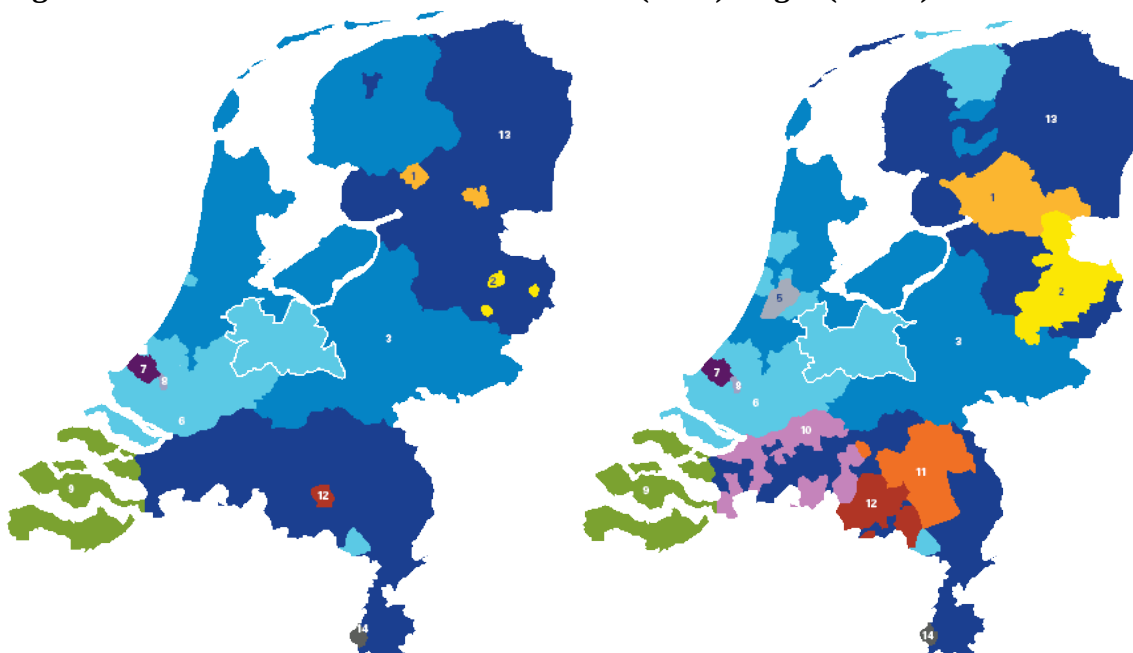
Binnen de huidige Nederlandse energiesector kunnen drie deelsectoren worden onderscheiden: de elektriciteits-, gas- en warmtesector. De levering van elektriciteit, gas en warmte wordt (in 2011) verzorgd door 36 energieleveranciers. Deze leveranciers worden ook wel vergunninghouders genoemd, omdat ze een vergunning moeten hebben om aan consumenten en kleinzakelijke afnemers te leveren. De Energiekamer van de NMa verstrekt die vergunningen. De leveranciers zijn het administratieve en commerciële aanspreekpunt voor de klant. De leverancier is de enige partij die de afnemer zelf vrij kan kiezen. De meeste energieleveranciers leveren zowel elektriciteit als gas. Hiervoor maken zij gebruik van de transportnetten van elf regionale netbeheerders of Distribution Network Operators (DNO's). De regionale netbeheerders verzorgen de aanleg, het onderhoud en het beheer van de regionale transport- en distributienetten.

Figuur 2-1 geeft een geografisch overzicht van de DNO's en tabel 2-1 geeft het namenoverzicht.

De DNO's zijn op hun beurt voor de aanvoer van de energie afhankelijk van de beheerders van de landelijke transportnetten, de zogeheten Transmission System Operators (TSO's). Voor elektriciteit is dit transportnet in handen van TenneT, het landelijk gasnet wordt beheerd door Gastransport Services (GTS), een dochter van de Gasunie.

De *high-level* organisatie van de Nederlandse energiesector is geïllustreerd in figuur 2-2.

Figuur 2-1 De netbeheerders voor elektriciteit (links) en gas (rechts) in 2011

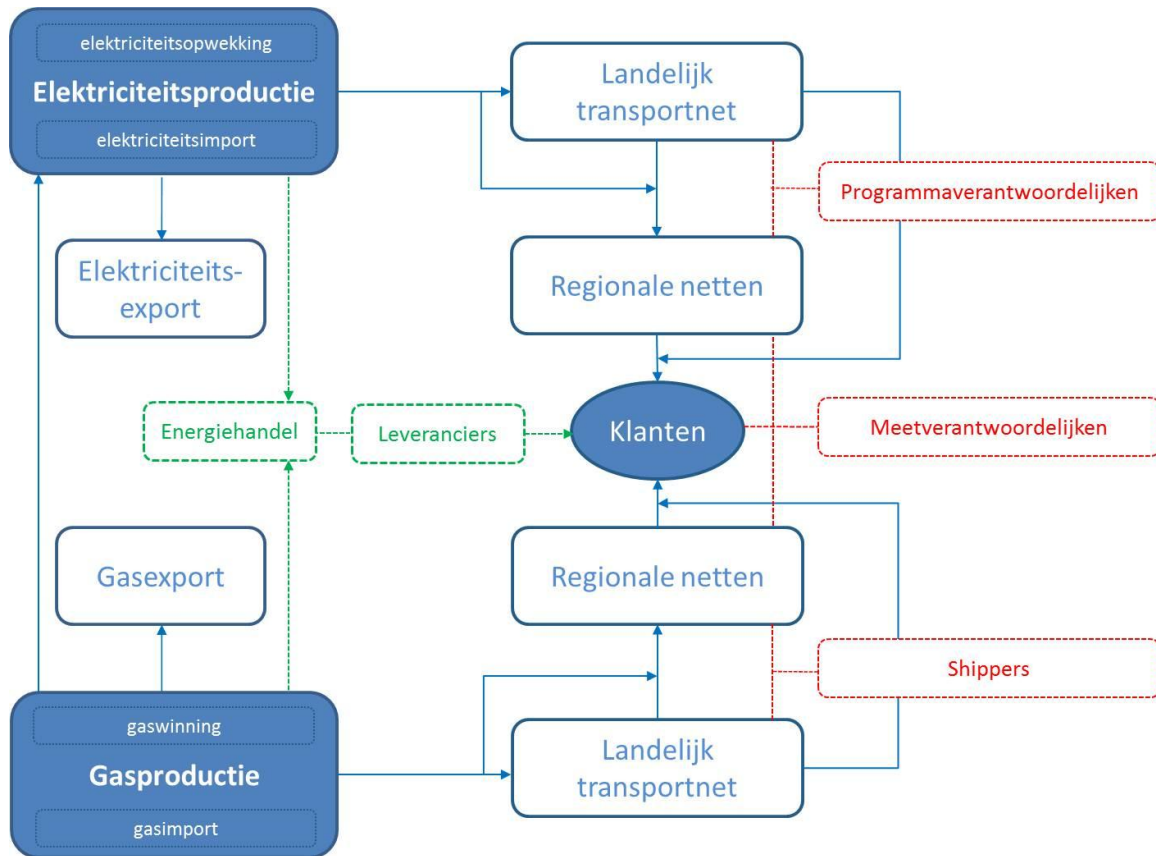


Bron: www.energieleveranciers.nl

Tabel 2-1 De Nederlandse DNO's voor elektriciteit en voor gas

<i>Distribution Network Operators Elektriciteit</i>	<i>Distribution Network Operators Gas</i>
1. RENDO Netwerken	1. RENDO Netwerken
2. Cogas Infra en Beheer	2. Cogas Infra en beheer
3. Liander	3. Liander
6. Stedin	5. Liander
7. Westland Infra	6. Stedin
8. Stedin	7. Westland Infra
9. DELTA Netwerkbedrijf	8. Stedin
12. Endinet Groep B.V.	9. Delta Netwerkbedrijf
13. Enexis	10. Intergas Netbeheer
14. Enexis	11. Endinet Groep B.V.
	12. Endinet Groep B.V.
	13. Enexis
	14. Enexis

Figuur 2-2 Organisatie van de energiemarkt



Bron: Energie-Nederland & Netbeheer-Nederland (2011)

De energie die via de hoofdtransportnetten van de TSO's en de distributienetten van de DNO's naar de afnemers wordt getransporteerd, is afkomstig van zeven productiebedrijven (NUON, Essent, Electrabel, Intergen, Delta, E.ON, EPZ). Zij produceren de hoeveelheid energie die door de energieleveranciers is ingekocht. De leverancier koopt van tevoren zo nauwkeurig mogelijk energie in bij producenten. Dit gebeurt meestal op de energiebeurs APX-Endex.

Om het energieaanbod af te stemmen op de dagelijkse energiebehoefte van de klanten van de leveranciers vindt de inkoop, namens de energieleveranciers, feitelijk plaats via 'tussenschakels', die moeten zorgen voor een zo goed mogelijke balans tussen vraag en aanbod van energie. In de elektriciteitssector zijn dit de zogeheten programmaverantwoordelijken (PV's), in de gassector noemt men deze tussenschakels *shippers*. In de

gassector is daarbij een speciale rol weggelegd voor GasTerra. Dit bedrijf, dat voor 50 procent in staatshanden is, koopt aardgas in van binnen- en buitenlandse producenten en verkoopt aardgas aan grote industriële afnemers, energieleveranciers en buitenlandse klanten. De laatste jaren verkoopt GasTerra steeds meer aardgas via de Nederlandse (virtuele) gashandelsmarkt Title Transfer Facility (TTF) (MinEZ, (2008).

De Energiekamer (EK) van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa), voorheen Directie Toezicht Energie (DTe), ziet toe op de uitvoering en naleving van de Elektriciteits- en Gaswet (1998/2000). Dit zijn de wetten die aan de basis staan van de geliberaliseerde energiesector. De Energiekamer zorgt voor de voorwaarden voor de vrije markt, zoals volledig vrije toegang tot de energienetten onder gelijke condities. Daarnaast adviseert de Energiekamer de minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie over het aanwijzen van netbeheerders, vergunningen voor leveranciers van de nog niet vrije verbruikers en (in het verleden) over tarieven en tariefstructuren. De Energiekamer stelt ook de (maximum) aansluit-, transport- en systeemtarieven van energie vast, inclusief de korting voor de bevordering van de doelmatige bedrijfsvoering van de netbeheerders. Verder beoordeelt de Energiekamer of de netbeheerders in voldoende mate en op doelmatige wijze in de totale behoeften van transportcapaciteit kunnen voorzien.

Als laatste speler in de energiesector kan nog het meetbedrijf worden genoemd. Een meetbedrijf is verantwoordelijk voor het uitlezen van gas- en/of elektriciteitsmeters en het doorgeven van de standen aan de netbeheerders. Het plaatsen en onderhouden van meters behoort ook tot de taken van een meetbedrijf. Een meetbedrijf kan door een leverancier worden aangewezen om (een deel van) de afnemers van de leverancier te bemeten. Als de leverancier geen meetbedrijf aanwijst dan doet de netbeheerder dit, vaak zal dit dan het meetbedrijf zijn dat onder dezelfde organisatie valt als de netbeheerder.

Via de netwerken van de TSO's en DNO's komt de ingekochte energie uiteindelijk terecht bij de consumenten. De meesten van hen gebruiken zowel elektriciteit (ca. 8 miljoen afnemers) als gas (ca. 7 miljoen aansluitingen). Slechts een klein deel van de bevolking (0,3 miljoen afnemers) maakt gebruik van warmte. De kosten van de geleverde hoeveelheid energie, inclusief de kosten voor het gebruik van het energienetwerk, worden door de afnemers aan de energieleveranciers

betaald. Energieleveranciers mogen zelf de leveringstarieven van gas en elektriciteit bepalen. Onderlinge concurrentie tussen leveranciers moet zorgen voor redelijke prijzen.

2.2 Bekostiging en eigendom

De kosten van energieproductie en -distributie worden geheel gedekt door de opbrengsten uit de verkoop van energie. Sinds de liberalisering zijn eindgebruikerstarieven in principe vrijgegeven. De Energiekamer van de NMa heeft echter wel de bevoegdheid om de tarieven voor levering van gas en elektriciteit aan kleinverbruikers te beoordelen op redelijkheid. Zijn die tarieven niet redelijk, dan kan de Energiekamer ingrijpen door een maximumtarief vast te stellen. Daarmee zijn consumenten beschermd tegen te hoge tarieven. De tarieven van de energieafnemers worden bovendien beïnvloed door andere reguleringsmaatregelen van de Energiekamer. Zo zijn prijzen voor het gebruik van het energienetwerk door de netwerkbeheerders, zowel de landelijke als de regionale, niet vrij te bepalen. Deze worden door de Energiekamer vastgesteld, inclusief de korting ter bevordering van de concurrentie en doelmatigheid van de netbeheerders. Daarnaast stelt de Energiekamer de (maximum) aansluit-, transport- en systeemtarieven van energie vast.

Ondanks de liberalisering van de energiesector heeft de Nederlandse overheid nog steeds een belangrijk deel van de aandelen van de energiebedrijven in handen. Zo zijn de landelijke energienetbeheerders, TenneT (elektriciteitsnetwerk) en GTS (gasnetwerk) beide, via verschillende wegen, voor 100 procent eigendom van de staat. De staat is bovendien belangrijk participant (50%) in ‘gasgroothandelaar’ Gasterra en de Maatschap Groningen (40%), het samenwerkingsverband tussen de NAM en de staat (i.c. EBN) ten behoeve van de exploitatie van het Groningse aardgas. De lagere overheden, provincies en gemeenten, zijn aandeelhouders van de regionale netwerkbedrijven en bezitten deels ook (nog) aandelen in energieproductie- en leveringsbedrijven (Algemene Rekenkamer, 2009). Het overheidseigendom van de elektriciteitsproducenten (Vattenfall/Nuon, RWE/Essent, Electrabel en E.On) is sterk afgenomen.

2.3 Regulering

De huidige structuur van de energiesector verschilt sterk met die van het begin van de onderzoeksperiode. Deze structuurwijziging is voor een belangrijk deel het gevolg van de institutionele ontwikkelingen die zich de afgelopen decennia in de energiesector hebben voorgedaan. In deze paragraaf worden de belangrijkste ontwikkelingen in de periode 1988-2011 aan de orde gesteld. Voor een goed begrip hiervan beginnen we echter met een beknopte schets van de voorgeschiedenis.

2.3.1 De periode tot 1988

Vanwege het grote belang van de energievoorziening voor het functioneren van de samenleving raakt de overheid al vroeg betrokken bij de productie en distributie van elektriciteit en gas. Vanaf het midden van de negentiende eeuw gaan steeds meer gemeenten zich met de energievoorziening bezighouden. Zij nemen daarbij vaak de oorspronkelijk particuliere energiebedrijven over. In eerste instantie gaat het vooral om gasfabrieken, maar rond 1900 beginnen de gemeenten met het overnemen of oprichten van elektriciteitsbedrijven. In de periode daarna gaan ook de provincies zich met de energievoorziening bemoeien. In de eerste helft van de twintigste eeuw krijgt elke Nederlandse provincie de beschikking over een eigen (provinciaal) elektriciteitsbedrijf.

Naoorlogse elektriciteitsvoorziening

Na de Tweede Wereldoorlog probeert de rijksoverheid, vooral vanwege de wederopbouw, meer grip te krijgen op de energievoorziening. In 1945 wordt de Rijksdienst voor de Elektriciteitsvoorziening opgericht, die zich onder meer gaat richten op de koppeling van de bestaande elektriciteitsnetten. De uitvoering hiervan wordt in handen gelegd van de elektriciteitsproducenten, die in 1949 de NV Samenwerkende Elektriciteitsproductiebedrijven (SEP) oprichten. Behalve voor de aanleg van het hoogspanningsnetwerk (koppelnets) waarmee de grote elektriciteitscentrales met elkaar worden verbonden, draagt de SEP onder andere zorg voor de inkoop van brandstoffen en bepaalt welke centrales wanneer worden ingezet en hoeveel geïmporteerd moet worden. Daarnaast regelt de SEP de transmissie over het hoogspanningsnet. SEP koopt in feite de zo gepoolde elektriciteit van de producenten en levert deze vervolgens weer aan hen terug. De elektriciteit

producerende bedrijven (EPB's) leveren hun productie aan de distributiebedrijven, die het transport over het regionale net en de levering aan de afnemers voor hun rekening nemen. De SEP is zo succesvol dat de regering al in 1954 besluit de Rijksdienst voor de Elektriciteitsvoorziening op te heffen.

Naoorlogse gasvoorziening

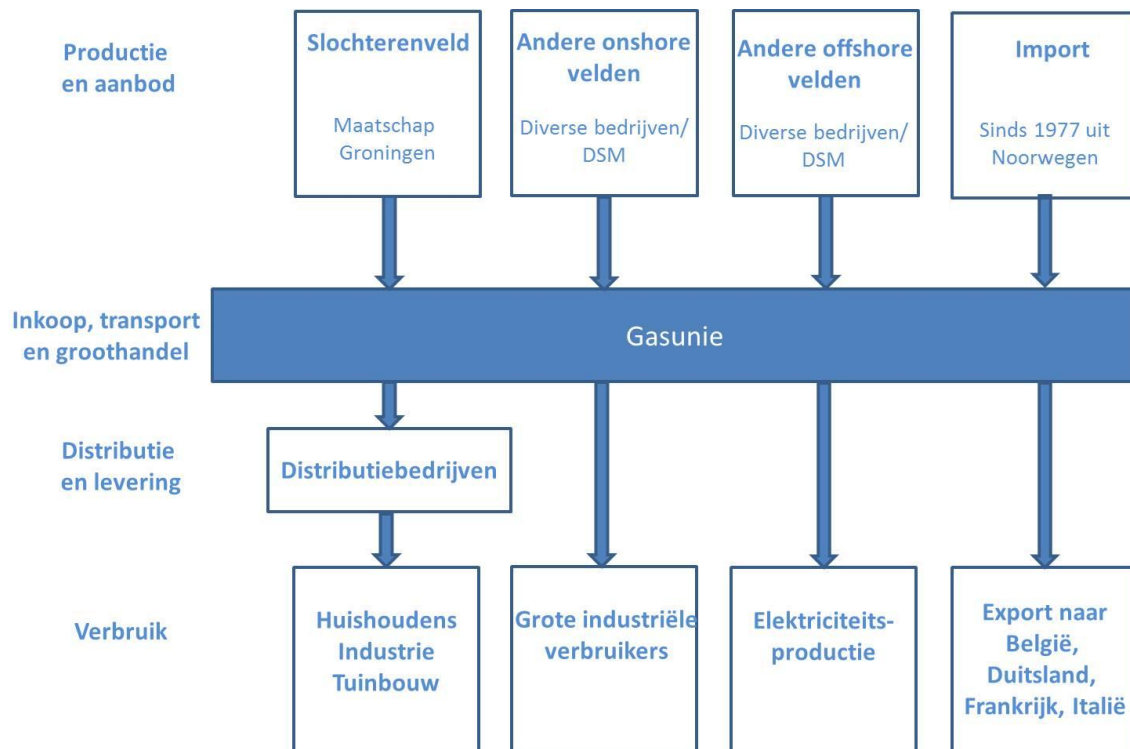
In hetzelfde jaar roept men echter wel een Rijksdienst Gasvoorziening in het leven. Deze dienst, in 1957 omgedoopt tot Staatsgasbedrijf, moet zorgen voor modernisering van de gassector. Dit proces komt eerst goed op gang na de vondst van de enorme gasvoorraad bij het Groningse Slochteren in 1959. De rijksoverheid wenst nauwe betrokkenheid bij de winning, transport en afzet van het Nederlands aardgas en sluit daartoe in 1963 een overeenkomst met de verschillende betrokken partijen, waaronder de ontdekker van de gasbel: de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM). De NAM, een joint venture van Shell en ExxonMobil, wordt samen met de Staatsmijnen (inmiddels Energie Beheer Nederland BV), verantwoordelijk voor de aardgaswinning. Voor de exploitatie van het Slochterens aardgas richt men de Maatschap Groningen op. De NAM, die de feitelijke winning van het gas verzorgt, heeft hierin een belang van 60 procent, de Staatsmijnen de rest.

Voor de aankoop, het transport en de afzet van het gas wordt de Nederlandse Gasunie opgericht. De Staatsmijnen participeren hierin voor 40 procent, de NAM-aandeelhouders Shell en ExxonMobil hebben beide een belang van 25 procent in de Gasunie. De Staat participeert rechtstreeks voor 10 procent. In minder dan tien jaar tijd bouwt de Gasunie een groot gastransportnetwerk en worden bijna alle Nederlandse huishoudens op het gasnet aangesloten. De bestaande fabrieken sluiten, de gasbedrijven worden omgevormd tot distributiebedrijven en hun leidingnetwerk aangepast en geïntegreerd in het nieuwe gasnet.

De publiek-private samenwerking voor winning en afzet van aardgas die via de overeenkomst uit 1963 tot stand komt, vormt de basis van het zogeheten 'Gasgebouw' dat tot 2004 functioneert (zie figuur 2-3). In deze constructie is de Gasunie de spin in het gasvoorzieningsweb. Vrijwel al het geproduceerde (en later ook geïmporteerde) gas wordt door de Gasunie ingekocht en verkocht aan kleine en grote gebruikers, waaronder buitenlandse afnemers. Ook het landelijke transportnet is in bezit en beheer van de Gasunie.

De regionale netten zijn in bezit en beheer van regionale distributiebedrijven, die zowel transport als levering verzorgen. Deze bedrijven zijn geografisch gebonden, waardoor in elke regio één distributiebedrijf het monopolie heeft. De distributiebedrijven, die veelal eigendom zijn van lokale overheden, kopen hun gas van de Gasunie. De Gasunie levert dit af op het gasontvangststation (GOS) waarna de distributiebedrijven het naar de afnemers transporteren. Zij zijn ook verantwoordelijk voor een goed werkend netwerk en de gasaansluitingen en zorgen dat de klanten hun rekening krijgen (NMa, 2006).

Figuur 2-3 De structuur van het Nederlandse Gasgebouw (1963-2004)



Bron: (Correljé, 2011)

Schaalvergroting

De oliecrisis van 1973 leidt tot een heroriëntatie op het tot dan toe gevoerde energiebeleid, zoals wordt verwoord in de in 1974 uitgebrachte (Eerste) Energienota (TK, 1974). Anders dan voorheen dringt men aan op energiebesparing en diversificatie van energiebronnen. Aan de aanbodzijde dient een reorganisatie plaats te vinden, gericht op schaalvergroting en een

verdergaande samenwerking op het terrein van bouw en inzet van nieuwe centrales.

Om de mogelijkheden van schaalvergroting van de energievoorziening te onderzoeken wordt in 1978 de Commissie Concentratie Nutsbedrijven (Coconut) ingesteld. Nadat de commissie in 1981 haar eindrapport heeft uitgebracht, wordt door de sector zelf een nieuwe commissie in het leven geroepen die de haalbaarheid van de aanbevelingen van 'Coconut' gaat onderzoeken. Deze commissie, genoemd naar haar voorzitter J.S. Brandsma, brengt in 1985 rapport uit (Tweede Kamer, 1986). Daarin geeft men een ruwe indicatie van de minimale schaalgrootte. De horizontaal geïntegreerde bedrijven – de bedrijven die zowel elektriciteit als gas distribueren – zouden met 30.000 of meer afnemers doelmatig kunnen functioneren. Niet horizontaal geïntegreerde elektriciteits- en gasbedrijven vergen om technische redenen – waaronder het beheer van het hoofdtransportnet en de daarbij behorende specifieke vakdeskundigheid – een nog grotere schaal. Men denkt aan respectievelijk 75.000 en 50.000 aansluitingen. Op grond van deze cijfers komt de commissie-Brandsma tot de slotsom dat het aantal gas- en elektriciteitsdistributiebedrijven van 158 naar zo'n 60 tot 70 bedrijven kan worden teruggebracht (Noort, 1993).

Ondertussen is men dan ook al ver gevorderd met de uitvoering van de plannen voor schaalvergroting in de elektriciteitsproductie. In eerste instantie streeft de regering naar de vorming van één nationaal productiebedrijf, maar uiteindelijk (in 1986) stelt de sector zelf het aantal productiebedrijven op vier vast. Tegelijkertijd krijgt de SEP meer bevoegdheden. De SEP wordt de organisatie die met de minister van Economische Zaken onderhandelt over nieuw te bouwen productievermogen, brandstoffeninzet en het landelijke basistarief dat men bij de distributiebedrijven in rekening brengt. Verder worden de taken helderder verdeeld: de SEP is voortaan verantwoordelijk voor de landelijke planning, de vier productiebedrijven dragen zorg voor de fysieke productie van elektriciteit op landelijk niveau (centrale opwekking) en de distributiebedrijven nemen de levering aan afnemers voor hun rekening, maar mogen zich ook bezighouden met de decentrale elektriciteitsproductie.

2.3.2 De periode 1988-2011

Elektriciteitswet 1989

De hervormingen in de elektriciteitssector in de jaren tachtig worden (deels) geformaliseerd in de Elektriciteitswet van 1989 (TK, 1988). Met deze wet beoogt de regering de efficiëntie van de elektriciteitssector te verhogen en de dominantie van de productie terug te dringen. Om dit te realiseren worden in de wet regels gesteld om de productie en distributie te scheiden en er worden voorwaarden gecreëerd voor de introductie van marktwerking. De ingevoerde marktprikkels bestaan aan de ene kant uit de mogelijkheden voor decentrale productie van elektriciteit en aan de andere kant uit het openen van de mogelijkheid voor bijzondere grootverbruikers om bij elk gewenst distributiebedrijf in binnen- en buitenland elektriciteit in te kopen, het ‘horizontaal winkelen’ (Tweede Kamer, 1995a). Verder beschrijft de nieuwe wet op welke wijze de tarieven en het toezicht hierop vastgesteld moeten worden. Hiermee probeert men de doelmatigheid van de sector te bevorderen, de tarieven beter in de pas te laten lopen met die van het buitenland en de regionale tariefsverschillen te verminderen (Tweede Kamer, 1998).

Aanvankelijk is het de bedoeling dat de Elektriciteitswet, die vooral op de hervorming van de productiekant van de elektriciteitsvoorziening gericht is, vergezeld zou gaan van wetgeving waarmee de reorganisatie van de energiedistributie wordt aangestuurd. Daarvoor wordt eind jaren tachtig het wetsvoorstel energiedistributie voorbereid. Begin jaren negentig blijkt het proces van schaalvergroting, fusies en horizontale integratie echter al zover gevorderd dat de minister van Economische Zaken het niet meer nodig vindt om dit wettelijk te regelen (De Jong, (2005)). Het succes van de hervorming van de energiedistributie blijkt onder meer uit de halvering van het aantal distributiebedrijven in de elektriciteitssector in de periode na 1980 (Vlijm, 2002). Het wetsvoorstel wordt daarop drastisch aangepast en in februari 1996 door de Tweede Kamer aanvaard. Een jaar later, op 1 februari 1997, treedt de Wet energiedistributie in werking (TK, 1996); (Jong et al., 2005).

Aanloop liberalisering energievoorziening

Terwijl Nederland in de jaren tachtig druk bezig is met de voorbereidingen voor de hervorming van de energiesector, worden ook op Europees niveau

de eerste stappen gezet om de energievoorziening te herstructureren. De creatie van een meer geïntegreerde Europese energiemarkt is daarbij het voornaamste doel en liberalisering een belangrijk middel om dat doel te bereiken. Nadat de Europese Commissie hiervoor een tweetal contourennota's (1985 en 1988) had opgesteld, worden in 1992 twee (ontwerp)richtlijnen ingediend. De ene gaat over het scheiden van productie, transport en distributie (*unbundling*), in de ander wil men een regeling voor netwerktoegang voor derden (*third party access*).

Het Brusselse streven naar een interne, geliberaliseerde Europese energiemarkt leidt in Nederland tot een nieuwe heroriëntatie op het functioneren van de energiesector. Daarbij speelt ook dat de nieuwe Elektriciteitswet weinig effect blijkt te sorteren. Er worden tal van knelpunten gesignaleerd. Deze zijn grotendeels terug te brengen tot de scheiding van productie en distributie, die om verschillende redenen niet goed blijkt te functioneren. In plaats van gezonde concurrentie tussen distributie en productie is er sprake van rivaliteit, die onder meer resulteert in een overcapaciteit van productievermogen en suboptimalisatie. Ook blijkt de planning te rigide.

Begin jaren negentig beseffen alle bij de Nederlandse energiesector betrokken partijen dat het roer om moet. Sindsdien brengen zowel de sector zelf als het ministerie van Economische Zaken diverse rapporten uit waarin men de nieuw te varen koers probeert uit te stippelen. Zij vormen belangrijke bouwstenen van de Derde Energienota die in 1996 verschijnt. In de energienota wordt de koers uitgezet voor een stapsgewijze invoering van concurrentie en privatisering. De overheid zou zich in belangrijke mate uit de energiesector kunnen terugtrekken: de markt is beter in staat om efficiencywinst te behalen en concurrentie zou de prijzen laten dalen (Algemene Rekenkamer, 2009).

In de nota wordt niet verhuuld dat de wens om de energiesector te liberaliseren grotendeels door het Europees energiebeleid is ingegeven. De nota stelt dat een krachtig beleid van de Europese Unie een noodzakelijke voorwaarde is om de Nederlandse energievoorziening voor de toekomst veilig te stellen. De energiesector moet zich voorbereiden op meer internationale concurrentie en op de wensen van klanten tot meer keuzemogelijkheden. Een vrije energiemarkt zou ook belangrijke voordelen voor ons land hebben. In de energie-intensieve en open Nederlandse economie zijn lage energiekosten een belangrijk concurrentievoordeel.

Bovendien zou het proces van liberalisering toch voortschrijden en dan is het beter om zoveel mogelijk voorop te lopen (Tweede Kamer, 1995b).

Liberalisering krijgt beslag: Elektriciteitswet 1998 en Gaswet 2000

De regering laat er inderdaad geen gras over groeien. Nog geen jaar na de totstandkoming van de Europese Elektriciteitsrichtlijn 96/92/EG van 19 december 1996, waarmee de fundamenteën voor de liberalisering en internationalisering van de elektriciteitsvoorziening worden gelegd, wordt een voorstel voor een nieuwe Elektriciteitswet bij de Tweede Kamer ingediend. Het wetsontwerp, dat geheel beantwoordt aan de eisen van de Europese richtlijn, wordt in het voorjaar van 1998 door de Eerste Kamer zonder stemming aanvaard, en treedt op 2 juli dat jaar in werking (Tweede Kamer, 1998).

Een jaar later gaat het Europees Parlement akkoord met de Gasrichtlijn, waarin, in navolging van de Elektriciteitsrichtlijn, de voorwaarden worden gecreëerd om een interne Europese gasmarkt te realiseren. Niet lang daarna volgt de Nederlandse vertaling van de richtlijn met de Wet van 22 juni 2000, houdende regels omtrent het transport en de levering van gas, ofwel de Gaswet (Tweede Kamer, 2000).

Net als de Elektriciteitswet staat de Gaswet, in overeenstemming met de Europese richtlijnen, geheel in het teken van de introductie van marktwerking. Om de daarmee beoogde doelen – lagere prijzen, een betere dienstverlening en grotere keuzevrijheid – te realiseren, worden drie ingrijpende veranderingen in de energiemarkt gefaseerd doorgevoerd. De elektriciteitssector liep daarbij vaak enkele jaren voor op de gassector.

Markt in plaats van centrale aanbodsturing

Ten eerste wordt de centrale sturing van het aanbod – bij gas door de Gasunie, bij elektriciteit door de SEP – vervangen door een groothandelsmarkt waar vraag en aanbod moeten samenkomen. Ook import en export van elektriciteit en gas worden binnen randvoorwaarden vrijgegeven. Nieuwe partijen, waaronder pure handelaren, mogen toetreden. Dit betekent voor de elektriciteitssector dat producenten hun stroom op de groothandelsmarkt rechtstreeks aan de leveranciers en grootzakelijke

afnemers kunnen aanbieden. Elektriciteit kan nu meerdere malen verhandeld worden, voordat een leverancier dit aan eindgebruikers aflevert.

Voor de gassector betekent dit dat de producenten van de ‘kleine velden’ direct op de groothandelsmarkt voor gas kunnen aanbieden, maar te allen tijde aan de Gasunie (vanaf 2006: GasTerra) mogen verkopen. Productie uit het Groningenveld blijft de NAM exclusief aan de Gasunie verkopen. Op de groothandelsmarkt worden *shippers* actief, die inkopen van producenten of importeren, herverhandelen en verkopen aan leveranciers en grootzakelijke afnemers. Afnemers of producenten mogen ook zelf als *shipper* optreden. Voor zowel elektriciteit als gas geldt dat iedere partij zijn eigen vraag en aanbod moet balanceren. Dat wordt niet meer centraal geregeld. Ook worden de groothandelstarieven niet langer gereguleerd.

Splitsing

Ten tweede vindt er een scheiding (*unbundling*) plaats tussen netbeheer aan de ene kant en productie, handel en levering aan de andere, zowel landelijk als regionaal. De gedachte was dat netbeheer een natuurlijk monopolie is, waardoor er in feite geen concurrentie mogelijk is, terwijl productie, handel en levering zich wel voor marktwerking lenen. Voor het landelijk hoogspanningsnet wordt in 1998 een nationale netbeheerder de BV TenneT Transmission System Operator, kortweg TenneT, opgericht en de SEP ontbonden. In 2001 wordt de Nederlandse Staat 100 procent aandeelhouder van TenneT Holding BV. Vanaf 2008 beheert TenneT niet alleen het landelijk hoogspanningsnet maar ook de hoogspanningsnetten van de regionale netbeheerders.

Als gevolg van overnamen komen de Nederlandse elektriciteitsproducerende bedrijven, waaronder de erfgenamen van de SEP, in korte tijd voor een groot deel in bezit van buitenlandse ondernemingen, zoals E.On en Electrabel. In 2001 is ongeveer driekwart van de Nederlandse productiecapaciteit in buitenlandse handen. Om te voorkomen dat de distributienetwerken eenzelfde lot is beschoren, neemt de Tweede Kamer in hetzelfde jaar de motie-Crone aan. Deze motie resulteert na een jarenlange discussie tussen de energiesector en de politiek in de Wet onafhankelijk netbeheer, beter bekend als de Splitsingswet, die in 2006 door het parlement wordt goedgekeurd en in 2007/2008 van kracht wordt (Tweede Kamer, 2006). Kern van de Splitsingswet is de verplichting tot splitsing van de regionale geïntegreerde energiebedrijven in enerzijds een commercieel deel dat de energie

produceert, verhandelt en levert en anderzijds een netwerkbedrijf. Deze bedrijfsonderdelen mogen na de splitsing niet meer direct of indirect dezelfde aandeelhouders hebben. Na inwerkingtreding van de Splitsingswet kunnen de huidige aandeelhouders van de verticaal geïntegreerde energiebedrijven (gemeenten en provincies), het commerciële deel van de energiebedrijven verkopen. Ook wordt in deze wet de overdracht geregeld van het beheer van netten van 110 en 150 kilovolt (kV) aan de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet.

In de wet wordt bepaald dat de energiebedrijven de splitsing per 1 januari 2011 gerealiseerd moeten hebben. Onder de energiebedrijven bestaat echter grote weerstand tegen de wet en drie bedrijven (Essent, Delta en Eneco) besluiten een rechtszaak tegen de Nederlandse staat aan te spannen. In eerste instantie geeft de rechter de Staat gelijk, maar in hoger beroep besluit het Haags Gerechtshof anders. Het Hof bepaalt in 2010 dat de Splitsingswet die de bedrijven verplicht tot volledige afsplitsing van hun netwerkbedrijf in strijd is met het Europees recht. Na de uitspraak van het Hof stelt de Staat cassatie in. De Hoge Raad heeft in februari 2012 de zaak rondom de splitsing doorverwezen naar het Europees Hof van Justitie. Dit laatste moet eerst een uitspraak doen of de Splitsingswet verenigbaar is met het Europees recht. De splitsing van Delta, en ook Eneco, in een afzonderlijk energie- en een netwerkbedrijf is daarmee voor enige jaren uitgesteld.

Vooruitlopend op de volledige afscheiding, zoals geregeld in de Splitsingswet, wordt er vanaf eind jaren negentig al wel een pro forma splitsing doorgevoerd. De regionale energiedistributiebedrijven, waarvan er destijds nog vijftien bestaan (Veraart, 2007, pagina 175), worden organisatorisch gescheiden in een netbedrijf met een regionaal monopolie en een leveringsbedrijf dat elke klant, in elke plaats van Nederland, van energie kan voorzien en hierbij met andere leveringsbedrijven concurreerde. Netbeheerders worden aangewezen, leveranciers kunnen in principe vrij toetreden. In afwachting van de Splitsingswet blijven netbeheerders en leveranciers in de praktijk echter nauw met elkaar vervlochten.

In de gassector wordt de Gasunie in 2005 opgesplitst in een onafhankelijke landelijke netbeheerder Gas Transport Services (GTS) en een commerciële groothandelaar Gasunie Trade & Supply, dat men een jaar later omdoopt tot GasTerra. GTS draagt, net als TenneT, als landelijk netbeheerder zorg voor transport voor alle partijen over het hoofdnet en voor de balanshandhaving. Zowel GTS als TenneT moet zijn diensten op non-discriminatoire wijze

aanbieden en de beide landelijke netbeheerders krijgen bovendien een faciliterende rol voor de markt. Wat de gasproductie betreft, vinden er geen ingrijpende veranderingen plaats. De NAM en Energie Beheer Nederland BV (EBN), sinds 1989 de opvolger van DSM Aardgas, dat in dat jaar geheel in staatshanden komt, blijven gezamenlijk – in de Maatschap Groningen – het Slochterenveld exploiteren. Daarnaast blijft EBN betrokken bij gaswinning uit andere gasvelden, zowel on- als offshore.

Keuzevrijheid

Ten derde is er keuzevrijheid voor afnemers gerealiseerd. Dit betekent dat afnemers vrij zijn een leverancier te kiezen. Aangezien leveranciers binnen grenzen kunnen variëren met prijzen en contractvormen, kunnen afnemers dus ook kiezen welke prijs zij willen betalen voor welk aanbod. Dit is voor zowel elektriciteit als gas in stappen gebeurd, beginnend met de grootzakelijke afnemers en eindigend met kleinverbruikers. In de elektriciteitssector wordt in 1998 de markt voor grootverbruikers vrijgegeven, in 2002 volgt de markt voor middelgrote zakelijke gebruikers en in 2004 de markt voor kleinverbruikers. In de gassector krijgen de grote industriële verbruikers in 2000 vrijheid van leverancierskeuze, twee jaar later gevolgd door de middelgrote ondernemingen. Het kleine zakelijk en huishoudelijk verbruik volgen in 2004.

Toezicht

Om de liberalisering van de voormalige nutssectoren in goede banen te leiden, wordt de NMa/DTe – de Nederlandse Mededingingsautoriteit NMa) en de Dienst Uitvoering en Toezicht energie (DTe), de latere Energiekamer – als toezichthouder opgericht. DTe krijgt tot taak werkzaamheden te verrichten ten behoeve van de uitvoering van de Elektriciteits- en Gaswet en gaat toezicht houden op de naleving daarvan. Bij de uitoefening van zijn taken moet DTe rekening houden met het belang van de bevordering van een elektriciteits- en gasmarkt die niet-discriminatoir zijn, maar wel transparant en tot daadwerkelijke mededinging in staat zijn.

Een belangrijke taak van de toezichthouder wordt de tariefregulering. Om netbeheerders, die van nature monopolist zijn, tot concurrentie en efficiëntie aan te sporen, wordt een systeem van tariefregulering gebaseerd op maatstafconcurrentie opgezet. Via de zogeheten x-factorbesluiten krijgen de

netbeheerders doelmatigheidskortingen opgelegd, waarbij hun inkomsten zoveel mogelijk worden afgestemd op het niveau van de noodzakelijk te maken kosten (de efficiënte kosten). Als maatstaf daarvoor gebruikt men aanvankelijk de meest efficiënte netbeheerders, maar vanaf 2008 hanteert de Energiekamer de gemiddelde efficiëntie van alle netbeheerders als maatstaf. Vanaf 2000 treedt dit tariefreguleringsstelsel, ook wel aangeduid als doelmatigheidsregulering, in werking. Volgens de Energiekamer zijn als gevolg van de doelmatigheidsregulering van de netwerken grote voordelen voor de afnemers geboekt. De totale (cumulatieve) baten sinds de start van de regulering tot en met 2010 worden op zo'n zes miljard euro geschat. Of dergelijke baten ook in de periode na 2010 gerealiseerd kunnen worden is de vraag. Als gevolg van de voortschrijdende schaalvergroting telt de energiesector nog slechts een gering aantal spelers waardoor het effect van de maatstafconcurrentie steeds meer wordt ondermijnd.

Naast de doelmatigheidskorting beschikt de Energiekamer echter ook over andere instrumenten om de sector te reguleren. In de loop van de jaren is het takenpakket van de Energiekamer steeds verder uitgebreid. Aanvankelijk heeft de Energiekamer alleen als taak de elektriciteitsnetwerken licht te reguleren en toezicht te houden op de tarieven van consumenten. Maar inmiddels is de Energiekamer actief in vrijwel de gehele waardeketen van zowel de elektriciteits- als de gasmarkt. De werkzaamheden strekken zich uit van het bevorderen van de internationale groothandelsmarkten, het reguleren van distributie- en transportnetten tot het toezicht houden op de consumentenmarkt (Kemp et al., 2012).

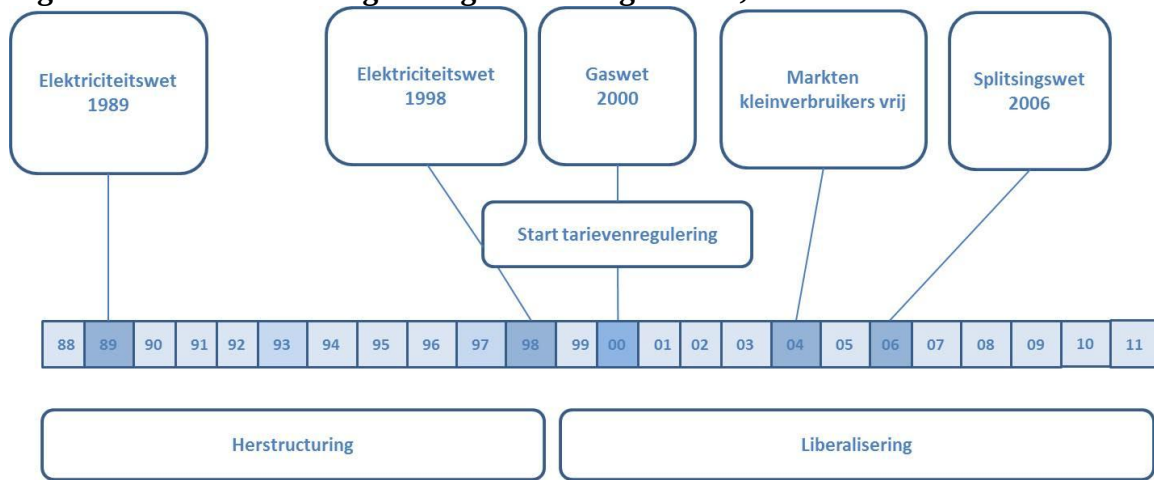
2.4 Conclusie

Op grond van de historische ontwikkelingen in de regulering van de energievoorziening kunnen we in het onderzoekstijdvak 1988-2011 grofweg twee perioden onderscheiden. De eerste periode loopt tot en met 1998 en staat voornamelijk in het teken van een herstructurering van de energiesector ten behoeve van de verhoging van de doelmatigheid. Schaalvergroting en (in de elektriciteitssector) de introductie van marktprikkels moeten hieraan een belangrijke bijdrage leveren. De tweede periode begint in 1999, het jaar waarin de nieuwe Elektriciteitswet (grotendeels) van kracht wordt. Met deze wet én met de een jaar later ingevoerde Gaswet wordt de basis gelegd voor liberalisering van de energiesector, een proces dat in de jaren daarna

voortdurend met nieuwe regelgeving wordt bijgestuurd en op dit moment nog steeds gaande is. Bij het sturen van dit liberaliseringsproces wordt de rol van de toezichthouder DTe, de huidige Energiekamer, steeds belangrijker.

De hoofdpunten van de regulering zijn schematisch weergegeven in figuur 2-4.

Figuur 2-4 Schema van regulering in de energiesector, 1988-2011



3 Historische trends

3.1 Gegevens

De gegevens die voor deze studie zijn gebruikt, bestaan uit landelijk geaggregeerde data over de energiesector. De cijfers zijn afkomstig van het Centraal Bureau voor de Statistiek (CBS) en de Database Publieke Sector (DPS). Deze database van het Sociaal en Cultureel Planbureau (SCP) en IPSE Studies bevat een groot aantal tijdreeksen over het functioneren van diverse publieke sectoren, waaronder de energiesector. De DPS-reeksen over deze sector zijn grotendeels ontleend aan data van het CBS. Tabel 3-1 geeft een overzicht van de gebruikte variabelen. De getalsmatige beschrijving is opgenomen in bijlage B. In de volgende paragrafen worden de keuzes van de variabelen toegelicht en wordt in beeld gebracht hoe zij zich in de loop van de tijd hebben ontwikkeld.

Tabel 3-1 Gehanteerde variabelen

<i>Grootheid</i>	<i>Bijzonderheden</i>
Productie:	
Energie	De totale hoeveelheid gas en elektriciteit die in Nederland wordt geproduceerd, geïmporteerd en geëxporteerd.
Ingezette middelen:	
Personeel	Personeel in duizenden voltijdbanen, gecorrigeerd voor arbeidsduurverkorting
Materiaal	Volume afgeleid van materiaalkosten en de prijs van materiaal
Kapitaal	Volume afgeleid van kapitaalkosten en de prijs van kapitaal
Kosten:	
Personeel	Totale personele kosten in miljoenen euro's
Materiaal	Totale materiaalkosten in miljoenen euro's
Kapitaal	Totale afschrijvingen in miljoenen euro's
Prijzen:	
Personeel	Prijs afgeleid van personele kosten en inzet van personeel
Materiaal	Prijsindex voor energie
Kapitaal	Prijsindex investeringen voor de energiesector

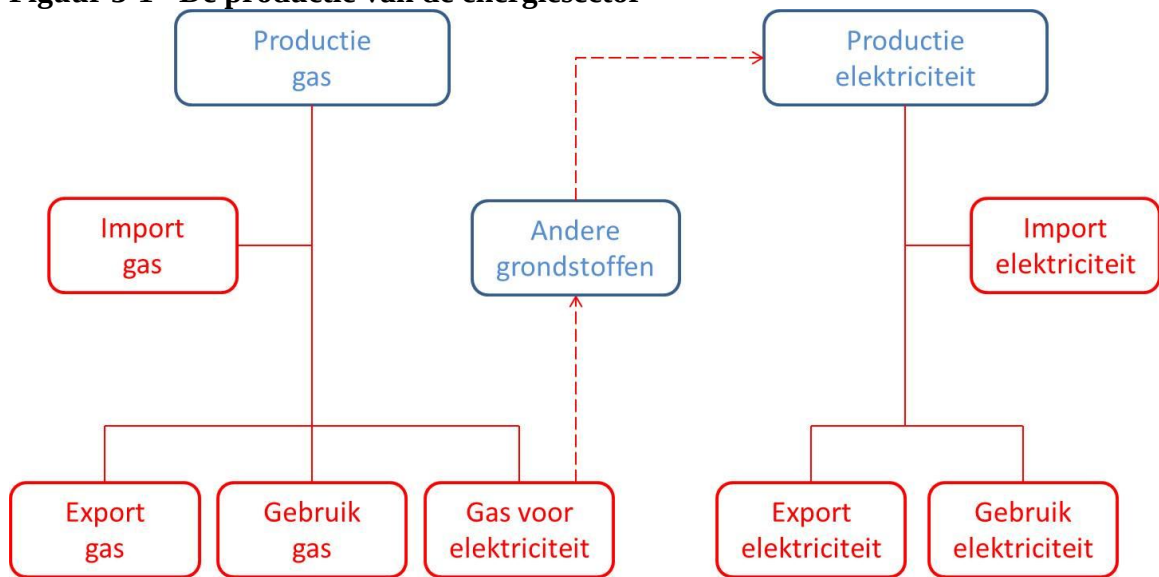
3.2 Productie

Als maat voor de productie van de Nederlandse energiesector hanteren we de totale hoeveelheid gas en elektriciteit die in Nederland wordt geproduceerd, geïmporteerd en geëxporteerd, ofwel het totale Nederlandse energieaanbod. Deze energiehoeveelheid is de gewogen som van de hoeveelheid elektriciteit en de hoeveelheid gas, beide uitgedrukt in petajoules (PJ). We combineren dus twee fysieke productiematen in een rekenkundige productiemaat. De weegfactoren zijn de prijzen voor elektriciteit en gas in 2011, exclusief BTW en belastingen. Door te kiezen voor deze productiemaat houden we dus geen rekening met het aantal aansluitingen en de capaciteit van de distributienetwerken.

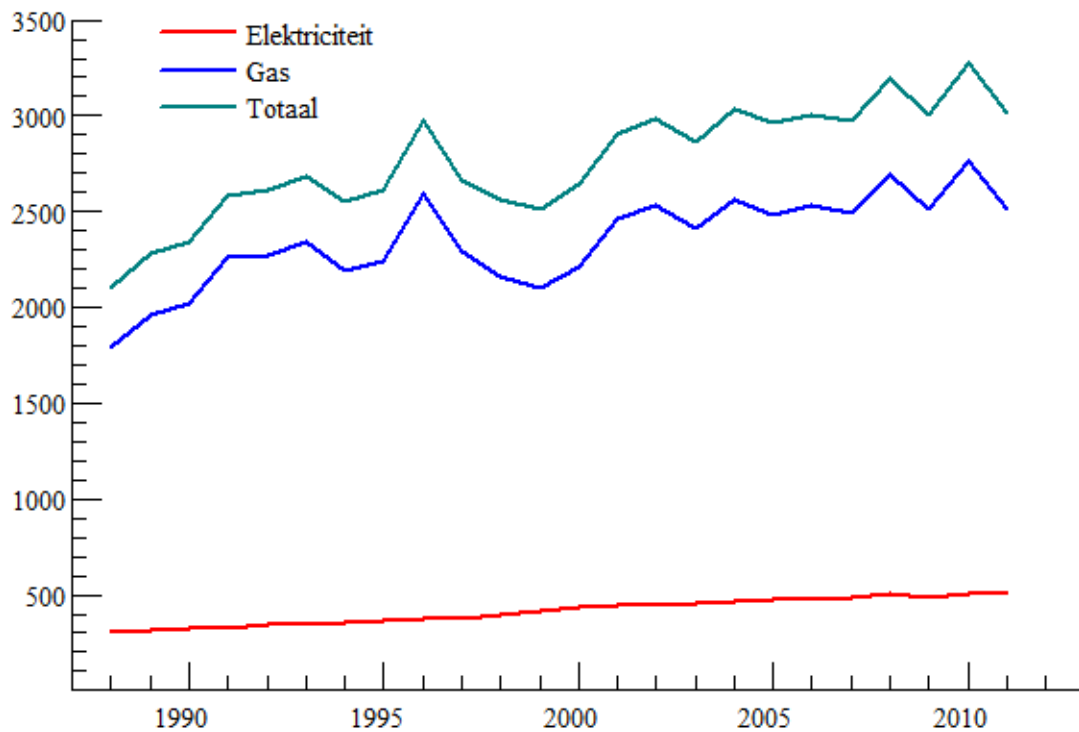
De hoeveelheid elektriciteit is gelijk aan de totale hoeveelheid opgewekte elektriciteit in Nederland, inclusief elektriciteit die door warmtekrachtkoppeling is opgewekt. Ook de geïmporteerde hoeveelheid elektriciteit wordt bij het volume opgeteld. De ingevoerde elektriciteit wordt immers ook getransporteerd door de distributiebedrijven. De hoeveelheid gas is gelijk aan de hoeveelheid aardgas die in Nederland is gewonnen, vermeerderd met de hoeveelheid gas die wordt ingevoerd. Net als bij de import van elektriciteit, wordt het geïmporteerde gas ook getransporteerd door de distributiebedrijven. Om dubbeltelling te voorkomen, is de hoeveelheid gas die voor de elektriciteitsopwekking wordt ingezet in mindering gebracht. De verschillende componenten van de energieproductie zijn schematisch weergegeven in figuur 3-1.

Figuur 3-2 geeft de ontwikkeling weer van de door de energiebedrijven geproduceerde en gedistribueerde energie in PJ vanaf 1988. De productie van elektriciteit, die vanwege het ontbreken van opslagmogelijkheden direct gekoppeld is aan het verbruik door huishoudens en industrie, groeit tussen 1988 en 2011 met 67 procent (een gemiddelde jaarlijkse groei van 2,0%). De gasproductie stijgt in dezelfde periode met 40 procent (jaarlijks 1,4%). Hierbij valt op dat vanaf 2000 steeds meer aardgas wordt ingevoerd, wat duidt op toenemende internationale handel. Dit is in belangrijke mate gestimuleerd door de liberalisering van de energiemarkt in Europa en de uitbreiding van de Europese energie-infrastructuur (Rossum van & Swertz, 2010).

Figuur 3-1 De productie van de energiesector



Figuur 3-2 De geproduceerde en geïmporteerde hoeveelheid elektriciteit en aardgas in PJ



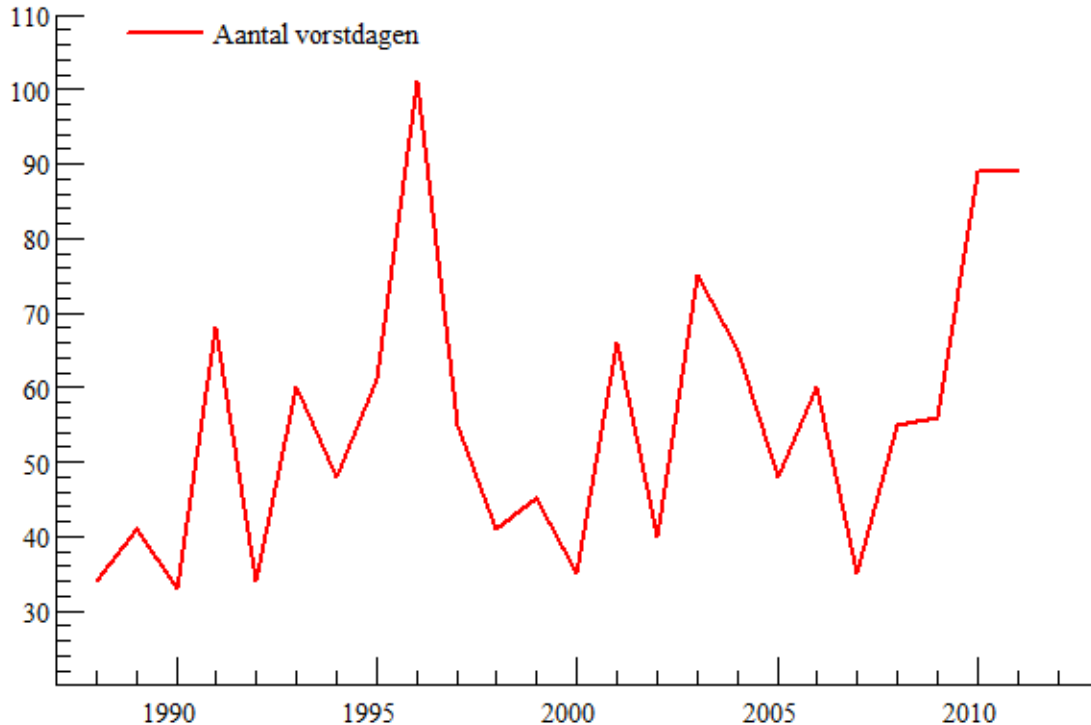
Bron: CBS, bewerking IPSE Studies

Het verschil in groeitempo van de gas- en elektriciteitsproductie leidt tot een geleidelijke toename van de elektriciteitsproductie in het totale energieaanbod: van nog geen 19 procent in 1988 tot ruim 25 procent in 2011. Het toenemend elektriciteitsverbruik is onder andere veroorzaakt door de opkomst van huishoudelijke apparaten als de diepvriezer, de wasdroger en de vaatwasser. Ook de groei van het pc-gebruik speelt hierbij een rol (Energie-Nederland & Netbeheer Nederland, (2011)). Het verbruik van alle huishoudens tezamen neemt mede daardoor toe (in 2010: 2,5%). Het elektriciteitsverbruik van bedrijven houdt gelijke tred met de economische activiteit (Energie-Nederland & Netbeheer-Nederland, 2011). Er bestaat dan ook een nauwe samenhang tussen de conjunctuurontwikkeling en de ontwikkeling van de energieproductie. De correlatiecoëfficiënt tussen de ontwikkeling van het bruto binnenlands product en de energieproductie is in de onderzoeksperiode 0,91.

De gasproductie blijft echter verantwoordelijk voor het overgrote deel van het energieaanbod. Hoewel over de gehele periode gezien sprake is van een stijgende lijn in de productie, treden er hierbinnen belangrijke fluctuaties op. Deze schommelingen zijn voor een belangrijk deel te verklaren door de temperatuurwisselingen als gevolg van ‘strengere’ of ‘zachtere’ winters. Dit blijkt ook uit de correlatie tussen het aantal vorstdagen en de energieproductie. De correlatiecoëfficiënt bedraagt 0,53. Figuur 3-3 geeft de ontwikkeling weer van het aantal vorstdagen per jaar (het aantal dagen in het jaar met een minimumtemperatuur lager dan 0 graden Celsius).

Uit figuur 3-3 blijkt onder meer dat de opmerkelijke piek in de gasproductie in 1996 grotendeels is toe te schrijven aan de koude winter van dat jaar. In de periode daarna wordt dit kouderecord niet meer verbroken, al komt de winter van 2010 in de buurt. Grosso modo is na 1996 echter sprake van zachtere winters, wat zich ook lijkt te vertalen in een geringere groei van de gasproductie. Deze ontwikkeling is nog enigszins versterkt door een dalende energievraag als gevolg van energiebesparende maatregelen. Volgens het ECN-verslag over de energiebesparing in de jaren 1995-2007 bedroeg de nationale besparing in deze periode gemiddeld ruim 0,9 procent per jaar.

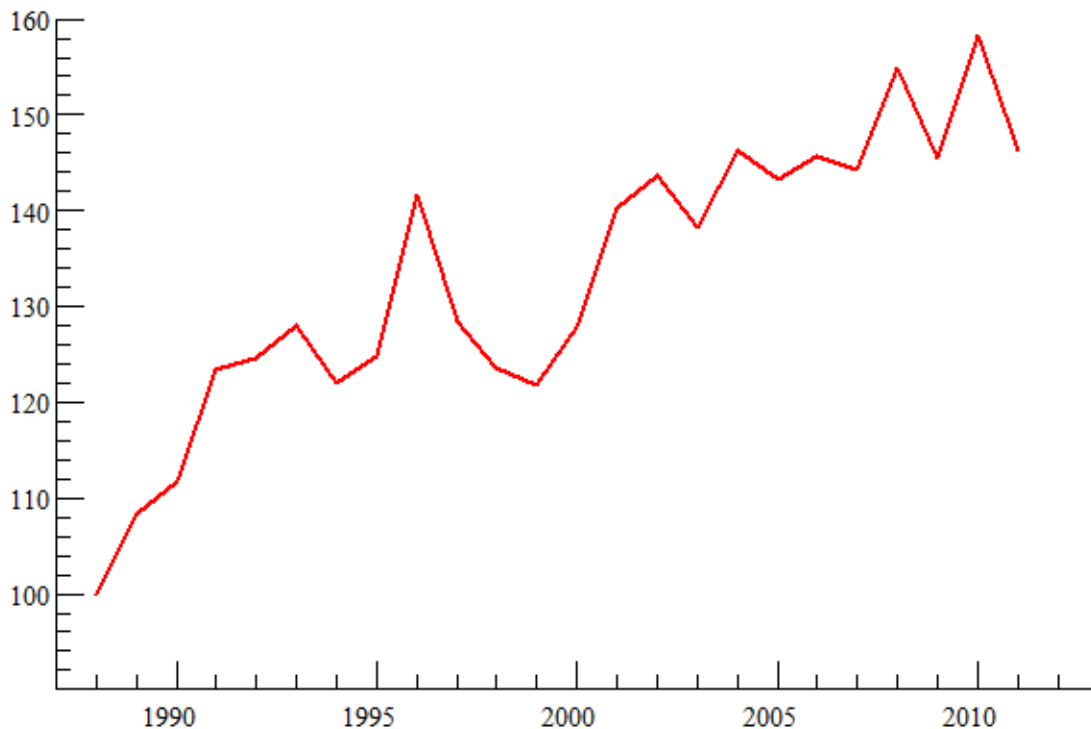
Figuur 3-3 Het aantal vorstdagen, 1988-2011



Bron: CBS, bewerking IPSE Studies

Figuur 3-4 geeft de gewogen energieproductie weer met een index ten opzichte van het basisjaar 1988. De gekozen weegfactor voor het volume elektriciteit is 0,063 euro/kWh en voor het volume gas 12,343 euro/GJ. Dit zijn de prijzen voor elektriciteit en gas in 2011, exclusief BTW en belastingen. Over de hele periode neemt de productie toe met ruim 46 procent. Dat is een gemiddelde groei van 1,6 procent per jaar.

Figuur 3-4 Energieproductie, 1988-2011, index 1988 = 100



Bron: CBS, bewerking IPSE Studies

3.3 Ingezette middelen

We onderscheiden de volgende drie productiemiddelen: arbeid, materiaal en kapitaal. In deze paragraaf gaan wij in op de ontwikkelingen in volume, kosten en prijzen van deze middelen.

Het volume personeel is de hoeveelheid arbeid die is ingezet in het productieproces (inclusief management), uitgedrukt in duizenden arbeidsjaren. In de periode 1988-2011 heeft de arbeidsduur (licht) gevarieerd en hiervoor hebben wij gecorrigeerd. De kosten van personeel van de energiebedrijven bestaan uit de beloning voor geleverde arbeid door personeel, inclusief sociale premies. De prijsindex van personeel is slechts bekend voor de periode 1990-2002. De prijs van personeel is daarom berekend uit de ratio van de kosten van personeel en het volume personeel (gecorrigeerd voor arbeidsduur). De prijs van personeel is dus niet het loon volgens de cao. Vervolgens is een index berekend met 1988 als basisjaar.

Het volume materiaal bestaat doorgaans uit alle producten die worden verbruikt in het productieproces. Dit kunnen al dan niet in de verslagperiode aangekochte brandstoffen zijn, maar ook diensten zoals communicatiediensten, schoonmaak en externe accountants. Het materiaal in de energiesector bestaat voor het overgrote deel uit grondstoffen die nodig zijn voor de opwekking van elektriciteit en de distributie van gas en elektriciteit, inclusief de invoer van gas en elektriciteit. Het voor de binnenlandse markt bestemde aardgas wordt aangekocht bij de gaswinningsbedrijven, die het aardgas, na behandeling, schoon aanleveren voor de distributie. De belangrijkste grondstoffen voor de productie van elektriciteit zijn aardgas, steenkool, stookolie en overige energie, waaronder kernenergie (Seebregts & Volkers, 2005). Vanwege het grote energieaandeel in het materiaalvolume bestaat ook het leeuwendeel van de materiaaluitgaven in de sector uit energiekosten (tussen 75% en 85%). Als prijs voor materiaal hanteren we de prijsindex over de afzet van de bedrijfstak 'Winning van aardolie en aardgas' (bedrijfstak 06; SBI, 2008) volgens het CBS.

Het volume van kapitaal is een complexe grootte in de energiesector. In de literatuur vinden we uiteenlopende maten en benaderingen. Een beknopt overzicht is weergegeven in tabel 3-2. Hierbij maken we de kanttekening dat in de literatuur het productiviteitsonderzoek in de elektriciteitssector doorgaans alleen betrekking heeft op de producenten, met onderscheid naar het type centrale (thermisch, natuurlijk, kernenergie). De productiviteitsstudies over de gassector betreffen uitsluitend de distributie van gas. Bovendien is het aantal studies hierover zeer beperkt. De meeste volumematen voor kapitaal die in de tabel genoemd worden, zijn in deze studie minder toepasselijk. Dat komt met name doordat we met geaggregeerde data werken en ook doordat we de hele bedrijfskolom beschouwen.

Ook bleek het niet mogelijk de meest adequate maat voor de kapitaalkosten toe te passen. De meest geschikte methode om deze kosten vast te stellen is de Perpetual Inventory Method (PIM), zoals beschreven door Meinen et al. (1998). De startwaarde van de kapitaalgoederenvoorraad die de PIM nodig heeft, is niet beschikbaar, en de reeksen zijn te kort om het effect van een willekeurige startwaarde te laten uitdempen. Daarom kiezen we de afschrijvingen als variabele voor de kosten van kapitaal. Voor de prijs van kapitaal gebruiken we de prijsindex van overheidsinvesteringen.

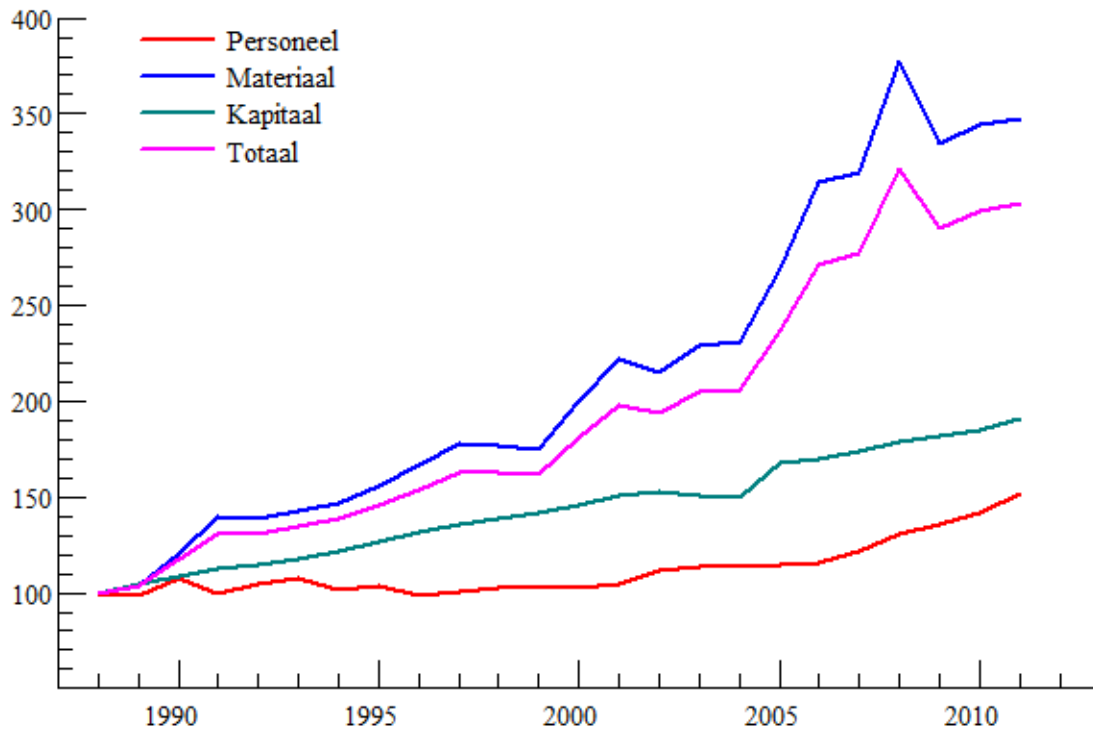
Tabel 3-2 Maten voor kapitaal volgens de literatuur

<i>Studie</i>	<i>Productie</i>	<i>Maten voor kapitaal</i>
Abbott (2006)	Elektriciteit	Aandelenkapitaal (met behulp van de Perpetual Inventory Method) en gekozen rentevoet als prijs voor kapitaal
Aghdam (2011)	Elektriciteit	Capaciteit van de centrales, capaciteit van het netwerk en lengte van het netwerk
Arocena et al. (2002)	Elektriciteit	Capaciteit van de centrales
Atkinson et al. (2005)	Elektriciteit	Afschrijvingen
Barros (2008)	Elektriciteit	Boekwaarde
Barros et al. (2007)	Elektriciteit	Boekwaarde en afschrijvingen
Chen-Fu et al.(2007)	Elektriciteit	Investerings
Estache et al.(2008)	Elektriciteit	Capaciteit van de centrales
Jamasb et al.(2008)	Gas	Vermogen pompstations en lengte netwerk
Lam et al. (2004)	Elektriciteit	Capaciteit van de centrales
Nakano et al. (2008)	Elektriciteit	Aandelenkapitaal
Price et al. (1996)	Gas	Vermogen pompstations en lengte netwerk
Sarica et al. (2007)	Elektriciteit	Capaciteit van de centrales
Yépez (2008)	Gas	Vermogen pompstations en lengte netwerk

De ontwikkeling van de kosten van personeel, materiaal en kapitaal en de totale kosten zijn in figuur 3-5 in indexcijfers weergegeven met 1988 als basisjaar.

De grote invloed van de materiaalkosten op de totale kosten springt direct in het oog. Het aandeel van de materiaalkosten bedraagt in de onderzoeksperiode dan ook gemiddeld ruim 80 procent van de totale kosten van de energiebedrijven. De materiaalkosten zijn daardoor ook grotendeels verantwoordelijk voor de vrijwel voortdurend sterke groei van de totale kosten, die vanaf de eeuwwisseling nog eens flink is versneld. Deze trend hangt op zijn beurt nauw samen met de ontwikkeling van de prijzen van de ingekochte energie, die, zoals gezegd, het hoofdbestanddeel van de materiaalinzet van de sector vormt. De materiaalkosten stijgen van 1988 tot en met 2011 met een factor 3,5 (gemiddelde jaarlijkse groei 5,3%).

Figuur 3-5 De index van de kosten van personeel, materiaal en kapitaal en totale kosten, 1988-2011, index 1988 = 100



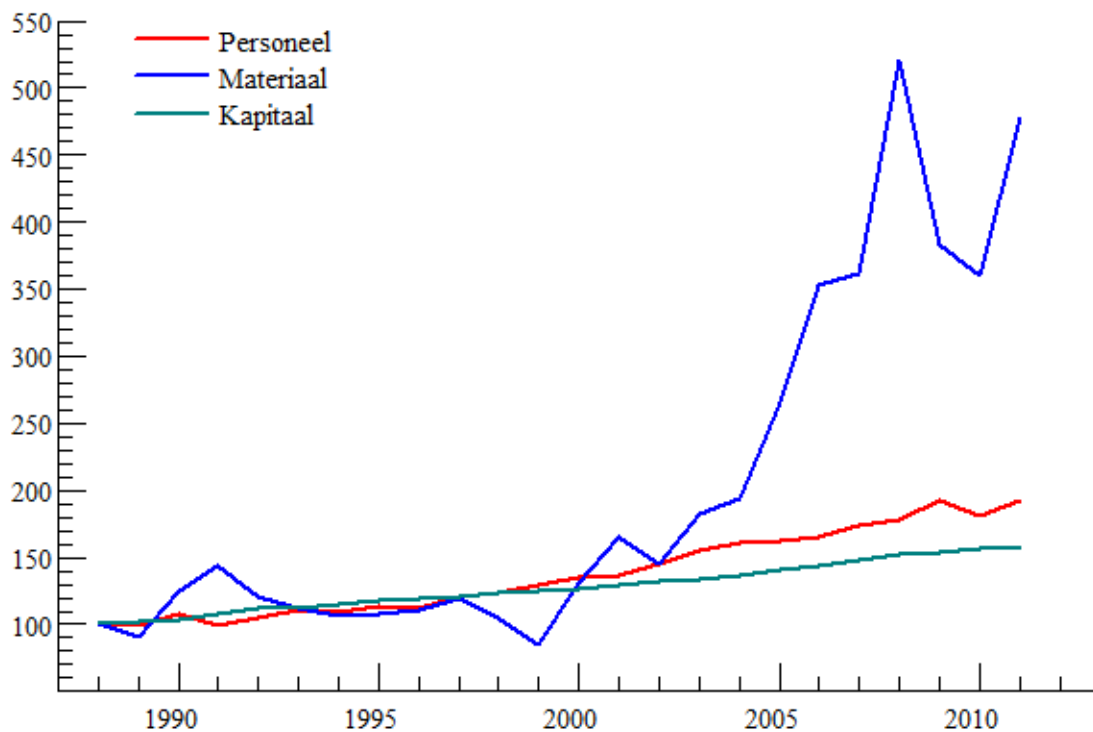
Bron: CBS, bewerking IPSE Studies

Tegenover de explosieve groei van de materiaalkosten staat een verhoudingsgewijs geringe groei van zowel de personeels- als de kapitaalskosten. De personeelskosten stijgen tussen 1988 en 2011 ‘slechts’ met 51 procent (een gemiddelde jaarlijkse toename van 1,7%). De relatief geringe toename van de personeelskosten in deze periode is voor een belangrijk deel te danken aan de gelijktijdige inkrimping van het personeelsbestand. Tussen 1988 en 2011 daalt het aantal voltijdsbanen bij de energiebedrijven van 32.000 naar 25.000 (een afname van 22% ofwel gemiddeld 1,2% per jaar). De afname is het sterkst in de periode 1988-2002, de periode waarin het schaalvergrotingsproces op volle toeren draait. Vanaf 2002 blijft het aantal voltijdsbanen rond de 23.000 schommelen.

De kosten van kapitaal, oftewel de afschrijvingen, namen toe van bijna 1,3 miljard euro in 1988 tot ruim 2,4 miljard euro in 2011. De kapitaalskosten zijn dus in de loop van de onderzoeksperiode bijna verdubbeld (gemiddelde jaarlijkse toename van 2,7%).

Figuur 3-6 brengt de ontwikkeling van de prijzen van de ingezette middelen in beeld.

Figuur 3-6 De index van de prijzen, 1988-2011, index 1988 = 100



Bron: CBS, bewerking IPSE Studies

De prijs van het materiaal maakt tussen 1988 en 2011 een sterke groei door: de prijzen stijgen met ruim 475 procent (jaarlijks gemiddeld 6,7%). Duidelijk waarneembaar is dat de groei van de materiaalprijzen vooral sinds 2000 plaatsvindt. Dit hangt nauw samen met de ontwikkelingen op de mondiale energiemarkt, waar vanaf de eeuwwisseling, vooral onder invloed van de opkomende economische grootmachten als China en India, sprake is van een sterk stijgende vraag naar olie, terwijl het aanbod daarbij achterblijft. Dit resulteert in een forse stijging van de olieprijs, die, vanwege de koppeling van de gasprijzen aan de olieprijs, doorwerkt in prijzen van het gas dat door de energiebedrijven van de winningsbedrijven wordt gekocht ten behoeve van de distributie van gas en elektriciteitsopwekking.

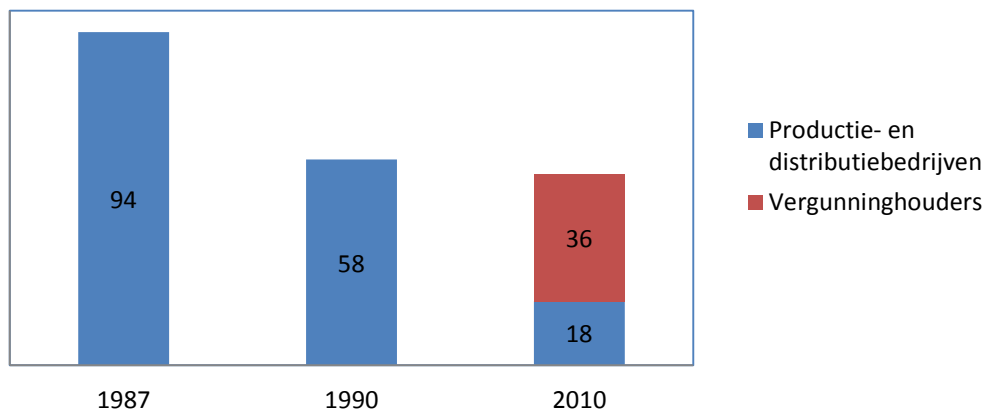
De koppeling van olie- en gasprijs is overigens in dezelfde periode minder direct geworden. Sinds de liberalisering van de energiemarkt wordt aardgas namelijk zowel op de vrije markt als via het klassieke systeem van oliegeïndexeerde contracten ingekocht.

De prijs van personeel is in de periode 1988-2011 sterk gestegen. Over de hele periode is de toename ruim 90 procent (gemiddelde jaarlijkse groei 2,7%). De prijsontwikkeling van kapitaal loopt tot het einde van de jaren negentig min of meer parallel met die van het personeel. In de periode daarna stijgt de kapitaalsprijs steeds minder snel. In 2011 is de prijs van kapitaal ten opzichte van 1988 met een factor 1,6 toegenomen (gemiddelde jaarlijkse groei 1,9%).

3.4 Aanbod energiebedrijven

Zoals in het vorige hoofdstuk is vermeld, vindt er gedurende de onderzoeksperiode een aanzienlijke schaalvergroting in de energiesector plaats. Het aantal energiebedrijven is dan ook in de loop van de tijd sterk afgenomen, zoals in figuur 3-7 is weergegeven. Van de meer dan negentig energieproductie en -distributiebedrijven in 1987 zijn er 2010 nog maar 18 over. Wel is er als gevolg van de liberalisering een nieuwe groep bedrijven bijgekomen: de vergunninghouders (in 2010: 36). Uit de figuur blijkt ook dat al vanaf het eind van de jaren tachtig een flinke schaalvergrotingsslag optreedt. Tussen 1987 en 1990 vermindert het aantal energiebedrijven met bijna 40%.

Figuur 3-7 Aantal energiebedrijven, 1987, 1990, 2010



4 Methode en resultaten

4.1 Een kostenfunctiemodel

De productiviteit wordt in deze studie gemeten aan de hand van een kostenanalyse. De methode van kostenanalyse is goeddeels gelijk aan de methode die is beschreven door Blank en Niaounakis (2011). De economische achtergrond van de analyse is het (standaard) neoklassieke model waarin de (optimale) bedrijfsvoering van een bedrijf beschreven wordt door, bijvoorbeeld, Nicholson en Snyder (2008). In dit onderzoek wordt het model van kostenminimalisatie gebruikt. Dit economische model wordt vervolgens vertaald naar een empirisch model, in dit geval de kostenfunctie. In de standaardtheorie wordt verwezen naar het gedrag van een bedrijf of instelling en de daarbij behorende relaties. In dit geval beschouwen we de gehele energiesector als de beslissingseenheid of eenheid van waarneming. De centrale vraagstelling in dit rapport betreft immers de wijze van aansturing door de overheid.

Uit de kostenfunctie zijn de vraagfuncties naar ingezette middelen af te leiden. Het is mogelijk om hierbij meer dan één productindicator te gebruiken. Voor een eenvoudige toelichting op het gebruik en de toepassing van kostenfuncties verwijzen we naar Blank (2010). Een gedetailleerde beschrijving van de kostenfunctie en toegepaste schattingsmethode is opgenomen in bijlage C.

4.2 Empirische invulling van het model

De gebruikte data zijn samengevat in tabel B-1 in bijlage B. Hierbij zijn het product (de hoeveelheid energie) en de drie ingezette middelen (personeel, materiaal, kapitaal) onderscheiden.

De periode van analyse is 1988-2011 en bestaat dus uit 24 waarnemingen. Door het gebruik van natuurlijke logaritmen zijn de geschatte coëfficiënten eenvoudig te interpreteren. De coëfficiënten geven de procentuele verandering van de kosten weer bij een procentuele verandering van de variabele bij de betreffende coëfficiënt onder de *ceteris paribus* conditie. De autonome productiviteitsgroei kan per deelperiode verschillen. Daarom is de

analyseperiode in deelperiodes verdeeld en per deelperiode is een groeicijfer geschat. De indeling in deelperiodes wordt empirisch vastgesteld. De breekpunten zijn zo vastgesteld dat de kosten zo nauwkeurig mogelijk worden benaderd.

4.3 Statistische toetsen

Het meest waarschijnlijke model onderscheidt drie perioden: 1988-1999, 1999-2006 en 2006-2011.

De controletoeetsen zijn:

- toets neutrale technologische ontwikkeling;
- toets monotoniciteit in de prijzen;
- toets concaviteit in prijzen in de kostenfunctie.

Met de toets op neutrale technologische ontwikkeling wordt onderzocht, of de technologische ontwikkeling van invloed is geweest op de samenstelling van de middelen. Met de toets op monotoniciteit in de prijzen wordt vastgesteld, of bij prijsstijging van een ingezet middel de kosten niet kunnen dalen. En met de toets op concaviteit in de kostenfunctie wordt nagegaan, of prijsverhogingen van een ingezet middel worden gecompenseerd door inzet van een ander middel.

De toetsen zijn in ontkennende vorm geformuleerd. Verwerpen van de toets houdt dus in dat de betreffende eigenschap statistisch gezien opgeld doet. Alle toetsen zijn uitgevoerd op het 5-procentsniveau. De uitkomsten zijn samengevat in tabel 4-1.

De toets op de neutrale technologische ontwikkeling wordt niet verworpen, waaruit blijkt dat technologische ontwikkeling geen invloed heeft gehad op de verhouding van de ingezette middelen. De coëfficiënten die het effect van niet-neutrale technologische ontwikkeling weerspiegelen, zijn daarom buiten het model gelaten. De hypothese dat er geen monotoniciteit is in de prijzen wordt wel verworpen. Hiermee wordt voldaan aan de theoretische eis. Ook de hypothesen dat de eigen vraagelasticiteiten niet-negatief zijn worden verworpen voor de drie ingezette middelen. Aan de (zwakke) theoretische eis van concaviteit wordt dus ook voldaan.

Tabel 4-1 Toetsen eigenschappen

<i>Hypothese</i>	<i>Test</i>	<i>Uitskomst</i>
Neutrale technologische ontwikkeling	$j_{11} = j_{12} = j_{13} = 0$	Niet verworpen
Geen monotoniciteit in prijzen	$c_1 < 0, c_2 < 0, c_3 < 0$	Verworpen
Eigen vraagelasticiteit personeel ≥ 0	$\eta_{11} \geq 0$	Verworpen
Eigen vraagelasticiteit materiaal ≥ 0	$\eta_{22} \geq 0$	Verworpen
Eigen vraagelasticiteit kapitaal ≥ 0	$\eta_{33} \geq 0$	Verworpen

4.4 Schattingsresultaten

Het overzicht van de geschatte coëfficiënten van het kostenmodel en de bijbehorende statistieken zijn weergegeven in tabel 4-2. Bijna alle schattingen zijn significant op het 5-procentsniveau ($|t| \geq 2,07$).

De gekozen variabelen verklaren tezamen 93 procent ($R^2 = 0,93$) van de variatie in de kosten. Het kostenaandeel van het personeel en kapitaal verklaren ieder 96 procent van de kosten, en ook het kostenaandeel van materiaal verklaart 97 procent van de kosten.

Autocorrelatie is het doorwerken van verandering in het verleden in het heden. Wij hebben hiervoor gecorrigeerd door de autoregressiecoëfficiënt zodanig te kiezen dat de Durbin-Watson-waarden van de kostenfunctie zo hoog mogelijk zijn. Dit is het geval bij $\rho = 0,8$. De Durbin-Watson-toets laat zien dat voor de kostenfunctie de testwaarde in het ongedefinieerde gebied ligt. Voor de kostenaandelen liggen de testwaarden boven de bovengrens. Dit betekent dat er waarschijnlijk voldoende is gecorrigeerd voor autocorrelatie.

Tabel 4-2 Schattingsresultaten kostenmodel, 1988-2011

<i>Variabele</i>		<i>Schatting</i>	<i>St. afwijk.</i>	<i>t-waarde</i>
Constante	a ₁	0,188	0,313	0,601
Trend 1988-1999	aa ₁	-0,018	0,029	-0,630
Trend 1999-2006	aa ₂	-0,067	0,019	-3,474
Trend 2006-2011	aa ₃	0,031	0,023	1,329
Energie	b ₁	1,000	0,000	–
Prijs personeel	c ₁	0,080	0,004	18,76
Prijs materiaal	c ₂	0,815	0,006	120,3
Prijs kapitaal	c ₃	0,105	0,003	29,25
Prijs personeel × prijs personeel	c ₁₁	0,045	0,007	6,228
Prijs personeel × prijs materiaal	c ₁₂	-0,036	0,003	-10,79
Prijs personeel × prijs kapitaal	c ₁₃	-0,009	0,007	-1,252
Prijs materiaal × prijs materiaal	c ₂₂	0,068	0,006	12,20
Prijs materiaal × prijs kapitaal	c ₂₃	-0,031	0,003	-9,456
Prijs kapitaal × prijs kapitaal	c ₃₃	0,040	0,007	5,543
Vorstdagen	d ₁	-0,111	0,033	3,359
AR-coëfficiënt	ρ	0,8		
Verklaarde variantie (R ²)				
Kostenvergelijking		0,93		
Kostenaandeel personeel		0,96		
Kostenaandeel materiaal		0,97		
Kostenaandeel kapitaal		0,96		
Durbin-Watson				
Kostenvergelijking		2,038		
Kostenaandeel personeel		1,811		
Kostenaandeel materiaal		1,770		
Kostenaandeel kapitaal		2,017		
Eigen vraagelasticiteit personeel	η_{11}	-0,356	0,096	-3,713
Eigen vraagelasticiteit materiaal	η_{22}	-0,102	0,007	-13,42
Eigen vraagelasticiteit kapitaal	η_{33}	-0,512	0,010	-53,91

Bron: IPSE Studies

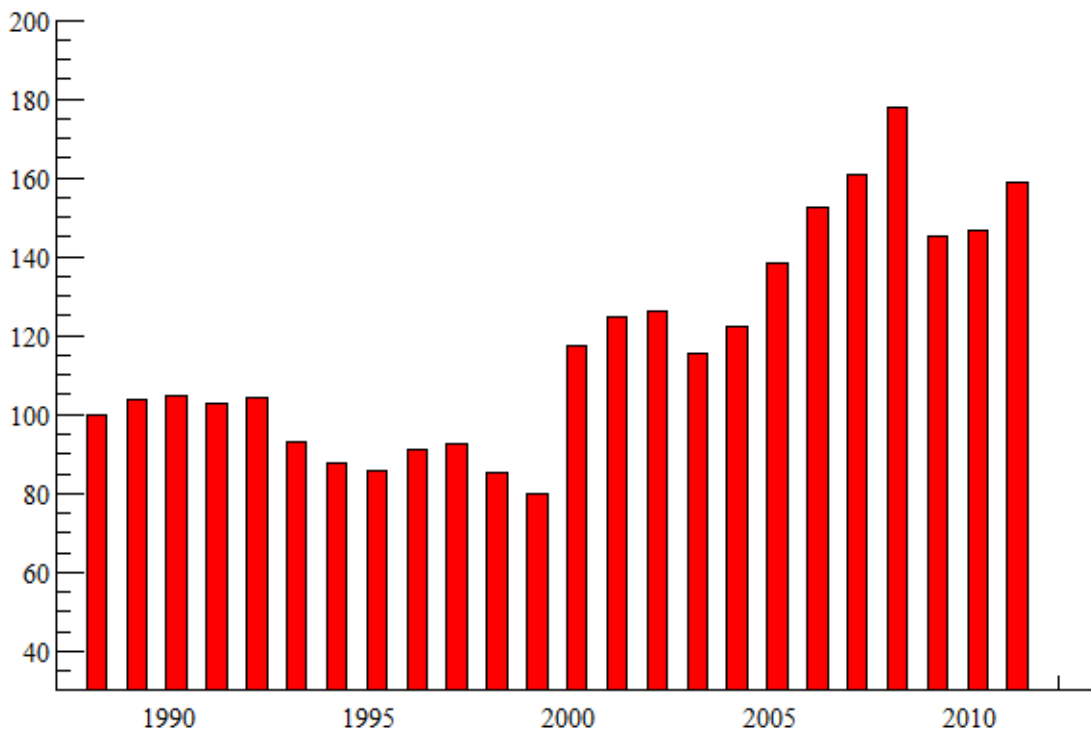
4.4.1 Productiviteitsontwikkelingen

Uit tabel 4-2 blijkt dat er in de periode 1988-1999 sprake is van een autonome kostendaling van gemiddeld 1,8 procent per jaar (statistisch niet significant). In de jaren daarna (1999-2006) nemen de autonome kosten sterk af: gemiddeld 6,7 procent per jaar. Vervolgens treedt in de periode 2006-2011 een kostentoename op van gemiddeld 3,1 procent per jaar (statistisch niet significant). Opvallend zijn de hoge standaardafwijkingen in de schattingen. Het grillige verloop van de productie is hiervoor deels

verantwoordelijk, ondanks controle voor het aantal vorstdagen per jaar. De coëfficiënt d_1 van het aantal vorstdagen is negatief, zoals we mogen verwachten: bij toenemend aantal vorstdagen neemt de benutting toe, waardoor de kosten dalen. Over de periode 1988-2011 is de productiviteit met gemiddeld 2,0 procent per jaar toegenomen.

De grillige ontwikkeling van de autonome kosten wordt weerspiegeld in figuur 4-1 waarin de productiviteitsontwikkeling is weergegeven.

Figuur 4-1 De productiviteitsontwikkeling 1988-2011, index 1988 = 100



Bron: IPSE Studies

De productiviteitsontwikkeling in de periode 1988-1999 en 2006-2011 is niet significant. Hierdoor is grote terughoudendheid geboden bij het leggen van een relatie met de regulering in die perioden. Hierbij merken we op dat de empirie een andere periodisering aangeeft dan de regulering.

Tussen 1988 en 1999 treedt er een lichte productiviteitsgroei op van gemiddeld 1,8 procent per jaar. Voor zover er sprake is van een relatie met

de institutionele ontwikkelingen die in deze periode plaatsvinden – schaalvergroting en invoering van marktprikkels in de elektriciteitssector – lijken deze geen duidelijk aanwijsbaar effect op de productiviteit te hebben uitgeoefend.

In de jaren 1999-2006 vindt vervolgens een spectaculaire productiviteitsgroei plaats: de gemiddelde jaarlijkse groei bedraagt in deze periode maar liefst 6,7 procent. Het is wellicht geen toeval dat de energiesector juist in deze periode, waarin de liberalisering en gedeeltelijke privatisering van de energievoorziening hun beslag krijgen, een sterke productiviteitsgroei doormaakt. Het lijkt erop dat de hiermee gepaard gaande regulering (én deregulering) mogelijk een belangrijke rol heeft gespeeld. Daarbij kan met name worden gedacht aan het optreden van de toezichthouder. Onder meer dankzij de doelmatigheidskortingen op de inkomsten van de netbeheerders is de efficiency binnen de sector toegenomen, wat tot aanzienlijke kostenbesparingen heeft geleid.

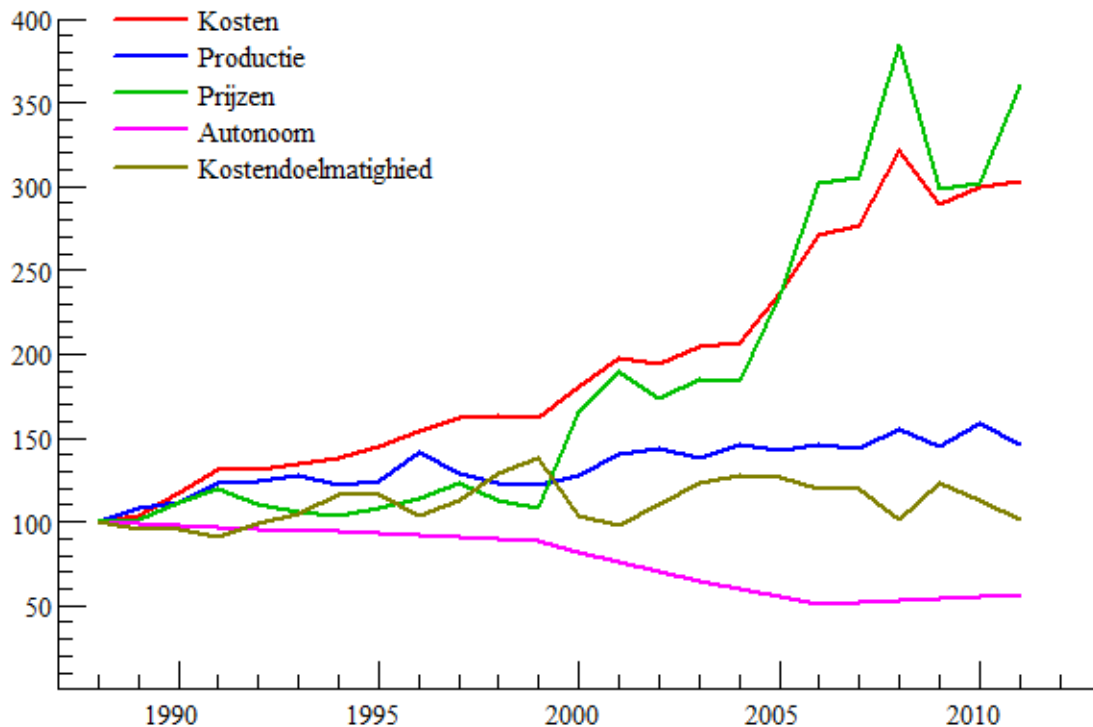
Als het liberaliseringsbeleid daadwerkelijk een positief effect op de productiviteitsontwikkeling teweeg heeft gebracht, dan lijkt dit effect in de periode daarna uitgewerkt of in ieder geval aan kracht in te boeten. In de periode 2006-2011 neemt de productiviteit namelijk weer af, met gemiddeld 3,1 procent per jaar. Als we ervan uitgaan dat er een verband is tussen beleid en productiviteit, dan kan deze productiviteitsdaling wellicht voor een deel worden toegeschreven aan de verminderde effecten van de doelmatigheidskortingen. Door de voortdurende schaalvergroting telt de energiesector nog maar een gering aantal spelers. Dit ondergraaft de kracht van de maatstafconcurrentie, waarop de doelmatigheidskortingen zijn gebaseerd. Ook kunnen de perikelen rond de Splitsingswet een rol hebben gespeeld. De discussie hierover – die deels nog steeds gaande is – en het splitsings- en verkoopproces dat daarop volgde, is mogelijk ten koste gegaan van de doelmatigheid van de sector.

4.4.2 Decompositie van kosten

Een decompositie van de kosten is weergegeven in figuur 4-2. De kostendoelmatigheid wordt afgeleid uit de groei van de productie, de veranderingen in de prijzen van de ingezette middelen en de berekende autonome ontwikkeling. Opvallend is dat de kostendoelmatigheid (de fluctuaties om de trend heen) in de perioden stevig varieert. De

schommelingen zouden kunnen voortvloeien uit maatregelen om de kostendoelmatigheid te verbeteren. De figuur laat zien dat de autonome kosten in de periode 1988-1999 licht dalen en vervolgens vanaf 1999 sterk afnemen (productiviteitsgroei). Na 2006 is er sprake van een geringe toename van de autonome kosten (een productiviteitsdaling).

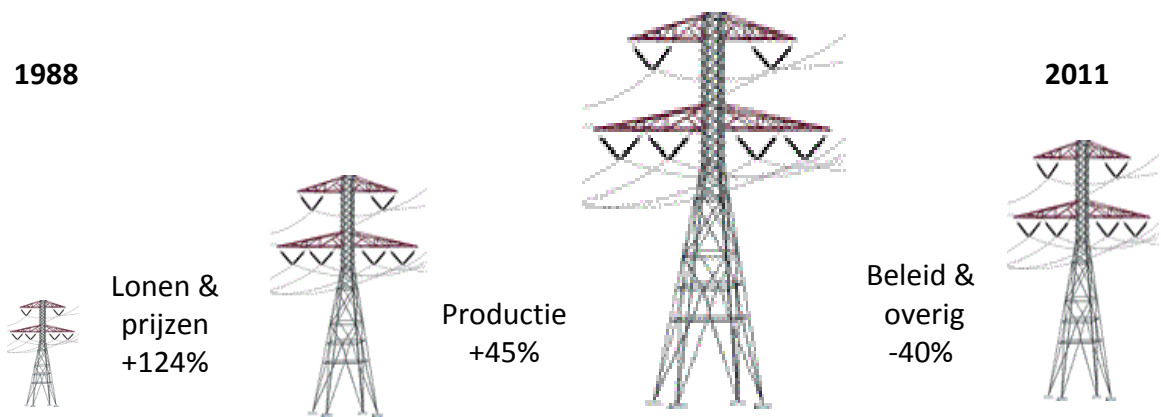
Figuur 4-2 De decompositie van de kostenfunctie, 1988-2011, index 1988 = 100



Bron: IPSE Studies

Om een beeld te krijgen van de verhoudingen tussen de verschillende componenten is de kostenontwikkeling van 1988 tot en met 2011 in figuur 4-3 schematisch weergegeven. De hoogte van hoogspanningsmast geeft de nominale kosten weer. Bij de masten staat de soort groei en het percentage. De figuur laat zien dat de groei van de kosten samenhangt met de ontwikkeling van de lonen en prijzen (+124%) en de productie (+45%). Door de autonome productiviteitsontwikkelingen, waaronder de reguleringsmaatregelen, nemen de totale kosten juist af (−40%).

Figuur 4-3 De decompositie van de kostengroei, 1988-2011



4.5 Productiviteit in de literatuur

Het meten van de productiviteit van de energiesector gaat terug tot in ieder geval het jaar 1946 met een publicatie van Gould (1946). De afbakening van de studies verschilt sterk van die in het voorliggende onderzoek. De elektriciteitssector omvat in de literatuur de centrales voor opwekking van elektriciteit. Het transport is geen onderdeel van studie. Zo analyseren Atkinson en Dorfman (2005) alleen conventionele kolencentrales, Barros en Peypoch (2007) alleen waterkrachtcentrales en Barros (2008) alle typen centrales. Het omgekeerde is het geval voor de gasector. Die studies beperken zich uitsluitend tot de distributienetwerken. Het vergelijken van de gevonden resultaten met die uit de literatuur is daarom niet zonder meer mogelijk. De vergelijkbaarheid wordt verder beperkt door de uiteenlopende periodes en landen waarnaar metingen zijn verricht en de uiteenlopende methoden die zijn toegepast. Alle studies maken gebruik van *stochastic frontier analysis* (SFA) behalve Chen-Fu et al. (2007), Jamasb et al. (2008), en Lam en Shiu (2004). Zij passen een *data envelopment analysis* (DEA) toe. Het grote verschil tussen de resultaten van Atkinson en Dorfman (2005) en Jamasb et al. (2008) wordt veroorzaakt door vergaande privatisering van centrales in Amerika in de jaren negentig. Privatisering heeft daar geleid tot een aanzienlijke productiviteitsverbetering. Daarnaast geeft het CPB (2006) een literatuuroverzicht van effecten van regulering, met daarin enkele empirische studies van de productiviteitsontwikkeling. Die blijkt voor verschillende landen nogal uiteen te lopen, namelijk van 0,7 procent tot 2,5 procent.

Alle overige internationale studies laten een gemiddelde jaarlijkse productiviteitsgroei zien die ligt tussen 0,1 en 2,9 procent. De berekende productiviteitsgroei in de periode 1999-2006 ligt in deze studie beduidend hoger, maar de gemiddelde jaarlijkse productiviteitsgroei over de gehele periode (2,0%) ligt wel binnen de bandbreedte.

Tabel 4-3 Studies over productiviteit in de energiesector

<i>Studie</i>	<i>Sector</i>	<i>Land</i>	<i>Periode</i>	<i>Type productiviteit</i>	<i>Groei (in %)</i>
Deze studie	E*+G*	Nederland	1988-1999	Totaal	1,82
Deze studie	E+G	Nederland	1999-2006	Totaal	6,7
Deze studie	E+G	Nederland	2006-2011	Totaal	-3,1
Aghdam (2011)	E	Australië	1969-2007	Totaal	1,8
Arocena et al. (2002)	E	Spanje	1984-1997	Totaal	1,0
Atkinson en Dorfman (2005)	E	VS	1980-1995	Totaal	-3,0
Barros (2008)	E	Portugal	2001-2004	Totaal	2,2
Chen-Fu et al. (2007)	E	Taiwan	1994-1999	Totaal	0,7
CPB (2006)	E+G	Diverse	1985-2004	Totaal	0,7-2,5
Estache et al. (2008)	E	SSA**	1998-2005	Totaal	0,1
Jamasb et al. (2008)	G	VS	1996-2004	Totaal	2,9
Koot en Van Putten (2009)	E+G	Nederland	1990-2006	Totaal	0,7
Lam et al. (2004)	E	China	1995-2000	Totaal	2,1
Van der Lijn et al. (2006)	E+G	Nederland	1994-2004	Arbeid	4,9
Price et al. (1996)	G	V.K.	1978-1991	Totaal	0,9

* E = elektriciteit, G = gas. **SSA = Sub-Saharan African countries.

Voor zover bekend is er nauwelijks onderzoek verricht naar de lange termijn productiviteitsontwikkeling van de Nederlandse energiesector. In een pilotstudie van IPSE-studies door Koot en Van Putten (2009) is een eerste poging gedaan om dit voor de periode 1990-2006 in beeld te brengen. In twee van de drie gebruikte modellen werd voor de energiesector een gemiddelde autonome kostendaling van ongeveer 12 procent vastgesteld (gemiddelde jaarlijkse kostendaling van 0,7%). Het verschil met de uitkomsten van de voorliggende studie is groot. Dit wordt deels veroorzaakt doordat Koot en Van Putten een microanalyse hebben uitgevoerd.

In het kader van de evaluatie van de Elektriciteits- en Gaswet is wel eerder onderzoek verricht naar de ontwikkeling van de arbeidsproductiviteit in de elektriciteitssector in de periode 1994-2004. Van der Lijn et al. (2006) constateren een gemiddelde jaarlijkse groei van 4,9 procent. Ook wordt in

deze studie een inschatting gemaakt van de baten van de Elektriciteitswet in de periode 2000-2005. Volgens de onderzoekers zou dat ongeveer 5,5 miljard euro zijn. Eerder hadden Haffner en Meulmeester (2005) berekend dat de verwachte nettobaten van tariefregulering van de Nederlandse elektriciteitsnetwerken in de periode 2001-2006 naar schatting bijna 1,1 miljard euro bedroegen. De verwachte nettobaten van tariefregulering van de gasnetwerken kwamen voor dezelfde periode uit op ruim 550 miljoen euro. In 2009 schat de Energiekamer de totale (cumulatieve) baten van de doelmatigheidsregulering van de energiesector sinds de start van de regulering tot en met 2010 op zo'n 6 miljard euro. Gezien de recente tariefbesluiten van de Energiekamer (voor de periode 2011-2013) zal dit beeld na 2010 waarschijnlijk veranderen (Nma, 2011a), (Nma, 2011b). Als gevolg van de kostenstijgingen van de regionale netbeheerder in voorgaande jaren heeft de Energiekamer besloten tot een verhoging van de nettarieven met gemiddeld bijna 9 procent.

4.6 Beschouwingen

De productiviteit van de energiesector kent in de periode 1988-2011 een grillig verloop, waardoor het lastig is de samenhang tussen productiviteit en beleid scherp in beeld te krijgen. Tussen 1988 en 1999 is sprake van een lichte productiviteitsgroei. Deze periode wordt gekenmerkt door schaalvergroting en (gedeeltelijke) introductie van marktprikkels. Of dit een bijdrage heeft geleverd aan de productiviteitsverbetering is echter, mede vanwege het onbestendig verloop van de productiviteit in deze periode, moeilijk te zeggen. In de periode daarna (1999-2006) lijkt er wel sprake van een duidelijk verband tussen de productiviteitsontwikkeling en het gevoerde beleid. Het is in ieder geval opmerkelijk te constateren dat de energiesector juist in deze periode, waarin de liberalisering en gedeeltelijke privatisering van de energievoorziening hun beslag krijgen, een sterke productiviteitsgroei doormaakt. Het positief effect blijkt echter niet structureel. In de periode 2006-2011 is namelijk sprake van een productiviteitsdaling. Ondanks dat men de voorafgaande jaren voortdurend bezig is geweest om het liberaliseringsproces bij te sturen, lijkt dit dus in ieder geval geen of onvoldoende effect te hebben uitgeoefend op de productiviteitsontwikkeling. Wellicht is hierbij te weinig rekening gehouden met de effecten van de voortschrijdende schaalvergroting. Als gevolg hiervan telt de energiesector nog maar een gering aantal spelers. Daardoor is de effectiviteit van

maatstafconcurrentie – een van de belangrijke instrumenten om de sector tot verbetering van doelmatigheid en productiviteit aan te sporen – ondermijnd.

Resumerend kunnen we vaststellen dat er vooral in de periode 1999-2006 sprake lijkt van een sterke samenhang tussen productiviteit en beleid. Maar ook al is het verband tussen de sterke productiviteitsgroei en het liberaliseringsbeleid in deze periode aannemelijk, het gaat te ver om de behaalde productiviteitswinst geheel op het conto van de liberalisering van de sector te schrijven. Er hebben immers nog tal van andere ontwikkelingen plaatsgevonden die hierop van invloed kunnen zijn geweest. Zo wijzen sectordeskundigen onder meer op de rol van veranderingen in de productiewijze. Gedurende de onderzoeksperiode hebben, met name vanaf de eeuwwisseling, grote verschuivingen in de productietechnologie plaatsgevonden. Zo is de energie-import van grotere betekenis geworden en is de productie uit kleine gasvelden afgenomen ten gunste van de gaswinning uit het grote ‘Groningenveld’. Deze en nog verschillende andere ontwikkelingen kunnen hebben geleid tot kostenbesparingen die niet, of slechts in beperkte mate, aan de regulering kunnen worden toegeschreven.

Ondanks deze kanttekeningen blijft het opmerkelijk dat de grote productiviteitsgroei in de energiesector juist plaatsvindt vanaf het moment dat er een ingrijpende koerswijziging in het beleid ten aanzien van de energievoorziening in gang wordt gezet. Nader onderzoek zal moeten uitwijzen in hoeverre deze groei rechtstreeks aan deze beleidswijziging en de daarmee samenhangende regulering te danken is.

Bijlage A Afkortingen

APX-Endex	Beurs waar energie verhandeld wordt
BPM	Bataafse Petroleum Maatschappij
BZK	ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties
Cao	Collectieve arbeidsovereenkomst
CBS	Centraal Bureau voor de Statistiek
Coconut	Commissie Concentratie Nutsbedrijven
CPB	Centraal Planbureau
DEA	<i>Data envelopment analysis</i>
DNO	Distribution Network Operator
DPS	Database Publieke Sector
DTe	Directie Uitvoering en Toezicht energie
EBN	Energie Beheer Nederland
EK	Energiekamer
EPB	Energieproducerende Bedrijven
GOS	Gasontvangststation
GTS	Gastransport Services
IPSE Studies	Centrum voor Innovatie en Publieke Sector Efficiëntie Studies
KV	Kilovolt
Mwe	Megawatt elektriciteit
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij
NEA	Nederlands Elektriciteit Administratiekantoor
NMa	Nederlandse Mededingingsautoriteit
OLS	Ordinary Least Squares
PJ	Petajoule. 1 Petajoule = 1 biljard Joule. Voor elektriciteit geldt: 1 petajoule = 277,78 miljoen kWh. Bij aardgas komt een petajoule overeen met 31,60 miljoen kubieke meter aardgas
PIM	<i>Perpetual Inventory Method</i>
PV	Programmaverantwoordelijke
SBI	Standaard Bedrijfsindeling
SCP	Sociaal en Cultureel Planbureau
SEP	Samenwerkende Elektriciteitsproductiebedrijven
SFA	<i>Stochastic frontier analysis</i>
TK	Tweede Kamer der Staten Generaal

TSO	Transmission System Operator
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WON	Wet onafhankelijk netbeheer

Bijlage B Cijfermatige beschrijving van de gegevens

Tabel B-1 Cijfermatige beschrijving van de gegevens, 1988-2011

	<i>Notatie</i>	<i>Gem.</i>	<i>St. Dev.</i>	<i>Min.</i>	<i>Max.</i>
<i>Kosten (× 1 miljoen euro):</i>					
Totale kosten	k	19.516	6.937	10.124	32.557
Personele kosten	kp	1.425	184	1.258	1927
Materiële kosten	km	16.271	6.439	7.586	28.631
Kapitaalskosten	kk	1.818	345	1.264	2.412
<i>Prijzen ingezette middelen (index 1988 = 100):</i>					
Prijs personeel	wp	137,8	31,4	98,9	192,6
Prijs materiaal	wm	202,8	132,2	84,7	520,7
Prijs kapitaal	wk	128,1	17,7	100,0	158,1
<i>Volumina ingezette middelen (index 1988 = 100):</i>					
Volume personeel	pers	84,1	10,8	71,9	100,0
Volume materiaal	mat	116,9	8,3	100,0	135,2
Volume kapitaal	kap	111,6	6,4	100,0	120,7
<i>Productie (× 1 miljoen euro):</i>					
Hoeveelheid energie	ener	36.247	3.967	27.428	42.978

Bron: CBS Statline, bewerking IPSE Studies

Bijlage C Kostenmodel

In deze studie gaan we uit van een hybride translog-kostenfunctie. Een translog-specificatie is een zeer flexibele vorm. Dit wil zeggen, dat hiermee een grote baaierd van verschillende vormen van kostenfuncties kunnen worden gedekt. Er worden a priori geen al te rigide beperkingen opgelegd, zoals een constante verhouding tussen ingezette middelen. Er is hier sprake van een hybride vorm, omdat niet alle parameters van het model kunnen worden geschat vanwege het gebrek aan waarnemingen (zie ook het onderdeel schattingsmethodiek). Om het aantal te schatten parameters te beperken is hier een aantal tweede-orde-termen geschrapt. De tweede-orde-termen met de prijzen zijn wel verwerkt, omdat deze in een lineaire vorm in de vergelijkingen van de kostenaandelen terugkomen en zonder problemen kunnen worden geschat. De kostenvergelijking luidt:

$$\ln(C) = \sum_{m=1}^M b_m \ln(y_m) + \sum_{n=1}^N c_n \ln(w_n) + \sum_{n=1}^N \sum_{n'=1}^N c_{nn'} \ln(w_n) \ln(w_{n'}) + struc + \sum_{n=1}^N j_{1n} \cdot jaar \cdot \ln(w_n) \quad (C-1)$$

met:

y_m = productie dienst m ($m = 1, \dots, M$);
 w_n = prijs ingezet middel n ($n = 1, \dots, N$);
 C = totale kosten;
 $struc$ = structuurvariabele.

$$struc = \sum_{p=1}^P [a_p + aa_p * (jaar - T_p)] * (jaar \in I_p)$$

en:

$$a_p = a_1 + \sum_{q=1}^p aa_q * (T_q - T_{q-1})$$

met:

T_p = einde periode p ;
 T_0 = beginjaar analyse;

a_1 = te schatten parameter (constante);
 aa_p = te schatten parameter.

De structuurvariabele deelt de gehele waarnemingsperiode in een aantal deelperiodes op. De deelperiodes worden hier aangeduid als I_1 (1988-1999), I_2 (1999-2006) en I_3 (2006-2011). De veronderstelling is dat binnen een periode sprake is van een bepaalde autonome ontwikkeling. De breukpunten worden zodanig vastgesteld dat het kostenmodel statistisch de maximale waarschijnlijkheid heeft. Hiervoor wordt een recursieve rekenmethode toegepast die op zoek gaat naar de goede breekpunten. Deze methode is afgeleid van de theorie over het gebruik van zogeheten *splines* of *segmented regression*.

De bijbehorende vergelijkingen voor de kostenaandelen (ook wel genoemd de vraagvergelijkingen voor de ingezette middelen) volgen uit Shephard's lemma en zien er als volgt uit:

$$S_n = c_n + \sum_{n'}^N c_{nn'} \ln(w_{n'}) + j_{1n} \cdot jaar \quad (C-2)$$

Eisen van symmetrie leiden tot:

$$c_{nn'} = c_{n'n}$$

Verder geldt de homogeniteitseis, zodat een stijging in de prijzen gepaard gaat met een evenredige stijging in de kosten:

$$\sum_{n=1}^N c_n = 1; \sum_{n=1}^N c_{nn'} = 0; \sum_{n=1}^N j_{tn} = 0; (\forall t)$$

Naast deze voorwaarden moet aan een aantal standardeisen zijn voldaan die betrekking hebben op het verloop van een kostenfunctie. De kostenfunctie moet concaaf en niet-dalend zijn in de prijzen. Voor een nadere uitleg hierover zie Blank (2010). Meestal worden deze twee eigenschappen achteraf gecontroleerd in plaats van vooraf opgelegd. Een methode voor de controle van de concaviteit is gebruik te maken van de zogeheten eigen vraagelasticiteit van de ingezette middelen. Als de prijs van bijvoorbeeld arbeid stijgt, dan ligt het voor de hand dat de betreffende instelling minder hiervan gaat gebruiken. De vraag naar dit ingezette middel daalt en de

waarde van de eigen vraagelasticiteit moet dus negatief zijn. De vergelijking voor de eigen vraagelasticiteit luidt als volgt:

$$\eta_{nn} = c_n \left[1 + \frac{c_{nn}}{s_n^2} - \frac{1}{s_n} \right] \quad (C-3)$$

Met:

η_{nn} = eigen vraagelasticiteit ingezet middel n .

Niet-dalend in prijzen houdt in dat de op basis van de parameters geschatte kostenaandelen altijd positief moeten zijn.

De kostendecompositie volgt uit de volgende vergelijkingen. De relatieve verandering van de productie is gelijk aan:

$$d\ln y = \sum_m [b_m + \sum_n e_{mn} \ln w_n] d\ln y_m \quad (C-4)$$

De relatieve verandering van de prijs is gelijk aan:

$$d\ln w = \sum_n [c_n + \sum_{n'} c_{nn'} \ln w_{n'} + \sum_m e_{mn} \ln y_m] d\ln w_n \quad (C-5)$$

De relatieve (autonome) verandering is gelijk aan:

$$dT = \sum_t a a_t I_t + \sum_n j_{1n} \ln w_n \quad (C-6)$$

Schattingsmethodiek

Het voorgaande model kent een groot aantal parameters, vooral wanneer er een aantal verschillende diensten en ingezette middelen wordt onderscheiden. Zeker in een tijdreekscontext treedt bij het schatten van de parameters een groot aantal technische problemen op. Zo bevatten tijdreeksen maar een beperkt aantal waarnemingen. Het aantal vrijheidsgraden is dus beperkt. Verder geldt dat de meeste tijdreeksen niet stationair zijn, maar een trendmatige component hebben. Het toepassen van OLS zou in een dergelijk geval leiden tot zogeheten schijn correlaties. De sterke correlaties tussen verschillende variabelen leiden tevens tot het probleem van multicollineariteit, waardoor de schatters niet efficiënt zijn. De samenhang tussen de verklarende variabelen (exogenen) is dan zo sterk dat

niet is vast te stellen welk deel van de variatie in de te verklaren variabele (endogene variabele) is toe te rekenen aan variatie in de verklarende variabelen. De econometrie kent een aantal oplossingen voor niet-stationariteit. Een eenvoudige oplossing is het toepassen van een correctieparameter voor autocorrelatie. Hierdoor wordt elke variabele zo getransformeerd dat deze de waarde aanneemt van het verschil tussen de waarde van het beschouwde jaar t en een autoregressiecoëfficiënt ρ maal de waarde van het voorgaande jaar $t - 1$, waarbij $\rho = 1$ leidt tot een model in eerste verschillen en $\rho = 0$ een kostenmodel in niveaus impliceert. De autoregressiecoëfficiënt ρ wordt in het kostenmodel gesteld op 1, waardoor er dus een model in eerste verschillen ontstaat. Deze aanpak is daardoor gelijk aan de aanpak van Blank en Eggink (2011).

Het multicollineariteitsprobleem is uitsluitend op te lossen door het toevoegen van extra informatie. Dit betekent dat er soms op voorhand te schatten parameters moeten worden geprikt, bijvoorbeeld op basis van ander onderzoek, of dat er theoretische restricties moeten worden opgelegd (bijvoorbeeld *constant returns to scale*). In de empirische toepassing is aan het model opgelegd dat er sprake is van constante schaalopbrengsten. Mochten schaaffecten een rol spelen en er is bijvoorbeeld sprake van een trendmatige ontwikkeling, dan komt dat tot uitdrukking in de gemeten productiviteitsontwikkeling. Het opleggen van constante schaalopbrengsten in ons model vertaalt zich naar de volgende restrictie:

$$\sum_{m=1} b_m = 1$$

In dit geval hebben we te maken met één product, waardoor de restrictie niet geactiveerd wordt.

Zoals gezegd, wordt het model geschat met een (geschatte) correctie voor autocorrelatie. De resultaten worden vervolgens beoordeeld op een aantal criteria, zoals de verklaarde variantie, de Durbin-Watson-toets en de significantie van de parameters.

De eerdergenoemde recursieve methode om de breukpunten vast te stellen werkt grosso modo als volgt. Het eerste breukpunt wordt gelijkgesteld aan het jaar van de eerste waarneming + 5, het tweede aan het jaar van de laatste waarneming - 5; De beide breukpunten worden nu steeds met 1 opgehoogd en 1 verlaagd zolang de likelihood verbetert. Als de likelihood niet meer

verbetert dan stopt het proces en worden de laatst gevonden breukpunten (voor de laatste regressie) als definitieve breukpunten gehanteerd.

Literatuur

- Abbott, M. (2006). The productivity and efficiency of the Australian electricity supply industry. *Energy Economics*, 28(4), 444-454.
- Aghdam, R. F. (2011). Dynamics of productivity change in the Australian electricity industry: Assessing the impacts of electricity reform. *Energy Policy*, 39(6), 3281-3295.
- Algemene Rekenkamer. (2009). *Tariefregulering energienetbeheer*. Den Haag: Sdu Uitgevers.
- Arocena, P., & Waddams Price, C. (2002). Generating efficiency: economic and environmental regulation of public and private electricity generators in Spain. *International Journal of Industrial Organization*, 20(1), 41-69.
- Atkinson, S. E., & Dorfman, J. H. (2005). Bayesian measurement of productivity and efficiency in the presence of undesirable outputs: crediting electric utilities for reducing air pollution. *Journal of Econometrics*, 126(2), 445-468.
- Barros, C. P. (2008). Efficiency analysis of hydroelectric generating plants: A case study for Portugal. *Energy Economics*, 30(1), 59-75.
- Barros, C. P., & Peypoch, N. (2007). The determinants of cost efficiency of hydroelectric generating plants: A random frontier approach. *Energy Policy*, 35(9), 4463-4470.
- Blank, J. L. T. (2010). *Principes van productiviteitsmeting. Elementaire handleiding voor kwantitatief onderzoek naar de productiviteit, doelmatigheid, effectiviteit en kwaliteit van de publieke sector*. Maastricht: Shaker Publishing B.V.
- Blank, J. L. T., & Eggink, E. (2011). *Productiviteitstrends in ziekenhuiszorg*. Delft: IPSE Studies.
- Blank, J. L. T., & Niaounakis, T. K. (2011). *Productiviteitstrends in het wetenschappelijk onderwijs: Een empirisch onderzoek naar het effect van regulering op de productiviteitsontwikkeling tussen 1982 en 2009*. IPSE Studies Research Reeks. Delft: IPSE Studies.
- Chen-Fu, C., Wen-Chih, C., Feng-Yu, L., & Yi-Chieh, L. (2007). A case study to evaluate the productivity changes of the thermal power plants of the Taiwan Power Company. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 22(3), 680-688.

- Correljé, A. (2011). Aardgas. Eén verleden en vele toekomstscenario's *Energie in 2030. Maatschappelijke keuzes van nu*. Den Haag: Clingendael.
- CPB. (2006). Liberalisation of European energy markets: challenges and policy options. Den Haag: Centraal Planbureau.
- Energie-Nederland, & Netbeheer-Nederland. (2011). Energie in Nederland 2011. Den Haag, Arnhem: Energie-Nederland en Netbeheer Nederland.
- Estache, A., Tovar, B., & Trujillo, L. (2008). How efficient are African electricity companies? Evidence from the Southern African countries. *Energy Policy*, 36(6), 1969-1979.
- Gould, J. M. (Ed.). (1946). *Output and productivity in the electric and gas utilities, 1899-1942*: National Bureau of Economic Research, Inc.
- Haffner, R. C. G., & Meulmeester, P. (2005). Evaluatie van de regulering van het elektriciteitsnetwerk. *Economisch Statistische Berichten*, 90(4472), 430-433.
- Jamasb, T., Pollitt, M., & Triebs, T. (2008). Productivity and efficiency of US gas transmission companies: A European regulatory perspective. *Energy Policy*, 36(9), 3398-3412.
- Jong, J. J. d., Weeda, E. O., Westerwoudt, T., & Correljé, A. F. (2005). Dertig jaar nederlands energiebeleid. Van bonzen, polders en markten naar Brussel zonder koolstof. Den Haag: Clingendael international Energy Programme.
- Kemp, R., Van Sinderen, J., Mulder, M., Borkent, K., Cordeweners, J., & Leliefeld, D. (2012). Outcome van NMa-optreden: Resultaten voor 2011. Den Haag: Nederlandse Mededingingsautoriteit.
- Koot, P. M., & Putten van, O. (2009). Publieke waarden in de Nederlandse Energiesector gemeten: de ontwikkeling van een database en een onderzoek naar de meting van doelmatigheid". Delft: IPSE Studies.
- Lam, P. L., & Shiu, A. (2004). Efficiency and productivity of China's thermal power generation. *Review of Industrial Organization*, 24(1), 73-93.
- Lijn van der, N., Meijer, A., van Gorp, N., Verster, N., Volkerink, B., & van Zutphen, F. (2006). Evaluatie Electriciteitswet 1998 en Gaswet ECORYS Nederland BV, in opdracht van de Directie Toezicht Energie.
- Meinen, G., Verbiest, P., & De Wolf, P. d. (1998). Perpetual Inventory Method: service lives, discard patterns and depreciation methods. Den Haag: Centraal Bureau voor de Statistiek.

- MinEZ. (2008). Onderzoek marktwerkingsbeleid: Ministerie van Economische Zaken.
- Nakano, M., & Managi, S. (2008). Regulatory reforms and productivity: An empirical analysis of the Japanese electricity industry. *Energy Policy*, 36(1), 201-209.
- Nicholson, W., & Snyder, C. (2008). *Microeconomic theory: Basic principles and extensions* (10th ed.). Sydney: Thompson and South-Western.
- Nma. (2011a). Besluit tot vaststelling van de transport- en aansluittarieven elektriciteit per 1 januari 2012 voor Cogas Infra & Beheer. Den Haag: Nederlandse Mededingingsautoriteit.
- Nma. (2011b). *Besluit tot vaststelling van de transport- en aansluittarieven gas per 1 januari 2012 voor Cogas Infra & Beheer B.V.* (103763_2/13). Den Haag: Nederlandse Mededingingsautoriteit.
- Noort, J., van den, . (1993). De verrassend veelzijdige geschiedenis van overheidsbedrijven *Historische bedrijfsarchieven openbare nuts- en communicatiebedrijven. Een geschiedenis en bronnenoverzicht* (pp. 13-70). Amsterdam.
- Price, C. W., & Weyman-Jones, T. (1996). Malmquist indices of productivity change in the UK gas industry before and after privatization. *Applied Economics*, 28(1), 29-39.
- Ridder den, J., & Dekker, P. (2012). Op afstand gezet. Een onderzoek naar de publieke opinie op verzoek van de Parlementaire Onderzoekscommissie 'Privatisering en verzelfstandiging'. Den Haag: Sociaal- en Cultureel Planbureau.
- Rossum van, M., & Swertz, O. (2010). De Nederlandse aardgaswinning. Den Haag: Centraal Bureau voor de Statistiek.
- Sarıca, K., & Or, I. (2007). Efficiency assessment of Turkish power plants using data envelopment analysis. *Energy*, 32(8), 1484-1499.
- Seebregts, A. J., & Volkers, C. H. (2005). Monitoring Nederlandse elektriciteitscentrales 2000-2004. Petten.
- TK. (1974). *Energienota*. Den Haag.
- TK. (1988). *Regelen met betrekking tot de opwekking, de invoer, het transport en de afzet van elektriciteit (Elektriciteitswet 1989)*. Den Haag.
- TK. (1996). *WET van 14 december 1996, houdende regels op het gebied van de distributie van elektriciteit, gas en warmte (Wet energiedistributie)*. Den Haag.
- Tweede Kamer. (1986). *Brief bij het rapport van de inventarisatiecommissie Reorganisatie Distributiesector (rapport Brandsma)*. Den Haag.

- Tweede Kamer. (1995a). *Derde Energienota*. Den Haag: Sdu Uitgevers.
- Tweede Kamer. (1995b). *Derde energienota 1995*. Den Haag: Sdu Uitgevers.
- Tweede Kamer. (1998). *Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*. Den Haag.
- Tweede Kamer. (2000). *Wet van 22 juni 2000, houdende regels omtrent het transport en de levering van gas (Gaswet)*. Den Haag.
- Tweede Kamer. (2006). *Wet van 23 november 2006 tot wijziging van de Elektriciteitswet 1998 en van de Gaswet in verband met nadere regels omtrent een onafhankelijk netbeheer (Splitsingswet)*. Den Haag.
- Veraart, M. D. L. (2007). *Sturing van de publieke dienstverlening*. Assen: van Gorcum.
- Vlijm, W. (2002). *De interactie tussen de overheid en de elektriciteitssector in Nederland : de ontwikkeling van het nutsbedrijf PGEM naar de energieonderneming Nuon (1916-2001)*. Katholieke Universiteit Nijmegen, Nijmegen.
- Yépez, R. A. (2008). A cost function for the natural gas transmission industry. *The Engineering Economist*, 53(1), 68-83.