

# Eigendomssplitsing in Nieuw Zeeland

In 1998 heeft de regering van Nieuw Zeeland een eigendomssplitsing doorgevoerd in de elektriciteitssector. De splitsing zou voordelen opleveren voor de consument in de vorm van lagere prijzen en hogere kwaliteit. Uit de beschikbare data voor en na splitsing (1992-2005) is echter geen bewijs gevonden van deze beoogde voordelen voor de consument.

**M**et de invoering van de *Electricity Industry Reform Act* (EIR) in 1998 dwong de regering van Nieuw Zeeland de eigendomssplitsing af tussen de monopolioïde distributienetwerken en de commerciële activiteiten (zoals productie en handel van stroom) van regionale elektriciteitsbedrijven.

Nieuw Zeeland is daarmee het enige land ter wereld waar een dergelijke wettelijk opgelegde splitsing in de energiesector heeft plaatsgevonden. Het splitsingsproces in Nieuw Zeeland biedt daarom een unieke kans om de effecten van eigendomssplitsing te analyseren. De regering in Nieuw Zeeland stelde destijds dat de splitsing noodzakelijk was omdat: (i) geïntegreerde elektriciteitsbedrijven van monopoliewinsten konden profiteren, (ii) kruissubsidiëring kon plaatsvinden tussen het monopolienetwerk en de commerciële activiteiten, en (iii) de toegang tot het netwerk kon worden gefrustreerd.

In dit artikel geven wij een kort overzicht van de economische gevolgen van de splitsing van energiebedrijven in Nieuw Zeeland: de ontwikkeling van de kosten, prijzen, marges en concurrentie.

## De energiemarkt

De energiemarkt in Nieuw Zeeland werd volledig geliberaliseerd in 1992. Tussen 1992 en 1998 zijn er significante hervormingen doorgevoerd. De aanpak van de regering was gericht op een *light-handed regime* waardoor de markt – en niet een sectorspecifieke toezichthouder – monopoliewinsten zou voorkomen. Het transmissienetwerk werd in een apart staatsbedrijf ondergebracht (Transpower), terwijl de dominante producent (ECNZ) in twee concurrerende bedrijven werd gesplitst, te weten ECNZ en Contact Energy. De regionale elektriciteitsbedrijven moesten hun netwerken juridisch scheiden en via de *1994 Electricity Information Disclosure Regulations* (EIDR) gegevens publiceren die consumenten of concurrenten in staat zouden stellen de (financiële) prestaties van de netwerkbedrijven te beoordelen.

Tussen 1992 en 1998 steeg de gemiddelde prijs van elektriciteit met 0,7 procent per jaar (reëel). Huishoudelijke prijzen stegen met 3,3 procent

per jaar, commerciële (MKB) prijzen daalden met 4,3 procent per jaar, en industriële prijzen stegen met 1,2 procent per jaar.

In deze periode werden er vier problemen geïdentificeerd: (i) de gemiddelde elektriciteitsprijzen daalden niet substantieel na de liberalisering in 1992, (ii) er ontstond geen echte concurrentie tussen de twee producenten ECNZ en Contact Energy, (iii) er bestond de verdenking dat netwerkbedrijven door middel van herwaarderingen hogere transporttarieven konden doorberekenen, en (iv) de overheid was van mening dat de geïntegreerde regionale bedrijven monopoliewinsten behaalden op hun netwerk en deze winsten gebruikten voor (inefficiënte) commerciële doeleinden. Op basis van de EIR werden geïntegreerde energiebedrijven gedwongen hun netwerkactiviteiten op eigendomsniveau te scheiden van de commerciële activiteiten.

## De gevolgen van splitsing

Volgens de overheid zou de splitsing tot een toename in concurrentie leiden, omdat mogelijke kruissubsidies tussen de verschillende onderdelen van geïntegreerde bedrijven zouden vervallen. De splitsing zou eveneens tot een grotere focus op kernactiviteiten en efficiencydrive leiden, waardoor kosten omlaag zouden gaan. Hieruit kunnen we twee hypothesen distilleren: (i) splitsing zal eenmalige kosten met zich meebrengen, maar zal op termijn tot een structurele kostendaling leiden, en (ii) splitsing zal voor sterkere concurrentie zorgen.

Wat betreft de eerste hypothese: de splitsing van een geïntegreerd bedrijf brengt eenmalige splitsingskosten met zich mee, zoals reorganisatiekosten en advieskosten. Als gevolg van de splitsing en de hieruit voortvloeiende focus op kernactiviteiten werd verwacht dat de structurele kosten zouden dalen. De eenmalige kosten kunnen als een 'investering' worden beschouwd die wordt terugverdiend door een verlaging van de structurele kosten.

Uit de jaarverslagen over 1999 van de energiebedrijven kunnen de eenmalige splitsingskosten worden geschat (tabel 1). De totale splitsingskosten waren NZ\$ 115 miljoen. Omgerekend is dit NZ\$ 102 per klant.

Op basis van kostendata van Bertram & Twaddle en van de EIDR hebben wij de ontwikkeling van de operationele kosten per kWh van de netwerkbedrijven onderzocht (Bertram & Twaddle, 2005). In figuur 1 wordt het verloop van de reële operationele kosten per kWh weergegeven tussen 1991 en 2005.

---

**PAUL NILLESEN,**  
**MICHAEL POLLITT EN**  
**RAJENDRA SITOMPOEL**  
Nillesen is Principal Manager – PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. en Fellow van het Clingendael International Energy Programme (CIEP). Pollitt is Senior Lecturer aan de Judge Institute of Management, University of Cambridge. Rajendra Sitompoel is Advisor bij PricewaterhouseCoopers N.V.

tabel 1

## Schatting eenmalige splitsingskosten van vijf grote elektriciteitsbedrijven

	Kosten (1999 NZ\$ '000)	Klanten (#)
<b>Vector</b>		<b>251.155</b>
Verlies verkoop retailactiviteiten	50.798	
Herstructureringskosten	5.688	
<b>United Networks</b>		<b>463.014</b>
Verlies verkoop energiecontracten	35.000	
Herstructureringskosten	6.681	
<b>Powerco</b>		<b>194.859</b>
Verlies verkoop productieactiviteiten	10.026	
<b>Orion</b>		<b>156.878</b>
Herstructureringskosten	3.984	
<b>Hawkes Bay / Unison</b>		<b>56.000</b>
Herstructureringskosten	2.612	
<b>Totale kosten (NZ\$ '000)</b>	<b>114.789</b>	
<b>Totaal aantal klanten</b>		<b>1.121.906</b>
<b>Kosten per klant (NZ\$ 1999)</b>		<b>102,32</b>

Tot 1998 daalden de reële operationele kosten van de netwerkbedrijven met 2,2 procent per jaar. Na de splitsing in 1998 daalden de reële operationele kosten met 4,4 procent per jaar. De datareeks van Bertram & Twaddle is beschikbaar tot 2003 (Bertram & Twaddle 2005). Op basis van data uit de EIDR voor de grootste netwerkbedrijven zien wij een stijging van de reële operationele kosten tussen 2002 en 2005. Deze stijging bedroeg zes procent per jaar. De grondslagen voor de data verschillen, hetgeen een directe vergelijking moeilijk maakt. Een aantal conclusies is echter mogelijk. Het lijkt er op dat direct na de splitsing de operationele kosten bij de netwerkbedrijven zijn gedaald. Uit de gegevens blijkt dat dit een tijdelijk effect was en dat recentelijk de operationele kosten zijn gestegen. Het is echter op basis van deze gegevens niet vast te stellen of de structurele kostenreductie opweegt tegen de éénmalige splitsingskosten. Vooralsnog lijkt dit niet het geval.

Wat betreft de tweede hypothese: een belangrijke overweging voor de splitsing was het effect op concurrentie. Door de splitsing kan er geen kruissubsidiëring meer plaatsvinden tussen de monopolie en commerciële activiteiten. Dit moet positieve gevolgen hebben voor concurrentie inzake de commerciële activiteiten. *A priori* verwachten we dat als gevolg van meer concurrentie: (i) prijzen dalen, (ii) marktconcentratie afneemt, (iii) *switching* toeneemt, en (iv) marges verminderen. We werken dit puntsgewijs nader uit.

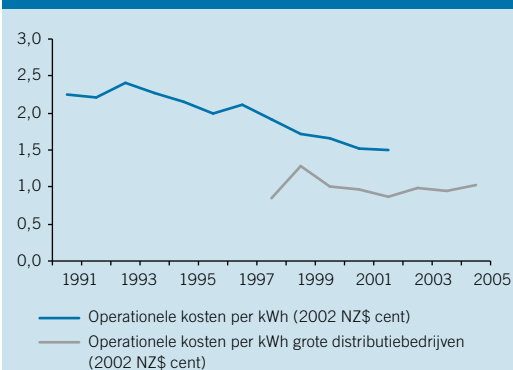
Dalen de prijzen? Uit figuur 2 blijkt dat direct na de splitsing in 1998 de gemiddelde elektriciteitsprijs daalde. Sinds 2002 is de prijs echter weer gestegen. Hierbij moet echter wel rekening worden gehouden met de invloed van de onderliggende productiekosten voor elektriciteit. Het is mogelijk dat grondstofprijzen een impact hebben op de prijs van elektriciteit. Nieuw Zeeland is grotendeels afhankelijk van waterkrachtcentrales voor elektriciteit. De marginale kosten van deze bron zijn laag en stabiel. In periodes van droogte kan de prijs explosief stijgen door watertekorten. Uit figuur 3 blijkt dat de groothandelsprijs voor elektriciteit in de droogtes van 2001 en 2003 een sterke stijging laten zien. Gedurende de tussenliggende jaren is de prijs van elektriciteit op de groothandelsmarkt stabiel. *Ceteris paribus* heeft splitsing niet tot een verlaging van de elektriciteitsprijzen geleid.

Neemt marktconcentratie af? *A priori* verwachten we dat splitsing tot meer concurrentie zal leiden. Concurrentie direct meten is moeilijk. De effecten van

concurrentie zijn vaak gemakkelijker te meten, zoals het effect op prijzen (zie hierboven). De Herfindahl-Hirschman Index (HHI) meet de concentratiegraad in een sector. Een hoge index betekent een hoge concentratie van bedrijven en een lage index een lage concentratie. Hoewel de index als zodanig niets zegt over de mate van concurrentie wordt de HHI vaak gebruikt als een indicator van de concurrentiedruk in een sector. Uit figuur 4 blijkt dat in de retailmarkt de concentratie is toegenomen tot boven de kritische grens van 1800, welke wordt gehanteerd door de Europese Commissie (DG Competitie). De toename van de concentratie in de retailsector is het gevolg van een uitverkoop van alle commerciële activiteiten aan (voornamelijk) producenten van

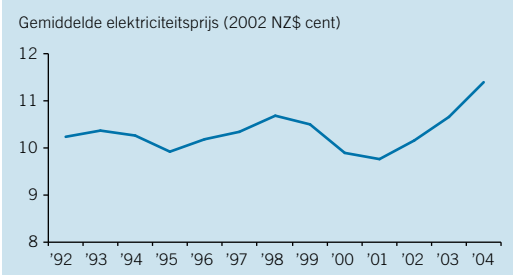
figuur 1

## Ontwikkeling operationele kosten



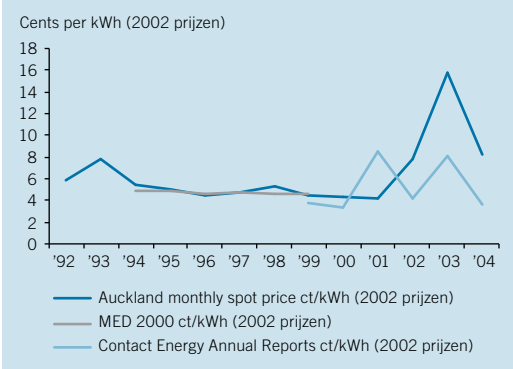
figuur 2

## Ontwikkeling gemiddelde elektriciteitsprijs



figuur 3

## Effect van extreme droogtes op groothandelsprijzen



elektriciteit. Tussen juli 1998 en april 1999 werden vrijwel alle commerciële activiteiten van de regionale spelers verkocht. In september 1999 hadden tien leveranciers meer dan 97 procent van de retailmarkt, vergeleken met ongeveer veertig leveranciers voor de invoering van de EIR. Verticale integratie tussen producenten en leveranciers vond plaats.

De producenten konden via de leveringsactiviteiten een natuurlijke *hedge* creëren – waardoor productie en afzet in balans waren en er geen blootstelling was aan de volatiliteit van de markt. Per 2006 is er geen zelfstandige leverancier in de markt. Bijna de gehele markt wordt bediend door een verticaal geïntegreerde speler. De verticale integratie en de invloed daarvan was niet verwacht. Bertram stelt dat:

*“The anti-competitive effect of vertical integration of generation with retail had not been foreseen at the time of the 1998 separation of retail from distribution networks.”* (Bertram, 2006)

Er is in Nieuw Zeeland geen toename van het aantal spelers geweest als gevolg van splitsing. De verticale integratie van productie en levering werd niet verwacht en er opereren momenteel geen zelfstandige leveranciers.

Neemt Switching toe? In een competitieve markt zullen klanten bereid zijn van leverancier te switchen. Hoewel switchingpercentages alleen niet toereikend zijn om de concurrentie in de markt te bepalen, kan het cumulatieve switchingpercentage als indicator van concurrentie worden gebruikt.

Uit gegevens van Bertram en Littlechild blijkt dat er tot 1998 weinig switching heeft plaats gevonden, ondanks het feit dat de markt sinds 1992 volledig geliberaliseerd was (Bertram 2006; Littlechild 2005).

Het marktaandeel van spelers buiten het traditionele gebied steeg tussen 1998 en 2001 van vijf procent naar dertig procent door switching. Het lage switchingpercentage tot 1998 was deels het gevolg van een gebrek aan standaardprofielen voor klanten, welke in 1998 met de splitsing werden geïntroduceerd. Aan de hand van deze standaardprofielen kon het verbruik van consumenten relatief gemakkelijk worden geschat. Zonder de standaardprofielen was het voor consumenten noodzakelijk om een aanzienlijke investering te doen in de installatie van een geavanceerde verbruikmeter. Dit maakte switching onaantrekkelijk.

Aangezien de splitsing en de introductie van standaardprofielen tegelijkertijd werden doorgevoerd, is het niet mogelijk te bepalen welk deel van de toename in switchgedrag is toe te schrijven aan de splitsing en welke deel aan de introductie van standaardprofielen.

Verminderen de marges? Met een toename van de concurrentie op de elektriciteitsmarkt verwachten we *a priori* dat de marges in de gehele waardeketen zullen afnemen. De prijs van elektriciteit is opgebouwd uit productiekosten, transmissie- en distributiekosten (transport), en leveringskosten. Door de kosten of omzet van de afzonderlijke activiteiten in de waardeketen op te tellen en te vergelijken met de prijs van elektriciteit kunnen we een ‘residu’ uitrekenen. Dit residu is een indicatie van de winst die beschikbaar is in de sector.

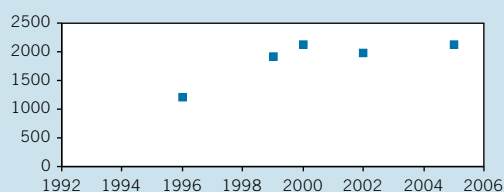
Op basis van cijfers van Bertram & Twaddle kunnen we de totale omzet van de distributiebedrijven schatten (Bertram & Twaddle, 2005). Voor transmissie gebruiken we de omzetcijfers van Transpower. Voor de productiekosten hanteren wij de groothandelsprijzen zoals aangegeven door Contact Energy (zie figuur 3). Indien de som van productie, transmissie en distributie wordt afgetrokken van de gemiddelde elektriciteitsprijs blijft het residu over dat de winst bevat die beschikbaar is voor productie en retail. In figuur 5 is de verhouding van de kostenopbouw weergegeven. De jaren 2001 en 2003 worden buiten beschouwing gelaten vanwege de extreme droogte en pieken in de stroomprijs (zie figuur 3). Uit figuur 5 blijkt dat het residu in de sector is toegenomen. Dit is het tegenovergestelde van onze *a priori* verwachting van lagere marges door meer concurrentiedruk.

## Conclusie

Uit onze analyse blijkt dat de verwachte positieve effecten op prijs, kosten en concurrentie niet zijn gerealiseerd. De splitsing veroorzaakte een verschuiving in de markt waarbij de leveringsactiviteiten van de geïntegreerde bedrijven werden opgekocht door de grote producenten. Dit zorgde voor verticale integratie en een afname in de competitieve kracht in de sector. Recentelijk heeft Nieuw Zeeland een sectorspecifieke toezichthouder in het leven geroepen. De introductie van een sectorspecifieke toezichthouder in een eerder stadium (een gedragsmaatregel) had mogelijk tot positieve resultaten kunnen leiden, gezien de ervaringen met sectorspecifieke toezichthouders in andere landen zoals in Nederland of het Verenigd Koninkrijk.

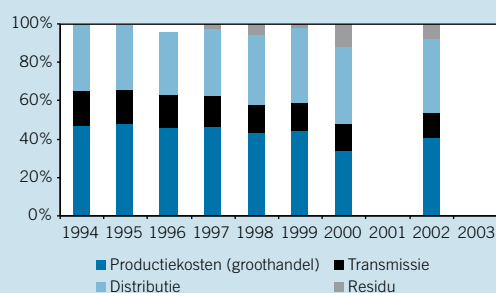
figuur 4

### Concentratiegraad productie- en retailbedrijven (HHI)



figuur 5

### Ontwikkeling kostenopbouw en residu (retailmarge)



## LITERATUUR

- Bertram, G. (2006) Restructuring the New Zealand Electricity Sector 1984-2005. In: Sioshansi, F.P. & W. Pfaffenberger (eds) *International Experience in Restructured Electricity Markets: What works, what does not and why?* Elsevier Science, te verschijnen.
- Bertram, G. & D. Twaddle (2005) Price-Cost Margins and Profit Rates in New Zealand Electricity Distribution Networks Since 1994: the Cost of Light Handed Regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 27(3), 281-307.
- Littlechild, S. (2005) *Beyond Regulation*. IEA/LBS Beesley Lectures on Regulation series XV via [www.electricitypolicy.org.uk/pubs/misc/beesley.pdf](http://www.electricitypolicy.org.uk/pubs/misc/beesley.pdf)