



De prijs van elektriciteit

Auteur(s):

Aalbers, R.F.T.

*De auteur is werkzaam bij het Energie-onderzoek Centrum Nederland.***Verschenen in:**

ESB, 82e jaargang, nr. 4130, pagina 902, 26 november 1997

Rubriek:**Trefwoord(en):**

energie

Het huidige wetsvoorstel voor marktwerking in de elektriciteitsmarkt gaat mank aan belangenverstrengeling en leidt tot hogere prijzen voor de consument.

Het ministerie van Economische Zaken wil de huidige vier elektriciteitsproducenten laten fuseren in een Grootschalig Productie Bedrijf (GPB)¹. De fusie moet efficiënter werken bevorderen. Schattingen van het besparingspotentieel lopen uiteen van f. 400 mln per jaar voor de productiesector tot f. 2 mrd per jaar voor de gehele elektriciteitssector². Daarnaast ontstaat door de fusie een bedrijf dat, qua omvang en efficiëntie, klaar is voor de concurrentieslag op de Europese markt. In de notitie Stroomlijnen stelt het Ministerie dat de omvang van het GPB niet hoeft te leiden tot een dominante positie op de Nederlandse markt³. Dit moet ervoor zorgen dat de consument een lagere elektriciteitsrekening krijgt.

Voorwaarde is dat de ontwikkeling van warmte-kracht koppeling (wkk) onverminderd doorgaat. Waar voor dit vermogen nu een afnamegarantie bestaat tegen een gesubsidieerd tarief, zal onder de nieuwe elektriciteitswet de bevoorrechte positie vervallen. Wkk zal op de markt direct moeten concurreren met het GPB.

Reeds eerder is betoogd dat de nieuwe elektriciteitswet niet bevorderlijk zal zijn voor de concurrentie en dat vooral de kleine consument hiervoor de rekening zal betalen⁴. In dit artikel zullen berekeningen worden gepresenteerd die deze stelling onderbouwen. Door een slimme prijsstelling zal het GPB in staat zijn de concurrentie van nieuwe wkk tot een minimum te beperken, terwijl het zijn winst tenminste ziet verdubbelen. De klanten die geen keuzevrijheid hebben ('gebonden' klanten⁵) zullen de rekening betalen in de vorm van hogere prijzen.

De markt voor elektriciteit

De vraagzijde van de markt valt uiteen in die van gebonden klanten en niet-gebonden klanten. In 2000 zal 27 TWh door niet-gebonden klanten worden gevraagd en 71 TWh door gebonden klanten⁶. De totale vraag bedraagt dan ongeveer 98 TWh.

Hiervan wordt 23 TWh opgewekt door decentraal vermogen (voornamelijk door wkk geleverd). Dit vermogen is vrijwel volledig aanbod-gestuurd, de beslissing om elektriciteit te leveren is niet of nauwelijks afhankelijk van de prijs van elektriciteit. De eigenaar van een bestaande installatie zal zijn investering namelijk zo snel mogelijk willen terugverdienen. Dit houdt in dat zodra de prijs van elektriciteit hoger is dan de marginale kosten van de installatie (een voorwaarde waaraan in de praktijk vrijwel 24 uur per dag is voldaan), deze eigenaar de beslissing zal nemen om te produceren.

De resterende 75 TWh kan in principe worden geleverd door drie marktpartijen: het GPB, eventuele nieuwe binnenlandse toetreders en buitenlandse leveranciers zoals Electricite de France, RWE en PreussenElektra. Van die 75 TWh zal naar schatting 12 TWh worden geleverd aan niet-gebonden klanten en 63 TWh aan gebonden klanten. Alleen de niet-gebonden klanten mogen elektriciteit kopen van buitenlandse leveranciers.

Drie punten komen hieruit naar voren. Ten eerste kan het GPB op de totale Nederlandse markt een marktaandeel behalen van maximaal 77% (75 van de 98 TWh). Ten tweede hebben buitenlandse concurrenten slechts toegang tot een zesde deel van de voor het GPB relevante markt, namelijk de markt voor niet-gebonden klanten. Ten derde heeft het GPB op het overige deel van de markt, de markt voor gebonden klanten, in het jaar 2000 een *de facto* monopolie, dat slechts bedreigd wordt door nieuwe toetreding. Dit monopolie zal ook na 2003, het tijdstip waarop de klein-zakelijke markt wordt vrijgegeven voor concurrentie, in stand blijven. Deze verbruikers verkrijgen onder de huidige regels namelijk geen toegang tot buitenlandse leveranciers.

Een factor die toetreding tot de markt voor gebonden klanten kan belemmeren is de dubbelrol die de distributiebedrijven vervullen ten opzichte van het GPB. Zij zijn namelijk zowel klant als aandeelhouder van het GPB. Mocht een distributiebedrijf elektriciteit inkopen bij een andere producent, dan snijdt het zich daarbij in zijn eigen vingers.

De drempel voor toetreding

Cruciaal voor het besluit van een nieuwe toetreders om al dan niet tot toetreding over te gaan is de vraag of zijn investering minimaal het vereiste rendement zal behalen ⁷. Dit is afhankelijk van drie factoren: de kostprijs per kWh, het vereiste rendement op het eigen vermogen vóór belasting (dat mede wordt bepaald door het risico van de investering) en de verwachte prijs van elektriciteit op de markt. Voor elke factor zal hieronder kort worden nagegaan welke invloed marktwerking hierop heeft.

Kostprijs

Bepalend voor de kostprijs per kWh is vooral het type installatie waarmee elektriciteit wordt geproduceerd. In het algemeen zal een nieuwe toetreders kiezen voor de goedkoopste optie. In de praktijk zal dat voornamelijk wkk zijn. Belangrijk hierbij is dat de specificatie van de wkk-eenheid sterk afhankelijk zal zijn van de omvang en kwaliteit van de stoomvraag. Elektriciteit geproduceerd met behulp van wkk is slechts dan heel goedkoop als er tegelijkertijd ook vraag is naar stoom. Zo zal een Stoom en Gas Turbine (STEG) die stoom produceert voor de basisindustrie met een bezettingsgraad van 90% veel goedkoper elektriciteit kunnen produceren dan een stadsverwarmingseenheid met een bezettinggraad van maximaal 60%. De kostprijs wordt opgebouwd uit brandstof, bedienings- en onderhoud, aanschaf van de installatie en rente. De invloed van marktwerking op deze posten is niet eenduidig. Aan de ene kant zal marktwerking de prikkels van de onderneming vergroten om efficiënter te werken cq. in te kopen. Aan de andere kant zal de post rente licht stijgen omdat het voor banken risicovoller is om aan een commercieel bedrijf geld te lenen dan aan een nutsbedrijf.

Winstmarge

Het vereiste rendement op het eigen vermogen vóór belasting zal door marktwerking sterk stijgen. Hiervoor zijn drie redenen aan te wijzen. Allereerst legt marktwerking het risico van de investering bij de investeerder zelf neer. Daarnaast zullen bedrijven in de elektriciteitssector vanaf 1 januari 1998 vennootschapsbelasting moeten gaan betalen.

Ook de onafhankelijkheid van de netbeheerder speelt een rol bij de rendementseis. In de Nederlandse voorstellen blijft het koppelnet eigendom van het productiebedrijf. Deze constructie laat de mogelijkheid open dat er kruissubsidies zullen plaatsvinden tussen het net en de productie van elektriciteit ⁸. Daarnaast zullen IPP's (onafhankelijke elektriciteitsproducenten) hun bedenkingen hebben over de betrouwbaarheid van de gegevensuitwisseling tussen netbeheer en IPP. Mocht de markt niet overtuigd zijn van de onafhankelijkheid van de netbeheerder, dan zal dat zich vertalen in een hogere risico-inschatting en dus tot een hogere rendementseis op het eigen vermogen. Kruissubsidies staan immers eerlijke concurrentie tussen het GPB aan de ene kant en nieuwe toetreders en buitenlandse concurrenten aan de andere kant in de weg.

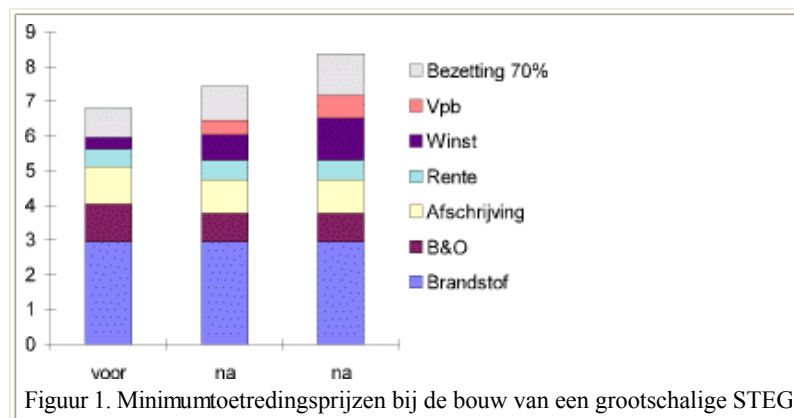
Verwachte prijs

De minimumprijs waartegen nieuwe toetreding zal plaatsvinden is gelijk aan de kostprijs per kWh plus het vereiste rendement op het eigen vermogen vóór belasting. Omdat vooral over de rendementseis grote onzekerheden bestaan, zijn twee scenario's geformuleerd: met lage respectievelijk hoge toetredingsbarrières.

In het eerste geval is de markt ervan overtuigd dat de netbeheerder volstrekt onafhankelijk is. De rendementseis op het eigen vermogen na belasting van nieuwe toetreders is in dat geval 10%. In dit scenario kopen de distributiebedrijven hun elektriciteit in bij de goedkoopste leverancier: GPB, nieuwe toetreders of buitenlandse concurrent.

In het scenario met hoge toetredingsbarrières twijfelt de markt aan de onafhankelijkheid van de netbeheerder. Hierdoor stijgt het risico dat een nieuwe toetreders loopt bij toetreding. Dit leidt tot een rendementseis van 15%. Ook laten de distributiebedrijven in dit scenario geen concurrentie toe van andere producenten op de markt voor gebonden klanten. In theorie bestaat dan geen toetredingsprijs, of slechts een hele hoge toetredingsprijs, waartegen een andere producent op de markt zou willen komen. Gezien de belofte van Minister Wijers aan de Tweede Kamer ⁹ is aangenomen dat de toezichthouder prijsstijgingen op de markt voor gebonden klanten tegengaat voor zover hiervoor geen economische redenen bestaan. Dat wil zeggen dat de gemiddelde prijs bij een afname van 1 kWh, 24 uur per dag niet mag stijgen. Deze prijs bedraagt ongeveer 8,7 ct per kWh. Overigens krijgen ook buitenlandse concurrenten hier geen toegang tot de markt voor niet-gebonden klanten vanwege de kruissubsidies tussen net en productie.

In [figuur 1](#) is de ontwikkeling van de minimumtoetredingsprijs weergegeven voor een grootschalige STEG eenheid met een bezettingsgraad van 90%. Bij de berekeningen is uitgegaan van dat marktwerking resulteert in de volgende veranderingen:



» een besparing van 10% op de investeringskosten;

» een besparing van 25% op de bediening en onderhoudskosten ¹⁰;

- » de te betalen reële rente over het vreemd vermogen stijgt van 5% naar 6%;
- » De rendementseis op het eigen vermogen na belasting stijgt tot 10% (lage drempel) en 15% (hoge drempel);
- » de financiering van de centrale gebeurt met 40% eigen en 60% vreemd vermogen;
- » een gasprijs van 17,1 ct/m³.

De linkerkolom geeft de opbouw van de minimumprijs voor toetreding weer voor de introductie van marktwerking. Deze bedraagt ongeveer 6 ct/kWh. De midden- en rechterkolom geven de opbouw van deze minimumprijs weer na de introductie van marktwerking bij een rendementseis op het eigen vermogen na belasting van respectievelijk 10% en 15%. Deze bedragen respectievelijk 6,4 en 7,2ct/kWh.

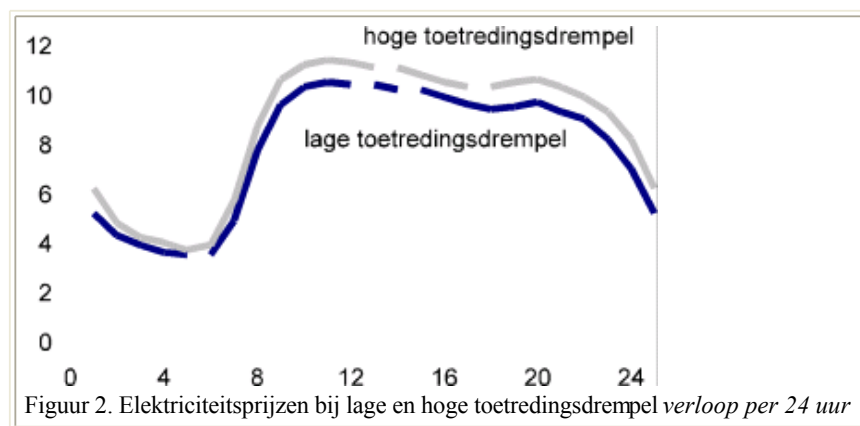
Marktwerking leidt dus tot een verhoging in plaats van een verlaging van de minimumtoetredingsprijs! De reden daarvoor is dat de productie van elektriciteit zeer kapitaalintensief is. De kostenbesparing die gerealiseerd kan worden door efficiënter te werken, wordt geheel teniet gedaan door de hogere vergoedingen op zowel het vreemd maar vooral het eigen vermogen.

De minimumtoetredingsprijzen uit [figuur 1](#) geven echter een sterk geflatteerd beeld. In de praktijk zullen ze namelijk een stuk hoger liggen. Zo zijn de hierboven genoemde prijzen gebaseerd op een grootschalige STEG eenheid met een bezettingsgraad van 90%. Gemiddeld genomen ligt de bezettingsgraad echter een stuk lager namelijk tussen de 60 en 70%, wat overeenkomt met een bedrijfstijd tussen de 5200 en 6100 uur per jaar. Daarnaast zullen in het jaar 2000 de aantrekkelijkste opties al vergeven zijn, deze installaties worden immers op dit moment gebouwd. Wat resteert zijn de minder rendabele en dus duurere wkk eenheden. Houden we met deze factoren rekening dan krijgen we minimumtoetredingsprijzen van 8,0 a 8,8 ct/kWh bij lage respectievelijk hoge toetredingsdrempels.

Slimme prijszetting door GPB

Gezien het marktaandeel van het GPB op de Nederlandse markt zal het GPB na de liberalisering van de markt in staat zijn om de prijs te zetten. Een hoge prijsstelling zal massale toetreding uitlokken, terwijl bij een lage prijsstelling winstkansen onbenut worden gelaten. Daarom zal het GPB de prijsstructuur zo kiezen dat er geen interesse bestaat om toe te treden. In de twee scenario's zijn deze grenswaarden 8,0 ct/kWh resp. 8,8 ct/kWh gemiddeld over 24 uur.

Bij het bepalen van de optimale strategie van het GPB speelt de structuur van de elektriciteitsvraag een belangrijke rol. Deze wordt namelijk gekenmerkt door een groot verschil tussen de vraag in de piek- en de daluren. Omdat IPP's basislast leveren, komt de pieklast in principe volledig voor rekening van het GPB. Ten opzichte van IPP's levert het GPB dus relatief veel meer elektriciteit in de piekuren dan in de daluren. Door nu de prijs in de piekuren te verhogen en de prijs in de daluren te verlagen zodanig dat de gemiddelde prijs over 24 uur constant blijft, kan het GPB haar winst vergroten zonder dat daardoor nieuwe toetreding wordt uitgelokt. [figuur 2](#) geeft de optimale prijsstrategie van het GPB weer. De getoonde prijzen zijn gemiddelde uurprijzen over een heel jaar. Ze zijn berekend op basis van omzetmaximalisatie.



In [tabel 1](#) zijn de resultaten van het GPB in beide scenario's vergeleken met de resultaten over 1995. De prijs per geleverde kWh ligt in het laagdrempelig scenario iets onder het huidige niveau, terwijl er in het hoogdrempelig scenario een behoorlijke prijsstijging plaatsvindt. De winst van het GPB loopt in beide gevallen sterk omhoog. Hiervoor zijn de volgende redenen aan te wijzen. Ten eerste neemt in beide scenario's de vraag sterk toe. De hogere bezettingsgraad leidt tot een beter bedrijfsresultaat. Ten tweede is ook het GPB in staat om efficiënter te gaan werken. Omdat concurrentie ontbreekt, hoeft het GPB deze efficiëntiewinst niet door te geven aan de consument. Ten derde gaat het GPB in beide scenario's over tot een marktconforme prijsstelling in plaats van de huidige leveringstarieven.

	1995	toetredingsdrempel	
		laag	hoog
Prijs (in ct/kWh)	8,5	8,4	9,2
Afzet (in TWh)	69,8	76,2	74,5
Omzet (in mrd.)	6,0	6,4	6,9
Netto winst (mln)	251	530	902
Netto rendement	11%	15%	26%

Vanwege het gebrek aan concurrentie ligt het rendement van het GPB in beide scenario's op een hoger niveau dan dat van nieuwe toetreders. Bijvoorbeeld in het scenario met een lage drempel behaalt het GPB een netto-rendement (nettowinst/eigen vermogen) van 15%, terwijl nieuwe toetreders slechts een rendement behalen van 10% op het eigen vermogen ¹¹. De consument betaalt de rekening voor het gebrek aan concurrentie. Nemen we als uitgangspunt dat ook het GPB niet meer dan 10% op zijn eigen vermogen zou mogen verdienen, dan betaalt de consument f. 277 mln en in het scenario met een hoge drempel zelfs f. 849 mln gulden te veel. Wel vloeit van deze bedragen 35% naar de schatkist in de vorm van vennootschapsbelasting.

Als we ten slotte kijken naar soortgelijke ervaringen in het buitenland, dan zien we dat bijvoorbeeld PowerGen, een van de Engelse duopolisten, in de periode 1992-1996 een brutowinst behaalde van 2,1 ct/kWh. Zelfs in het scenario met een hoge drempel ligt dit getal voor het GPB veel lager, namelijk op 1,87 ct/kWh.

Tegenstroom

Zijn de bovenstaande berekeningen een getrouwe afspiegeling van de toekomstige ontwikkelingen in de elektriciteitssector? Zal het GPB inderdaad in staat zijn om dit soort buitensporige winsten te behalen, of zijn er factoren in het spel die dit verhinderen?

Een eerste factor die de winst van het GPB aan zou kunnen tasten is een daling van de gasprijs. Hierdoor dalen de kosten van wkk en dus ook de minimumtoetredingsprijs. De gemiddelde prijs van elektriciteit zal in dit geval weliswaar dalen, maar dit leidt niet of nauwelijks tot een daling van de winst van het GPB: ook voor het GPB dalen dan de brandstofkosten. De gebonden klant blijft te veel betalen voor zijn elektriciteit.

Een tweede factor die de winst van het GPB aan zou kunnen tasten is dat buitenlandse concurrenten elektriciteit gaan dumpen op de Nederlandse markt. De prijs van elektriciteit op het marktsegment van de niet-gebonden klanten zou hierdoor kunnen dalen tot aan het niveau van de marginale kosten. Het is echter niet waarschijnlijk dat dit zal gebeuren. Ook de concurrenten van het GPB weten namelijk dat zij hier slechts een tijdelijk voordeel mee kunnen behalen. Op de middellange termijn zullen zij namelijk ook op hun eigen thuismarkt de nadelen hiervan gaan ondervinden. Belangrijker nog is dat noch de buitenlandse concurrenten noch het GPB een reden hebben om over te gaan tot dumping. Ook zonder dumping kan een meer dan behoorlijk rendement op het eigen vermogen worden behaald.

Dit verandert wellicht op het moment dat de Nederlandse markt verder opgesteld wordt voor buitenlandse concurrenten. De winsten zullen daardoor teruglopen en de extra gulden die dan verdiend kan worden in het buitenland wordt daardoor steeds aantrekkelijker. Het ministerie van Economische Zaken zou de reciprociteitsclausule minder strikt kunnen toepassen om de concurrentie in Nederland te bevorderen. Het nadeel van deze strategie is dat dit een brug te ver kan zijn. Bij verdergaande openstelling van de Nederlandse markt zou de positie van het GPB bijzonder zwak kunnen worden. Immers, de buitenlandse concurrenten krijgen wel toestemming om elektriciteit te verkopen op de Nederlandse markt, maar het GPB kan geen elektriciteit afzetten in het buitenland.

De prijs van het beleid

De innige verstrengeling van belangen in de Nederlandse elektriciteitssector maakt het niet erg waarschijnlijk dat marktwerking leidt tot lagere prijzen voor de klant. Het scenario met een hoge toetredingsdrempel zal dan werkelijkheid worden. Hiervoor zijn drie redenen aan te wijzen:

- » de markt zal een afwachtende houding aannemen ten aanzien van de vraag of het netbeheer inderdaad onafhankelijk is van het productiebedrijf;
- » het is zeer de vraag of de distributiebedrijven bij anderen dan het GPB elektriciteit zullen gaan inkopen;
- » de aantrekkelijkste opties voor nieuw te bouwen wkk zijn al vergeven.

Uit een internationaal perspectief bekeken behoren de Nederlandse elektriciteitsprijzen reeds tot de laagste van Europa. Blijkbaar deed de Nederlandse elektriciteitssector het zo slecht nog niet. Het succes van marktwerking in Nederland zal vooral afhangen van de toezichthouder. Hij moet de markt ervan overtuigen dat de netbeheerder daadwerkelijk onafhankelijk is van het GPB. En hij moet ervoor zorgen dat de distributiebedrijven het GPB daadwerkelijk laten concurreren met andere producenten en dus hun belang als aandeelhouder verwaarlozen.

Ook het ministerie van Economische Zaken lijkt ervan doordrongen dat liberalisering wel eens averechts uit kan pakken. In het wetsvoorstel schrijft het ministerie dat het "minder eenduidig is waar de voordelen [van liberalisering] neerslaan, in de prijzen of in de winst van bedrijven. Het in Nederland beoogde toezicht op netbeheer en op levering aan beschermde afnemers zal hierop scherp toezien." ¹² Maar was het falen van overheidsregulering niet juist de reden om over te gaan tot marktwerking?

Zie ook A.E.H. Huygen en J.J.J.M. Theeuwes, [Toezicht op de elektriciteitssector](#), ESB, 26 november 1997, blz. 905-907

1 Ministerie van Economische Zaken, 1996, *Derde Energienota*, blz. 113.

2 Zie R.W. Kunneke e.a., *Marktwerking in de energiesector*, *Onderzoek-reeks directie Marktwerking*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag, 1996; en McKinsey, *Verzekeren van een passende elektriciteitsvoorziening voor de toekomst*, Amsterdam, 1994.

3 Ministerie van Economische Zaken, 1996, *Stroomlijnen naar een markt voor elektriciteit*.

4 Zie A.E.H. Huygen en J.J.M. Theeuwes, [Elektriciteit wordt duur betaald](#), *ESB*, 29 januari 1997, blz. 84-88 en H.R.J. Vollebergh, De consument is de dupe van Wijers' plannen met de stroomsector, *de Volkskrant*, 10 mei 1997.

5 Bedoeld wordt hier de Europees niet-gebonden dan wel de Europees gebonden klant.

6 Het cijfer voor de vraag naar elektriciteit is ontleend aan het European co-ordination scenario. Zie CPB, 1996, [Omgevingsscenario's lange termijn verkenning 1995-2020](#), Den Haag. De gegevens over de omvang van de niet-gebonden en gebonden markt komen uit *Stroomlijnen*.

7 De gevolgde methodiek is gebaseerd op D.M. Newbery, Capacity-constrained supply function equilibria: competition and entry in the electricity spot market, *DAE working paper*, nr. 9208, Cambridge University, 1991. Zie ook R.J. Green and D.M. Newbery, Competition in the British electricity spot market, *Journal of Political Economy*, 1992, nr. 5, blz. 929-53.

8 Zie bijvoorbeeld A.E.H. Huygen en J.J.M. Theeuwes, Vrije elektriciteitsmarkt vergt onafhankelijk netbeheer, *ESB*, 22 mei 1996, blz. 468-472, en A.E.H. Huygen en J.J.M. Theeuwes, [Elektriciteit wordt duur betaald](#), *ESB*, 29 januari 1997, blz. 84-88.

9 *NRC Handelsblad*, 18 maart 1997.

10 De vier productiebedrijven hebben aangekondigd om 1500 van de 5300 banen te schrappen een reductie van ruim 28%. Zie *NRC Handelsblad*, 7 juli 1997.

11 Bij deze rendementsberekeningen is er van uitgegaan dat het GPB door de overheid gecompenseerd wordt voor de zogenaamde bakstenen, de onrendabele investeringen. In de scenario's is er van uitgegaan dat de subsidie *f.* 1,2 mrd van de door het GPB gevraagde *f.* 2 mrd gulden bedraagt (*NRC Handelsblad*, 25 juli 1997). Het eigen vermogen stijgt in dat geval tot *f.* 3,5 mrd, wat neerkomt op 40% van het totale vermogen in 1995. Hierdoor zijn de rendementscijfers van het GPB direct vergelijkbaar met die van nieuwe toetreders.

12 Ministerie van Economische Zaken, Regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet), Voorstel van Wet, Memorie van Toelichting.