

Naar minder politiek bepaalde stroomprijzen

Onlangs heeft het kabinet een definitief voorstel voor een nieuwe Elektriciteitsproduktiewet goedgekeurd waarin het egaliseren van de regionale stroomprijzen als een van de doelstellingen is opgenomen. Nadat de Raad van State advies heeft uitgebracht zal het voorstel naar de Tweede Kamer gaan. Behalve dit vraagstuk van meer uniforme tarieven is er ook nog het vraagstuk van de verschuiving van de zeggenschap over de elektriciteitssector van de exploitanten naar de centrale overheid. Vanwege de politieke consequenties dreigen de economische aspecten van de prijsvorming van elektriciteit onderbelicht te worden. Het is het doel van dit artikel om te laten zien dat zowel de producenten als de consumenten een rol zouden kunnen spelen bij de economisch efficiënte prijsvorming van elektriciteit. Dit vergt echter een omschakeling van een collectieve naar een marktconforme, op marginale kosten gebaseerde benadering van de elektriciteitsprijs.

PROF. DR. H.W.G.M. PEER*

Inleiding

De wens van het Ministerie van Economische Zaken om tot landelijk uniforme stroomprijzen te komen lijkt voort te vloeien uit regionaal-politieke en algemene industrie-politieke doelstellingen. De opvatting lijkt te bestaan dat alle provincies uit het oogpunt van elektriciteitskosten even aantrekkelijk moeten zijn als vestigingsplaats voor gezinnen en vooral bedrijven. Dat kan en dat mag, maar het moet niet worden verward met economisch efficiënte prijsvorming. Lange tijd is het aan de elektriciteitsbedrijven zelf overgelaten om deze uniformering naderbij te brengen. Dat dit niet al te best wilde lukken is alleszins begrijpelijk. Op decentraal niveau bestond er immers een beter inzicht in de oorzaken van de regionaal niet-uniforme prijzen van elektriciteit. Uiteraard hebben Brabant, Limburg en Gelderland het voordeel van vestiging van de goedkopere kolencentrales en Zeeland wellicht van goedkopere kernenergie, maar dit mag niet worden verward met een mogelijk efficiëntere bedrijfsvoering als oorzaak van de lagere tarieven in deze provincies. Die zouden in principe moeten kunnen worden gehandhaafd. Zonder dat er eerst wordt ingegaan op de toelastbaarheid van regionaal gedifferentieerde tarieven op basis van economisch onderbouwde argumenten wordt nu reeds gesproken over een tweetal mogelijkheden om de voor- en nadelen van landelijke uniformering over de betrokken partijen te verdelen. De minst vergaande mogelijkheid behelst de egalisatie van de brandstofkosten 1). De voordelen die regio's die kolen stoken hebben, moeten worden gedeeld met de regio's die met relatief veel olie- en gasgestookte centrales de elektriciteit voortbrengen. Gezien de recente dalingen van olie- en gasprijzen in de wereld kan de vraag worden gesteld of men nu nog wel zoveel overhoop zou moeten halen. De tweede mogelijkheid is een volledige 'pooling' van alle kosten. Dus niet alleen de brandstofkosten, maar ook de kapitaalkosten, overheadkosten, bedieningskosten en on-

derhoudskosten egaliseren. De normale economische prikkels om tot efficiënte bedrijfsvoering te komen kunnen hierdoor aanzienlijk worden gereduceerd. Immers, het hele land zal in het kostenpoolingsstelsel aan de inefficiënties moeten meebetalen. In plaats van het volgen van de tijdgeest, dat wil zeggen het gebruik maken van de wetten van vraag en aanbod om tot efficiënte prijsvorming en investeringsplanning te komen, wordt een ingewikkeld en kunstmatig systeem van premies en boetes geconstrueerd om te worden toegepast, indien de prijsstelling niet conform de landelijke norm is. Daarbij komt nog dat dit soort systemen van premies en boetes de natuurlijke neiging hebben om de minst efficiënte en duurste wijze van voortbrenging tot norm te maken. Als dit systeem zijn beslag gaat krijgen dan kan men voortaan interessante politieke discussies over de hoogte van de landelijke norm en de hoogte van boetes en premies tegemoet zien. Mede hierom lijkt een andere dan de door de minister voorgestelde basis voor de prijsstelling van elektriciteit gewenst. In dit artikel wordt het probleem verkend hoe de verbruiker van elektriciteit een prijs zou kunnen worden berekend in overeenstemming met de marginale kosten van voortbrenging van elektriciteit. Op deze wijze zouden de elektriciteitsbedrijven kunnen meewerken aan de verhoging van de collectieve welvaart.

Integrale kostendekking per deelmarkt

Vóór de eerste oliecrisis is de elektriciteitssector van kolen via olie op aardgas overgeschakeld. Deze inrichting van het machinepark heeft na de oliecrisis van 1973 de be-

* Hoogleraar Algemene Economie aan de Open Universiteit.
1) De totale kosten bedragen thans f. 10,5 mrd. Brandstofkosten bedragen f. 5,5 mrd., de vaste lasten bedragen f. 1,5 mrd. en de distributiekosten f. 3,5 mrd.

kende problemen opgeleverd. Het aandeel van de brandstofkosten in de totale produktiekosten per kilowatt-uur stegen van een kwart naar tweederde. De niet-brandstofkosten namen eveneens toe ten gevolge van rente-ontwikkelingen, inflatie en het achterwege blijven van schaalvoordelen. In de periode 1973 - 1981 steeg de elektriciteitsprijs met nominaal 180%, reëel met 60%.

Voorafgaande aan een beschouwing over een efficiënte prijsvorming kan allereerst aandacht worden besteed aan de hier te lande gehanteerde filosofie voor de bepaling van de elektriciteitstarieven. Er wordt allereerst een onderscheid gemaakt tussen kleinverbruikers en grootverbruikers van elektriciteit. Het onderscheid is arbitrair en daarom niet overal in het land uniform, maar bij een hoofdzekeuring boven 3 x 80 ampère adviseert de Vereniging van Exploitanten van Elektriciteitsbedrijven in Nederland om een dergelijke gebruiker een grootverbruiker te noemen. Bij een bedrijfstijd van tweeduizend uren en een feitelijk vermogen van 35 kilowatt is het jaarlijkse verbruik 70.000 kilowatt-uur. Bij een kleinverbruiker denkt men toch eerder in de orde van grootte van minder dan 10.000 kilowatt-uur per jaar.

De kleinverbruikers betalen een rekening die uit drie onderdelen is opgebouwd:

- het vastrecht, dat onafhankelijk is van de afgenomen hoeveelheid elektriciteit. Dit zijn vooral vergoedingen voor de kosten van meteropneming, facturering en incassering;
- de brandstoftoeslag, of meer precies, de brandstofkostenvergoeding per afgenomen kilowatt-uur die de gebruiker aan het elektriciteitsbedrijf betaalt;
- het basisdeel van het kilowatt-uurtarief, waarin alle overige kosten die nagenoeg niet variëren met de stroomafname, zijn ondergebracht. De winstafdrachten aan gemeenten en provincies moeten eveneens onderdeel van deze 'kosten' uitmaken.

Een rudimentaire voorloper van een efficiënte prijsvorming kan worden herkend in het zogenoemde nachttarief. Het basisdeel van het kilowatt-uurtarief is in dit nachttarief met ongeveer vijf cent verminderd. Het vastrecht wordt dan maandelijks met enkele gulden verhoogd vanwege de installatie van een dubbeltariefmeter en administratieve verwerking van twee meterstanden.

De tariefopbouw voor de grootverbruiker bevat naast de voor de kleinverbruiker drie genoemde componenten ook nog een kilowatt-vergoeding voor het afgenomen vermogen. Allereerst is er weer sprake van een maandelijks vastrecht. Verder een vergoeding per kilowatt maximale belasting, die oploopt met de bedrijfstijd. Deze vergoeding wordt verdubbeld indien de maximale belasting van de grootverbruiker in pektijd valt. Voorts een vergoeding per afgenomen kilowatt-uur, die overdag groter is dan 's nachts en in het algemeen daalt bij een hogere bedrijfstijd. Het onderscheid tussen een dag- en nachtvergoeding is weer een rudimentaire vorm van een economisch efficiënte prijsvorming, maar het degressieve karakter ervan bij een hogere bedrijfstijd verdraagt zich daar echter niet zo goed mee. Tot slot is er uiteraard de brandstoffenvergoeding die kan variëren met de spanning waarop wordt afgenomen.

Aan de hiervoor genoemde tarievenopbouw ligt het boekhoudkundig onderbouwde principe van integrale kostendekking per deelmarkt ten grondslag. Deze deelmarkten betreffen kleinverbruikers en grootverbruikers gedifferentieerd naar bedrijfstijd. Door de brandstofkostenexplosie in het afgelopen decennium zijn de relatieve tariefverschillen tussen deze deelmarkten kleiner geworden evenals de beoogde degressie bij oplopende bedrijfstijden. Deze situatie heeft bij de grootverbruikers, bij monde van de Stichting Industriële Grootverbruikers van Elektriciteit, geleid tot de klacht dat zij bijna evenveel betalen als de kleinverbruikers en dat zij te weinig terugzien van de schaalvoordelen die hun grotere afname toch moet veroorzaken. Aanvullend wijzen zij op de achteruitgang van de concurrentiepositie ten opzichte van het buitenland. Voorlopig is aan deze bezwaren tegemoet gekomen door goed-

koop aardgas in centrales in te zetten. Daarmee lijkt de elektriciteitsprijs voor grootverbruikers een subsidielement te hebben. Voor de periode na 1987 moet hierover een nieuw besluit worden genomen. Hoewel het principe van integrale kostendekking per deelmarkt meer draagvlak vindt in de elektriciteitswereld dan de door het Ministerie van Economische Zaken nagestreefde landelijke uniformering van de elektriciteitstarieven, kan toch ook vanuit de micro-economische theorie niet zoveel onderbouwing voor deze benadering worden gevonden.

Problemen met de huidige prijsvorming

Men kan zich afvragen wat de problemen zijn met deze tariefbepaling van elektriciteit, alsmede met de aanvullende overwegingen voor de tariefstelling. Tot deze laatste behoren financiële overwegingen van gemeenten en provincies die zodoende invloed hebben op de opbrengsten van de productie- en distributiebedrijven. Internationale concurrentieoverwegingen worden vooral benadrukt door de industriële grootverbruikers. Zij wijzen op lagere elektriciteitsprijzen in het buitenland. Maar hieraan kunnen natuurlijke comparatieve kostenvoordelen bij de elektriciteitsproductie ten grondslag liggen (bijvoorbeeld waterkracht, kernenergie of een andere goedkoop beschikbare brandstof). Ook kan er direct of indirect subsidiëring plaatsvinden die van invloed is op de tarieven. Rechtvaardigheidsoverwegingen om tot een tariefbepaling te komen worden vooral benadrukt door consumentenorganisaties. Tot slot is eenvoudig een invalshoek om tot tariefbepaling van elektriciteit te komen. De uniformering van de tarieven, de integrale kostendekking per deelmarkt en de hierboven genoemde aanvullende invloeden op de prijsbepaling van elektriciteit ontberen een hechte micro-economische fundering. In de micro-economische gedachtegang streven openbare nutsbedrijven geen winst na, maar dragen bij aan een maximale sociaal-economische welvaart. Deze wordt beter bereikt naarmate de tarieven de feitelijke waarde van de opgeofferde produktiefactoren weerspiegelen op het moment dat deze worden gebruikt. Dit betekent niet dat financiële overwegingen, concurrentieoverwegingen of rechtvaardigheidsoverwegingen geen rol mogen spelen, maar zij zouden pas een rol moeten spelen nadat het vraagstuk van een micro-economisch onderbouwde efficiënte prijsbepaling is opgelost.

De huidige prijsstellingspraktijken zou men boekhoudkundig van aard kunnen noemen. Enigszins gechargeerd komt dit neer op waardebepaling van de activa die men via al of niet ingewikkelde afschrijvingsmethodes in een jaarlijkse vergoeding voor het gebruikte vermogen laat neerslaan. Dan zijn er nog de variabele brandstofkosten die neerslaan in de vergoeding voor de verbruikte kilowatt-uren, zonder dat overigens voor de gebruiker zichtbaar is of de elektriciteit die wordt verbruikt met goedkope kolen of met duur aardgas is gemaakt. Onderhoudskosten en dergelijke hebben vaste en variabele componenten en kunnen via wederom al dan niet ingewikkelde methodes verdeeld worden naar vermogensvergoedingen en verbruiksvergoedingen. Tot slot zijn er nog de kosten die noch een vermogenscomponent, noch een verbruikscomponent hebben, zoals de meteropneming, de facturering en incassering die kunnen neerslaan in het vastrecht. Te zamen worden deze kosten zo 'rechtvaardig' mogelijk verdeeld over de deelmarkt die geacht wordt deze kosten veroorzaakt te hebben. Deze voorstelling van zaken is mischien karikaturaal maar verschaft daarmee een kapstok waaraan enkele kritische opmerkingen kunnen worden opgehangen.

Het eerste probleem met deze boekhoudkundige benadering van kosten is de accentuering van de historische oorzaken van de kosten. In een economische benadering ligt het accent op de waarde van de produktiemiddelen die door de beslissingen van afnemers worden verbruikt of bespaard op het moment van verbruik. Prijzen moeten

vooral de waarde van de extra-consumptie weerspiegelen. Als een groep van gebruikers toegang krijgt tot het elektriciteitssysteem of als de bestaande verbruikers meer gaan gebruiken, bij voorbeeld tijdens perioden van piekbelasting, kan capaciteitsuitbreiding noodzakelijk zijn. Het is daarom belangrijk dat deze wijziging in het consumptiepatroon in de prijzen tot uitdrukking komt. Het werkt ook andersom. Als verbruikers de afname beperken, bij voorbeeld tijdens piekuren, dan worden er kosten vermeden. Als prijzen de reflectie zijn van kosten dan moet de energierekening deze kostenbesparing onmiddellijk kunnen laten zien. Dit vraagt om anticiperende methoden voor de waardering van de verbruikte of bespaarde factoren. Een op het verleden gerichte waarderingmethode kan de illusie creëren dat feitelijk verbruikte of bespaarde productiemiddelen even schaars en duur of even overvloedig en goedkoop zijn als in het verleden. Dit kan overinvesteringen en verspillingen in de hand werken maar ook onderinvesteringen en onnodige schaarstes. Bovendien moet bij deze methode de verbruiker opdraaien voor mogelijk foutieve investeringsbeslissingen in het verleden, hetgeen economisch niet efficiënt is. In een boekhoudkundige benadering van de elektriciteitstarieven zoals hierboven grofweg geschetst, worden prijzen op gemiddelde kosten gebaseerd in plaats van op marginale kosten. Alleen als prijzen gerelateerd zijn aan de marginale kosten kan er in principe sprake zijn van efficiënte aanwending van produktiemiddelen. Elke extra verbruiker of elk extra verbruik veroorzaakt additionele kosten voor het elektriciteitsbedrijf, terwijl een vermindering van verbruik kosten bespaart. Het zijn deze veranderingen in de kosten die in de tarieven zouden moeten worden gereflecteerd, niet de gemiddelde kosten.

Een tweede probleem met de boekhoudkundige benadering is de schijn van rechtvaardigheid die uitgaat van een integrale kostendeckering per deelmarkt. Deze kosten kunnen hele andere zijn dan de verbruiker zelf veroorzaakt. Bovendien is de toedeling van de kosten naar deelmarkten arbitrair. Hiermee wordt niet gezegd dat niet zou moeten worden gezorgd voor voldoende hoge opbrengsten om de boekhoudkundige kosten te dekken of toekomstige groei van het elektriciteitspark te financieren. Evenmin wordt gezegd dat rechtvaardigheidsoverwegingen geen rol behoren te spelen. De essentie is dat de prijsstelling van elektriciteit zodanig moet geschieden dat efficiënt gebruik door de verbruiker onmiddellijk moet kunnen worden beloond. Daarom is de volgende ordening gewenst: allereerst dienen prijzen te worden geanalyseerd op basis van marginale kosten, vervolgens dienen opbrengstoverwegingen een rol te spelen en tot slot kunnen dan rechtvaardigheidsoverwegingen worden ingebracht.

Het derde probleem van de boekhoudkundige benadering heeft te maken met de veronachtzaming van prikkels die van tarieven op basis van marginale kosten zouden kunnen uitgaan. In het algemeen kan op z'n hoogst slechts één keer per maand een rekening worden opgemaakt, er zijn slechts beperkte mogelijkheden om de voortdurende veranderingen in de vraag- en aanbodcondities in de tarieven tot uitdrukking te laten komen, mede omdat het informatiesysteem om dit continue te meten en door te geven ontbreekt. In de boekhoudkundige benadering vindt daarom vaak een sterke vereenvoudiging plaats. Aan de verbruiker zou in principe permanent moeten kunnen worden doorgegeven wanneer het verbruik duur is en wanneer goedkoop. Ingenieurs ontworpen degressieve bloktarieven horen daar niet toe, wel een verdere verijning van het dag- en nachttarief of automatische afschakeling van elektrische apparatuur tijdens piekbelasting of boilerverwarming tijdens nachtelijke uren. Degressieve bloktarieven geven in het algemeen niet het gewenste signaal dat verbruik tijdens piekbelasting relatief duur is in termen van marginale kosten. Een praktijk waarbij het verbruik dubbel wordt belast op momenten dat er een grote belasting optreedt, kan dit echter gedeeltelijk corrigeren.

De marginale-kostenbenadering

Uit het voorgaande werd duidelijk dat de elektriciteitsindustrie altijd kunstmatige regels voor prijsbepaling en investeringen heeft moeten gebruiken 2). Er bestond geen technische mogelijkheid om een permanente markt voor het produkt elektriciteit te maken. Opslag van elektriciteit is prohibitief duur. Daarom wordt elektriciteit geproduceerd op het moment dat de elektriciteit wordt gevraagd. Het werd niet goed mogelijk geacht om een markt voor elektriciteit praktisch te organiseren. Desalniettemin slaagde de elektriciteitsindustrie met optimalisatiesystemen erin om de bedrijfsvoering indirect aan de dagelijkse belastingcurve te koppelen. Potentieel elektriciteitsaanbod uit warmtekrachtkoppeling en wijkverwarming kan echter onder dergelijke systemen, zelfs na correctie voor schaalvoordelen van grootschalige opwekking, worden ontmoedigd omdat het niet tot gegarandeerd vermogen kan worden gerekend. Dit kan hebben geleid tot een te grootschalige en inflexibele inrichting van het huidige elektriciteitspark.

De sleutel voor de nieuwe marktfilosofie ligt bij de opkomst van goedkope macro-processoren die de mogelijkheid verschaffen om de 'moment'-prijs ('spot-price') van elektriciteit interactief, dus op elk moment van de dag en de nacht, aan elektriciteitsverbruikers en elektriciteitsproducenten door te geven. Bij dit systeem kunnen de verbruikers zelf voortdurend een rol spelen bij de beheersing van de kosten van elektriciteitsopwekking. Ook kan er dan een plaats worden ingeruimd voor private elektriciteitsopwekkingscapaciteit uit warmte-krachtkoppeling, windmolenparken en dergelijke. Als de elektriciteitsvraag de grenzen van de bestaande capaciteit benaderd, kunnen opslagtarieven verbruikers en producenten van elektriciteit het signaal geven dat vraagbeperking en/of capaciteitsuitbreiding gewenst is. Nieuwe capaciteit wordt dan slechts gerechtvaardigd als de 'basis-moment'-prijs er door vermindert. Dus bij een 'moment'-markt kan vraag en aanbod een directe invloed uitoefenen op de investeringsbeslissing. De potentiële besparingen op kapitaal- en brandstofkosten kunnen groot zijn.

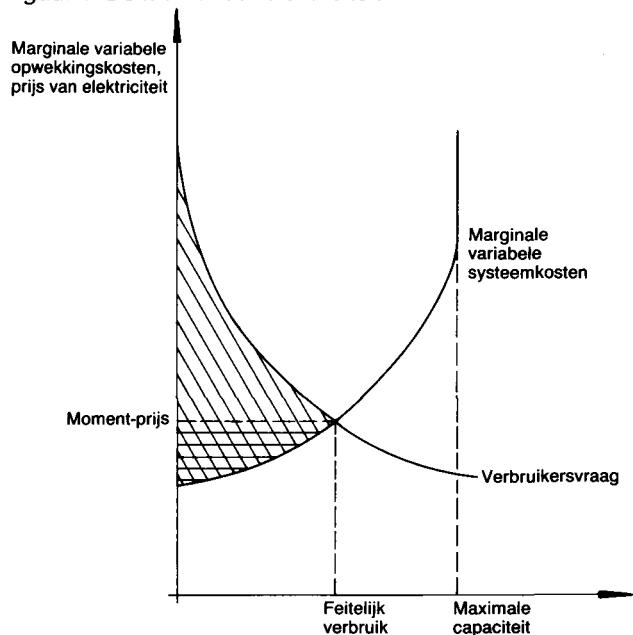
Toch moet de implementering van een dergelijke nieuwe filosofie niet worden onderschat. Het vraagt om te beginnen een verdere terugdringing van 'openbaar-nutdenken' ten gunste van 'marktconform denken' in zowel de elektriciteitsindustrie als daarbuiten. Dit is een proces dat overigens al enige tijd aan de gang is. Maar zelfs al zou de wil er zijn dan nog kan het niet van de ene op de andere dag worden ingevoerd vanwege de grote technische en financiële en organisatorische obstakels die dan zullen moeten worden opgelost. Toch kan dit een vruchtbaarder en betere weg zijn dan de reeds jaren voortslepende discussie over centralisatie van de elektriciteitssector en uniformering van de tarieven op de voorgestelde manier.

Een eenvoudige weergave van de marginale-kostenbenadering ziet er als volgt uit. De kosten van elektriciteitsopwekking kunnen bij elk niveau van de vraag en de beschikbaarheid van centrales worden geoptimaliseerd door centrales in te schakelen in volgorde van voordienste, dat wil zeggen allereerst die centrales met de laagste kortetermijn-systeemkosten. Dit gebeurt al in het Landelijke Economische Optimalisatiesysteem dat wordt gecoördineerd vanuit het landelijke bedrijfsvoeringscentrum van de SEP in Arnhem.

In figuur 1 worden deze marginale variabele kortetermijn-systeemkosten voorgesteld door de stijgende curve. Deze curve wordt ook wel de marginale variabele opwekkingskostencurve genoemd en kan dienen voor de afrekening tussen elektriciteitsproduktiebedrijven. De oppervlakte onder deze oplopende curve is de grootte van de totale variabele systeemkosten. Bij de maximale capaci-

2) Zie onder andere drs. R.W. Vellema, De toerekening van brandstofkosten, *Elektrotechniek* 63, 1985; dit artikel is een bewerking van *Deelrapport nr. 6* van de Werkgroep Kostprijsmethodiek van de Financieel-Economische Kring van de VEN.

Figuur 1. De markt voor elektriciteit.



teit worden de marginale variabele kosten oneindig groot. De oppervlakte onder de oplopende curve tot aan de maximale capaciteit is de maximale grootte van de totale variabele opwekkingskosten. Variabele kosten zijn de brandstofkosten, onderhoudskosten en verder alle kosten die samenhangen met de hoeveelheid elektriciteit die feitelijk wordt gebruikt. In de interactieve marktfilosofie wordt deze kosteninformatie zo frequent mogelijk, bij voorbeeld elke vijf minuten, aan verbruikers doorgegeven. Deze kunnen dan onmiddellijk reageren door onmiddellijk en ter plaatse de kosten en baten van elektriciteit tegen elkaar af te wegen. Dit verbruikersgedrag kan worden gemodelleerd met de collectieve verbruikerscurve die dalend verloopt. De totale welvaart, zijnde de som van het consumentensurplus (schuine arcering) en producentensurplus (geblokte arcering) wordt maximaal als de prijs wordt bepaald door het snijpunt te nemen van de beide curves. Met andere woorden, het tarief wordt op dat moment gelijkgesteld aan de op dat moment geldende marginale variabele korte-termijn-systeemkosten. Dit prijssignaal werkt zowel naar consumenten als naar producenten van elektriciteit. Bij een oplopen van de elektriciteitsvraag (verschuiving van de vraagcurve naar rechts) volgt de prijs de oplopende marginale kosten. Hierdoor wordt voor de op dat moment opgeofferde productiefactoren de juiste prijs betaald. Bij oplopende vraag kunnen zo de elektriciteitsproducenten het signaal krijgen dat zij meer elektriciteit aan het grote koppelnet kunnen aanbieden. Dit is dan de denkbare fysieke 'plaats' van deze elektriciteitsmarkt.

Het probleem van deze benadering zit hem niet in de grilligheid van de vraag of de wisselende beschikbaarheid van de opwekkingscapaciteit vanwege storing en onderhoud. Hiermee kan via waarschijnlijkheidsmethoden rekening worden gehouden. Er ontstaat echter wel een probleem wanneer de vraag de grenzen van de veilig gekozen reservecapaciteit bereikt. Onder een marginale kostenbenadering van het elektriciteitstarief moet er dan iets speciaals gebeuren. Op langere termijn is er natuurlijk altijd de mogelijkheid om nieuwe capaciteit te creëren. Hierdoor wordt de koppeling gelegd tussen prijsstelling op basis van marginale kosten en een investeringsbeslissing. Maar als verbruikers en opwekkers de grenzen van de capaciteit zien naderen zullen zij op korte termijn onmiddellijk een tariefopslag willen betalen, respectievelijk willen ontvangen, boven de marginale variabele systeemkosten. Het doel van deze opslag is om de verbruikersvraag in overeenstemming met de beperkte capaciteit te brengen. Bij de interactieve marktfilosofie zullen op den duur de elektrici-

teitsverbruikers en -voortbrengers de vaardigheid ontwikkelen om snel op deze informatie te reageren. Voorlopig zouden de bestaande provinciale productiebedrijven als aanbieders aan het koppelnet en de tientallen distributiebedrijven en grote bedrijven als afnemers van het koppelnet een begin met dit marktspel kunnen maken. Later zou het kunnen worden verrijkt naar kleine verbruikers en kleinere, eventuele particuliere aanbieders. Overigens zijn in Nederland voorlopig de praktische mogelijkheden voor de toepassing van deze gedachten nog beperkt omdat nog veel elektriciteit wordt opgewekt met oliecentrales, zodat de marginale variabele systeemkosten-curve tamelijk vlak verloopt. Het systeem wordt echter al wel op beperkte schaal toegepast in de intra-Europese elektriciteitshandel.

Op lange termijn is uitbreiding van het elektriciteitspark gewenst als de contante waarde van de extra kapitaal-lasten kleiner is dan de contante waarde van de variabele kostenbesparing, gegeven de meest waarschijnlijke elektriciteitsvraag en beschikbaarheid van de capaciteit over de economische levensduur van de nieuwe investering 3).

Ook zelfopwekkers kunnen aan het interactieve markt-systeem deelnemen als zij verbonden zijn met het koppelnet. Aan de hand van het prijssignaal afkomstig van de permanente elektriciteitsmarkt kunnen zij besluiten welke hoeveelheid elektriciteit zij zelf zullen opwekken voor eigen verbruik en welke hoeveelheid zij zullen bestemmen voor het publieke net. De discussie over de prijs waartegen het publieke net elektriciteit van zelfopwekkers wil opnemen wordt in dit systeem door de markt bepaald. Op elk moment is de optimale prijs gelijk aan de marginale systeemkosten plus eventueel toeslagen wanneer de vraag de capaciteit overschrijdt. In een atmosfeer waarin zelfopwekkers een integraal onderdeel van het elektriciteitsstelsel zijn kan hun voortdurende aanpassing aan de actuele momentprijzen de efficiëncy van het gehele systeem helpen verbeteren. Enkele elementen van de moment-prijsbenadering op basis van marginale systeemkosten worden reeds nu toegepast. Te denken valt aan brandstofkostentoeslagen en economische optimalisatie op basis van 'merit' der centrales.

Toch zou het voorbarig zijn om te concluderen dat het nog slechts een kleine stap naar de interactieve marktfilosofie zou zijn. Het volledig doordenken en operationaliseren van deze gedachte kan vele jaren vergen. Enkele moeilijkheden dienen niet te worden onderschat.

Allereerst dienen verbruikers te leren omgaan met signalen die deels nog door nieuw te ontwikkelen apparatuur permanent moeten worden doorgegeven over de prijs op basis van de werkelijke kosten die op dat moment worden veroorzaakt. Wetten en reguleringen van de elektriciteitssector zullen er anders uitzien dan de nu voorliggende nieuwe elektriciteitsproductiewet. Er zullen praktische en acceptabele manieren moeten worden gevonden om de waarde van de verbruikte elektriciteit af te rekenen. Voor gemeenten en provincies zal een oplossing moeten worden gezocht voor het opdragen van een inkomstenbron, terwijl ook het aspect van de rechtvaardige en/of concurrerende energieprijzen niet uit het oog mag worden verloren. Tot slot is invoering van deze interactieve marktfilosofie moeilijker naarmate het capaciteitsoverschot in het bestaande elektriciteitspark groter en de opbouw van dit park eenzijdiger is. Wat zijn de mogelijke voordelen van prijsbepaling op basis van marginale kosten? Verbruikers kunnen in principe de vraag verminderen tijdens piekperiodes en mogelijkervijze verschuiven naar de periodes met de lagere prijzen. Zelfopwekkers zullen meer aanbieden bij oplopende prijzen en minder bij neergaande prijzen. Als vanwege piekbelasting dure brandstoffen moeten worden ingezet zijn de moment-prijzen hoog en vermindert de vraag. Permanente toeslagen op de moment-prijs signale-

(Vervolg op blz. 302)

3) Zie Th. van de Klundert en H. Peer, *Energie: een economisch perspectief*, Stenfert/Kroese, Leiden, 1983, hoofdstuk 10, Prijsvorming en allocatie van elektriciteit, alsmede de bij dat hoofdstuk behorende internationale vakliteratuur.