

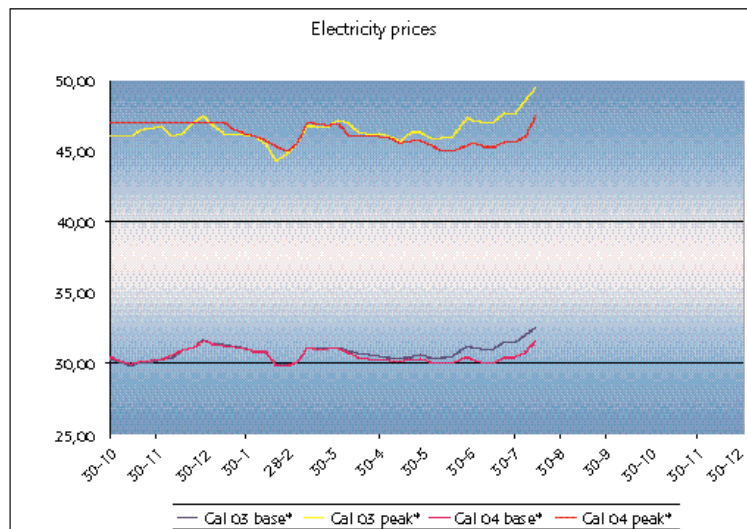
# Stijgende elektriciteits



drs.ing. T. van Eck,  
Nuon Warmte  
(op persoonlijke titel)  
ir. J.G. Rödel,  
Nuon Warmte  
(op persoonlijke titel)  
prof.dr.ir. A.H.M.  
Verkooijen,  
TU Delft

**Anders dan bedoeld leiden liberalisering en privatisering slechts tot een geringe prijsdaling. Tijdens daluren blijft de prijs structureel laag, overdag is op termijn echter een forse prijsstijging te verwachten. Alleen de grote energiebedrijven kunnen hun risico's voldoende spreiden.**

# prijzen

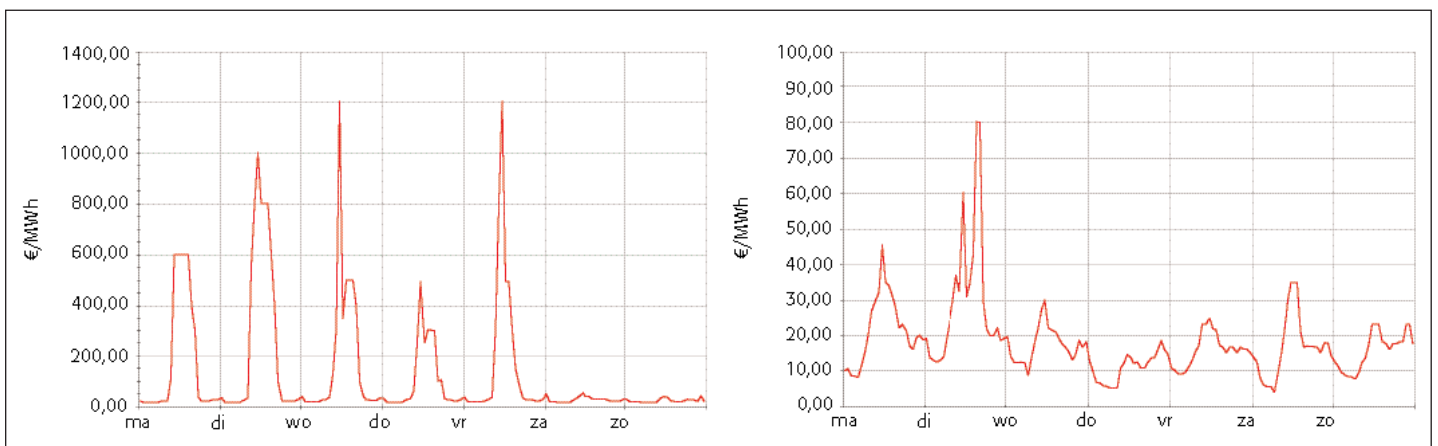


**Figuur 1**  
Prijsverloop periodecontracten

De huidige elektriciteitsmarkt omvat een groot aantal aanbieders die actief zijn op een klein aantal deelmarkten. Ongeveer 85 tot 90 procent van de markt is gebaseerd op periodecontracten van meestal een jaar. Langetermijncontracten worden op dit moment nauwelijks meer afgesloten. De huidige prijs voor de nacht- en weekenduren bedraagt circa 18 €/MWh, voor de werkdaguren loopt dit op tot circa 47 €/MWh (figuur 1).

De overige 10-15 procent wordt verhan-

deld op basis van dagaanbiedingen via de APX. Het prijsverloop op de APX is vrij grillig (figuur 2). De extreme pieken in de prijzen vallen samen met marktverstoringen, zoals de onverwachte uitval van eenheden of beperking van de importcapaciteit. Verder zijn er nog markten voor import/export en regel- en reservevermogen. Op deze markten opereren voornamelijk producenten en overige leveranciers.



**Figuur 2**  
Prijsverloop APX week 27 2001 en week 19 2002

## Tarieven

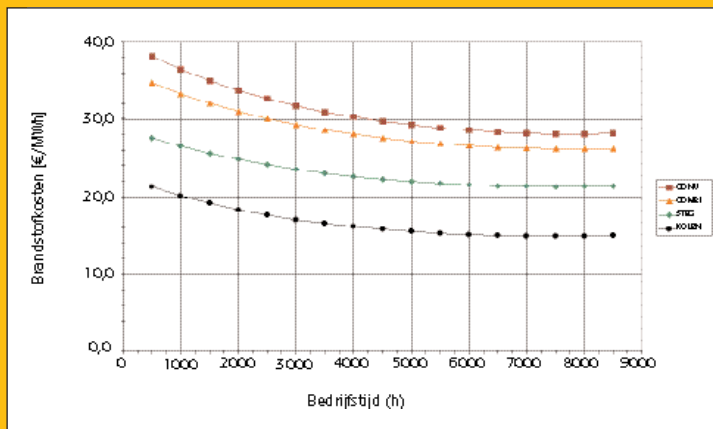
Belangrijke drijfveer achter de liberalisering is de verwachting dat de prijzen dalen. De vraag is in hoeverre de tarieven zonder transportkosten en belastingen zijn gedaald bij de overgang naar een vrije markt. Een globale vergelijking tussen de actuele tarieven en de tarieven in 1999 en 2000 leert dat de gemiddelde tarieven in 1999/2000 41,8 €/MWh bedroegen. Deze tarieven zijn exclusief de door TenneT berekende kosten en exclusief 182 miljoen € (400 miljoen gulden) aan niet-markt-conforme kosten die de overheid immers gedeeltelijk overneemt en waarvoor de productiebedrijven een compensatie krijgen. Qua brandstofkosten is het gemiddelde van deze twee jaren redelijk representatief. 1999 kende zeer lage en 2000 zeer hoge gaskosten.

Om dit tarief vergelijkbaar te maken met de actuele tarieven moet het effect van het afschaffen van de brandstoffenbelasting (BSB) voor producenten worden verwerkt. Dit geeft een verlaging van de brandstofkosten van circa 1,4 €/MWh, waarmee de gemiddelde prijs over 1999/2000 op zo'n 40,4 €/MWh komt.

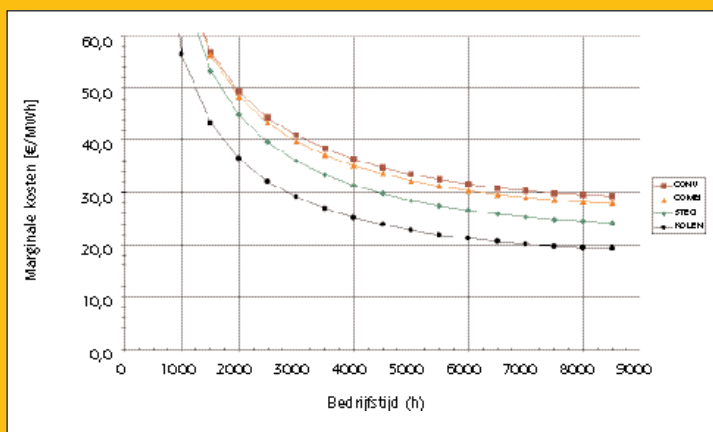
Uit broekerprijzen en gesprekken met marktpartijen komt naar voren dat de actuele gemiddelde prijs circa 39 €/MWh bedraagt (60% baseload, 40% peakload en kosten onbalans). Gecorrigeerd voor de afdrachtkorting voor WKK en het Landelijke Uniforme Producententarieff (LUP) komt de vergelijkbare huidige elektriciteitsprijs op circa 39,5 €/MWh.

De gemiddelde prijs is dus gedaald van circa 40,4 €/MWh naar circa 39,5 €/MWh. Ondanks dat deze vergelijking heel globaal is, kan wel de conclusie worden getrokken dat de prijzen exclusief transport en belastingen tot nu toe heel weinig zijn gedaald.

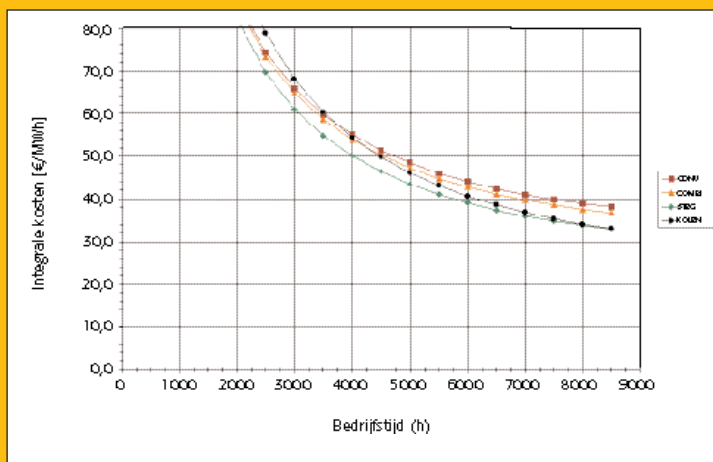
Voor zover er een daling is, betreft dit vooral de nacht- en weekenduren. Dit lijkt verrassend, maar valt te verklaren doordat in het voormalige systeem veel eenheden lage financieringslasten hadden en de brandstofkosten in die



**Figuur 3**  
Brandstofkosten als functie van bedrijfstijd bij aardgascommodity  
3,2 €/GJ en steenkool 1,7 €/GJ



**Figuur 4**  
Marginale kosten als functie van bedrijfstijd bij aardgascommodity  
3,2 €/GJ en steenkool 1,7 €/GJ



**Figuur 5**  
Integrale kosten als functie van bedrijfstijd bij aardgascommodity  
3,2 €/GJ en steenkool 1,7 €/GJ

periode door de landelijke optimalisatie lager waren dan in de actuele situatie met deeloptimalisaties.

### Verwachte prijs

Blijft dit in de toekomst zo? Voor het bepalen van de te verwachten prijsontwikkelingen is een analyse uitgevoerd, waarbij afwisselend alleen rekening is gehouden met de gemiddelde brandstofkosten per MWh, dan wel gelet is op de marginale kosten per MWh (brandstofkosten, additionele capaciteitskosten bij aardgas en onderhouds- en bedieningskosten) dan wel de integrale kosten per MWh zonder extra marktrendementseisen zijn meegenomen (figuur 3, 4, 5).

Het beschikbare productievermogen is onderverdeeld in kolencentrales, STEG, gasgestookte combi's en gasgestookt conventioneel vermogen. Per type centrale zijn de gemiddelde kosten vastgesteld. Voor brandstofprijzen zijn voor steenkool 1,7 €/GJ en voor gas 3,2 €/GJ gehanteerd. Dit zijn de prijzen van het eerste kwartaal 2002. De kolenprijs is in de praktijk vrij constant. De gasprijs fluctueert sterk. De effecten hiervan zijn wel onderzocht maar niet verwerkt in deze publicatie.

Voor de bepaling van de verwachte prijsontwikkeling is gebruik gemaakt van een eenvoudig statisch model op basis van een eenvoudige weekvraagcurve met alleen een onderscheid in werkdaguren en nacht/weekenduren. De mogelijke prijselasticiteit van de vraag is verondersteld in de vraagcurve te zijn verwerkt. De aanbodzijde is daardoor bepalend voor de prijsvorming. De markt werkt niet volgens de bekende vraag/aanbodmodellen met prijselasticiteit, met name niet in de werkdaguren. Er is immers geen voorraadvorming mogelijk, er bestaat geen directe relatie tussen de gas- en kolenprijzen en de technische mogelijkheden en kosten van de diverse conversietechnieken in combinatie met de wijze van inzet zijn totaal verschillend.

### Kosten

's Nachts en in het weekend blijft op termijn een structurele overcapaciteit aanwezig. In deze periodes is de prijs daardoor vooral afhankelijk van de brandstofkosten. Zeker bij import is er dan naast een 'verplichte' inzet (van WKK met processtoom en warmwaterlevering zonder buffering, Hoogoven-gas, kerncentrale Borsssele, afvalverbrandingsinstallaties, netverplichtingen, regelvermogen) voldoende kolenvermogen beschikbaar om de volledige vraag te dekken.

De brandstofkosten voor een STEG worden goedkoper dan koleneenheden als de gasprijs lager is dan circa 2,2 €/GJ, ongeveer een euro lager dan nu.

Wanneer bij WKK het totale energetische voordeel aan elektriciteit wordt toegerekend dan zijn de brandstofkosten per kWh voor goede WKK circa 20-25 procent lager dan bij een moderne STEG. Bij een gasprijs hoger dan circa 4,0 €/GJ worden 's nachts en in het weekend de brandstofkosten van de WKK-eenheden echter hoger dan de marktprijs.

De gasprijs is in de praktijk nog steeds gekoppeld aan de zeer instabiele politiek bepaalde olieprijs. De afgelopen twee jaar fluctueerde de gasprijs tussen de 1,5 en 4,5 €/GJ. Dit maakt het bouwen en in bedrijf hebben van gasgestookte productiemiddelen in de door (bruin)kolen en kernenergie gedomineerde West-Europese energiemarkt zeer riskant.

Omdat de eenheden in de nacht- en weekenduren nauwelijks of geen compensatie krijgen voor hun niet-brandstofkosten, moeten zij de overige kosten terugverdienen in de daguren. Het totaal aantal daguren is ongeveer 4300. Voor kolencentrales is in daguren een bedrijfstijd tussen de 3500 en 4000 vollasturen haalbaar, voor STEG's tussen de 3000 en 3500 uren en voor de overige type centrales tussen de 750 en 2000 uren. Alleen eenheden zonder of met lage financieringslasten kunnen de strijd op basis van dit prijsniveau volhouden.

### Riskant

Al met al blijft de elektriciteitsprijs in de nacht- en weekenduren in de toekomst structureel laag op een niveau gelijk aan of iets boven de brandstofkosten van koleneenheden. Momenteel liggen deze prijzen tussen de 15 en 20 €/MWh, hetgeen bij de huidige gasprijs zelfs lager is dan de brandstofkosten van een moderne STEG in basislast. Bij sterk stijgende gasprijzen en voldoende importmogelijkheden zal deze verhoging maar zeer beperkt in de elektriciteitsprijs doorwerken. Bij continuering van de politiek bepaalde gasprijs wordt investeren in (WKK) gasvermogen zeer riskant en wordt dit vermogen met name in de nachten en weekends van de markt gedrukt.

In de werkdaguren komt bij de actuele brandstofprijzen het prijsniveau minimaal tussen de 55 en 60 €/MWh te liggen. Bij lagere prijzen is nieuwbouw bedrijfseconomisch niet verantwoord. Bij het verdwijnen van de overcapaciteit op de West-Europese markt ontstaat een zeer instabiel prijsniveau en gaan met name de prijzen op de APX en de regel- en onbalansmarkt fors omhoog.

Op langere termijn ontstaat afhankelijk van het aantal aanbieders een prijs die gelijk of hoger wordt dan de kostprijs van nieuw vermogen. Bij ongewijzigde regulering leidt dit op termijn tot hogere prijzen dan in de nutsstructuur.

In de huidige situatie is alleen voor aanbieders met een groot productiepark met verschillende brandstoffen en van verschillende leeftijd voldoende risicospreiding mogelijk. Kleine aanbieders kunnen het risico niet lopen en krijgen hun financiering niet rond, tenzij zij voor de bouw, exploitatie, brandstoffen en afzet langetermijn-garanties hebben.