

TE WEINIG INVESTEREN IN NIEUWE ELEKTRICITEITSCENTRALES VERGROOT RISICO'S OP STROOMUITVAL

Stroomuitval: het kan iedere afnemer overkomen. In Nederland is een stroomonderbreking meestal kortdurend van aard (minder dan een uur) en veelal het gevolg van een storing in het elektriciteitsnet. Zodra de storing is verholpen, wordt de levering van elektriciteit gewoon hervat. Naarmate een storing in de elektriciteitsvoorziening langer duurt, nemen de economische en maatschappelijke gevolgen echter sterk toe. De kans op langdurige stroomuitval is nu in Nederland gelukkig nog erg klein. Dat is vooral te danken aan de manier waarop tot 1998 in de benodigde elektriciteitscentrales werd voorzien. Daardoor is er nu nog voldoende productiecapaciteit beschikbaar. Met de introductie van marktwerking in de elektriciteitssector is de besluitvorming over nieuwe centrales grondig veranderd. Door de stroomcrisis in Californië van begin 2001 en de dreigende tekorten in een aantal andere landen met geliberaliseerde elektriciteitsmarkten, rijst de vraag of marktpartijen onder deze nieuwe omstandigheden voldoende zullen investeren in nieuwe productiecapaciteit. Kan een vrije elektriciteitsmarkt wel zorgdragen voor een betrouwbare en continue energievoorziening tegen redelijke prijzen? Of is, met het oog op het maatschappelijke belang van een betrouwbare elektriciteitsvoorziening, extra overheidsbeleid noodzakelijk?

Leveringszekerheid elektriciteitsvoorziening

De leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening kent een korte- en een lange-termijnaspect. Bij de zekerheid van elektriciteitslevering op de korte termijn speelt de betrouwbaarheid van de netten een grote rol. De lange-termijn leveringszekerheid, ook wel voorzieningszekerheid genoemd, heeft vooral te maken met investeringen in voldoende capaciteit. Dit betreft zowel capaciteit in transport- en distributienetten als productiecapaciteit. Via de huidige wet- en regelgeving voor de elektriciteitsmarkt worden, vanwege het monopolie dat netwerkbeheerders hebben, voorwaarden gesteld aan de betrouwbaarheid en capaciteit van elektriciteitsnetten. In deze wet- en regelgeving zijn geen voorwaarden opgenomen over het aanhouden van voldoende productievermogen. Een uitzondering vormt het regel- en reservevermogen waarin de systeembeheerder TenneT voorziet om op korte termijn de systeembalans te handhaven en storingen bij productie-installaties op te vangen. Daarmee is de leveringszekerheid op de langere termijn echter niet zonder meer gegarandeerd¹.

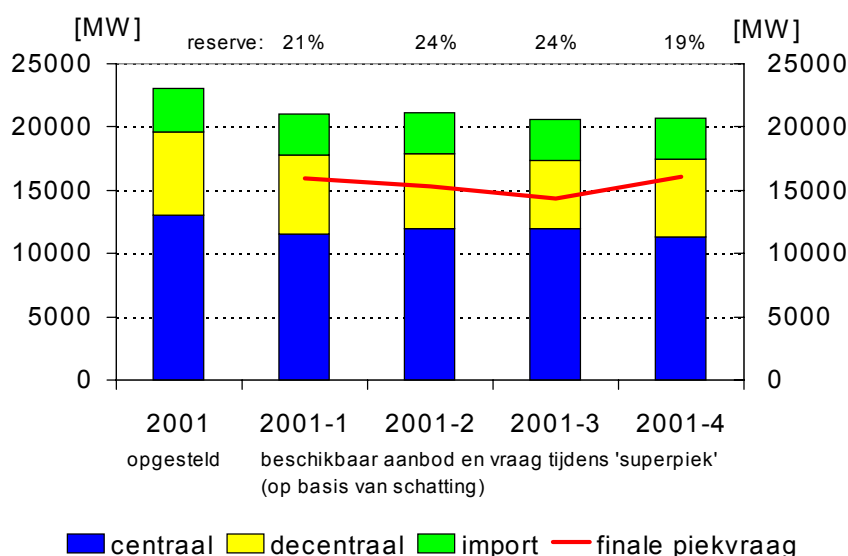
Reservecapaciteit

Centrales die niet worden ingezet om aan de elektriciteitsvraag te voldoen worden tot de reservecapaciteit gerekend. Nederland beschikt nu nog over voldoende reservecapaciteit die kan worden gebruikt voor het opvangen van storingen op de korte termijn (operationele reserve) en voor de toename van de elektriciteitsvraag op de langere termijn (planningsreserve).

Het totale vermogen dat op de Nederlandse elektriciteitsmarkt kan worden aangeboden had in 2001 een omvang van ongeveer 23 GW (figuur 1). Dit aanbod bestaat uit onder meer grootschalige productiecentrales, warmtekrachtinstallaties, installaties voor duurzame elektriciteitsopwekking en importcapaciteit op de landgrensoverschrijdende verbindingen.

Door onder andere onderhoud aan installaties en door weersinvloeden, waaronder koelwaterbepemmingen, is het werkelijk beschikbaar vermogen kleiner dan het opgestelde vermogen en varieert het per seizoen. Een deel van de importcapaciteit (300 MW) is niet beschikbaar omdat deze is gereserveerd voor ondersteuning van het buitenland in geval van calamiteiten (UCTE-afspraken). Daarnaast daalt de beschikbare importcapaciteit tijdens de piekuren met ongeveer 800 MW. Ook de piekvraag naar elektriciteit varieert per seizoen.

Figuur 1 'Vraag naar en aanbod van elektriciteitsproductiecapaciteit in Nederland in 2001' geeft de finale piekvraag weer, dat is inclusief de vraag die wordt gedekt door zelfopwekking bij afnemers. De piekvraag op het openbare net ligt iets lager en bedraagt in 2001 ruim 14.000 MW. Het reservevermogen (het verschil tussen het beschikbaar vermogen en de piekvraag) kan worden uitgedrukt als percentage van de piekvraag. In figuur 1 varieert deze waarde tussen 19% en 24%.



Figuur 1 Vraag naar en aanbod van elektriciteitsproductiecapaciteit in Nederland in 2001

De reservecapaciteit varieert sterk per land, maar ligt doorgaans boven 20%². Indien de reservecapaciteit van beschikbaar vermogen beduidend lager wordt, neemt de kans op fysieke stroomtekorten aanzienlijk toe. Een goed voorbeeld hiervan is Californië (VS), dat in 2000 een reservecapaciteit had van slechts 9%. Uit verschillende onderzoeken en rapporten van onder andere de International Energy Agency (IEA) kan opgemaakt worden, dat een reservecapaciteit niet structureel ver beneden 20% moet komen te liggen. Hierbij moet worden opgemerkt dat het optimale niveau sterk afhankelijk kan zijn van specifieke situaties.

Is onvoldoende reservecapaciteit aanwezig, dan kunnen tijdens de piekuren fysieke tekorten ontstaan. Hierdoor zullen onderbrekingen in de stroomlevering niet meer te vermijden zijn (vergelijk de stroomcrisis in Californië, begin 2001). Deze zogenoemde 'black-outs' kunnen ernstige maatschappelijke gevolgen met zich meebrengen. Volgens een Nederlandse studie van het Rathenau Instituut³ uit 1994 kunnen zich bij een onderbreking van langer dan 8 uur ernstige problemen voordoen op gebied van transport, communicatie, warmtevoorziening, verzorging van hulpbehoevende, polderbemaling, etc. Deze studie raamt de directe kosten van de schade bij een onderbreking van 8 uur op ongeveer 30 euro per niet geleverde kWh.

Martin Scheepers en Jeanette de Beus, *Te weinig investeren in nieuwe elektriciteitscentrales vergroot risico's op stroomuitval*, ECN Beleidsstudies: Petten september 2002. Jeanette de Beus is nu werkzaam bij de Amsterdam Power Exchange.

Een producerende centrale kan uitvallen of minder produceren als gevolg van (geplande) onderhoudswerkzaamheden of door een (niet geplande) storing. Ook bepaalde weersomstandigheden kunnen leiden tot een vermindering van de productie. Om deze plotselinge aanbodbeperkingen te kunnen opvangen is er een bepaalde reservecapaciteit nodig. Deze 'operationele reserve' moet binnen een beperkt aantal minuten stroom kunnen leveren. Daarnaast zal extra reservevermogen moeten worden aangehouden, omdat de vraag naar stroom voortdurend toeneemt en de bouw van nieuw productievermogen veel tijd in beslag neemt. Zelfs de voorbereidings- en bouwtijd van een moderne STEG, die sneller kan worden gebouwd dan bijvoorbeeld een kolencentrale, neemt enkele jaren in beslag. Als de uitbreiding van productiecapaciteit achterblijft bij de continu stijgende vraag, dan wordt er aanzienlijk ingeteerd op de aanwezige reservecapaciteit.

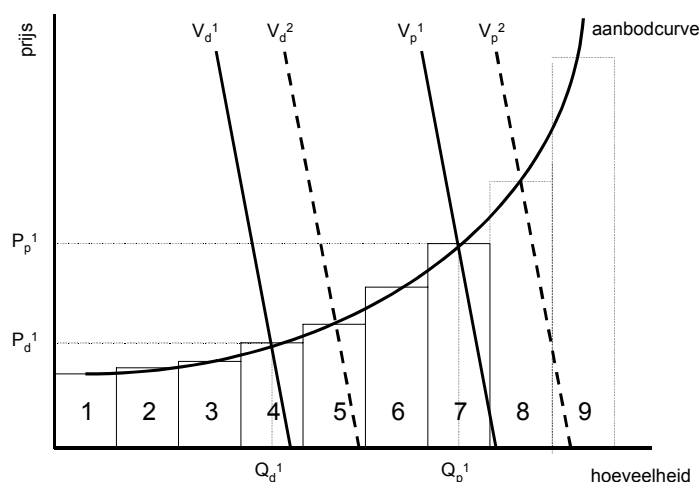
Investeren op de vrije elektriciteitsmarkt

In het algemeen zal in een vrije markt het prijsmechanisme zorgen voor voldoende investeringen in productiecapaciteit. In het kader *Prijsvorming elektriciteitsmarkt op de korte termijn* wordt toegelicht hoe de elektriciteitsprijs in een goed werkende markt tot stand komt. De elektriciteitsmarkt is echter een bijzondere markt, als gevolg van een aantal specifieke kenmerken van elektriciteit. Zo kan elektriciteit niet worden opgeslagen (met uitzondering van waterkracht), waardoor er geen voorraad kan worden opgebouwd. Daarnaast is de korte-termijn prijselasticiteit van de vraag naar stroom zeer gering, terwijl ook de prijselasticiteit van het aanbod tijdens de piekvraag klein is. Verder bestaan er op korte termijn nauwelijks substitutiemogelijkheden. Wanneer het reservevermogen gering is, zullen deze kenmerken zorgen voor grote prijsfluctuaties, waarbij prijzen niet langer de kosten van productie hoeven te reflecteren. De risico's van prijsmanipulatie nemen toe omdat het nog beschikbare aanbod in handen is van een beperkt aantal aanbieders.

Prijsvorming elektriciteitsmarkt op de korte termijn

Onderstaand figuur toont de totstandkoming van de elektriciteitsprijs in een goed werkende markt van vraag en aanbod. De centrales zijn in de figuur weergegeven in de vorm van blokken. De hoogte van elke blok geeft de zogenaamde 'short run marginal costs' weer (dit zijn de variabele kosten van de centrale die vooral worden bepaald door de brandstofkosten), terwijl de breedte de hoeveelheid te produceren elektriciteit aangeeft. Wanneer sprake is van goede marktwerking worden de centrales ingezet in volgorde van oplopende short run marginal costs. De elektriciteitsvraag schommelt tussen perioden met lage vraag (daluren) en piekvraag (piekuren). Dit is aangegeven met Q_d^1 en Q_p^1 . De evenwichtsprijs varieert dienovereenkomstig tussen de 'off-peak' prijs (P_d^1) en de 'peak-load' prijs (P_p^1). De vraagcurve voor de daluren (V_d^1) en piekuren (V_p^1) laten een geringe prijselasticiteit zien. Met uitzondering van grootverbruikers heeft de overgrote meerderheid van de stroomafnemers geen zicht op de 'real-time' elektriciteitsprijzen. De meeste consumenten, de kleinverbruikers, betalen een gecontracteerde kWh-prijs aan hun elektriciteitsleverancier. De vraag naar elektriciteit reageert hierdoor op de korte termijn niet of nauwelijks op een verandering van de marktprijs.

Bij een structurele toename van de elektriciteitsvraag zal de vraagcurve naar rechts verschuiven (V_d^2 en V_p^2). Wanneer er geen nieuwe elektriciteitscentrales bijkomen zal de extra vraag moeten worden gedekt door centrales die tot dan tot het reservevermogen behoorden (in het figuur *centrale 8*). De elektriciteitsprijzen zullen toenemen en sterker schommelen, met name gedurende de piekuren. Door de hogere prijzen worden investeringen in nieuwe centrales weliswaar aantrekkelijker, maar op de korte termijn zal, gezien de bouwtijd van nieuw vermogen, de krapte in het aanbod niet verdwijnen.



De elektriciteitsprijs komt tot stand op de groothandelsmarkt. Korte-termijn prijsvorming vindt plaats op spotmarkten, zoals de Amsterdam Power Exchange (APX). Op de *day ahead market* van de APX wordt ongeveer 15% van de Nederlandse stroom verhandeld. Het merendeel van de stroomcontracten wordt afgesloten voor een langere periode, via bilaterale contracten of via de handelaren of *brokers*. De contractduur kan daarbij variëren van een maand tot enkele jaren. Alleen zeer grote afnemers kopen hun elektriciteit rechtstreeks op de groothandelsmarkt. De meeste elektriciteitsafnemers, waaronder alle kleinverbruikers, betrekken hun elektriciteit van elektriciteitsleveranciers. Er zijn leveranciers die hun elektriciteit voornamelijk zelf opwekken (Essent), maar de meeste leveranciers kopen, naast enige eigen opwekking, elektriciteit in op de groothandelsmarkt.

Producenten ontvangen alleen de elektriciteitsprijs voor daadwerkelijk geleverde elektriciteit. Producenten krijgen dus geen vergoeding voor productievermogen dat niet wordt ingezet

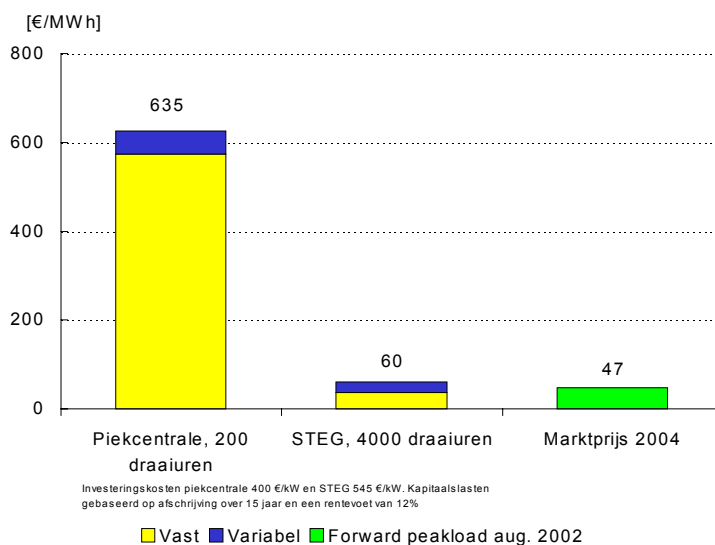
(behalve voor het door TenneT gecontracteerde regelvermogen). Om deze reden hebben elektriciteitsproducenten er in principe geen belang bij ongebruikte productiecapaciteit beschikbaar te houden. Enige schaarste op de elektriciteitsmarkt is zelfs aantrekkelijk vanwege de hogere elektriciteitsprijzen die daardoor ontstaan. Er zijn producenten die centrales tijdelijk uit bedrijf genomen hebben (*in de mottenballen gedaan*): daarmee realiseren zij op korte termijn een kostenverlaging, maar kunnen ze toch binnen een beperkte tijd meer vermogen aan hun productiepark toevoegen.

In theorie wijzen stijgende marktprijzen op een krapte in de markt. In de praktijk geeft een prijsstijging echter niet per se aan dat er sprake is van een structureel krapte markt. Een prijsstijging kan ook het gevolg zijn van onverwachte gebeurtenissen, zoals bijvoorbeeld wegvallend aanbod door storingen of bepaalde weersinvloeden, maar ook de uitoefening van marktmacht door dominante aanbieders. Een structurele krapte in de markt is daardoor niet eenvoudig te herkennen. Wanneer het verband tussen marktprijs en de beschikbare capaciteit niet goed verklaarbaar is - bijvoorbeeld door gebrek aan informatie - zullen producenten afwachtend zijn bij het doen van investeringen in nieuw vermogen (zie ook het kader *Investerings in nieuwe productievermogen*).

Investerings in nieuw productievermogen

Investerings in nieuw productievermogen zullen pas gedaan worden als het zeker is dat de elektriciteit uit de nieuwe centrale ook zal worden afgenomen tegen een prijs waarmee de gemaakte investeringskosten kunnen worden terugverdiend. De marktprijs moet de variabele en vaste kosten kunnen dekken (de integrale of *long-run marginal costs*). Bij toename van de elektriciteitsvraag zullen op korte termijn vooral extra piekcentrales worden ingezet. Het is echter niet waarschijnlijk dat elektriciteitsproducenten meer piekcentrales zullen bouwen, omdat de inzet van dit soort centrales onzeker is en de long run marginal costs van piekcentrales zeer hoog zijn (zie figuur). Dit laatste komt doordat de kosten moeten worden terugverdiend met een relatief klein aantal kilowatturen. Elektriciteitsproducenten zullen liever centrales bouwen die met enige zekerheid gedurende een groot aantal draaiuren zullen worden ingezet, waardoor de hoeveelheid geproduceerde kilowatturen hoger komt te liggen.

De figuur toont de long run marginal costs van een nieuwe gasgestookte centrale met een gecombineerde gasturbine/stoomturbine (STEG) die 4000 uur per jaar draait. Deze kosten liggen nu nog boven de forward peakloadprijzen voor 2004, maar de marktprijs zal toenemen wanneer het productieaanbod krappere wordt. De nieuwe STEG-centrale zal in plaats van bestaande centrales met hogere marginale kosten worden ingezet. Bestaande centrales met de hoogste variabele kosten zullen vervolgens de functie van piekcentrale innemen.



Een eerste voorwaarde voor een goed werkende markt is daarom transparantie. De Dienst uitvoering en Toezicht Energie (DTe) werkt aan een regeling om de transparantie in de elektriciteitsmarkt te vergroten. Deze transparantie geldt zowel informatie over de beschikbaarheid van het bestaande productievermogen als informatie over voorgenomen uitbreidingen van het productievermogen (zie ook het kader *Indicatoren leverings- en voorzieningszekerheid*). Omdat een groot deel van het elektriciteitsaanbod uit het buitenland afkomstig is, hebben marktpartijen bezwaren tegen een louter Nederlands systeem. Verstoringen die tot nu toe in het Nederlandse elektriciteitsaanbod hebben plaatsgevonden (met als gevolg plotselinge forse prijsfluctuaties) hadden hun oorsprong meestal in het buitenland, met name in België. Bovendien zou een informatieplicht producenten in Nederland benadelen in hun concurrentiepositie met producenten in het buitenland.

Indicatoren leverings- en voorzieningszekerheid

Vóór de liberalisering bepaalden de elektriciteitsbedrijven zelf de mate van leverings- en voorzieningszekerheid van de elektriciteitsvoorziening. De SEP zorgde ervoor dat er voldoende reservecapaciteit aanwezig was, zowel op de korte als langere termijn, en de elektriciteitsbedrijven zorgden ervoor dat de netuitval beperkt bleef. Energiebedrijven wisten uit ervaring wat zij moesten doen om de reservecapaciteit op het gewenste en de netuitval op een aanvaardbaar niveau te houden. Afnemers zijn gewend geraakt aan deze, vergeleken met het buitenland, hoge betrouwbaarheid van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening.

Om de mate van voorzieningszekerheid aan te geven kunnen in de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt indicatoren worden bepaald, zoals reservecapaciteit en de duur van de netuitval. Producenten en netwerkbedrijven zien deze indicatoren echter niet meer als taakstellend (alhoewel DTe nu bezig is om ook kwaliteitscriteria in de netwerkregulering op te nemen). Omdat de marktverhoudingen fors zijn gewijzigd, is het bovendien de vraag of deze indicatoren nog steeds geschikt zijn, met name voor inzicht in de voorzieningszekerheid. Het Ministerie van Economische Zaken en DTe willen graag dat de transparantie in de elektriciteitsmarkt toeneemt. Het is echter niet duidelijk met welke informatie een goed beeld van de leverings- en voorzieningszekerheid verkregen kan worden.

Daarnaast bestaat onzekerheid over de vraag welke leverings- en voorzieningszekerheid afnemers wensen en welke prijs zij daarvoor willen betalen. Moet het huidige niveau van leverings- en voorzieningszekerheid worden gehandhaafd of kan het iets minder? Het is wel bekend dat het gewenste niveau sterk per type afnemer kan verschillen en dat sommige elektriciteitsverbruikers extra willen betalen voor een grotere betrouwbaarheid. Eerst zal duidelijk moeten worden welk minimale niveau van leverings- en voorzieningszekerheid op korte en lange termijn (dat wil zeggen: acceptabele kortdurende uitval en kans op langdurige stroomuitval) voor alle afnemers gegarandeerd moet worden. Vervolgens kan voor enkele geschikte indicatoren worden bepaald bij welke waarde ingrijpen noodzakelijk is door toezichthouder, systeembeheerder of overheid (afhankelijk van de wijze waarop deze verantwoordelijkheid is geregeld). De grenswaarden van de indicatoren zouden zodanig moeten worden gekozen dat voldoende tijd voor correcties mogelijk is. Dit garandeert op transparante wijze een adequaat niveau van leverings- en voorzieningszekerheid.

Vraag- en aanbodontwikkelingen

In het afgelopen decennium (1990-1999) is de elektriciteitsvraag in Nederland met gemiddeld 2,8% per jaar gestegen. Het Nederlandse elektriciteitsverbruik bedroeg in 2001 108 TWh. Voor de komende 10 jaar wordt een minder sterke groei verwacht in het elektriciteitsverbruik van gemiddeld 1,6% per jaar⁴. Hierdoor zal de geraamde elektriciteitsvraag in 2010 stijgen naar 124 TWh. Wanneer geen verandering plaatsvindt in de opwekcapaciteit, zal de reservecapaciteit afnemen door toename van de elektriciteitsvraag. Ondanks de onzekerheid over toekomstige marktprijzen worden er echter wel degelijk initiatieven genomen om nieuwe centrales te bouwen. Intergeren is gestart met de bouw van een 800 MW STEG in het Botlekgebied. Nuon heeft een langlopend contract gesloten voor afname van de stroom van deze nieuwe centrale. Delta ziet mogelijkheden voor een nieuwe elektriciteitscentrale (760 MW) in het Sloegebied. Nuon en Delta zijn beide elektriciteitsleverancier en proberen zich met dit nieuwe vermogen in te dekken tegen grote prijsschommelingen op de elektriciteitsmarkt. Naast deze nieuwe centrales zal de technische levensduur van bestaande centrales verlengd kunnen worden; dit geldt bijvoorbeeld voor kolencentrales waarin biomassa wordt bijgestookt. Tegelijkertijd zullen ook centrales uit bedrijf worden genomen omdat ze technisch zijn afgeschreven, of in de mottenballen gedaan vanwege te hoge variabele kosten. Door de beperkte efficiency liggen de variabele kosten van bijvoorbeeld oudere gascentrales zo hoog dat deze centrales in de huidige markt niet worden ingezet. Ook sommige warmtekrachtcentrales kennen dit probleem.

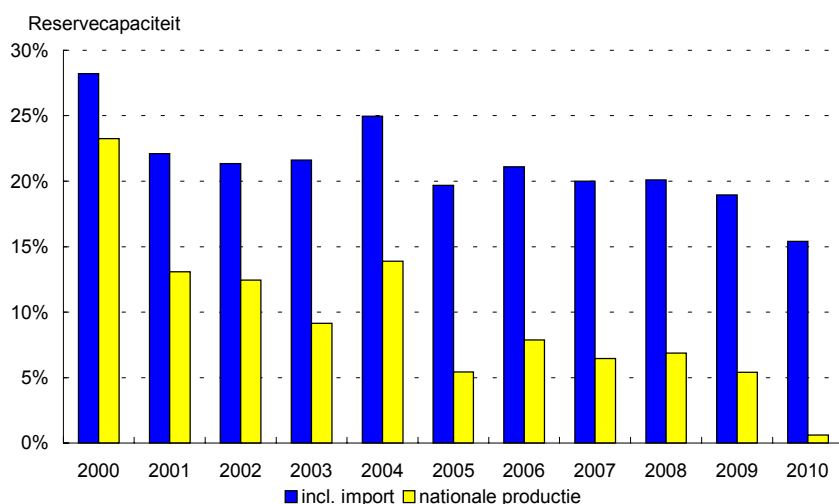
Blijft er wel voldoende reservecapaciteit bestaan? Deze vraag kan worden beantwoord met behulp van marktsimulatiemodel waarmee de genoemde ontwikkelingen worden geanalyseerd. Het model POWERS* berekent prijsniveaus op de Nederlandse elektriciteitsmarkt afhankelijk van vraag- en aanbod op de markt, waarbij onderscheid wordt gemaakt tussen piek- en dalperioden. Als uitgangspunten worden genomen: het huidige elektriciteitsproductiepark in Nederland (inclusief decentrale opwekking), de beschikbare import, de door marktpartijen voorgenomen uitbreiding en mogelijke inkrimping van productiecapaciteit en de verwachte jaarlijkse stijging van de elektriciteitsvraag met 1,6%. Er is uitgegaan van een scenario waarbij sprake is van levensduurverlenging van een aantal bestaande centrales en uitbreiding van de importcapaciteit naar uiteindelijk 6.000 MW in 2010.

Uit de simulatie komt naar voren dat tot circa 2005 nog voldoende capaciteit beschikbaar is. Hierdoor liggen de marktprijzen net iets boven het niveau van de variabele kosten van gasgestookte centrales. De simulatie geeft duidelijk aan dat er omstreeks 2005 krapte ontstaat in de Nederlandse elektriciteitsmarkt. Op dat moment lopen de marktprijzen tijdens de piekvraag sterk op. Zodra de marktprijzen op het niveau komen van de zogenaamde 'long-run marginal costs' van een gascentrale met een gecombineerde gasturbine/stoomturbine (STEG), is verondersteld dat individuele producenten onafhankelijk van elkaar nieuw productiecapaciteit realiseren. Door een flinke toename van de aanbodcapaciteit zouden de marktprijzen weer kunnen dalen. Bij het gehanteerde scenario is daar, binnen de beschouwde periode van 10 jaar, echter nog geen sprake van.

Uit de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag- en aanbod kan de reservecapaciteit worden afgeleid. Figuur 2 toont de mogelijke ontwikkeling van de reservecapaciteit. Wanneer uitbreiding van productiecapaciteit slechts plaatsvindt op basis van prijsprikkels uit de markt, zal naar verwachting de reservecapaciteit dalen tot een niveau ver onder 20% aan het eind van de beschouwde periode. Een belangrijk deel van de capaciteitsuitbreiding komt voort uit een toename van de importcapaciteit, en daarom zal Nederland omstreeks 2010 haar totale elektriciteitsvraag niet meer kunnen dekken met alleen binnenlandse productiecapaciteit.

* Het gebruikte model POWERS is een dynamisch simulatiemodel waarmee bij een gegeven elektriciteitsvraag het aanbod van elektriciteit op de Nederlandse elektriciteitsmarkt kan worden gesimuleerd. Het model maakt onderscheid in verschillende aanbieders met daarnaast aanbod uit centraal vermogen en aanbod uit het buitenland. Het model simuleert de prijsvorming op een spotmarkt en een contractenmarkt en de inzetvolgorde van centrales. Het is ontwikkeld door ECN Beleidsstudies.

Voor de langetermijn voorzieningszekerheid van de elektriciteitsvoorziening wordt Nederland dus in toenemende mate afhankelijk van buitenlands productievermogen (zie ook kader *Uitbreiding importcapaciteit*). Deze ontwikkeling hoeft geen bezwaar te zijn, mits er voldoende productievermogen in het buitenland beschikbaar is en de buitenlandse producenten hun contracten nakomen. Wanneer echter in het buitenland de investeringen in nieuw vermogen ook achterblijven en de beschikbare reserve afneemt, kunnen er ook daar tekorten ontstaan. De Europese Elektricitetsrichtlijn bepaalt dat elk lidstaat zelf verantwoordelijk is voor de instandhouding van de elektriciteitsvoorziening. Wanneer in de ons omringende landen plotseling een tekort ontstaat in het elektriciteitsaanbod zou de systeembeheerder in die landen de leveringen naar Nederland plotseling kunnen verminderen of zelfs kunnen onderbreken⁵.



Figuur 2 Mogelijke ontwikkeling reservecapaciteit in Nederland

Gedrag van marktpartijen

Voordat er sprake is van een werkelijk fysiek aanbodtekort zullen de elektriciteitsprijzen sterk stijgen. Afnemers en energieleveranciers die inkopen op de elektriciteitsmarkt vinden zeer hoge en sterk schommelende elektriciteitsprijzen onwenselijk. Zij zullen zich bij voorkeur (gedeeltelijk) willen indekken tegen prijsrisico's door middel van (langlopende) termijncontracten, ook wel *hedging* genoemd. Ook investeerders in nieuwe productiecapaciteit hebben behoefte aan beperking van het prijsrisico. Wanneer alle stroomafnemers termijncontracten afsluiten, verplichten producenten zich op termijn stroom te leveren. Producenten die over onvoldoende productiecapaciteit beschikken zullen hierdoor tot capaciteitsuitbreiding worden aangezet. Als gevolg hiervan zullen de risico's voor capaciteitstekorten afnemen. Doordat energieleveranciers hun contracten met afnemers baseren op de langetermijncontracten betalen de afnemers mee aan de kosten voor de instandhouding van de reservecapaciteit. De vraagzijde van de markt kan op deze manier zorgen voor de voorzieningszekerheid van elektriciteit.

In de praktijk zal een deel van de stroomafnemers echter kiezen voor lage prijzen die zich voordoen zolang nog sprake is van voldoende productiecapaciteit. Leveranciers bieden de afnemers elektriciteitscontracten aan die veelal zijn gebaseerd op kortlopende contracten. Hierin zijn de kosten van instandhouding van reservecapaciteit onvoldoende opgenomen. Afnemers die alleen voor de geleverde stroom betalen en niet voor het beschikbaar houden van reservecapaciteit profiteren mee van afnemers die, via termijncontracten, wél extra betalen voor reservecapaciteit. Dit fenomeen staat bekend als het *free-rider gedrag*. Ook producenten kunnen in de veronderstelling leven dat zij niet zelf voor voldoende reserves

hoeven te zorgen, maar dat andere producenten daarover zullen beschikken. Wanneer alle producenten zo redeneren kan het gezamenlijke vermogen uiteindelijk onvoldoende zijn om de toekomstige elektriciteitsvraag te dekken. De lange-termijn betrouwbaarheid van stroomlevering is een collectief goed. Om dit collectieve goed te waarborgen lijkt additionele regelgeving wenselijk.

Uitbreiding importcapaciteit

Het elektriciteitsaanbod op de Nederlandse markt zal niet alleen toenemen door nieuwe centrales, maar ook door uitbreiding van de importcapaciteit. Door de lagere stroomprijzen op de groothandelsmarkt in het buitenland is de vraag naar buitenlandse stroom groter dan de hoeveelheid die via de landgrensoverschrijdende verbindingen kan worden geïmporteerd. TenneT, verantwoordelijk voor deze verbindingen, heeft naar aanleiding hiervan een veilingstelsel ingesteld om de schaarse capaciteit eerlijk te verdelen over de belanghebbende partijen. De veilingopbrengsten worden gebruikt voor investeringen in uitbreiding van deze verbindingen.

De prijsverschillen tussen de Nederlandse en buitenlandse stroommarkten wordt veroorzaakt door drie factoren:

- verschillen in samenstelling van productiepark die voortkomen uit nationale energiepolitiek uit het verleden
- verschillen in marktregulering en marktordening
- verschillen in beperkingen ten aanzien van het milieu (met name CO₂-emissies).

Het is niet waarschijnlijk dat deze verschillen snel zullen verdwijnen. Het gevolg daarvan kan zijn dat de vraag naar buitenlandse stroom onverminderd groot blijft en TenneT blijft investeren in uitbreiding van de importcapaciteit. Investeren in nieuwe productiecapaciteit in Nederland wordt hierdoor minder aantrekkelijk, waardoor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening steeds afhankelijker wordt van stroomimport.

De kosten voor stroomimport bestaan uit een internationaal vastgesteld tarief van 1 euro/MW, eventueel vermeerderd met de veilingprijs. Dit tarief houdt geen rekening met de investeringskosten, die samenhangen met de uitbreiding van importcapaciteit en die per MW waarschijnlijk steeds verder toenemen. Het is de vraag of het steeds verder vergroten van de importcapaciteit wel economisch de meest efficiënte manier is om het elektriciteitsaanbod in

Garanties voor voldoende productiecapaciteit

Wat voor maatregelen kunnen worden genomen om de lange-termijn betrouwbaarheid van de stroomlevering beter te garanderen? Een betrekkelijk eenvoudige manier om een bepaalde reservecapaciteit zeker te stellen is het aanhouden van een strategische reserve door een onafhankelijke instelling, bijvoorbeeld de systeembeheerder (TenneT)⁶. TenneT kan contracten sluiten met elektriciteitsproducenten voor het beschikbaar houden van oudere centrales die in de mottenballen zijn gedaan, of TenneT kan nieuwe piekcentrales bouwen. De kosten van deze contracten kunnen vervolgens worden verwerkt in het systeemtarief. De strategische reserve wordt pas operationeel op het moment dat een onverantwoord lage reservecapaciteit in de markt ontstaat. Het aanhouden van deze strategische reserve kan producenten er echter van weerhouden tijdig nieuw vermogen te realiseren: vanwege de winsten bij oplopende elektriciteitsprijzen hebben producenten belang bij schaarste op de markt en bovendien hebben zij nu de wetenschap dat 'TenneT wel zorgt voor een voldoende reservevermogen'. Het gevaar bestaat dat marktpartijen steeds het punt op zoeken waarbij de strategische reserve wordt ingezet. De strategische reserve wordt daarmee gedegradeerd tot normale productiecapaciteit.

Maatregelen die als doel hebben investeringsprijkkels af te geven aan marktpartijen kunnen op twee manieren gestalte krijgen, namelijk door regulering van prijzen of hoeveelheden. Een voorbeeld van een prijsprikkel is het verkrijgen van een vergoeding door producenten voor het beschikbare vermogen (kW-vergoeding) naast een marktprijs voor de geleverde

elektriciteit (kWh-prijs). Een dergelijk systeem van capaciteitsvergoedingen wordt toegepast in Spanje en, tot 2001, in Engeland. De capaciteitsvergoeding biedt de elektriciteitsproducenten een opbrengst voor hun totale productiecapaciteit, wat investeren in nieuw productievermogen minder risicovol maakt. In Engeland werd de hoogte van de vergoeding bepaald door de kans op stroomuitval (LOLP: Loss Of Load Probability) en het daarbij verwachte economische verlies (VOLL: Value Of Loss Load). Bij dit systeem bestaat het gevaar dat marktpartijen de beschikbaarheid van hun inzetbare vermogen manipuleren (en daarmee de LOLP) om een hogere vergoeding te krijgen. Bovendien is in Engeland gebleken dat een deel van de reservecapaciteit waarvoor een vergoeding werd betaald uiteindelijk niet kon worden ingezet. Een ander nadeel is dat vergoedingen aan stroomproducenten niet automatisch hoeven te leiden tot investeringen in nieuwe capaciteit.

De prijs voor productiecapaciteit kan ook in een markt tot stand komen. In dat geval wordt de hoeveelheid benodigd vermogen gereguleerd, bijvoorbeeld door op basis van een geraamde toekomstige piekvraag te bepalen hoeveel reservecapaciteit moet worden aangehouden. Deze benodigde reservecapaciteit wordt door de leverancier fysiek aangehouden of in de markt gekocht. Hierdoor ontstaat een capaciteitsmarkt, die ervoor zorgt dat de gewenste hoeveelheid reservevermogen zo efficiënt mogelijk wordt aangehouden. In een aantal elektriciteitsmarkten in de Verenigde Staten bestaan deze capaciteitsmarkten of wordt overwogen ze in te voeren. Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen ICAP (installed capacity obligation), waarbij wordt uitgegaan van geïnstalleerd vermogen en ACAP (available capacity obligation), waarbij alleen beschikbaar vermogen wordt meegeteld⁷.

Een alternatief voor capaciteitsmarkten is het systeem van verplichte betrouwbaarheidscontracten⁸. Leveranciers, of een onafhankelijke instantie, kopen namens de afnemers call-opties bij de producenten. Deze call-opties geven de koper, bijvoorbeeld de energieleverancier, het recht een bepaalde hoeveelheid MW te kopen tegen een door toezichthouder vastgestelde hoge uitoefenprijs. De desbetreffende producent, de verkoper, is verplicht de gecontracteerde MW te leveren tegen deze uitoefenprijs. Indien de marktprijs boven de uitoefenprijs komt te liggen, zal de energieleverancier gebruik maken van het recht om het verschil te ontvangen van de desbetreffende producent, waardoor voor hem de elektriciteitsprijs gelijk wordt aan de uitoefenprijs. Indien de producent niet in staat is de gecontracteerde MW te leveren, dan zal hij naast het verschil tussen marktprijs en uitoefenprijs ook nog eens een hoge boete moeten betalen. Dit ontmoedigt producenten te weinig capaciteit beschikbaar te hebben om aan de gecontracteerde verplichtingen te voldoen. Producenten krijgen voor het aanhouden van voldoende productiecapaciteit door de verkoop van call-opties zekerheid over anderszins onzekere inkomsten. Afnemers betalen nooit meer dan de uitoefenprijs – zij kopen elektriciteit die is gebaseerd op de marktprijs, ofwel gebaseerd op de uitoefenprijs van de call-optie – en zijn dus ingedekt tegen prijsspieken. Bovendien hebben de afnemers de zekerheid dat er voldoende capaciteit beschikbaar is om in de elektriciteitsvraag te voorzien. Met dit systeem is echter nog nergens ervaring opgedaan.

Verbetering van de vraagelasticiteit

Het risico van stroomuitval door gebrek aan productiecapaciteit kan ook nog op een geheel andere manier worden verminderd. Een fundamenteel probleem van de elektriciteitsmarkt is de zeer geringe prijselasticiteit van de vraag naar elektriciteit op korte termijn, dat wil zeggen dat de elektriciteitsvraag nauwelijks reageert bij veranderende marktprijzen. Wanneer dit wel het geval zou zijn, kan evenwicht ontstaan tussen vraag- en aanbod voordat de elektriciteitsvraag de beschikbare productiecapaciteit overschrijdt.

Voor het vergroten van de prijselasticiteit van de vraag naar elektriciteit moeten twee dingen geregeld zijn: ten eerste moeten afnemers worden geïnformeerd over de actuele marktprijs

(real time pricing) en ten tweede moeten er meer mogelijkheden worden gecreëerd om de vraag daadwerkelijk te verminderen bij het bereiken van een bepaalde hoge marktprijs. Op dit moment gebruiken alleen zeer grote afnemers actuele marktprijsinformatie. Sommigen hebben contractuele afspraken met de elektriciteitsleveranciers om op bepaalde momenten of bij bepaalde marktprijzen hun elektriciteitsverbruik te verminderen of zelfs geheel te stoppen (*interruptible contracts*). Het overgrote deel van de afnemers heeft echter contracten waarin een elektriciteitsprijs is afgesproken voor bijvoorbeeld een jaar, met eventueel onderscheid in dal- en piektarief. Doordat de elektriciteitsleverancier het prijsrisico overneemt is er bij afnemers geen prikkel om de elektriciteitsvraag te verminderen wanneer de marktprijzen sterk oplopen.

Electriciteitsleveranciers zouden met afnemers kunnen afspreken om de hoeveelheid geleverde elektriciteit te reduceren als de marktprijs een bepaalde waarde overschrijdt. Hiervoor is een technische voorziening nodig bij de afnemers (*limiting load device*: een apparaat dat het aantal afgenomen kW begrenst) die door de elektriciteitsleverancier via de netbeheerder kan worden aangestuurd⁹. De afnemer zelf zal ook maatregelen moeten nemen om het elektriciteitsverbruik op die momenten te beperken. Met de huidige ICT-technologie zou dit geheel automatisch kunnen plaatsvinden. De afnemer zou de mogelijkheid moeten hebben om de afnamelimitering te 'overrulen', maar krijgt dan de marktprijs in rekening gebracht, of een vooraf vastgesteld boetetarief. Voorts zouden in een liberale elektriciteitsmarkt afnemers de keuze moeten hebben uit een contract met deze capaciteitsbeperking en, tegen een hogere prijs, zonder deze beperking (dat wil zeggen dat de beperking gelijk is aan de maximale capaciteit die de netaansluiting toelaat). De elektriciteitsleveranciers kopen op basis van de leveringscontracten capaciteit in op een capaciteitsmarkt. De producenten krijgen hieruit inkomsten voor de instandhouding van voldoende productiecapaciteit. Het verschil met de eerder beschreven systemen is dat nu zowel hoeveelheid als prijs van de capaciteit door de markt worden bepaald.

Overheidsverantwoordelijkheid

Of er voldoende productiecapaciteit beschikbaar blijft om op de langere termijn in de stroomvraag te voorzien is door de liberalisering van de elektriciteitsmarkt minder zeker geworden. Het is erg twijfelachtig of het prijsmechanisme elektriciteitsproducenten zal stimuleren tot het bouwen van voldoende nieuwe elektriciteitscentrales. De producenten voelen zich niet verantwoordelijk voor de productiecapaciteit terwijl de systeembeheerder de continuïteit van de stroomlevering alleen op de korte termijn kan garanderen. Voelt de overheid zich verantwoordelijk? Uit het Energierapport 2002 'Investeren in energie en keuze voor de toekomst' blijkt dat de Minister van Economische Zaken voorzieningszekerheid zeer serieus neemt. De Minister staat voor de keus de markt zijn werk te laten doen met het risico dat het misgaat of tijdig maatregelen te nemen waarmee een continue levering van elektriciteit beter gegarandeerd kan worden. Het dilemma is dat, afhankelijk van de gekozen maatregel, de marktwerking wordt verstoord, er nieuwe risico's op een niet goed werkende markt worden geïntroduceerd of dat maatregelen worden genomen waarvan het niet zeker is of ze de gewenste zekerheid verschaffen. De economische en maatschappelijke gevolgen van een langdurige stroomonderbreking zijn echter zo ernstig dat een verbetering van de voorzieningszekerheid noodzakelijk is, ook wanneer dit betekent dat de marktwerking in de energiemarkt moet worden ingeperkt.

Petten, september 2002

Referenties

- ¹ TenneT, *Leveringszekerheid in de Nederlandse elektriciteitsmarkt: waarborgen, verantwoordelijkheid en informatievoorziening*, 25 februari 2002
- ² International Energy Agency, *Electricity reform, Power Generation Costs and Investments*, 1999
- ³ Rathenau Instituut, *Stroomloos – Kwetsbaarheid van de samenleving; gevolgen van verstoringen van de elektriciteitsvoorziening*, 1994
- ⁴ Ybema, R. et. al., *Referentieraming energie en CO₂ 2001-2010*, 2002, ECN-P-01-10
- ⁵ DTe, *De leveringszekerheid van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening op de langere termijn*, Advies van de DTe aan de Minister van Economische Zaken, 12 november 2001
- ⁶ Rob Aalbers, *Blijft het licht in Nederland nog branden?*, ESB, 30 maart 2001
- ⁷ Hobbs, B., Iñon J. and Kahal M., *Issues concerning ICAP and alternative approaches for power capacity markets*, Market Design 2001 Conference, Stockholm
- ⁸ Vázquez, C., Rivier, M. and Pérez-Arriaga, I.J.; *A market approach to long-term security of supply*; *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, pp 349-357, May 2002
- ⁹ Doorman, G.L., *Peaking Capacity in Restructured Power Systems*, 2002, Faculty of Electrical Engineering and Telecommunications, Norwegian University of Science and Technology.