

Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt

Brandstofmix en infrastructuur

Clingendael International Energy Programme



Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen
Netherlands Institute of International Relations
Clingendael

Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt

Brandstofmix en infrastructuur

Clingendael Energy Paper

Februari 2010

Clingendael International Energy Programme

CIEP is onderdeel van het Nederlands Instituut voor Internationale Betrekkingen Clingendael. CIEP fungeert als een onafhankelijk forum voor overheden, non-gouvernementele organisaties, de private sector, de media, politici and andere geïnteresseerden in de veranderingen en ontwikkelingen in de energiesector.

CIEP organiseert lezingen, conferenties en rondetafel discussies. Stafleden van CIEP geven bovendien lezingen en trainingen in verschillende trainingsprogramma's en cursussen. Het onderzoek van CIEP concentreert zich rond drie thema's:

- De regulering van energiemarkten (olie, gas, elektriciteit) in de Europese Unie;
- De international economische- en geopolitieke aspecten van olie- en gasmarkten, met bijzondere aandacht voor de voorzieningszekerheid van de Europese Unie;
- Energie en duurzame ontwikkeling.

CIEP wordt gesteund door het ministerie van Economische Zaken, het ministerie van Buitenlandse Zaken, het ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu (VROM), BP, Eneco, Energie Beheer Nederland, Essent, GasTerra, Nederlandse Gasunie, ING, NAM, NUON, Oranje-Nassau Groep, Port of Rotterdam, RWE, Shell Nederland, Total E&P Nederland, Vopak Oil Europe Middle East, Wintershall, Delta, Electrabel en Esso Nederland.

CIEP publicaties en onderzoeksresultaten zijn beschikbaar via de CIEP website:
www.clingendael.nl/ciep.

Titel : Energiebeleid en de Noordwest-Europese markt. Brandstofmix en infrastructuur
Auteurs : Pieter Boot, Bram Buijs en Jacques de Jong
Copyright : 2010 Clingendael International Energy Programme
Omslag : Europe by Night, satellietbeelden DMSP/NASA; aanvullend ontwerp door CIEP
Nummer : 2010/1
Uitgever : Clingendael International Energy Programme, februari 2010
Drukker : Jurriaans Lindenbaum Grafimedia, b.v.
Adres: : Clingendael 7, 2597 VH Den Haag; Postbus 93080, 2509 AB Den Haag
Telefoon : +31 70 374 66 16
Telefax : +31 70 374 66 88
E-mail : ciep@clingendael.nl

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	5
Hoofdstuk 1 Inleiding en scope	7
Hoofdstuk 2 Korte terugblik en achtergrond	9
2.1 Productie en infrastructuur	9
2.2 Internationalisering van de elektriciteitsvoorziening	10
2.3 Nieuwe verhoudingen?	11
Hoofdstuk 3 Brandstofmix in de internationale context: de NW-Europese markt	13
3.1 Mogelijke ontwikkeling	14
3.2 Nederland in Noordwest-Europees kader	15
Hoofdstuk 4 Marktwerking en brandstofmix	19
4.1 Productievermogen	19
4.2 Elektriciteitsprijzen en achterliggende kosten	20
4.3 Decentrale opwekking	22
4.4 Grootschalig of kleinschalig	22
4.5 Flexibiliteit nodig	23
4.6 Dual use	25
4.7 Daadwerkelijke brandstofinzet bij de productie	25
4.8 Interconnectie leidt tot minder prijsverschillen	27
4.9 Conclusies en dilemma's	27
Hoofdstuk 5 Vraag en aanbod ontwikkelingen betreft infrastructuur	29
5.1 De vraagzijde	29
5.2 De aanbodzijde	32
Hoofdstuk 6 Infrastructuur als sturingselement	37
6.1 De overheid	37
6.2 Sturingsmogelijkheden bij inrichting en gebruik infrastructuur	41
6.3 Een visie op de toekomst van onze energie infrastructuur?	48
Hoofdstuk 7 Samenvatting en conclusies	53
Lijst van afkortingen en acroniemen	57
Bibliografie	59

1

Inleiding en scope

Europa en Nederland hebben zich ambitieuze energiedoelstellingen opgelegd die gaandeweg in concreet beleid worden omgezet. Hierbij wordt erkend dat doelen voor de middellange termijn – 2020 – alleen zinvol en kosteneffectief kunnen worden ingevuld als er ook een beeld voor de langere termijn – 2030 en verder – bestaat. Eenmaal gedane investeringen bepalen immers de toekomst voor langere tijd: elektriciteitscentrales gaan 30 jaar of meer mee, infrastructuur nog langer. Er zijn en worden daarom veel voorstellen gedaan en plannen ontwikkeld die een beeld beogen te schetsen van de energiesituatie in Nederland in de komende decennia. Dit paper beoogt niet zoiets nog een keer te doen, maar wel om daar twee dimensies aan toe te voegen en daarmee te pogen de discussie weer wat verder te brengen.

De eerste dimensie betreft de internationale context. In het paper wordt nagegaan of het nog wel zinvol is alleen naar de Nederlandse brandstofmix te kijken. Steeds sterkere koppelingen van de netten tussen de diverse landen en de wijze waarop deze zich in de richting van een markt ontwikkelen kunnen ervoor pleiten de gehele Noordwest-Europese markt in ogenschouw te nemen. Aannemelijk is dat zo'n invalshoek ook meer beleidskansen biedt.

De tweede dimensie betreft een poging een nieuw instrument aan de gereedschapskist van de overheid toe te voegen om datgene wat wenselijk is ook daadwerkelijk te realiseren. In een geliberaliseerde markt lijkt die kist niet zo groot, buiten financiële stimulering door subsidies of belastingen. Daarbij wordt vaak over het hoofd gezien dat infrastructuur een legitiem en in andere netwerksectoren veel gebruikt instrument is om publieke belangen te borgen en een overheidsvisie in daden om te zetten. Ook de Algemene Energieraad heeft onlangs geadviseerd veel nadrukkelijker de infrastructuur bij het energiebeleid te betrekken.¹ Heel voorzichtig is daarmee al een begin gemaakt, maar getracht zal worden de contouren van een bredere aanpak te schetsen.

Het paper spitst zich toe op de elektriciteitsvoorziening. De reden daarvoor is de volgende. De Nederlandse (en Europese) vraag naar energie beslaat in hoofdzaak drie verbruikssectoren: warmte, transport en elektriciteit. Warmte wordt in Nederland geleverd door gas en in toenemende mate ook door elektriciteit. Transport wordt voorzien door olie, maar in de toekomst naast biofuels waarschijnlijk ook deels door elektriciteit. Zelfs bij een succesvol energiebesparingsbeleid zal niet alleen het aandeel, maar ook het absolute verbruik van elektriciteit waarschijnlijk nog enige tijd blijven stijgen; verbruik als koeling zal daar verder aan bijdragen. Elektriciteit wordt naar verwachting in de toekomst steeds belangrijker en leent zich bij uitstek voor een

¹ Algemene Energieraad (AER), *De ruggengraat van de energievoorziening*, augustus 2009.

spreiding over primaire energiedragers. Bovendien zijn er in de elektriciteitssector, zowel qua productie als infrastructuur, grote investeringsbeslissingen te nemen.

In dit paper zal allereerst worden ingaan op de huidige brandstofmix in Noordwest-Europa, waarbij zal blijken dat deze redelijk gebalanceerd is. Vervolgens wordt de noodzaak van meer sturend optreden van de overheid behandeld. Ten slotte komen een aantal contouren van een meer gebalanceerde en geïntegreerde aanpak van productie en infrastructuur aan de orde voor een elektriciteitssector die past binnen een meer duurzame brandstofmix.

2

Een korte terugblik en achtergrond

De afgelopen periode is er sprake geweest van een ontvlechting tussen productie en infrastructuur met daarnaast een internationalisering van de elektriciteitsvoorziening.

2.1 Productie en infrastructuur

De relatie tussen elektriciteitsopwekking en –infrastructuur is in Nederland de laatste 25 jaar in discussie en beweging. De eerste belangrijke ontwikkeling die is opgetreden is de splitsing tussen productie en hoogspanning enerzijds en distributie en laagspanning anderzijds, die wettelijk werd geregeld in de Elektriciteitswet 1989. Productiebedrijven bleven eigenaar van het hoogspanningsnet en provincies/gemeenten bleven al dan niet via de distributiebedrijven eigenaar van productie. Er waren weliswaar vier productiebedrijven maar daarboven stond een overkoepelende instantie, de Sep². Deze kreeg vergaande sturings- en planningsbevoegdheden. De Sep stelde een periodiek Elektriciteitsplan op, waarin werd aangegeven welke nieuwbouw van centrales en hoogspanningsnetten nodig waren. Ook optimaliseerde de Sep de feitelijke productie. Marktwerking en concurrentie was beperkt toegestaan, waarbij (grootschalige) warmtekrachtcentrales die elektriciteit én warmte produceren (WKK) als joint ventures met industriële verbruikers bevorderd werd met investeringssubsidies en gegarandeerde feed-in tarieven.

Medio jaren '90 werden politieke besluiten genomen om veel verdergaande marktwerking en concurrentie in te voeren, zowel nationaal als - later ook - in EU-verband. Het Elektriciteitsplan van de Sep, bij uitstek bedoeld om centrale (politieke) sturing te geven aan de brandstofmix, werd afgeschaft en vervangen door een 4-jaarlijks Energierapport. De oorspronkelijke bedoeling van het Energierapport was een 4-jaarlijkse (kwantitatieve) visie van de overheid op vraag- en aanbodontwikkelingen en trends. Daarbij zou ook een oordeel passen over de uitkomsten van het proces, bijvoorbeeld in termen van de brandstofmix, waarbij zo nodig tot marktcorrectie zou worden overgegaan, zo nodig door daarvoor nieuwe (wettelijke) instrumenten te creëren. In de beleidspraktijk verdampte dit voornemen evenwel. Met betrekking tot de infrastructuur moesten er tweejaarlijkse '7-jaren indicaties' worden geformuleerd, waarin het nieuw gevormde TenneT aan dient te geven hoe het de vraag naar netwerkdiensten inschat en hoe het denkt daar aan te kunnen beantwoorden. Dit laatste paste ook in de leidende visie om onafhankelijke bedrijfsvoering van de infrastructuur te waarborgen door deze nog verder af te splitsen van productie en levering. Deze laatste functies lenen zich voor concurrentie, terwijl infrastructuur een natuurlijk monopolie vormt. Dit proces heeft geleid tot een steeds diepere splitsing van de verschillende functies, waarbij in de EU-lidstaten verschillende gradaties worden gehanteerd en soms

² Samenwerkende Elektriciteits Productiebedrijven. Zie voor een beschrijving van de ontwikkeling van de elektriciteitsstructuur: De Jong et al, *Dertig Jaar Nederlands Energiebeleid*, 2005.

een eigen invulling wordt gegeven. De richting is echter overal dezelfde en is uitgemond in het Derde Energiemarktpakket van de EU dat in het voorjaar van 2009 werd vastgesteld.

De leidende visie in dat proces van functiesplitsing was dat infrastructuur de ontwikkelingen van productie en verbruik diende te volgen. Ieder heeft een wettelijk recht op aansluiting en de onafhankelijke netbeheerder dient daarvoor te zorgen en een onbelemmerd transport te garanderen. Regulators hebben gezorgd voor het toezicht op de naleving en inmiddels voor een sterke verbetering van de efficiency van de netwerken. Marktwerking leidde ook tot een toename van gedecentraliseerd (kleinschaliger) productieaanbod. Dit kwam in Nederland eerder op gang dan elders door de gestimuleerde bouw van grote en kleinere industriële WKK centrales (in de industrie en later vooral in de tuinbouwsector), maar wordt nu ook in andere landen zoals Duitsland gevolgd. Infrastructuur volgde ook ontwikkeling van productie en verbruik omdat het in het geheel van de kosten van de elektriciteitsvoorziening een relatief gering deel vormde. Bij voorzorgsmaatregelen om tegemoet te komen aan grotere fluctuaties in de belasting van het net door meer dynamische productie (o.a. door duurzame energiebronnen) en aan de toenemende internationale verbindingen en grotere intelligentie in de netten begint dat te veranderen. Infrastructuur wordt dus een belangrijker mede-sturend onderdeel van de keten van functies in de elektriciteitssector, waarvan de relatieve kosten een groter gewicht krijgen. Ook dit is een reden om de verschillende aspecten van de voorziening expliciet meer in samenhang te zien.

2.2 Internationalisering van de elektriciteitsvoorziening

Een tweede ontwikkeling is die van nationale naar internationale systemen. Van oudsher is de elektriciteitsvoorziening in Nederland en elders provinciaal opgezet, waarbij de provinciale netten geleidelijk werden gekoppeld tot nationale. Dit werd vervolmaakt in de jaren '60-'80 waarbij elk land een sterk nationaal systeem kreeg. Deze waren onderling gekoppeld door een beperkt aantal interconnectoren die uitsluitend bedoeld waren voor onderlinge bijstand in tijd van fysieke problemen. Elke nationale markt had een nationale prijs, bepaald door de verhouding van nationaal aanbod, vraag en marginale kosten. De liberalisering vanaf de jaren '90 zette dit systeem onder druk, omdat grootverbruikers niet alleen belang hadden bij meer competitie op nationale markten maar ook wilden profiteren van lagere prijzen elders. Mede onder invloed van het Europese beleid werd de interconnectie tussen landen uitgebreid.

Gaandeweg ontstonden zo supranationale regionale markten.³ Deze ontwikkeling kreeg een stimulans toen de aaneengesloten landen ook sommige aspecten van hun beleid op elkaar gingen afstemmen. Het eerst gebeurde dit op de Scandinavische elektriciteitsmarkt waar al enkele jaren van een geïntegreerd marktsysteem sprake is (Nord Pool).⁴ Enkele jaren geleden volgden Nederland, België, Luxemburg, Duitsland en Frankrijk in het zgn. Pentalaterale Forum, waarbij de inzet niet alleen was de grensoverschrijdende verbindingen uit te breiden maar vooral om er slimmer gebruik

³ We bedoelen hier regionale markten in de Europese context, zoals bijvoorbeeld de Noordwest-Europese markt, de Scandinavische markt of de Iberische markt.

⁴ *Nord Pool*, ofwel de *Nordic Power Exchange*, is de geïntegreerde stroommarkt opgezet door Denemarken, Noorwegen, Zweden en Finland.

van te maken. Als gevolg van de tot stand gebrachte 'marktkoppeling' zijn de prijzen in Nederland, België en Frankrijk nu in grote mate geharmoniseerd; de inzet is dat Duitsland en Luxemburg binnenkort zullen volgen. Uitbreidingen met Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk liggen in een wat verder verschiet.

2.3 Nieuwe verhoudingen?

Deze ontwikkelingen roepen de vraag op of het huidige denken over de elektriciteitsmarkt nog wel adequaat is. Heeft het zin na te denken over de brandstofmix van de elektriciteitsmarkt in een land dat steeds nauwer met andere is verbonden? En blijft het gerechtvaardigd te veronderstellen dat infrastructuur productie moet volgen als de verhouding tussen kosten van productie en infrastructuur gaat verschuiven en de tijdsduur van dit soort projecten steeds langer wordt – anders gezegd, als de kosten van het niet in samenhang ontwikkelen van productie en infrastructuur zullen toenemen? In dit paper zal beargumenteerd worden dat het een maatschappelijke baat heeft wanneer (1) niet langer primair nationaal gedacht blijft worden over de brandstofmix; en (2) wanneer infrastructuur en productie in samenhang worden ontwikkeld.

Een dergelijke benadering stelt ook de verhouding tussen overheid en markt in een nieuw daglicht. Vooral in Nederland wordt veel waarde gehecht aan het in publieke handen houden van infrastructuur. De hypothese daarbij is dat dit marktwerking ten goede kan komen. Opmerkelijk is dat hierbij niet het argument wordt gehanteerd dat in andere netwerksectoren wel van groot belang is, n.l. dat een publiek gestuurde ontwikkeling van infrastructuur een positief effect op de ordening van een land kan hebben. Bij wegen en spoorwegen is evident dat een publiek gestuurde ontwikkeling van de infrastructuur een ruimtelijke ordeningsbelang dient. Bij elektriciteit wordt niet in dit soort termen gedacht. Toch wordt veel gesproken over de voors en tegens van bepaalde ontwikkelingen van de brandstofmix, waarbij dan echter ook geconstateerd wordt dat de mogelijkheden van de overheid om deze daadwerkelijk te beïnvloeden beperkt zijn. Ook uit die optiek is het interessant om te onderzoeken welke baat een meer gecombineerde ontwikkeling van infrastructuur en elektriciteitsproductie zou kunnen hebben.

3

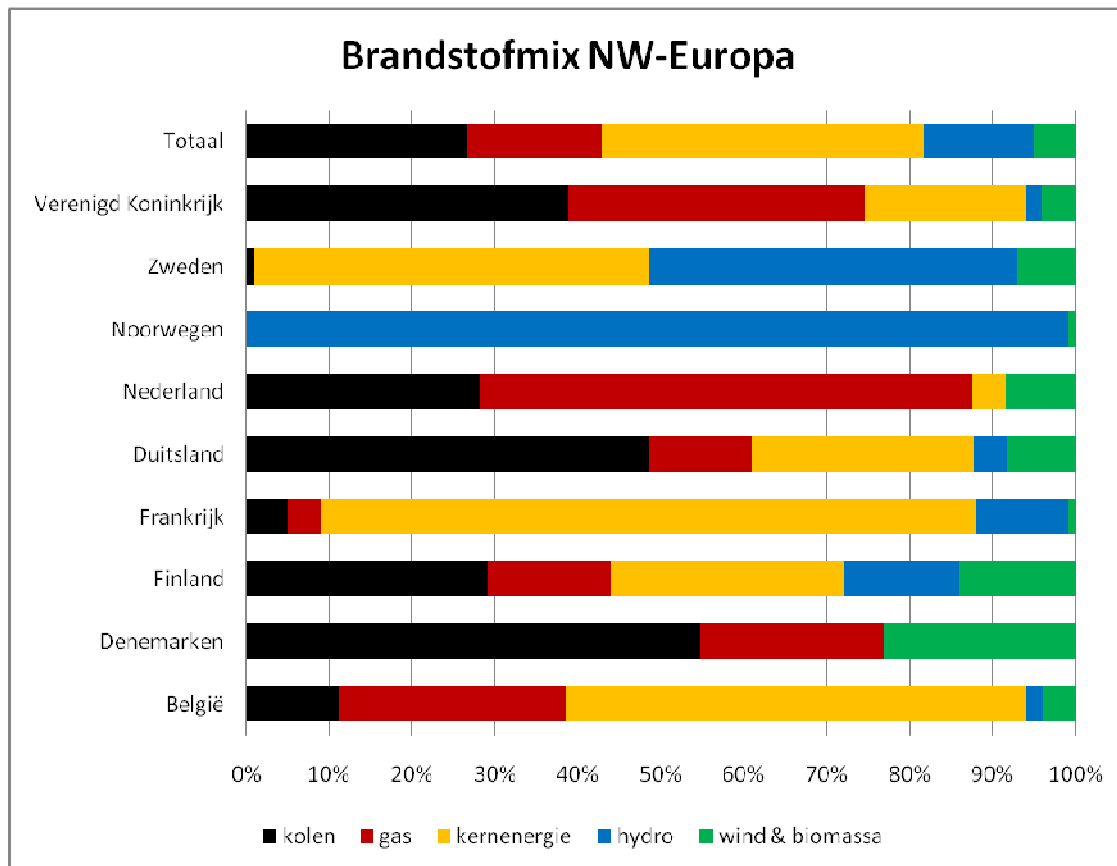
Brandstofmix in de internationale context: de NW-Europese markt

Op dit moment zijn Nederland, België, Luxemburg, Duitsland en Frankrijk al in redelijke mate geïntegreerde markten. Ze zijn niet volledig gekoppeld: de interconnectie tussen de landen is minder dan die binnen de landen. Maar gaandeweg is er van steeds meer wisselwerking sprake. Het feit dat er niet van een enkele netbeheerder (Transmission System Operator/TSO) sprake is, is niet zo relevant: in Duitsland zijn er landelijk zelfs vier.⁵ Het zijn dus nationale markten die elkaar steeds meer beïnvloeden, waar de samenwerking tussen de system operators toeneemt en die zich ontwikkelen in de richting van een gekoppelde markt. Dit is mogelijk door meer interconnectie en een betere benutting daarvan. Elektriciteitsprijzen op de spotmarkten van Nederland, België en Frankrijk zijn hierdoor geconvergeerd.⁶ De aan Nord Pool deelnemende landen – Finland, Zweden, Noorwegen en Denemarken – zijn daarin al voorgegaan. Nederland is inmiddels al gekoppeld aan Noorwegen en er zijn plannen voor een verbinding met Denemarken. Een derde regionale partij is Groot-Brittannië. Deze is al gekoppeld aan Frankrijk en wordt in de toekomst via de Britned kabel ook aan Nederland gekoppeld. Tezelfdertijd is sprake van een mogelijke verbinding tussen Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk. In de toekomst zal er dus een ontwikkeling te zien zijn in de richting van integratie van deze markten. Voor een adequaat beeld van een mogelijke toekomstige brandstofmix is het dus het beste naar de situatie in deze landen te kijken. Figuur 1 geeft het beeld voor 2006.

In totaliteit maakt kernenergie het grootste aandeel uit van de brandstofmix in deze regio (vooral door het grote aandeel in Frankrijk, België, Zweden, Finland en Duitsland). Kolen is in omvang de tweede brandstof, vooral beïnvloed door Duitsland, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. Samen zorgen ze voor tweederde van de brandstofmix. Gas en waterkracht vormen een veel kleiner aandeel, waarbij gas sterk wordt beïnvloed door het hoge aandeel in Nederland en het Verenigd Koninkrijk en waterkracht door dat in Zweden en Noorwegen. Moderne duurzaam opgewekte elektriciteit zoals windenergie, biomassa en zonne-energie heeft slechts een aandeel van 5% - alleen in Denemarken en Finland is het substantieel hoger.

⁵ Duitsland kent 4 bedrijven met een hoog voltagenet, te weten die van Eon, RWE, Vattenfall en ENBW. De Duitse regering streeft naar één landelijk net, een Netz AG. Het netwerkbedrijf van Eon is inmiddels verkocht aan TenneT en dat van Vattenfall staat te koop.

⁶ Dit proces is nog lang niet af. De benutting van interconnectie met Duitsland kan nog sterk verbeteren.



Figuur 1. Brandstofmix Noordwest-Europa (2006). Bron: DG TREN, *EU Energy and Transport in Figures (gross electricity production)*, 2009.

3.1 Mogelijke ontwikkeling

De laatste jaren is in de Noordwest-Europese markt een sterke toename van het gasgestookte vermogen te zien en verwacht mag worden dat dit zo zal blijven. Dit wordt veroorzaakt door het relatieve gemak en de snelheid waarmee deze centrales worden gebouwd, het relatief schone karakter ervan en daarmee een kleiner effect van CO₂-prijzen in vergelijking met kolen, de geringere kapitaalintensiteit van de investeringen en soms ook door expliciet stimulerend overheidsbeleid. Duurzaam opgewekte elektriciteit zal sterk toenemen als gevolg van krachtig overheidsbeleid in alle landen. In veel gevallen zal het daarbij vooral om windenergie gaan, maar in de Scandinavische landen ook om biomassa. Alleen in Duitsland en Nederland worden op dit moment nieuwe kolencentrales gebouwd. De bouw hiervan is duur en in het Europese emissiehandelssysteem verslechtert hun relatieve positie. In Duitsland wordt verwacht dat ook de betrekkelijk nieuwe centrales die draaien op inheemse bruinkool nog lang in gebruik zullen blijven. Het Verenigd Koninkrijk verwacht een daling van het aandeel steenkool. Het Verenigd Koninkrijk is het enige land uit de regio waar een helder beleid is uitgestippeld naar een verplichte toepassing van *carbon capture and storage* (CCS) vanaf ongeveer 2020. Een onafhankelijke commissie moet de regering adviseren

wanneer de technologie in voldoende mate betrouwbaar wordt geacht om de verplichting in te laten gaan; de verwachting is uitgesproken dat dit rond 2020 het geval kan zijn.⁷ Evenwel mag verwacht worden dat in de gehele regio het aandeel kolen zal dalen. Frankrijk en Finland bouwen op dit moment een kerncentrale, het Verenigd Koninkrijk heeft aangekondigd er ook een te willen bouwen en Zweden heeft het moratorium op de bouw van kerncentrales beëindigd. Het Duitse en Belgische beleid is formeel gericht op een uitstap uit kernenergie. Echter, in België is voorgesteld de levensduur van de oudste kerncentrales met 10 jaar te verlengen en in Duitsland overweegt de nieuwe regering ook een levensduurverlenging. Zo'n heroverweging is mede ingegeven door een mogelijk tekort aan productievermogen dat in enkele landen van de Noordwest-Europese markt anders zou kunnen optreden. Toch zullen er zoveel kerncentrales de komende 15 jaar uit bedrijf gaan, dat het voor de hand ligt te veronderstellen dat hun aandeel zal dalen.

In box 1 zijn een paar verkenningen gedaan, waarbij van belang is te onderstrepen dat de aldus gedefinieerde Noordwest-Europese markt maar liefst twee derde van de totale Europese elektriciteitsmarkt voor zijn rekening neemt. Vanuit CO₂- en voorzieningszekerheidsoptiek scoort de Noordwest-Europese markt beter dan Europa als geheel: zowel de aandelen kernenergie als duurzame energie zijn er hoger.

3.2 Nederland in Noordwest-Europees kader

In Nederland wordt de brandstofmix van oudsher als nationaal vraagstuk gezien. Toen de elektriciteitsmarkten niet verbonden waren was dat ook logisch. Er zijn redenen dat nu anders te zien. Allereerst is de netstabiliteit in technische zin niet langer primair een nationale zaak. Als in Noordwest Duitsland een probleem ontstaat in de stroomvoorziening is de kans groter dat Nederland hiermee wordt geconfronteerd dan Beieren. Denemarken zou zijn grote aandeel windenergie ook niet kunnen realiseren als het niet nauw aan het systeem van Zweden was gekoppeld, dat elektriciteit afneemt als het in Denemarken stevig waait en exporteert wanneer de Deense windturbines stilstaan. Ten tweede zijn de prijzen in toenemende mate gekoppeld, op dit moment vooral met Frankrijk en België, in de toekomst ook met Duitsland. Ten derde nemen de directe beïnvloedingsmogelijkheden van het Nederlandse beleid af. Tot 2012 wijzen de Europese landen hun CO₂ emissierechten – binnen zekere grenzen – elk op eigen wijze toe. Nederland kon daarbij wat meer aandacht schenken aan de positie van warmtekrachtcentrales (WKK), Duitsland had de neiging de kolencentrales niet te veel te benadelen. Vanaf 2013 kan dat niet meer en zijn niet alleen de plafonds maar ook de wijze van toewijzing van rechten Europees vastgesteld. De Europese doelstelling van in 2020 te verwezenlijken duurzame energie is weliswaar bindend maar nog wel een nationale verantwoordelijkheid. Ook is er weliswaar meer samenwerking tussen buurlanden ontstaan maar kan dat alleen op basis van unanimiteit tot besluiten leiden. We bevinden ons dus in een schemerzone waarin de Nederlandse politiek aangesproken wordt op de brandstofmix in ons land en er zeker nog instrumenten bestaan om die te

⁷ Zowel in het Verenigd Koninkrijk als in andere landen – waaronder Nederland – wordt besproken of zgn. *emission performance standards* (EPS) daarbij een rol kunnen spelen, of dat andere vormen van ondersteuning of verplichtingen beter zouden werken. Een EPS bindt de productie per kWh aan een maximum uitstoot van bijvoorbeeld CO₂. Een EPS per brandstofinzet zou de toepassing van CCS bevorderen. Het zou bij kolencentrales ook tot meer inzet van biomassa kunnen leiden.

beïnvloeden. Maar echter zowel de leveringszekerheid als een groot deel van het milieueffect spelen steeds meer op een hoger supranationaal schaalniveau.

Box 1 Enkele toekomstige ontwikkelingen van de Noordwest-Europese brandstofmix

Het is op dit moment niet goed mogelijk substantiële uitspraken te doen over de ontwikkeling van de brandstofmix in Noordwest-Europa. Toch is daar in grote lijnen wel iets over te zeggen, gebaseerd op twee scenario's van het Internationaal Energie Agentschap (IEA) uit 2008.

In het referentiescenario van het IEA is sprake van blijvend hoge energieprijzen, maar komt geen wereldwijd klimaatbeleid tot stand en wordt de Europese emissiehandel na 2020 beëindigd. In het 550 ppm scenario uit 2008 nemen de geïndustrialiseerde landen gezamenlijk het voortouw in het klimaatbeleid en volgen de ontwikkelingslanden, maar met betrekkelijk zachte maatregelen. Ook dit is kwantitatief door het IEA uitgewerkt en lijkt geen onrealistische veronderstelling. In de tabel staan de brandstofmix van de EU-27 in 2006 en voor 2030 zoals ingeschat door het IEA, zowel in het 'referentiescenario' als bij een sterk klimaatbeleid. Voor het verschil is de procentuele mutatie aangehouden die het IEA voor de OECD landen tezamen geeft. De situatie in 2006 in Noordwest-Europa plus die in 2030 is toegevoegd met de veronderstelling dat de wijziging ongeveer hetzelfde zal zijn als voor geheel Europa, en ook is een ruwe schatting gemaakt voor wat het klimaatbeleid voor de brandstofmix in Noordwest Europa zou betekenen.

(%)	Europese Unie (EU-27)			NW-Europa		
	2006	2030 Ref. Scenario	2030 met klimaatbeleid	2006	2030 Ref. Scenario	2030 met klimaatbeleid
Kolen	31	23	9	26	18	6*
Gas	21	26	31	16	23	27
Nucleair	30	16	21	38	20**	24
Hydro	9	10	37	13	14	43
Overig duurzaam	6	22		5	23**	

(*) iets geringere daling vanwege enige veronderstelde CCS; (**) iets sterkere daling vanwege kernuitstap in enkele landen, en daarom iets meer duurzaam. Ontleend aan IEA, *World Energy Outlook 2008*.

De uitkomsten van deze globale analyse zijn toch wel opmerkelijk. In alle gevallen is er een zeer forse stijging van het aandeel gas. Ook overig duurzaam -vooral wind- stijgt snel. In Noordwest-Europa is er dus volgens die inschatting tot 2020 voldoende gasvermogen om snel te kunnen reageren op toe- en afname van windproductie. Zelfs als de toename duurzaam volledig naar windenergie zou gaan -wat onwaarschijnlijk is- zou het aandeel hiervan in 2030 maximaal 24% van de elektriciteitsvoorziening bedragen. Dat is veel en zal veel aandacht vragen, maar bij goede interconnectie en aandacht voor vermindering van de vraag bij gering wind-aanbod en toename van de vraag bij een groot elektriciteitsaanbod in de dalperiode - zoals de vele Franse warmwaterboilers die 's nachts worden verwarmd - lijkt het probleem van de intermittency tot 2020 niet onoplosbaar. Ook met het klimaatbeleid daalt het aandeel kernenergie omdat toch een zekere mate van afbouw in Duitsland, België en Zweden wordt verondersteld waar een kleine absolute toename in Frankrijk (en dus dalend aandeel) en Finland en een constant vermogen in Engeland tegenover staat. De grote mutatie is er bij kolen. In het referentiescenario daalt het aandeel, en bij klimaatbeleid zelfs sterk. Dit komt omdat het IEA veronderstelt dat in 2030 CCS nog duurder is dan de CO₂ prijs bedraagt. Als die veronderstelling wordt losgelaten en uitgaan wordt van een krachtig CCS beleid, zou de daling van het kolenaandeel iets beperkt kunnen worden, maar nog steeds zeer fors blijven. Dit komt vooral omdat er in Duitsland en Engeland minder kolencentrales gebouwd dan gesloten worden.

Toch kijkt de politiek in de verschillende landen nog vaak in het bijzonder naar de brandstofmix in het land zelf. Vanuit de optiek van leveringszekerheid lijkt dat weinig zin meer te hebben. Door Europese wetgeving hebben binnen- en buitenlandse leveringscontracten dezelfde betekenis. Wel is de mogelijkheid tot beïnvloeding door middel van specifieke regelgeving – vooral inzake lokale milieukwaliteit – groter dan op het (intra)nationale niveau. Ook slaan werkgelegenheidseffecten lokaal neer. Vandaar dat Rotterdam zich afficheert als ‘schone energiehaven’, noordelijk Nederland als ‘energy valley’ en Zuid-Beveland als ‘kernenergiecluster’. Een belangrijk aspect om hierbij op te merken is dat een belangrijk deel van de geplande uitbreidingen in productiecapaciteit voor elektriciteit in Nederland te herleiden is tot zeer gunstige (en regionaal zeer competitieve) vestigingsplaatsvoordelen voor elektriciteitscentrales, zoals de beschikbaarheid van voldoende koelwater; de diepzeehavens en logistiek voor de aanvoer van kolen; beschikbaarheid van aardgas en de hoge kwaliteit van het elektriciteitsnet.⁸ In deze overwegingen spelen dus ook ruimtelijk-economische belangen mee, naast het ‘gewone’ energiebeleid. Ook deze invloeden hebben echter gevolgen voor de energievoorziening en de energie-infrastructuur.

⁸ Energie Dialoog Nederland (EDN), *Groene Energie voor de Basislast?*, oktober 2009, pp. 7-8.

4

Marktwerving en brandstofmix

Het huidige marktmodel in Nederland en de EU heeft als uitgangspunt dat de productie van elektriciteit een concurrerende activiteit is. Dat heeft zowel betrekking op de keuze om capaciteit te bouwen als ook om deze daadwerkelijk te benutten. Omvang en verdeling van productievermogen is dus één aspect dat van belang is bij een brandstofmix. Het kiezen van de daadwerkelijke inzet en het produceren van elektriciteit is een ander aspect. Beide worden beïnvloed door marktomstandigheden en door overheidsbeleid.

Keuzes en besluiten bij de ontwikkeling van productiecapaciteit worden onder meer beïnvloed door vestigingsplaatsfactoren, maar ook door een visie op de langere termijn voorzieningszekerheid van de brandstofkeuze. Het overheidsbeleid ten aanzien van duurzame energie en -vooral- het emissiebeleid en de verwachtingen rond de ontwikkelingen van de CO₂-prijs spelen eveneens een bepalende rol.

Bij de concrete inzet van de verschillende opwekoptyes zijn het vooral de ontwikkelingen van de marktprijzen die bepalend zijn, te weten die van de brandstof zelf, de onderlinge verschillen tussen kolen en gas, en de toekomstige marktprijzen (de “forwards”) voor elektriciteit en voor CO₂. Daadwerkelijke inzet kan ook gestuurd worden door overheidsbeleid (bijvoorbeeld verplichte voorrang voor duurzaam) of door de wijze waarop de tariefstructuur van de TSO het gedrag van de producent beïnvloedt.

4.1 Productievermogen

Allereerst worden de kwesties inzake capaciteit en productievermogen besproken. Binnen het EU-model zijn overheden vrij om hiervoor kaders te stellen, bijvoorbeeld in de vorm van wet- en regelgeving of in de vorm van specifieke beleidsdoelen met bijbehorend instrumentarium. Dat dient te passen binnen het algemene verband van de EU, met name als het gaat om het toepassen van het non-discriminatie principe. Bij de kaders en regels kan dus geen onderscheid worden gemaakt naar de “nationaliteit” van de betreffende bedrijven. Relevant is verder dat EU-regels het overheden mogelijk maken om in te grijpen wanneer zij van mening zijn dat de voorzieningszekerheid in het geding zou komen omdat initiatieven voor nieuw productievermogen achterblijven. Overheden kunnen om aanvullend productievermogen op de markt te brengen dan zelfs tenders organiseren. In Nederland is aan die laatste bepaling overigens geen vervolg gegeven.

Als eerder gezegd, het huidige marktmodel in Nederland voorziet niet in instrumenten om te sturen op de brandstofmix als een apart doel bij de keuze voor nieuw productievermogen. Wel heeft de overheid in Nederland doelen vastgesteld ten aanzien

van de aandelen duurzame energie (mede naar aanleiding van EU-verplichtingen). De verdeling van (verhandelbare) vergunningen voor de uitstoot van CO₂ is tot 2013 ook een nationale verantwoordelijkheid, daarna een Europese. Ook dit stuurt de inzet van brandstoffen. Ten slotte heeft ook het beleid om in te zetten op *carbon capture and storage* (CCS) en die technologie te bevorderen, invloed op dit keuzeproces.

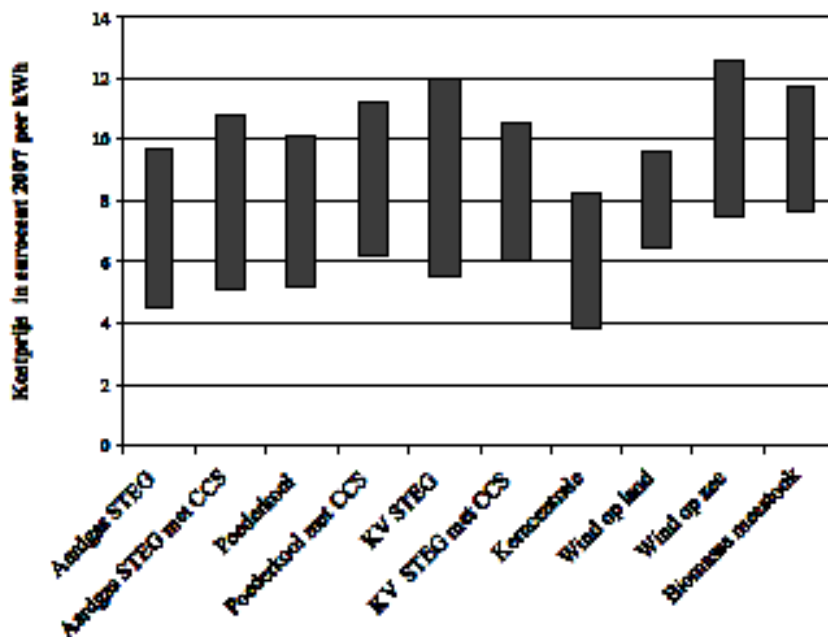
Daarnaast is er een heel scala aan wetten en regels die meer algemeen van invloed zijn op bouw en bedrijf van elektriciteitsproductievermogen. Er zijn regels op milieugebied, bijvoorbeeld op het gebied van nucleaire veiligheid, maar vooral ook op de ruimtelijke inpassing. Voor vestigingsplaatsen geldt een apart structuurschema, waarin aan de hand van een aantal criteria bindende uitspraken worden gedaan over aard en omvang van grootschalige productie-eenheden en hoogspanningsverbindingen.

Marktpartijen maken binnen deze kaders hun eigen keuzes voor de opwekmethode en de daarbij passende technologie: de inzet van duurzame energie en zo ja welke, de inzet van fossiele brandstoffen, en - eventueel - kernenergie. Een heel scala aan overwegingen speelt daarbij een rol, mede afhankelijk van het betreffende businessmodel van de investeerder en de beoogde/beschikbare locatiekeuze. Bedrijven die willen produceren voor een specifieke deelmarkt of doelgroep en daarbij van een bepaalde (kleinschalige) capaciteitsomvang willen uitgaan zullen dan eerder willen inzetten op duurzame bronnen of aardgas. Bedrijven die willen werken voor een grotere, vaak ook internationale, markt zullen bij hun keuzes andere factoren meewegen. Marktintegratie en marktkoppelingen in de Noordwest-Europese markt zijn dan een belangrijke factor. Risicospreiding en risicomanagement pleiten vervolgens voor bepaalde brandstofportfolio's. Daarbij is ook de lange termijn leveringszekerheid van de betreffende brandstof van groot belang, in relatie tot de verwachte of geplande (economische) levensduur van de nieuwe eenheid. Voor nieuwbouw is de visie van de onderneming en haar perceptie van de langetermijntrends en prijsrisico's relevant. Besluiten over de productiepark-portfolio worden veelal genomen uit het oogpunt van het spreiden van risico's waarbij vormen van risicobeheer zoals prijs-hedging, alsmede de mogelijkheden van brandstofinkoop via lange-termijn contracten cruciaal zijn. Marktverwachtingen ten aanzien van elektriciteitsprijzen, brandstofprijzen, en CO₂-prijzen en de marktrijpheid van zich ontwikkelende technologieën spelen een doorslaggevende rol. Bovendien hebben deze verwachtingen ook invloed op de financieringsperspectieven van projecten.

4.2 Elektriciteitsprijzen en achterliggende kosten

Verschillende marktpartijen of overheden hebben andere verwachtingen inzake toekomstige energieprijzen. Dit beïnvloedt uiteraard de verschillen in investeringsgedrag en beleid. Soms is zo'n verwachting heel impliciet. De meeste overheden gaan er bijvoorbeeld vanuit dat op termijn de kosten van duurzaam opgewekte elektriciteit zullen dalen. De veronderstelling is dan dat leereffecten en technologische verbetering via schaalvoordelen tot een dalende kostencurve leiden die op zeker moment de kostenontwikkeling van fossiele brandstoffen zal kruisen. Er zijn veel studies over mogelijke kostenontwikkeling per brandstof en ze geven vaak verschillende beelden waarover verhitte debatten gevoerd kunnen worden. Toch doemt daar wel een patroon uit op:

- bepalende factoren zijn investeringskosten (CAPEX), brandstofkosten, CO₂-prijzen en operationele kosten (OPEX). De investeringskosten zijn de afgelopen jaren sterk gestegen. Sommige hebben zich vooralsnog op dat hoge niveau gehandhaafd, andere (bijvoorbeeld zon-PV) zijn als gevolg van de economische crisis weer sterk gedaald. Vooral kapitaalintensieve vormen van opwekking (kern- en windenergie, in mindere mate ook kolencentrales) hebben veel last van terughoudendheid van financierders. Centrales met een relatief gering aandeel kapitaal- en een groot aandeel brandstofkosten (bijvoorbeeld gascentrales) hebben het de laatste tijd weer wat makkelijker;
- gascentrales hebben veel last gehad van de hoge olieprijsen door de feitelijke koppeling van gas- aan olieprijsen, maar de afgelopen jaren zijn ook kolenprijzen voor het eerst in decennia gaan stijgen;
- de in 2005 ingevoerde emissiehandel heeft ondanks de ruime allocatie van rechten in de eerste handelsperiode (2005-7) tot aantoonbare effecten op kosten en prijzen geleid.⁹
- een representatief beeld is opgenomen in figuur 2. Het beeld uit de *World Energy Outlook 2008* van het IEA is vergelijkbaar. De bandbreedte wordt veroorzaakt door hogere of lagere schattingen van de exploitatieperiode van een centrale, bouwkosten, rente over geleend kapitaal, gewenst rendement op eigen vermogen, onderhouds-, brandstofkosten en CO₂-prijzen.



Figuur 2. Kostprijzen elektriciteit. Bron: ECN.

De geschatte kosten van centrales vanuit investeerdersperspectief zijn uiteraard sterk afhankelijk van de gemaakte veronderstellingen. Figuur 2, die betrekking heeft op geschatte kosten van centrales die in 2020 draaien, illustreert hoe groot de bandbreedtes zijn maar ook hoeveel overlap daarin voorkomt. Het is dus begrijpelijk dat grote energiebedrijven met een brede portfolio werken, zodat ze tegen verschillende risico's bestand zijn. Aan de onderkant van de bandbreedte scoren kernenergie en

⁹ World Bank, *Substitution and Technological Change under Carbon Cap and Trade*, Policy Research Working Paper 4957, 2009.

aardgas stoom-en-gas (STEG) centrales goed, aan de bovenkant van de bandbreedte – met ondermeer een hogere CO₂ prijs – komt wind op land daar als relatief rendabele optie bij. Wind op zee en opties met CO₂ afvang en opslag (CCS) lijken relatief duur. Als gesteld, de verwachting is dat ze op termijn goedkoper zullen worden maar onzeker is hoe snel en in welke mate. Ook de verwachting omtrent de mate waarin deze kosten zullen dalen is van invloed op de gekozen portfolio. Naast deze bedrijfsmatige overwegingen spelen ook maatschappelijke factoren een rol, zoals het ‘groene imago’. Publieke verantwoordelijkheid kan naast de technisch-economische kant in meer enge zin tot keuzes leiden meer te doen aan duurzame energie.

4.3 Decentrale opwekking

De opkomst van decentrale elektriciteitsopwekking is bij het nadenken over de brandstofmix van groot belang. Nederland heeft daarin een lange traditie. In de jaren '80 en '90 is relatief veel industriële warmtekrachtkoppeling (WKK) gebouwd door een combinatie van factoren: een uitstekend gasnet, actief overheidsbeleid en specifiek belang van energieleverende bedrijven om zich aan de centrale planning van de Sep te kunnen onttrekken. Het aandeel industriële WKK is hierdoor veel hoger dan elders. Later is het begrip decentrale elektriciteitsopwekking preciezer gedefinieerd als opwekking die is aangesloten op de distributienetten (met een spanningsniveau lager dan 110 kV) en die een elektrisch vermogen heeft tot 100 MW. Daarbij moet men denken aan middelgrote industriële WKK, WKK in de glastuinbouw en in utiliteitsgebouwen¹⁰, windenergie op land, biogasinstallaties en biomassaverbranding, afvalverbrandingsinstallaties en PV-zon.¹¹ Momenteel is het aandeel decentrale opwekking in Nederland een derde (25% middelgrote WKK, 7% wind op land, 2% biomassa en PV). Dit is al 10 jaar grofweg hetzelfde. Hoewel er grote bandbreedten zijn in de verwachtingen, lijkt het er vooralsnog op dat het aandeel decentraal zal stijgen. In haar *Visie 2030* indiceert TenneT bijvoorbeeld een mogelijk aandeel decentraal in 2030 dat zou kunnen variëren tussen 27 en 60%.¹² Maar belangrijk is vast te stellen dat deze toename geen zekerheid is, omdat ook grootschalig vermogen kan toenemen en omdat ook scenario's denkbaar zijn waarin dat zelfs sneller stijgt dan het decentrale vermogen. Ook in de andere Noordwest-Europese landen wordt in het algemeen een toename van decentrale opwekking verwacht. Belangrijk in dit verband is de invloed die dit gaat hebben op de infrastructuur. Het eenrichtingsverkeer van centrale naar klant wordt vervangen door een tweerichtingsverkeer. Bij grotere omvang zal ook de kwaliteit van de decentrale stroomproductie bewaakt moeten worden. Dat zal nieuwe eisen aan de infrastructuur stellen.

4.4 Grootschalig of kleinschalig

Het past bij de maatschappelijke ontwikkelingen naar decentralisatie van allerlei besluiten en voorzieningen om aan de kleinschalige en decentrale opwekmethodes van elektriciteit voorrang te willen geven. Dit lijkt echter tegengesteld aan de trend van schaalvergroting en grensoverschrijdende integratie die in de Europese energiesector

¹⁰ Utiliteitsgebouwen zijn gebouwen zonder woonbestemming, zoals ziekenhuizen, scholen, kantoren, fabrieken en kazernes.

¹¹ Scheepers, M.J.J., *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), 2008.

¹² TenneT, *Visie 2030*, februari 2008.

aan de gang is. Zonder het belang van kleinschaligheid en decentralisatie te ontkennen, is het evenzeer nodig om op systeemniveau af te wegen wat de gevolgen zijn van de verschillende ambitieuze doelen rond duurzame energie en hun gewenste realisatiepaden. Schaal zal dan zeker een rol spelen, zeker wanneer bedacht wordt dat op het niveau van de EU men er steeds meer van overtuigd raakt dat grootschalige toepassing van windenergie slechts haalbaar is bij een off-shore ontwikkeling waarvoor in feite alleen de Noordzee geschikt is. Grootschalige toepassing van zonne-energie via CSP (Concentrated Solar Power)¹³ is alleen mogelijk in regio's met een zeer directe instraling van de zon. Binnen de EU is dit goed voorstelbaar in Spanje, zuidelijk Italië of Griekenland en de eilanden in de Middellandse Zee, maar nog beter door grootschalige productie-eenheden te realiseren in Noord-Afrika. Dergelijke projecten vergen grote investeringen en een bijna met de grote olie- en gasproducties vergelijkbare project-opzet met grote kapitaalcrachtige partijen. Die partijen zullen doorgaans ook investeren in kolen en kernenergie. Grote internationale ondernemingen zullen in hun portfolio altijd vele energie opties opnemen, maar de een zal de nadruk anders leggen dan de ander. Concluderend is duurzaam niet hetzelfde als decentraal of kleinschalig en fossiel niet hetzelfde als grootschalig. Alle mengvormen komen voor.

4.5 Flexibiliteit nodig

Meer duurzame energie betekent meer 'intermittency' in de elektriciteitsvoorziening, in het bijzonder vanwege uitval van stroomproductie wanneer de wind of de zon te zwak aanwezig zijn. Dit heeft als consequentie dat er meer rekening gehouden moet worden met een potentiële onbalans tussen productie en verbruik. Aanbod van elektriciteit is daarmee nog moeilijker te sturen in relatie tot de vraag. Er ontstaat dan ook meer behoefte aan flexibiliteit bij inzet van capaciteit en meer behoefte aan opslagmogelijkheden, zoals bijvoorbeeld door middel van het bijvullen van waterbekkens bij waterkrachtcentrales.¹⁴ Flexibiliteit krijgt dan een prijs. Het wordt dan ook aantrekkelijk om te investeren in flexibel vermogen en dit vermogen ook in te zetten wanneer nodig. In de regel geldt dat aardgas de 'preferred option' is, ook doordat nieuwe eenheden relatief snel en voordelig te bouwen zijn.

Over de vraag of ook kolen- en kerncentrales een bijdrage kunnen leveren aan flexdiensten wordt verschillend gedacht. Vanuit de Franse ervaringen wordt naar voren gebracht dat de huidige en toekomstige generatie kerncentrales, zoals AREVA's European Pressurized Reactor (EPR), tot op zekere hoogte zodanig bedreven kunnen worden dat aan de flexbehoefte kan worden voldaan. Technisch kunnen ze in enkele uren van 100% van het vermogen terug naar 50 à 60% en weer terug omhoog naar 100%; sommige ontwerpen kunnen dat zo vaak als nodig is, andere tot een maximum van 200 keer per jaar. Kolencentrales kunnen tijdelijk opgeregeld worden tot 105% en stapsgewijs tot een nog lagere deellast van zo'n 20% afgeschakeld worden. Nieuwe kolencentrales zijn sneller bij te stellen dan oude. Een eigenaar van een kolencentrale zal de productie echter om economische redenen liever niet terugbrengen en bij een kerncentrale is dat in nog sterkere mate het geval: de opbrengst daalt dan sterker dan de kosten die in hoge mate vastliggen. In de discussie in Duitsland¹⁵ wordt naar voren

¹³ Hierbij wordt zonlicht door middel van spiegels versterkt en aangewend om via geconcentreerde verhitte stoom een stoomcyclus aan te drijven ten behoeve van elektriciteitsopwekking.

¹⁴ Zie ondermeer: TenneT, *Grootschalige energie-opslag*, februari 2009.

¹⁵ Zie: SRU, *Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung*, mei 2009.

gebracht dat de inflexibiliteit van kolen- en kerncentrales een optimale toepassing van windenergie in de weg zitten. Sommigen pleiten er daarom voor nu al rekening te houden met de noodzakelijke toename van flexibiliteit die in de toekomstige elektriciteitsvoorziening het geval zal zijn. Een groot aandeel kolen- of kerncentrales past daarin minder goed. Recent heeft de Technische Universiteit Delft in opdracht van het Nederlandse ministerie van Economische Zaken een quick scan gedaan naar de regelbaarheid van elektriciteitscentrales.¹⁶ Box 2 zet de bevindingen daarvan op een rijtje. Met betrekking tot flexibiliteit en de inpasbaarheid van stroomproductie door duurzame bronnen worden ook de interconnecties met het buitenland steeds belangrijker, om zowel aan een mogelijk overschot als tekort in de binnenlandse productie door middel van stroomimport of -export te voorzien. Maar ook is echter de zorg uitgesproken of de huidige (en geplande) interconnectiecapaciteit, samen met de te voorziene markt-ontwikkeling in omliggende landen, in de toekomst wel voldoende mogelijkheden biedt voor de export van 'overtollige' windenergie of nieuwe kolencentrales.¹⁷

Box 2 Regelbaarheid van elektriciteitscentrales (TU Delft-studie 2009)

In het kader van de behandeling van het wetsontwerp inzake voorronng voor duurzaam heeft de TU Delft in opdracht van EZ een quick scan gedaan naar de regelbaarheid van elektriciteitscentrales en hun brandstoffen. De voornaamste conclusies van de studie zijn:

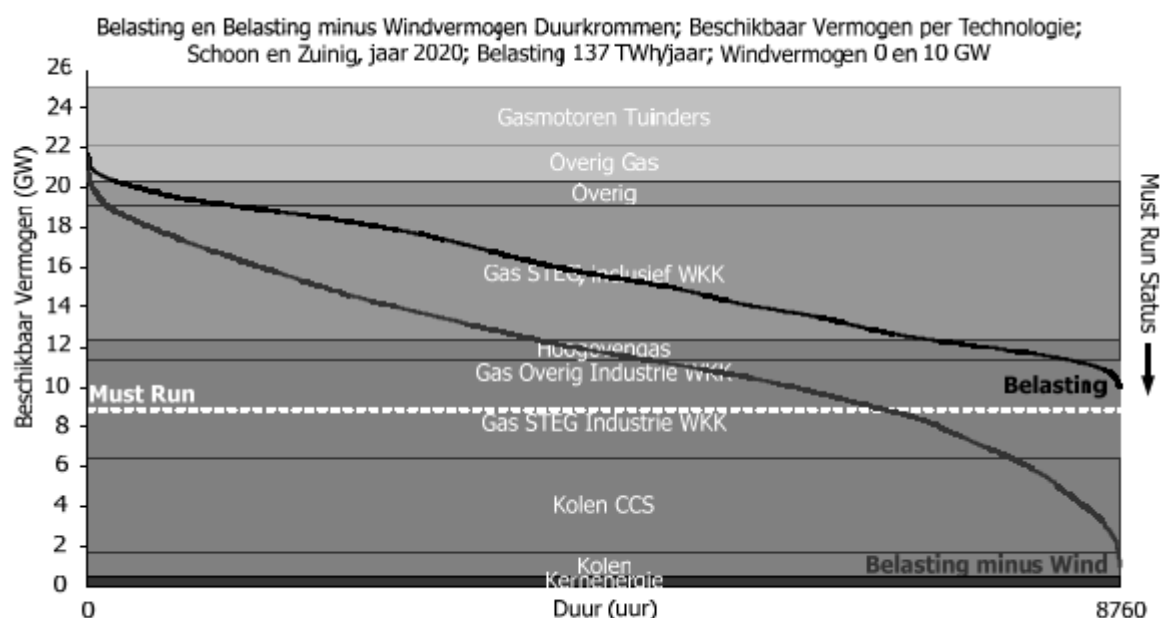
1. Technische grenzen zorgen ervoor dat veel centrales niet minder dan 30% van hun maximale capaciteit kunnen leveren. Steenkoolcentrales zijn het traagst op te starten en bij te stellen (ca. 2% van hun capaciteit/minuut), en open-cycle gasturbines het snelst (3-4%/min). Warmtekracht en STEG-eenheden zitten hier tussenin. Gasturbines zonder stoomcyclus en gasmotoren zijn het snelst regelbaar maar hebben een beduidend lager energetisch rendement en vormen slechts een klein aandeel van het totale productiepark.
2. De mogelijkheid om elektriciteitsproductie bij te stellen en verstoringen op te vangen is ook afhankelijk van de operationale toestand van dat productiepark, i.e. welke centrales er op dat moment draaien. In Nederland wordt er voornamelijk met gascentrales geregeld, aangezien dit snel en tegen relatief lage kosten mogelijk is.
3. Met kolencentrales kan ook geregeld worden, maar hogere kapitaalkosten en hogere emissies die bij deellast ontstaan, maken dit minder aantrekkelijk. Ook kerncentrales en windturbines zijn regelbaar (de laatste alleen afregelbaar), maar hierbij is het belangrijkste obstakel de *opportunity costs*: de gedorven inkomsten die bij zeer geringe variabele kosten verkregen hadden kunnen worden. Kolenvergassers kunnen wel flexibeler bedreven worden, mits er een bestemming gevonden wordt voor het geproduceerde gas wanneer dit niet in de gasturbines gebruikt wordt.
4. De reactiesnelheid van het productiepark kan slechts vergroot worden door inefficiënte open-cycle gasturbines te gebruiken of door te kannibaliseren op de betrouwbaarheid en levensduur van grote, efficiënte centrales. Dit laatste geldt omdat elke variatie in output van een centrale extra slijtage creëert. De levensduurverkortening neemt significant toe naarmate er sneller geregeld wordt: e.g. een stoomketel met 333 °C opwarmen in 1 uur verkort de levensduur met 0.1%, doet men dit in 6 uur is de levensduurverkortening slechts 0,001%.
5. Een oplossing voor het regelen zou kunnen bestaan uit het faseren van het congestiemanagement, aangezien er bij het bepalen van de termijn waarop dit uitgevoerd wordt altijd een balans gevonden moet worden tussen het feit dat er meer centrales beschikbaar zijn naarmate de afroeptijd langer is, terwijl aan de andere kant de kennis over precieze aard en omvang van de congestie directer naar *real time* toeneemt.

¹⁶ Dijkema, G; Lukszo, Z.; Verkooijen, A.; de Vries, L., Weijnen, M., *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken*, Technische Universiteit Delft, april 2009.

¹⁷ Zie: AER, *De Ruggengraat van de Energievoorziening*, 2009, pp. 29-34,65-69; en CE Delft, *Duurzame Elektriciteitsmarkt?*, oktober 2009, p. 12.

4.6 Dual use

In het verleden speelde 'dual use' een belangrijke rol in het denken over voorzieningszekerheid. Centrales draaiden op olie en konden in geval van crisis overschakelen op een andere brandstof. In Noordwest-Europa is dit als gevolg van technologische ontwikkeling en regelgeving niet langer het geval. In enkele situaties kunnen centrales op meerdere brandstoffen draaien. Dit is nu reeds aan de orde bij kolen en biomassa, en in geval van een kolenvergassingscentrale (KV STEG) kolen, biomassa en gas, terwijl in de toekomst in biovergassingscentrales verschillende verhoudingen van biomassa en gas mogelijk zijn. Bij een KV STEG staat de flexibiliteit in brandstofinzet zelfs voorop. Leveringszekerheid is tegenwoordig in het algemeen echter niet meer zozeer een zaak van een enkele centrale die op afwisselende brandstoffen draait, maar van de portfolio van een producent die uit verschillende elementen bestaat. Door de toenemende rol van biomassa als "bijstoker" in kolencentrales krijgt "dual-use" een extra dimensie. De combinatie van biomassa en kolen geeft mogelijkheden om zo duurzame energie een extra impuls te geven.



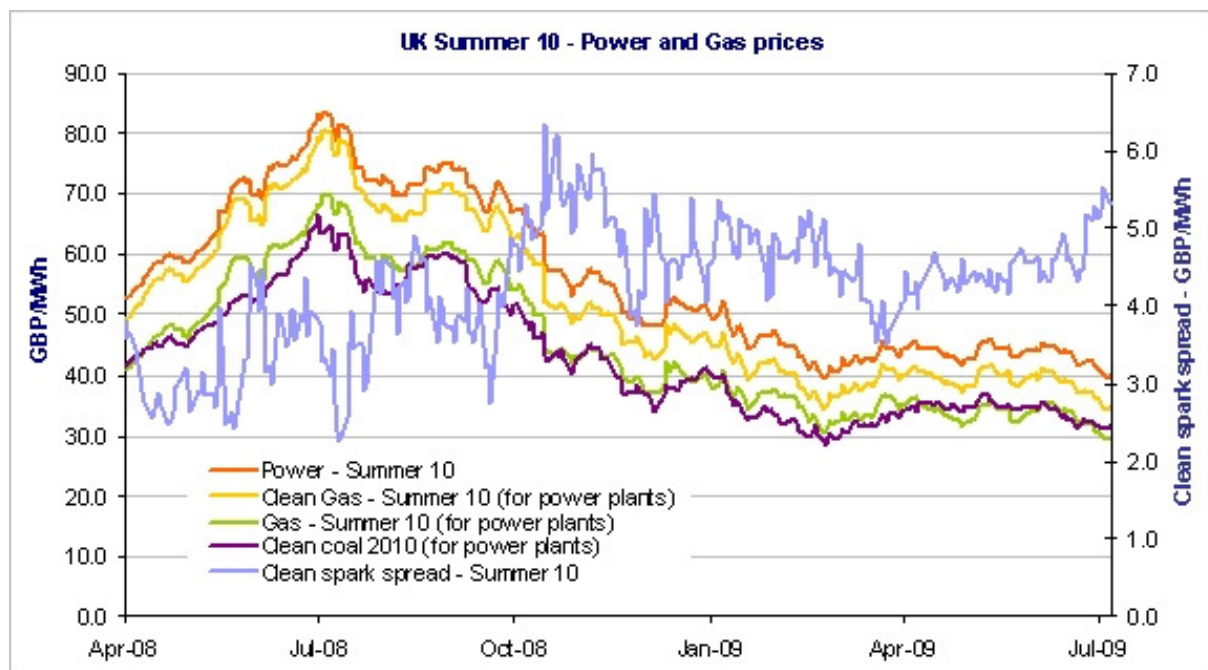
Figuur 4. Belastingduurkrommen: windvermogen en 'must run' zitten elkaar in toenemende mate in de weg. Bron: Ummels, 2006.

4.7 Daadwerkelijke brandstofinzet bij de productie

Het bouwen van productiecapaciteit en de daaruit resulterende brandstofmix is wat anders dan inzet van het vermogen tot daadwerkelijke productie. Het is het verschil tussen megawattens (geïnstalleerd vermogen) en megawatturen (hoeveelheid geproduceerde stroom). Het is goed om hierbij apart stil te staan. Marktprijzen, en daarmee samenhangende korte termijn trends en risico's worden steeds belangrijker als het gaat om de daadwerkelijke inzet. Brandstofprijzen (gas en "dus" olie, kolen, CO₂) en elektriciteitsprijzen worden daarbij 'sturende' gegevens bij inzetbesluiten. Markttransparantie wordt steeds belangrijker, en er ontstaat een groeiende behoefte

aan betrouwbare prijsindicatoren, zowel *real-time* alsmede voorspellingen op de korte- en langetermijn. Power en gas exchanges waarin gehandeld kan worden met spotprijzen alswel in futures zijn daarvoor essentieel. Economische en technische factoren bepalen dan vaak dat sommige eenheden altijd moeten draaien (“must run”) terwijl andere eenheden veel flexibeler kunnen worden ingezet. Een voorbeeld is de industriële WKK, waarbij de warmte noodzakelijk is voor het industriële proces. In sommige gevallen is het uit technische overwegingen noodzakelijk dat deze installaties continu draaien, in andere gevallen kunnen er aparte warmteketels worden ingeschakeld. Must-run speelt ook een rol wanneer stadsverwarming aan de orde is. Ook in die gevallen zullen elektriciteitsproducentie-eenheden wanneer de restwarmte voor stadsverwarming wordt ingezet in de regel niet of weinig flexibel kunnen worden ingezet. Hetzelfde geldt overigens bij de afvalverbrandingsinstallaties (AVI’s), waarbij de afvalverbranding prioriteit heeft en dus de elektriciteitsproductie altijd moet worden afgenomen. Figuur 4 laat zien dat al in 2020 een klein deel van het jaar de productie van windenergie zodanig hoog is dat – als geen andere oplossingen gevonden worden – de overige vraag minder groot is dan de ‘must run’ productie. Een nog groter deel van de tijd zitten WKK en windenergie elkaar in de weg.

Figuur 5 geeft een beeld van de verschillende relevante prijsontwikkelingen die producenten kunnen nopen tot arbitrage tussen bijvoorbeeld gas en kolen. Het kan dan prijstechnisch aantrekkelijk zijn om gas als zodanig te verkopen (of minder in te kopen) en elektriciteit te produceren uit kolen. Dit past volledig in een marktomgeving waar producenten streven naar winstmaximalisatie. In een dergelijk marktmodel kan echter ook gemanipuleerd worden (al dan niet door samenspanning van producenten), hetgeen extra alertheid vraagt van de mededingingsautoriteiten.



Figuur 5. Clean dark en clean spark spread bij make-or-buy keuze op UK markt. Bron: Nuon.

4.8 Interconnectie leidt tot minder prijsverschillen

Voor verbruikers zijn uiteraard niet de kosten van elektriciteitsopwekking zozeer van belang, maar de daarmee samenhangende prijzen. Op dit moment zijn de groothandelsprijzen in Nederland voor zowel basis- als pieklast wat hoger dan in Duitsland of Frankrijk.¹⁸ ECN heeft geanalyseerd dat, afgezien van basislastprijzen in het Verenigd Koninkrijk, de feitelijke groothandelsprijzen hoger zijn dan wat bij volledige concurrentie verwacht zou mogen worden, vooral in de pieklast.¹⁹ De analyse wijst ook uit dat meer interconnectie en marktkoppeling tot een convergentie van basislastprijzen in Nederland en de omringende landen leidt. Vooral het kostenverschil tussen Duitsland en Nederland is van belang. De concurrentiepositie van Nederland zal daarbij verbeteren. Bij meer investeringen in Nederland zal allereerst de import van elektriciteit dalen en vervolgens de export toenemen. Dit is een vrij robuust scenario, bij verschillende verwachtingen omtrent prijzen en omvang van investeringen. Op dit moment is de marginale centrale – dit is de centrale die als laatste wordt ingezet en daarmee de prijs bepaalt in een concurrerende markt – in Nederland een gascentrale en in Duitsland een kolencentrale, maar dat kan op termijn veranderen. Bij meer investeringen in ons land neemt ook de concurrentiepositie toe en meer energiebesparing in Nederland versterkt volgens ECN de kans op export.

Door sommigen is in EU-verband ook wel de vraag opgeworpen in hoeverre er grenzen moeten komen aan de importafhankelijkheid van elektriciteit van landen binnen de EU. Daarbij betwijfelt men of ervan mag worden uitgegaan dat ‘het buitenland’ zal blijven leveren wanneer dat nodig is. Juist in het kader van de EU is er echter sprake van een “community-of-law”, waarbij contracten juridisch bindend zijn en alleen in gevallen van force majeure kunnen worden opgeschort, zo nodig na toetsing van een rechter. Bovendien geldt nog in EU-kader het non-discriminatie beginsel waarbij er geen onderscheid gemaakt mag worden naar nationaliteit. Zoals evenwel aangegeven geldt dat met betrekking tot elektriciteit Nederland eerder afstevent op een situatie van netto-exporteur dan andersom.

4.9 Conclusies en dilemma's

Het voorgaande leidt tot vier conclusies en dilemma's.

Ten eerste is een discrepantie ontstaan tussen nationale beïnvloeding van de brandstofmix en de context van een grotere Noordwest-Europese markt. Enerzijds bestaan op nationaal niveau instrumenten en kan nog gestuurd worden op het niveau van individuele brandstoffen in termen van productiecapaciteit. Zo kunnen specifieke doelen worden gesteld voor het aandeel duurzame energie met maatregelen om dat te bevorderen. Datzelfde geldt voor steenkool al dan niet met een eis van CCS of door een verbod te formuleren voor de bouw van kerncentrales. Maar anderzijds is sturing op de gewenste brandstofmix niet erg zinvol meer wanneer de verhouding van productiecapaciteit en elektriciteitsvraag een supranationaal vraagstuk is geworden en

¹⁸ Het is echter de vraag in welke mate openbaar beschikbare cijfers betekenisvol zijn voor datgene wat vooral de grootste verbruikers betalen.

¹⁹ Ozdemir, O.; Scheepers, M.J.J.; Seebregts, A.J., *Future electricity prices. Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), juni 2008.

prijverschillen sterk zijn verminderd. Interconnectie maakt het wel mogelijk zich als free-rider op te stellen, maar moeilijk een geheel andere koers dan buurlanden te voeren. In zo'n situatie is het voor het Verenigd Koninkrijk met nu nog geringe interconnectie eenvoudiger een eigen beleid dat bijvoorbeeld CCS afdwingt te voeren dan in het sterk aan Duitsland gekoppelde Nederland.

Ten tweede is eigenlijk onduidelijk waarop nationale staten sturen. Duidelijk is dat er een doelstelling is om het aandeel duurzame energie te bevorderen. Maar er is ook een doel om CO₂ emissies te reduceren en weinig landen beschikken over een instrumentenmix om de verschillende elementen daarvan op evenwichtige wijze aan te pakken. In theorie lost emissiehandel dat op, maar als sturend beleid voor de brandstofmix is dat momenteel vrij mager.²⁰

Ten derde is flexibiliteit een belangrijk aandachtspunt. De vraag is wat dit voor de brandstofinzet impliceert. Windenergie heeft lage marginale kosten en komt daarom vooraan te staan in de 'merit order'. Economische factoren zullen kernenergie in de basislast voor laten gaan en fossiele brandstoffen zullen voor het variabele deel zorgen, waarbij gas door het grote aandeel WKK en inzetflexibiliteit de voorkeur lijkt te hebben boven kolen. Aandacht is dan echter nodig voor de beperkte flexibiliteit wanneer ook aan de warmtevraag voldaan moet worden.

Ten vierde is sturing op toepassing van duurzaam bij elektriciteit vooral goed mogelijk wanneer het om zwart/wit situaties gaat: elektriciteit is duurzaam opgewekt, of is dat niet. De vraag is wat dit betekent wanneer grijstinten het beeld gaan overheersen: heeft elektriciteit uit een centrale van 50% biomassa en 50% kolen ook voorrang? En wat als in geval in zo'n centrale van CO₂ afvang sprake is?

²⁰ Luc Werring, *EU Emission Trading System, Too Little Too Late?*, Clingendael International Energy Programme Briefing Paper, 2009.

5

Vraag en aanbod ontwikkelingen betreft infrastructuur

In het huidige marktmodel volgt infrastructuur de vraag. Omvang en inrichting van de infrastructuur bij elektriciteit worden bepaald door de behoeftes van gebruikers van infrastructuurdiensten. EU-wetgeving bepaalt dat al die gebruikers het recht hebben op aansluiting op het net, om zowel elektriciteit af te nemen als op het net te brengen. Zowel de ontwikkelingen aan de vraagzijde (consumenten) als die aan de aanbodzijde (leveranciers) zijn dus bepalend voor de benodigde netcapaciteit. Zij bepalen bovendien ook de operationele randvoorwaarden van het elektriciteitsnet, waarbij met name het permanent in evenwicht houden van de aan- en afvoerstromen een complexe taak is. De vraag is dus of het huidige model nog verstandig is wanneer vraag en aanbod zowel door toenemende onzekerheid als dynamiek worden bepaald. In dit hoofdstuk zal besproken worden in welke mate dat verwacht kan worden.

5.1 De vraagzijde

Drie vraagontwikkelingen zijn relevant die voor een trendbreuk in de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag kunnen zorgen en van invloed zijn op de rol en de bedrijfsvoering bij vooral distributienetten. Dit zijn de ontwikkeling van warmtepompen in de gebouwde omgeving, de plannen voor grootschalige introductie van elektrische auto's, en de ontwikkeling van intelligente systemen bij de bemetering zowel als bij de sturing van het stroomverkeer op het elektriciteitsnet, zgn. "smart meters" en "smart grids".

Elektrische warmtepompen zijn duurzame energiesystemen die energie uit de omgeving, zoals buitenlucht, bodem of grondwater, omzetten in bruikbare warmte. Reductie van CO₂-emissies die samenhangen met de vraag naar ruimteverwarming en de verwarming van tapwater is mogelijk door toepassing van elektrische warmtepompen en elektrische warmtepompboilers. Indien warmtepompen worden ingezet voor verwarming is er sprake van brandstofsubstitutie (er wordt elektriciteit omgezet in warmte in plaats van aardgas in warmte), waarbij de elektriciteit zeer efficiënt wordt gebruikt. De werking van een warmtepomp is vergelijkbaar met die van een koelkast. Het principe is gebaseerd op het feit dat een koudemiddel bij verdamping energie nodig heeft en bij condensatie energie afstaat. Het rendement voor verwarming kan oplopen tot 140 procent van de ingezette elektriciteit. Bij beoordeling van de totale efficiency moet echter wel rekening gehouden worden dat omzetting van gas naar elektriciteit gepaard gaat met een verlies van ca 45%.²¹ Warmtepompen zullen als eerste in nieuwe kantoren en nieuwe of gerenoveerde utiliteitsgebouwen worden geplaatst. Verdere aanscherping van de EPC-norm (Energie Prestatie Coëfficiënt) is daarbij een belangrijke beïnvloedende factor. In de woningbouw blijft de toepassing waarschijnlijk beperkt tot

²¹ Moderne condens gasboilers voor huishoudens zetten gas direct om in warmte met een efficiency die de 100% benadert.

nieuwbouwwijken. De toepassing van warmtepompen, zowel elektrisch als ook verschillende hybride vormen, zullen het elektriciteitsverbruik doen stijgen en het gasverbruik doen dalen. Het distributienet in nieuwbouwwijken zal hiermee dan rekening moeten houden.

Airconditioning heeft al een hoge penetratiegraad in kantoren en utiliteitsbouw, maar zou daar verdrongen kunnen worden door warmtepompen. In de woningbouw zal airconditioning in nieuwbouw niet veel voorkomen omdat de EPC-norm dit afstraft; maar in de bestaande bouw zou een marktaandeel in 2030 tussen de 25 en 45% mogelijk kunnen zijn, wat tot een extra vraag naar elektriciteit zal leiden. In dit verband staan we ook even stil bij de ontwikkeling van micro-WKK bij huishoudens. Daarmee wordt op een energie-efficiënte manier op basis van aardgas elektriciteit opgewekt, voor eigen verbruik en voor doorverkoop naar derden. Dit past in het verder decentraliseren van de elektriciteitsproductie en kan ook leiden tot een kleinere vraag naar centraal opgewekte elektriciteit door de 'doorsnee' elektriciteitsproducenten. Per saldo zullen deze ontwikkelingen geen grote effecten hebben op de elektriciteitsinfrastructuur en zijn zij meer als een transitieproces te zien.

Anders is dat bij *elektrisch vervoer*, dat meer dan een nieuwe hype lijkt te zijn. Het is omgeven met onzekerheden en nog niet duidelijk in welk tempo PHV's (*plug-in hybrid vehicles*) of zelfs PEV's (*plug-in (all)-electric vehicles*) zich een plaats op de markt zullen veroveren. De verwachtingen zijn hoog gespannen, maar dat was 3 jaar geleden ook het geval met biofuels en 5 jaar geleden met waterstof. Vanuit de interesse voor 'conventionele' hybride auto's, zoals de Toyota Prius, kijkt men ook verder naar de mogelijke introductie van 'plug-in' varianten.²² ECN sluit niet uit dat in een gemiddeld scenario omstreeks 2015 de helft van alle nieuwe personenauto's (conventioneel) hybride zal zijn, waarvan ca 10% PHV.²³ Die aandelen zullen fors verder kunnen gaan oplopen tot wel 100% van alle nieuwe verkochte personenauto's in 2040. Of dat gebeurt zal ook in hoge mate bepaald worden door de ontwikkelingen van de benodigde infrastructuur en van concurrerende technologieën.²⁴ Een infrastructuur met passende oplaadpunten is nodig, zowel thuis als onderweg. In ons land evenwel, waar de meeste automobilisten geen eigen parkeerplek of garage hebben, is thuisladen in veel gevallen niet goed mogelijk zodat er publieke (gereguleerde?) oplaadpunten nodig zijn, waarbij innovatieve oplossingen voor "smart metering" denkbaar zijn. De aansluitwaarde van een PHV is 2 tot 3 kW. De resulterende belasting als gevolg van opladen bedraagt bij een goede centrale sturing in de nacht mogelijk 3000 tot 5000 MW en overdag 1000 tot 2000 MW. Hiermee zou de vraag in het distributienet aanzienlijk stijgen (de elektriciteitsvraag van een huishouden verdubbelt).²⁵ Ten opzichte van het totale elektriciteitsverbruik is de toename echter beperkt. Recent Amerikaans onderzoek

²² Bij een conventionele (of parallelle) hybride is er aan een 'normale' benzine-auto een elektromotor toegevoegd, die opgeladen wordt tijdens het rijden en remmen en kracht levert bij het optrekken. Hiermee kan de benzinemotor op een veel hoger efficiëntie-niveau draaien, waardoor de totale brandstof-efficiëntie significant toeneemt. Bij plug-in hybrid vehicles (PHVs) is deze batterij van veel groter vermogen en moet deze apart opgeladen worden via koppeling aan het stroomnet. Bij plug-in electric vehicles (PEVs) is er helemaal geen benzinemotor meer aanwezig in de wagen, en is de elektromotor de enige aandrijving.

²³ Uytterlinde, M.A.; Wilde, H.P.J. de; Hanschke, C.B., *Electric vehicles - the future of passenger transport?*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), juni 2009.

²⁴ Niet ondenkbaar is dat er naast de bestaande typen een segmentering van de markt ontstaat in voertuigen aangedreven door elektriciteit, waterstof en biofuels.

²⁵ Het huidig verbruik per huishouden is ongeveer 3500 kWh. Gemiddeld wordt 15.000 km per jaar in personenauto's gereden. Het verwachte verbruik is 1 kWh per 5 kilometer.

kwam tot een vergelijkbare conclusie.²⁶ In het hypothetische geval dat circa 70% van de Amerikaanse “light vehicles” uit elektrische auto’s zou bestaan, zouden deze alsnog door het huidige Amerikaanse net – dat veel minder goed is dan het Nederlandse – van stroom voorzien kunnen worden, mits het laden buiten de piekperioden plaats vindt. Toch wordt in Nederland wel verwacht dat een grootschalige inzet van elektrische auto’s voor de netten meer betekent dan alleen ICT. Het gaat ook om investeringen in ‘hardware’ zoals zwaardere kabels. Organisatorisch is daarnaast standaardisatie cruciaal: oplaadpunten en auto’s moeten overal naadloos op elkaar aansluiten. Globaal is de introductie van elektrische auto’s als vraagstuk van de netbenutting meer een organisatorisch en markt vraagstuk dan alleen een kwestie van investeringen. En dat brengt ons bij de smart grids.

Smart grids, slimme netten dus. Slimme netten transporteren elektriciteit met behulp van “slimme” digitale technieken en systemen gericht op energiebesparing tegen minder kosten, en met meer betrouwbaarheid en transparantie. In principe gaat het om een vervolg op de 20^e eeuwse netten die elektriciteit brachten van een paar grote centrales naar een groot aantal eindverbruikers. Nieuwe digitale technieken maken het mogelijk de “routing van het verkeer” te optimaliseren. Dit is met name van belang in antwoord op de toenemende complexiteit van het netbeheer veroorzaakt door de groeiende dynamiek in productie en verbruik. Voorbeelden daarvan zijn de variabele stroomproductie uit duurzame bronnen, het wel of niet inzetten van buffer- of opslagcapaciteit, het wel of niet afschakelen van grote verbruikers en andere vormen van “demand side management” en het inzetten van decentrale bronnen zoals WKK. Hier bovenop komt dan nog dynamiek in respons op marktverwachtingen en prijsontwikkelingen, en op uitval en incidenten. Juist bij een verdere inzet van duurzame energie en hun moeilijk stuurbare productiepatronen bieden smart grids tal van mogelijkheden om de vraag en aanbodbalans beter te hanteren. Daarbij spelen transparante en efficiënt werkende markten een grote rol.²⁷ Ook prijsprikkels aan verbruikers om hun verbruik te variëren in relatie tot het aanbodpatroon helpen daarbij. Overigens, wanneer grote verbruikers, zoals data centers, zich vestigen in de buurt waar veel (duurzame) productie op het net komt, kan dat eveneens bijdragen aan een grotere efficiency in het netbeheer. Als het gaat om beïnvloeding van de vraagcurve direct bij eindverbruikers komen de “smart meters” aan de orde.

Een *slimme meter* geeft meer detailinformatie over het verbruik en communiceert daarover direct met de netbeheerder. Met die informatie kan veel worden gedaan, zowel door de verbruiker zelf als door de leverancier. Interessant daarbij is dat via dit concept “real time” data kan worden verzameld en gecommuniceerd. Daardoor kan een slimme meter een centraal schakelpunt worden voor het slim en efficiënt managen van het balanceren van vraag en aanbod. Afhankelijk van het gekozen marktmodel kan de verbruiker met zijn verbruiksgegevens niet alleen zelf bepalen bij welke prijs hij welk verbruiksniveau wil hanteren, maar kan ook de netbeheerder onder af te spreken voorwaarden dat verbruik sturen in relatie tot het momentane netbeheer (bijvoorbeeld afschakelen bij dreigende congestie in het systeem). Ook kan de leverancier zijn aflevering variëren in relatie tot momentane prijsontwikkelingen en daarmee voor de

²⁶ Pacific Northwest National Laboratory als gemeld in: EEnergy Informer, ‘EVs to Big Oil: Monopoly Game Over’, september 2009.

²⁷ Het gaat vooral om de korte termijn markten, zoals de spotmarkt (day-ahead) maar ook de intraday en balancing markten.

verbruiker een optimaal patroon ontwikkelen. Tal van andere mogelijkheden zijn ook denkbaar, maar alles staat of valt met duidelijke waarborgen en regelgeving, met name ook waar het de privacy betreft. Om die laatste reden is er voorshands in ons land van afgezien slimme meters verplicht te doen installeren. Verder is van belang dat de recente EU regelgeving bepaalt dat 80% van de eindverbruikers in 2020 aangesloten dient te zijn op “intelligente meetsystemen” (lees: slimme meters).²⁸

De effecten van de ontwikkelingen aan de vraagzijde – vooral de toename van warmtepompen en elektrische auto's - hebben dus gevolgen voor de inrichting van de netten, zowel op transmissie als op distributieniveau. Oplossingen daarvoor zullen primair gezocht kunnen en moeten worden in het zeker stellen dat het verbruikspatroon van grote en kleine elektriciteitsvragers zoveel mogelijk wordt afgestemd op het productiepatroon. Dat is in beginsel goed mogelijk. Alles bij elkaar zou dit leiden tot een stijging van de piekbelasting met 7000 MW in 2030 in Nederland, wat overeenkomt met een maximale extra belasting van 1,5% per jaar.²⁹ Samen met een autonome groei van ca 1% zou dit in lijn zijn met wat in het verleden is gerealiseerd. Vanuit de vraagzijde lijkt dus in kwantitatief opzicht geen fundamenteel andere aanpak van de infrastructuur nodig, wel in kwalitatieve zin.

5.2 De aanbodzijde

Voor een belangrijk deel is op de aanbodzijde al ingegaan in hoofdstuk 4. Daarbij is gerefereerd aan de groeiende behoefte aan meer flexibiliteit, vooral als een gevolg van de groeiende rol van de duurzame energiebronnen. Niet genoemd was de toenemende afstand tussen verbruik en productie. Dit speelt vooral bij windenergie. Vanwege het NIMBY effect is er een neiging om windproductie in de minst bewoonde gebieden van het land te laten plaatsvinden.³⁰ Vergunningstechnisch heeft dat grote voordelen, maar in die gebieden is weinig vraag en ontbreekt vaak een zwaar net. Voor offshore wind geldt hetzelfde in nog sterkere mate. Daarom zijn extra investeringen in het net nodig. In landen als Groot-Brittannië is dit al langer een vraagstuk wat tot verhitte discussies heeft geleid over de manier waarop prijsvorming op het net vorm moet krijgen en wie er moet betalen. Een ander aspect dat relevant is voor de aanbodzijde betreft de uitbreiding van het aantal interconnectoren met het buitenland en de daarmee samenhangend marktintegratie. Op beide aspecten wordt hier nader ingegaan.

De toenemende flexibiliteitsvraag die de groeiende rol van duurzame elektriciteit met zich mee brengt, heeft vooral ook gevolgen voor de TSO en haar rol als System Operator. Er kunnen vier manieren onderscheiden worden om de noodzakelijke flexibiliteit aan te pakken:

- Beïnvloeding van vraag en aanbod. Dit is een al lang beproefde aanpak, die tot nu toe aansloot bij de centrale sturing van de netten. Grootverbruikers worden beloofd hun verbruik te verminderen in tijden van hoge prijzen. Dit systeem vereist dat de TSO voor het geven van die prikkels de ruimte heeft en dat grootverbruikers bereid zijn daaraan mee te werken. Dat betreft ook de industriële WKK, waarbij wel

²⁸ Mits een kosten/baten analyse een positieve uitkomst geeft. Richtlijn EU/2009/72, annex 1, art. 2.

²⁹ Scheepers, M.J.J., et al., *Invloed van innovatieve technologie op de toekomstige elektriciteitsinfrastructuur*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), november 2007.

³⁰ NIMBY: Not In My Back Yard.

aangetekend moet worden dat die niet altijd primair gericht zijn op de productie van elektriciteit, maar in eerste instantie op de productie van stoom ten behoeve van de betreffende industriële processen. Elektriciteit is dan een nevenproduct en het sturen daarin via marktprikkels uit de elektriciteitsmarkt hoeft niet altijd effectief te zijn. Een en ander hangt sterk af van het marktmodel.

- De toepassing van “smart grids”. Zoals al eerder vermeld betekent dit dat naast grootverbruikers ook alle andere verbruikers mee kunnen gaan doen in het balanceringsproces, ook op distributieniveau. Hier gaat het net dus meesturen, waarbij ook de rol van de distributienetbeheerder een andere wordt. De afstemming op transmissieniveau wordt daarmee belangrijker.
- Vergroten van het gebied waarin de flexibiliteitsproblematiek speelt, zodat pieken en dalen elkaar meer kunnen gaan compenseren. Dit kan door interconnectie en door marktintegratie. Vooral een beter gebruik van de intraday en balancing capaciteit op de grenzen op korte termijn is van groot belang. Daarmee kunnen veel pieken worden opgevangen. Wel dient daarbij de kanttekening dat een afweging nodig is omdat transport van elektriciteit soms duurder is dan van de onderliggende brandstoffen: afhankelijk van de gekozen technologie en routing kan het minder duur zijn om gas of kolen te transporteren en elektriciteit dichtbij de eindverbruiker op te wekken, dan elektriciteit bij de put of mijn te produceren en vandaar te transporteren. Uitbreiding van de markt kan ertoe leiden dat er tussen gas en elektriciteit wordt geswitcht en arbitrage wordt toegepast, waarbij het gas als gas wordt verkocht of – afhankelijk van de prijs – omgezet wordt in elektriciteit.
- Vergroten van de opslagcapaciteit. Dit is de oudste en betrekkelijk goedkope oplossing in gebieden met hoogteverschillen met opslag in waterbekkens in combinatie met waterkrachtcentrales. Grootschalige toepassing van duurzame bronnen, met name wind, kan deze optie verder aantrekkelijk maken, ook op regionaal (Europees) niveau. Interconnectie kan deze regio's bereikbaar maken. Kunstmatige hoogteverschillen introduceren is in principe ook mogelijk, bijvoorbeeld via een kunstmatig opslagmeer of een energie-eiland, maar is erg duur.³¹

Het overheidsbeleid worstelt met de vraag hoe met deze verschillende vormen van flexibiliteit omgegaan moet worden en wanneer dat nodig is. Belangrijk is daarbij twee aspecten van flexibiliteit te onderscheiden, de technische en economische. Technisch is flexibiliteit nodig om goed met het wisselende aanbod van en vraag naar elektriciteit om te gaan omdat op elk moment deze in evenwicht moet zijn. Economisch moeten marktpartijen omgaan met de fluctuaties in prijzen die het gevolg zijn van deze dynamiek. De algemene indruk is dat tot een zekere omvang van ‘intermittent’ aanbod de flexibiliteit technisch het eerstkomend decennium geen probleem hoeft te zijn. Economisch zal de betekenis ervan steeds groter worden, met perioden waarin prijzen zeer laag of zelfs negatief zullen zijn en andere waarin ze zeer hoog zullen zijn. Dat maakt het ook aantrekkelijk voor marktpartijen er actief op te reageren. Gelet op de doelen van het Nederlandse energiebeleid – betaalbaar, betrouwbaar, schoon – is evident dat een beleidsaanpak die het reactievermogen van de vraagzijde vergroot altijd de voorkeur verdient. Of er daarnaast interconnectie- of interne transmissiecapaciteit gebouwd moet worden, of dat opslagcapaciteit nodig is, is allereerst een vraag aan marktpartijen zelf omdat immers van verschillen in prijzen geprofiteerd kan worden.

³¹ Zie hiervoor: TenneT, *Grootschalige energie-opslag*, februari 2009.

Maar tijdig moet op een zinnig niveau – het Noordwest-Europese – ook bezien worden of uit technische optiek flexibiliteit vergroot moet worden, of dat nieuwe infrastructuur een zodanig maatschappelijk positieve kosten-baten verhouding heeft, dat inzet van financiële middelen daarvoor verantwoord is.

Van belang is dus te constateren dat de noodzaak van toenemende flexibiliteit en prioriteit om reacties aan de vraagzijde te stimuleren grote consequenties heeft voor het te voeren infrastructuurbeleid. Aanpassing van distributienetten is nodig om smart grids te realiseren. Om dat op een optimale manier te doen zal een helder tijdspad nodig zijn. Een betere benutting en uitbreiding van transmissienetten is nodig om voor meer interconnectie te zorgen. Er is geen sprake van een werkelijk conflict tussen deze ontwikkelingen. Wel kunnen zich bepaalde knelpunten voordoen.³² Zo'n knelpunt zou kunnen zijn dat te snel tot grootschalige opslag wordt besloten als oplossing voor de flexibiliteitsvraag, waardoor een lock-in ontstaat en latere goedkopere alternatieven worden belemmerd. Of dat het reguleringskader zodanig is vormgegeven dat netbeheerders weinig stimulans hebben om decentraal vermogen aan te sluiten. Vooral de fundamentele onzekerheid over de mogelijke toename van het aandeel decentraal kan hier parten spelen. Het heeft geen zin deze onzekerheid te ontkennen of een oplossing te forceren. Wel vinden al verschillende pilots plaats (zie box 3).³³

Box 3 Pilots wisselwerking decentraal aanbod

Er vinden al veel praktijkproeven plaats waarin de wisselwerking tussen decentraal aanbod, vraag en het net wordt bezien. In Amsterdam kijkt het netbedrijf Liander naar wensen die klanten hebben inzake de slimme meter en de plaats die dit kan innemen in een pakket energiebesparende maatregelen. In 's Hertogenbosch beziet netbedrijf Enexis de invloed van innovatieve energietechnologie. In Zutphen wordt de invloed van elektrische warmtepompen op het net onderzocht. Het Deense eiland Bornholm doet praktijkexperimenten rond de toepassing van elektrische auto's op het net. Het lijkt zinvol als de netbeheerders in Nederland samen met andere stakeholders een gezamenlijke visie ontwikkelen hoe de verschillende onzekerheden kunnen worden verkleind.

Uitbreiding van het aantal interconnecties en marktintegratie biedt nieuwe perspectieven. Op transmissieniveau is Nederland verbonden met België, Duitsland en Noorwegen. De totale interconnectiecapaciteit bedraagt thans ca. 20% van het totale Nederlandse verbruik. Uitbreidingen van die capaciteit zijn voorzien in de verbindingen met Duitsland en Noorwegen, terwijl nieuwe verbindingen in de procedurefase of in de planfase verkeren met het Verenigd Koninkrijk en Denemarken.³⁴ Doordat onze partnerlanden ook verbindingen met hun buurlanden hebben of uitbreiden (bijvoorbeeld in Scandinavië), ontstaat een groeiend aangesloten geheel. Dat alles vereist niet alleen verdere beheersafstemmingen op operationeel niveau tussen de

³² Scheepers, M.J.J., *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), mei 2008.

³³ Achtergrond informatie over pilot projecten in Nederland afkomstig uit Energie Nederland, 13 oktober 2009. Zie ook: Netbeheer Nederland, *Smart Grids*, november 2009. Online beschikbaar op: http://www.energiened.nl/upload/bestellingen/publicaties/327_313162%20-%20Smart%20Grids.pdf.

³⁴ CE Delft, *Duurzame Elektriciteitsmarkt?*, oktober 2009, p. 12.

betrokken TSO's, maar geeft ook allerlei impulsen om flexibiliteitontwikkelingen af te stemmen en grensoverschrijdende balanceringsystemen toe te gaan passen. Door markten te koppelen en verder te integreren ontstaan er meer mogelijkheden om de effectiviteit van de systemen en de markten te vergroten, zowel aan de aanbodzijde als ook aan de vraagzijde.

Samengevat kan opgemerkt worden dat zowel aan de vraagzijde als aan de aanbodzijde van veel dynamiek sprake is. Nieuwe technologieën, maar ook tal van uitdagingen om via "soft measures" kosteneffectiviteit en efficiency te versterken en uit te bouwen doen zich voor. Voor de TSO's brengt dit tal van nieuwe uitdagingen met zich mee, vooral in de grensoverschrijdende context. Dat vereist voor hen het ontwikkelen van nieuwe business modellen en dus ook huiswerk voor hun stakeholders, voor hun regulators en voor hun overheden.

6

Infrastructuur als sturingsinstrument

In dit hoofdstuk komen de rol en het belang van de overheid aan de orde bij de ontwikkeling van de infrastructuur van het elektriciteitssysteem. Het gaat om de “gereedschapskist” van de overheid, de sturingsmogelijkheden die zij heeft bij inrichting en gebruik van de infrastructuur, al dan niet gericht op een gewenste brandstofmix. Het gaat vervolgens om de visie die de overheid moet formuleren op de door haar gewenste toekomst van die infrastructuur, zoals dat ook recent is aanbevolen door de Algemene Energieraad.³⁵ Betoogd zal worden dat er alle aanleiding is te komen tot een nieuw samenwerkingsverband tussen de betrokken partijen, waarbij de overheid periodiek een integrale visie formuleert.

6.1 De overheid

Een overheidsvisie op energie-infrastructuur qua inrichting en gebruik en bijbehorende verdeling van taken en verantwoordelijkheden is een noodzaak. Verbruik van elektriciteit en van gas is onmogelijk geworden zonder toepassing van groot- en kleinschalige netwerken (kabels, leidingen, pijpen). Voor laagwaardige warmte geldt in wezen hetzelfde. Producenten en consumenten kunnen niet zonder aansluiting op het net gebruik maken van netwerkdiensten. Nieuwe productie (en consumptie) staat of valt met het tijdig beschikbaar zijn van infrastructuurcapaciteit. Omgekeerd lijkt dit minder het geval te zijn daar waar locatiekeuzes voor nieuwe installaties lang niet altijd worden bepaald door de aanwezigheid van voldoende infrastructuur. Infrastructuur volgt van oudsher dan ook meer de capaciteits- en load-vraag dan dat ze die stuurt. Vooral in het geval van de groei van de aansluitingen voor duurzame energie komt infrastructuur steeds meer op het kritieke pad: de timing van de infrastructuur gaat dan bepalen wat er aan duurzaam opgewekte elektriciteit gerealiseerd kan worden. Dit speelt bijvoorbeeld heel sterk rond de discussies over het “stopcontact-op-zee”.

Onderdeel van de liberalisering van het energiebeleid vanaf het midden van de jaren '90 was het meer onafhankelijk positioneren van infrastructuur omdat dit toetreding van nieuwkomers in de potentieel concurrerende delen van de energieketen zal bevorderen, en daarnaast efficiencyverbetering kan afdwingen. Dat laatste werd nodig geacht omdat de indruk bestond dat er van ‘gold plating’ (dwz. overmatige investeringen in de infrastructuur) sprake was. Bescherming van gebruikers was daarbij een belangrijk onderdeel. Energie-infrastructuur is immers een (nagenoeg) natuurlijk monopolie. Randvoorwaarden voor het leveren van infrastructuurdiensten waarbij het vooral gaat om voorkoming van “misbruik” van de dominante positie van het infrastructuurbedrijf, worden dan van belang ter bescherming van de gebruikers. Dat speelt te meer daar kosten en opbrengsten enerzijds en toerekening daarvan naar gebruikers anderzijds

³⁵ Algemene Energieraad (AER), *De ruggengraat van de energievoorziening*, augustus 2009.

technisch-economisch complex is. Vraag is bijvoorbeeld of de kosten van het net gesocialiseerd moeten worden of niet, ongeacht de voordelen die gebruikers van de netten hebben. Dat speelt ook bij nieuwe aansluitingen met het onderscheid tussen diepe en ondiepe aansluitkosten.³⁶ De principes en uitgangspunten bij het bepalen van een evenwichtige en faire tariefstructuur vereisen dan ook politieke besluitvorming.

Die bescherming van netgebruikers vindt plaats op basis van wet- en regelgeving, waarbij vraagstukken rond toezicht en regulering aan de orde zijn. In box 4 wordt kort ingegaan op het reguleringsaspect en het toezicht op tarieven en efficiency bij de bedrijfsvoering. Dergelijk toezicht dient op basis van EU-regelgeving onafhankelijk te zijn gepositioneerd van zowel de marktpartijen als van de politieke beleidsvorming. Daarbij wordt in discussies ook de relatie gelegd met publieke eigendom van de netten, met als redenering dat in die gevallen de overheid zelf bij de bedrijfsvoering van de netten de belangen van de gebruikers zal kunnen waarborgen. De vraag over de eigendom speelt ook breder, daar energienetten soms politiek gezien zodanig zwaar worden gewaardeerd dat private eigendom afgewezen wordt. Die discussie vindt vooral plaats in Nederland, waar de overheid de transmissienetten heeft overgenomen en de distributienetten (die alle in handen zijn van regionale overheden) in feite niet mogen

Box 4 Regulering van energienetten

De regulering van de infrastructuur in Nederland en omliggende landen is sterk op kostenreductie en efficiency verbetering gericht. Dit was zeer succesvol. Inschatting van de NMa is dat deze aanpak tot een tariefreductie in 2010 van cumulatief € 6 miljard heeft geleid (exclusief ca €2 miljard voor de Gasunie). Na verloop van tijd ontstond zorg of de tariefreductie niet ten koste van de kwaliteit zou gaan. Door een aanvullende beloning voor meer dan gemiddelde kwaliteit en toezicht op kwaliteitsprocessen is hieraan tegemoet gekomen. Toch is er onzekerheid of het huidige beleid ook toekomstvast is. Onlangs heeft ook de Algemene Energieraad (AER, *De ruggengraat van de energievoorziening*, 2009) aan de orde gesteld of het huidige beleid met de nadruk op efficiency verbeteringen niet zorgt voor onderinvesteringen en 'uitholling' van de kwaliteit van het net. En is het wel in staat de benodigde omvangrijke toekomstige investeringen te leveren? NMa komt daarover zelf tot de voorlopige bevindingen (NMa, *Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer* 2009):

- hoewel het erop lijkt dat de kwaliteit van de netten stabiel is geweest, is onzeker of dat in de toekomst zo blijft. Een beter investeringsklimaat is noodzakelijk, maar onderzocht moet worden of dat ook tot radicale wijzigingen moet leiden;
- de huidige regulering is niet specifiek op duurzame energie gericht. Hierin zou sterker faciliterend opgetreden moeten worden. Externe effecten (zoals het bevorderen van lokale luchtkwaliteit) moeten in investeringen sterker meegewogen kunnen worden. Bezien moet worden hoe tijdigheid van investeringen beter bevorderd kan worden. Duurzame productie moet op evenwichtiger wijze in transporttarieven worden meegenomen (producenten betalen nu niet voor gebruik van het net) omdat anders terughoudendheid bij investeringen in netten zal ontstaan.

³⁶ Ondiepe aansluitkosten zijn de kosten voor een aansluiting als zodanig, die voor rekening zijn van de aangeslotene. Diepe aansluitkosten zijn de kosten die als gevolg van een groep (grote) nieuwe aansluitingen verderop in het net moeten worden gemaakt. Die diepe aansluitkosten zijn dan rekening van alle netgebruikers. Die discussie spitst zich bijvoorbeeld toe bij het aansluiten van nieuwe bedrijfsterreinen of nieuwe wijken, maar ook bijvoorbeeld rond het aansluiten van grote windparken op zee.

worden geprivatiseerd. Een dergelijke positie van de overheid vraagt dan om een heldere taakafbakening en verantwoordelijkheidsregeling tussen beleid, toezicht en eigendom.³⁷ Van andere landen is niet zo veel te leren omdat de grote nadruk op het belang van publiek eigendom in de energie infrastructuur een specifiek Nederlands aandachtspunt lijkt, dat bijna eerder een emotioneel dan een rationeel karakter heeft. Opmerkelijk is bijvoorbeeld dat in de ons omringende landen België, Duitsland en Groot-Brittannië veel 'rekkelijker' met het vraagstuk van eigendom van infrastructuur door private partijen wordt omgegaan. In Frankrijk is het wel een belangrijk politiek aandachtspunt, maar wordt daarin weinig verschil tussen elektriciteitsproductie en infrastructuur gemaakt.

Duidelijkheid over taken en verantwoordelijkheden is zeer van belang gezien het feit dat de komende jaren grote investeringen nodig zijn in de verschillende onderdelen van de energie-infrastructuur. Bij elektriciteit bijvoorbeeld is veel van de infrastructuur in de jaren na de Tweede Wereldoorlog aangelegd in relatie tot de grootschalige uitbreiding van de productie en de groeiende consumptie. Door de toenemende marktintegratie zoals beschreven in hoofdstuk 3 en vooral ook door de gewenste transitie naar een meer duurzame energiestructuur bij de productie van elektriciteit, met een andere balans tussen grootschalige en (decentrale) kleinschalige eenheden, zijn grote investeringen voorzien. Afhankelijk van het precieze scenario zijn de noodzakelijke investeringen in infrastructuur van elektriciteit in de EU over de periode 2005-30 globaal even groot als van de productie, zoals blijkt uit box 5. De ordegrootte van het IEA World Energy Outlook scenario zonder enig extra klimaatbeleid is hetzelfde als van het scenario van Roland Berger met alleen grootschalige, centrale opwekking. In de twee andere scenario's wordt het elektriciteitssysteem duurder, wat begrijpelijk is. Offshore wind is nu eenmaal duurder dan conventionele centrales en een meer op decentrale aanpak gerichte inzet is ook duurder. Roland Berger wijst erop dat als het beleid verzuimt tot een keuze te komen, de uiteindelijke oplossing het duurst zal kunnen zijn en bekritiseert het uitblijven van zo'n keuze. Op dit aspect wordt later in dit paper teruggekomen.

Box 5 Denkbare investeringen in Europese elektriciteitsvoorziening, 2005/7-30 (1000 mrd€)

	Productie	Transmissie	Distributie
IEA Referentie (WEO 2008)	1,1	0,2	0,3
RolandBerger kolen/kern	0,7	0,2-0,4	0,4-0,6
RolandBerger offshore wind	1,4-1,6	0,8-1,2	0,5-0,7
RolandBerger decentraal	1,8-1,9	0,1	0,8-1,4
RolandBerger zonder keuze	1,5-1,6	0,7-1,2	0,7-1,0

Bron: IEA, *World Energy Outlook 2008*; Roland Berger, *Secure and green energy, but at what cost?*, 2009.

Investerings in infrastructuur en de ontwikkelingen van nieuwe capaciteit, zeker wanneer daarbij een bepaalde mate van voorrang voor duurzame elektriciteit aan de orde is, hebben een nauwe onderlinge samenhang. Als gevolg van de voorziene groei van de elektriciteitsproductie in Nederland zijn investeringen in transportcapaciteit nodig om te verzekeren dat alle productiecapaciteit kan worden aangesloten en alle

³⁷ AER, *De ruggengraat van de energievoorziening*, september 2009, pp. 13-15.

geproduceerde elektriciteit onbelemmerd kan worden getransporteerd. Omdat investeringen in netverzwaringen meer tijd vergen dan investeringen in productiecapaciteit, kunnen tijdelijk en lokaal knelpunten optreden. Box 6 gaat daar nader op in. Tegelijkertijd is er sprake van een transitie naar een duurzamer energievoorziening die, zoals eerder is besproken, zijn weerslag heeft op de infrastructuur. Hierbij spelen onder andere de toepassing van “smart grids” en “smart meters” een rol, met toenemende mogelijkheden voor vraagsturing bij het beheer van de netten.

Box 6 Doorlooptijden bij productie en infrastructuur

Zowel op kleine als op grote schaal is er sprake van verschillen in doorlooptijd tussen productie-installaties en van de netinfrastructuur. De bouwtijd van een nieuwe WKK-installatie bij een tuinder bijvoorbeeld is kort: tussen een half en een heel jaar. De installatie wordt op een bestaand bedrijf gebouwd en behoeft dus geen aparte ruimtelijke ordeningsprocedures te doorlopen. De aanleg van nieuwe kabels of een nieuwe transformator door de regionale netbeheerder vergt echter 2 à 3 jaar door de langere procedures voor ruimtelijke inpassing van de kabels en het transformatorstation. Voor grote centrales geldt een soortgelijke situatie. Een centrale vergt een bouwtijd van 4 à 5 jaar. In het algemeen vestigen centrales zich op reeds in het SEV aangewezen locaties, waardoor de ruimtelijke inpassing van de centrale geen probleem vormt, maar het voorafgaande vergunningtraject, inclusief de MER, vergt al gauw twee jaar. De gehele procedure bij een kerncentrale kan nog langer duren en wel tot 8 jaar uitlopen. De netverzwaring door middel van nieuwe hoogspanningsverbindingen vraagt echter een zorgvuldige ruimtelijke inpassing door een groot aantal gemeenten en provincies; dit proces vergt daardoor circa 8 jaar.

Nog groter worden de verschillen qua levensduur, zowel technisch als economisch. Een centrale heeft levensduren die kunnen variëren van 20 tot wel 60 jaar, bijvoorbeeld bij een kerncentrale. De levensduur bij infrastructuur ligt ook in die periode van zelfs meerdere generaties. Het aspect levensduur, zowel technisch maar vooral ook economisch wordt belangrijk wanneer naar de economie van de projecten wordt gekeken, zowel bij financiering als aan de kant van de opbrengsten. Dat heeft ook alles te maken met het marktmodel waarvoor we in de EU en in Nederland hebben gekozen. Als we de trits kosten-opbrengsten-klienten hanteren, dan is er bij productie sprake van een competitief marktmodel en een directe relatie tussen klienten en opbrengsten. Bij infrastructuur is er in de regel sprake van een gereguleerd model voor kosten en opbrengsten en is er wat de klienten betreft een gemengde relatie, deels direct, maar ook in hoge mate indirect. Vooral op dat laatste niveau is er sprake van dat veel kosten niet direct toerekenbaar zijn en derhalve gesocialiseerd worden, dus omgeslagen over alle op het net aangesloten klienten.

Dit alles zal plaatsvinden in een toenemende internationale setting, doordat ons land zich steeds verder integreert in de Noordwest-Europese energiemarkt. Dit zal grote gevolgen meebrengen voor de samenwerking tussen de regionale netbeheerders en de TSO's, tussen de TSO's onderling en in hun verhoudingen met marktpartijen. Vooral voor TSO's zal dit moeten leiden tot een heroriëntatie op hun business-model: hun taak wordt immers belangrijker. Deze zal zich naast dienstverlening en het waarborgen van toegang tot de infrastructuur ten behoeve van marktpartijen, sterker moeten gaan oriënteren op duurzaamheids-eisen, op de rol van duurzame bronnen, maar ook op de groeiende grensoverschrijdende context. Dit alles vergt een geheel andere bedrijfsvoering, vooral op systeemniveau, dan in het nu gangbare model. Ook om deze

reden wordt de vraag gesteld of TSO's dan nog wel adequaat zullen kunnen functioneren in een verticaal geïntegreerd bedrijf.

Overheden zullen zich hierover een oordeel moeten vellen, een visie moeten ontwikkelen en de noodzakelijke wet- en regelgeving aanpassen om dit gehele proces te faciliteren. Dit houdt verband met de implementatie van de nieuwe EU Richtlijnen zoals die in 2009 zijn vastgesteld. Maar ook houdt het meer algemeen verband met de overgang van een in wezen technisch-economisch optimum naar een in toenemende mate maatschappelijk optimum.

Een duidelijke visie van de overheid is dan ook nodig over de mate van "enabling" van de verschillende energiedragers. Dit behelst niet alleen technologie en sturing maar ook de wijze waarop kosten en opbrengsten worden verdeeld over de verschillende gebruikersgroepen. Dat zal ook van belang zijn voor de wijze waarop de overheid haar rollen bij beleid, toezicht en eigendom organiseert.

6.2 Sturingsmogelijkheden bij inrichting en gebruik infrastructuur

Uit het voorgaande is evident dat de overheid bij de ontwikkeling van inrichting van infrastructuur een expliciete verantwoordelijkheid heeft. Het gaat dan om de sturingsinstrumenten waarover de overheid beschikt, vergunningsprocedures en regulering, zowel technisch als economisch. Maar vooral ook om de vraag of en in welke mate de overheid kan sturen op de brandstofinzet en op de toegang tot en het gebruik van infrastructuur voor duurzame energie. Ten slotte zijn er de verscheidene taken en 'rollen' van de overheid in meer brede zin, zoals bijvoorbeeld de eigendom.

Sturing is van groot belang bij het effectief organiseren en toepassen van de *vergunningen en planprocedures* bij de aanleg en uitbreiding van de elektriciteitsnetten. Dit is een aspect wat recent sterker onder de aandacht is gekomen en waarvoor inmiddels voor projecten van nationaal belang aparte procedures zijn ontwikkeld om het gehele proces verder te stroomlijnen. Locatiekeuzes spelen in de procedures een grote rol, met duidelijke NIMBY-effecten, met in toenemende mate kostenverhogende gevolgen. Zeker wanneer er sprake zal zijn van verdere grensoverschrijdende netten en investeringen, bijvoorbeeld om grootschalig offshore wind te accommoderen, komen hier extra uitdagingen bij. Afstemmingen met andere overheden zijn dan nodig, met mogelijk ook verdergaande betrokkenheid van de Europese Commissie.³⁸ Het moge duidelijk zijn dat in de planning- en vergunningverleningfase de overheid (het bevoegd gezag, dat kan verschillen wanneer meerdere vergunningen aan de orde zijn) zich in een sterke en doorslaggevende positie bevindt en op z'n minst voor een duidelijk en transparant coördinatieproces kan zorgen.³⁹

De sturingsrol van de overheid is bij vergunningen en procedures gericht op het voorkomen van vertragingen.

³⁸ Te wijzen is op de Europese coördinatoren die tot taak hebben moeilijke supranationale projecten te faciliteren (bijvoorbeeld een Noordzee-grid).

³⁹ Het bevoegd gezag dat de vergunningen verstrekt is niet altijd éénduidig en soms verdeeld over meerdere overheden. Om dat nader te stroomlijnen is voor projecten van "nationaal; belang" een Rijkscoördinatieregeling in het leven geroepen. Het moet overigens nog blijken hoe effectief dat zal zijn.

De overheid stelt *regels voor het beheer van de netten*, voor de technische toegangsvoorwaarden en voor de financiële. De Elektriciteitswet 1998 geeft daarvoor het juridisch kader, met uitwerkingen in algemene maatregelen van bestuur (amvb), ministeriële regelingen en reguleringsbesluiten. De technische regulering vertaalt zich in de verschillende codes.⁴⁰ De economische regulering betreft de wijze waarop netbeheerders hun kosten mogen vertalen in tarieven. De overheid heeft voor de technische uitvoering van die besluiten en het toezicht daarop een apart (onafhankelijk) orgaan opgezet, de Energiekamer van de NMa. Deze sturingsinstrumenten mogen niet worden onderschat, te meer daar zij in de praktijk een hoge mate van complexiteit kennen en door de tijd gezien steeds gedetailleerder zijn geworden. Naast de inhoudelijke aspecten spelen ook de procedurele een grote rol. Geconstateerd moet worden dat het opstellen van de verschillende implementatieregelingen een vaak moeizaam en langdurig proces is. Soms is aanpassing nodig op EU-niveau, maar vaker op nationaal niveau, waarbij belanghebbenden een duidelijke rol hebben verworven. Gevolg is dat investeringsbesluiten voor aanpassen en uitbreiden van infrastructuur geconfronteerd worden met soms jarenlang durende onzekerheden.

Wat “regulatory uncertainty” wordt genoemd is dan ook vaak het grootste struikelblok om die investeringen te realiseren. Ook hier zal de groeiende grensoverschrijdende dimensie een extra complicatie gaan geven. Soms wordt daarbij de vraag gesteld of het redelijk is dat Nederlandse infrastructuur, die mede gebruikt wordt om omringende landen van stroom te voorzien, door Nederlandse gebruikers wordt gefinancierd. Dat is immers de huidige praktijk. Hierbij passen drie kanttekeningen. Ten eerste is Nederland jarenlang een van de grootste importeurs van elektriciteit geweest en hebben Belgische en Franse verbruikers feitelijk voor het transport naar ons land betaald. Ten tweede zijn er geen specifieke elektriciteitscentrales die alleen voor de export produceren. Het is dus onmogelijk een ‘veroorzaker’ aan te wijzen. Ten derde zijn investeringen in centrales en infrastructuur niet direct aan elkaar gekoppeld. Meer kolencentrale-vermogen wordt gerealiseerd omdat investeerders daar economisch profijt van verwachten. Meer interconnectie wordt tot stand gebracht ten behoeve van een verbetering van de leveringszekerheid van de netten aan beide zijden van de grens.

Dit alles neemt niet weg dat de discussie over de kostenverdeling aan belang toeneemt. Beleidsmatig wordt dan relevant of en in hoeverre alle Nederlandse verbruikers moeten opdraaien voor alle kosten die gepaard gaan met de uitbreidingen van het net. Daar waar dit een gevolg is van evident beleidsmatige overwegingen die met een maatschappelijke optimalisatie samenhangen (zoals bijvoorbeeld bij de aanleg van een stopcontact-op-zee), is daar veel voor te zeggen. Anderzijds is het ook redelijk om elektriciteitsproducenten te laten meebetalen voor het transport van de stroom die zij op het net plaatsen, zeker wanneer dat bestemd is voor de export. Het ligt dan ook voor de hand een producententarief opnieuw in te voeren.⁴¹ Overigens kan de toenemende integratie van de landelijke netten in Noordwest-Europees verband ook aanleiding geven tot het nadenken over een geheel nieuwe tariefstructuur voor de transmissienetten. Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan de introductie van elementen van ‘locational pricing’, die stimuleert dat productie dichterbij het verbruik plaatsvindt.

⁴⁰ Het gaat daarbij om de Netcode, de Meetcode en de Systeemcode.

⁴¹ Dit zogenoemde Landelijk Uniform Producententarief (LUP) werd in 2000 ingevoerd, maar is in 2004 door de NMa op nul gesteld.

Het zou helpen wanneer de overheid erin zou slagen het gehele regelgevende kader effectiever te organiseren. Momenteel is er in toenemende mate sprake van detailleringen als gevolg van grotere complexiteit. Ook zullen – op detailniveau – regelmatige aanpassingen nodig zijn en dat vraagt om slagvaardigheid zonder complexe procedures. Het zal kunnen helpen om wetgeving te beperken tot hoofdlijnen en doelvoorschriften en de uitvoering en vertaling daarvan naar secundaire en tertiaire regels over te laten aan de “regulators”, die zich daarbij in hoge mate dienen te baseren op heldere en krachtige consultatieprocedures met de betrokken belanghebbenden.

Dan de sturing op *duurzame energie*, op “groene stroom”. Al eerder werd de mogelijkheid genoemd dat de overheid niet alleen met spelregels komt voor de toegang tot de infrastructuur, maar ook spelregels formuleert bij de gebruiksvoering, al dan niet in de vorm van voorrangregels voor duurzame productie. De EU-Richtlijn inzake Duurzame Energie verplicht de lidstaten om duurzame elektriciteit voorrang te geven op, dan wel gewaarborgde toegang te geven tot het net.⁴² In Nederland is een wetsontwerp aanhangig om vooruitlopend op de algehele toepassing van deze Richtlijn voor duurzame elektriciteit in ieder geval bij congestie op het net voorrang te verlenen.⁴³ Het begrip gewaarborgde toegang is immers al voldoende geregeld daar een ieder recht heeft op een aansluiting en de voorwaarden daarvoor nader zijn vastgelegd in de Netcode. Wanneer er geen congestie is op het net, dan kan alle elektriciteit worden getransporteerd en is er geen reden om voorrang te verlenen. Wanneer er wel, tijdelijk, congestie is dan is die reden er wel. Het wetsontwerp regelt de principes en de praktische uitvoering daarvan komt in een algemene maatregel van bestuur. Overigens, tot dusver is door de buurlanden die voorrangregeling niet uniform uitgewerkt. Zo kent bijvoorbeeld Duitsland voorrang zowel bij aansluiten als bij transport, België alleen bij aansluiting en in Frankrijk is er (nog) geen voorrangregeling.

In Nederland doen zich nu al praktische problemen voor met congestie op het net, met name op het distributienet in het Westland. Naar verwachting zal het ook vanaf het derde kwartaal van 2010 tot 2012 op het hoogspanningsnet in Zuid-Holland optreden en van begin 2012 tot begin 2017 in het hoogspanningsnet naar de Eemshaven. De problemen in het Westland zijn overigens veroorzaakt door de groei van het aantal WKK-eenheden bij tuinders. Die eenheden vallen niet zonder meer onder de in de EU-Richtlijn gehanteerde definitie van duurzame elektriciteit en kunnen dus niet onder de voorrangsbepalingen vallen. Immers EU-regels verbieden te discrimineren tussen productievormen, tenzij expliciet geregeld. De verwachte congestie in het Eemsgebied kan ontstaan door een groei van nieuw fossiel productievermogen, waardoor het risico bestaat dat windenergie niet opgenomen kan worden door het net. Bij congestie zal wind dus conform het wetsvoorstel voorrang moeten krijgen.

In beginsel wordt in Nederland uitgegaan van het principe van de ‘koperen plaat’. Dat wil zeggen dat de netbeheerders altijd alle elektriciteit die op het net wordt gebracht zullen transporteren en dat eventuele regionale congesties door de netbeheerders onderling worden opgelost. Zo wordt er door sommigen bij de groeiende rol van

⁴² Richtlijn 2009/28/EG van 23 april 2009; Publicatieblad EU van 05.06.2009.

⁴³ Kamerstukken 31904.

duurzame elektriciteit en de voorrangsbepalingen daarvoor wel verder geparafraseerd op de “plaat-gedachte” door te spreken over het concept van een “groene plaat”.

Voorrang voor groene stroom op het net kent verder nog drie andere aspecten. De financiële, de internationale en de balansregeling. De *financiële* kan zich vertalen in een regeling dat alle geproduceerde groene stroom tegen een vooraf vastgestelde prijs gewaarborgd zal worden afgenomen. Dit zo genoemde feed-in tarief wordt vooral in Duitsland toegepast, waarbij de netbeheerder zelf verplicht is die stroom te kopen en de balans voor deze vorm van opwekking te handhaven. De kosten hiervan worden over alle netgebruikers uitgesmeerd. Zo krijgt groene stroom voorrang op de marktplaats. Daarmee wordt in feite een deel van de markt buiten werking gesteld en is het marktrisico gesocialiseerd. In Nederland is een soortgelijke regeling vanaf de jaren '80 tot de start van de liberalisering toegepast. Dit was vooral succesvol voor WKK-eenheden, die een gewaarborgde prijs en een door “het net” gewaarborgde afname kregen, naast een royale investeringssubsidie. Ook voor windenergie gold die regeling, maar de ontwikkeling daarvan bleef sterk achter bij die van WKK. De afnameverplichting voor “het net” is in Nederland later afgeschaft, omdat het niet wenselijk wordt geacht dat de netbeheerder feitelijk een van de grootste markthandelaren wordt. Ook wordt het niet wenselijk geacht een deel – dat sterk zal toenemen – van de transacties buiten de markt om te laten plaatsvinden. Wel zullen in de toekomst door alle netgebruikers in ons land, via een toeslag op hun nettatarief, de kosten van de SDE-regeling (Stimulering Duurzame Energieproductie) betaald worden. Dat zijn politieke keuzes, waarbij er in Nederland dus niet voor gekozen is groene stroom via de monopolietaak van de netbeheerders economisch rendabel te maken door de afname altijd te garanderen.

Dan de *internationale vraag* of groene stroom bij import en export altijd voorrang gegeven kan worden. Congestie op de interconnectoren met Duitsland en België was immers welhaast structureel. En dat wat nationaal kan zou toch ook op de grens moeten worden toegepast. Als eerder gemeld werkt Nederland nauw samen met Duitsland, België, Frankrijk, Luxemburg en de Scandinavische landen om te komen tot een stapsgewijze marktintegratie.⁴⁴ In fasen zullen de verschillende marktsystemen geharmoniseerd en geïntegreerd worden, waarbij rekening moet worden gehouden met de diverse marktmodellen in de verschillende landen en het bestaan van verschillende tijdsbestekken waarbij binnenlandse en grensoverschrijdende transacties tot stand komen (day-ahead, intraday, balancering). De ‘day-ahead’-markten van Frankrijk en België zijn sinds eind 2007 aan de Nederlandse markt gekoppeld. In maart 2010 zullen de Duitse en Luxemburgse naar verwachting op eenzelfde wijze aan deze drie markten worden gekoppeld; de Scandinavische markt zal zo spoedig mogelijk volgen. Hierbij gaat het om een systeem van impliciet veilen van interconnectiecapaciteit, waardoor marktpartijen in één transactie op de beurs zowel de commodity (de kWh's) als het transport over de grens contracteren. In het verleden waren dit aparte transacties voor enerzijds de transmissiecapaciteit ('expliciet veilen') en anderzijds de stroom. Deze verdere integratie van de voorheen nationale deelmarkten leidt tot een zichtbare, sterke prijsconvergentie tussen de markten en de betere benutting van de grenscapaciteit. Het betekent dus een belangrijke versterking van de internationale handelsmogelijkheden en een meer concurrerende Noordwest-Europese energiemarkt. Deze marktkoppeling

⁴⁴ Zie hiervoor met name de Nota naar aanleiding van het verslag bij het wetsontwerp over de voorrangsbepaling. Kamerstuk 31904 nr. 7.

op basis van het impliciet veilen is een vervolg op het daarvoor gehanteerde systeem van expliciet veilen om de beschikbare interconnectiecapaciteit te verdelen. Bij expliciet veilen kunnen voorrangregelingen worden toegepast, bijvoorbeeld voor groene stroom (of voor lange termijn importcontracten zoals dat in ons land nog begin van deze eeuw was geregeld). Bij impliciet veilen kan dat niet meer.

Het streven is verder om in vervolg op de day-ahead marktkoppeling ook de nationale intraday-markten te integreren met meer flexibiliteit voor marktpartijen bij de balanceren van hun portfolio. De volgende stap naar verdere integratie is de invoering van 'flow-based market-coupling': een systeem waarbij de voorspelde elektriciteitsstromen de basis vormen voor het berekenen van de capaciteit die door de netbeheerder van het landelijk hoogspanningsnet op de grensovergangen en het achterliggend gebied aan de markt beschikbaar kan worden gesteld. Dan is er dus een marktkoppeling systeem waarin structureel zal zijn verankerd dat de veilig beschikbare grensoverschrijdende capaciteit maximaal benut kan worden. Naar verwachting zal een dergelijk systeem in onze regio in 2011 in bedrijf gaan. Ook wordt verwacht dat de Europese Commissie daarvoor nadere richtsnoeren zal opstellen. Overigens wordt er in ons land aan gewerkt om binnenslands ook een "flow-based" beheerssysteem in te voeren.

Er lijkt dus enige strijdigheid te zijn of te komen tussen de ontwikkelingen naar meer marktintegratie enerzijds en de voorrangregeling voor groene stroom anderzijds. Dit te meer daar een TSO alleen dan beperkingen kan toepassen op de interconnectoren wanneer de veiligheid van de netten in het geding is. Dit kan zelfs tot een negatieve discriminatie van groene stroom leiden. Als bekend hebben grote hoeveelheden windenergie uit Noord-Duitsland in het verleden tot veiligheidsproblemen geleid op de Nederlandse en Belgische netten, doordat de transmissiecapaciteit tussen Noord- en Zuid-Duitsland beperkt was. Zolang duurzaam opgewekte elektriciteit nog een betrekkelijk geringe omvang heeft, hoeft dit in praktische zin niet structureel problematisch te zijn. Bij toenemende aandelen groen neemt de kans hierop toe. Meer principieel is opmerkelijk dat daarmee groene stroom in feite buiten het gehele proces van marktintegratie staat, hetgeen een politieke en beleidsmatige anomalie genoemd mag worden. De verplichting tot voorrang aan duurzaam strekt zich immers niet uit tot de interconnectie. De DE-Richtlijn beperkt zich tot nationale doelen en de bijbehorende ondersteuning. De richtlijn heeft geen voorzieningen voor de grensoverschrijdende handel in groene stroom en voorziet ook niet in een onderlinge afstemming tussen buurlanden van de verschillende subsidieregimes. Harmonisatie daarvan zou te prefereren zijn maar daar is om politieke redenen uitdrukkelijk niet voor gekozen. Dat maakt de integratie van duurzame energie in het Europese systeem er niet eenvoudiger op.

Ten slotte moet opgemerkt worden dat voorrang voor groene stroom bij het dagelijkse *balanceren* van de netten niet is voorzien. In de regels voor de zo genoemde programma verantwoordelijkheid wordt voor groene stroom geen principiële uitzondering gemaakt. Windenergie wordt ondanks het onvoorspelbare karakter zoveel mogelijk ingepast, mits met voldoende zekerheid geleverd. Overigens worden voorspellingen over de "kracht van de wind" steeds geavanceerder en zal daardoor de inpassing bij het dagelijks balanceren eenvoudiger worden. Het is van groot belang dat de mogelijkheid om

windproductie te voorspellen krachtig verder wordt ontwikkeld om zo een deel van het ‘flexibiliteitprobleem’ beter beheersbaar te maken.

Samenvattend lijkt het dat het waarborgen van “voorrang op het net” voor groene stroom zich in eerste instantie beperkt tot situaties van binnenlandse congesties en dat dergelijke regelingen bij de verdergaande marktintegratie in Noordwest-Europa steeds moeilijker te implementeren zullen zijn.

Ten slotte kan de overheid via het *eigendom* sturen. De publieke belangen worden door de politiek bij energie-infrastructuur dermate belangrijk gevonden dat dit vertaald is in publieke eigendom. De TSO (TenneT) is daarom in feite in 2000 genationaliseerd, terwijl de regionale netbeheerders in handen zullen moeten blijven van (regionale) overheden.⁴⁵ De vraag is nu of de overheid via de eigendom mogelijkheden heeft om de ontwikkeling van de infrastructuur beleidsmatig ten behoeve van het energiebeleid te beïnvloeden of zelfs te sturen. Op zich is dat een relevante vraag. Immers, het gaat bij infrastructuur om lange termijn overwegingen en ontwikkelingen die voor meerdere generaties bepalend zijn voor de wijze waarop energie, elektriciteit in dit geval, wordt getransporteerd van een producent naar een verbruiker. Die lange termijn overwegingen spelen ook een duidelijke rol bij andere cruciale infrastructuren waar de overheid eigenaar is, te weten de infrastructuur voor mobiliteit (wegen, waterwegen en spoorwegen) en bijvoorbeeld rond riolering en drinkwater. Dat het ook anders kan blijkt uit de infrastructuur voor telecomdiensten, welke volledig geprivatiseerd is. Sommige andere landen kiezen overigens voor modellen met private eigendom in plaats van publieke, ook bij gas en elektriciteit.

In Nederland is het dus een politieke keuze om de eigendom van de netten publiek te houden. Alle infrastructuurbedrijven zijn echter bedrijfsmatig georganiseerd, met als gevolg afstand tussen eigendom enerzijds en management en toezicht daarop anderzijds. Dat impliceert dat de eigenaar slechts beperkte mogelijkheden heeft om beleidsmatig invloed uit te oefenen en zijn belang zich derhalve concentreert op het financiële aspect. Bij de staatsbedrijven TenneT en Gasunie is dat verder vertaald in het gegeven dat de rol van de eigenaar wordt vervuld door de Minister van Financiën. De beleidsverantwoordelijke minister (die van EZ) stuurt dus niet via de eigendom.⁴⁶ Op regionaal niveau is de rol van de eigenaar vergelijkbaar vertaald door deze te plaatsen onder de verantwoordelijkheid van de gedeputeerde of wethouder die financiën in zijn portefeuille heeft.

De publieke eigenaar/aandeelhouder ziet er op toe dat er geen grote financiële risico's worden genomen, bijvoorbeeld daar waar het wel of niet overnemen betreft van andere netwerkbedrijven, en of er een aanvaardbaar rendement wordt gehaald op het geïnvesteerde vermogen. Op dat laatste punt heeft de overheid als aandeelhouder overigens een mogelijkheid om direct publieke belangen te laten prevaleren, bijvoorbeeld door genoeg te nemen met een “nutsrendement”. Een dergelijk

⁴⁵ Hier heeft overigens het woord “regionaal” een nationale betekenis, waarbij op te merken is dat dit niet altijd samenvalt met “provinciaal”. De regionale netbeheerderskaart in Nederland is overigens nogal versnipperd, waarbij er naast alle provinciale aandeelhouders ook enige tientallen kleinere en grotere gemeentes eigenaar zijn. Over een rationalisatie van gebiedsindelingen wordt nagedacht.

⁴⁶ Doordat bij aardgas de staat niet alleen het gehele infrastructuurbedrijf (Gasunie) in eigendom heeft en voor de helft ook het commerciële handelsbedrijf (GasTerra) is het aandeelhoudersschap van het laatste bedrijf neergelegd bij het Ministerie van Economische Zaken en van het eerste bij de Minister van Financiën.

rendement is te verantwoorden omdat het enerzijds een uitdrukking is van het gegeven dat het investeren in energie-infrastructuur relatief weinig risico's met zich meebrengt, daar deze infrastructuur een natuurlijk monopolie is en derhalve een vrij stabiele en gewaarborgde cash-flow oplevert. Anderzijds wordt met zo'n nutsrendement benadrukt dat de publieke aandeelhouder niet gaat voor winstmaximalisatie. Dat alles heeft ook te maken met de wijze waarop de infrastructuur wordt gereguleerd waar het de bescherming van afnemers van infrastructuurdiensten betreft. Box 4 heeft dat kort aangegeven.

Doordat de financiële risico's beperkt zijn en een "nutsrendement" kan volstaan, zijn er in principe ook alternatieven voor publieke eigendom denkbaar. Institutionele beleggers die voor lange termijn zekerheid gaan bij hun kapitaalsbeleggingen zijn evengoed mogelijk als eigenaar/aandeelhouder in gereguleerde infrastructuurbedrijven. In lijn met suggesties elders gedaan is er veel te zeggen om nationale pensioenfondsen mede-eigenaar te laten zijn van TenneT en de regionale netbeheerders.⁴⁷ Dat brengt niet alleen verdere professionalisering van de aandeelhouders met zich mee, maar beperkt de risico's dat de overheid haar aandeelhouderschap een politieke of beleidsmatige invulling gaat geven. Dat zou oneigenlijk zijn en op gespannen voet komen te staan met de beleidsmatige en wetgevende verantwoordelijkheden van de overheid.

Er is nog op een ander punt te wijzen rond de investeringsrisico's. De grote uitdagingen rond de rol van duurzame energie, de smart grids en meters en de interconnecties met het buitenland brengen forse investeringsrisico's met zich mee voor de netbeheerders. Dit kan een extra beslag gaan leggen op de financiële situatie van de bedrijven en dus gevolgen hebben voor hun aandeelhouders. Zeker wanneer de investeringen het gevolg zijn van ambitieuze beleidsdoelstellingen zullen aandeelhouders in de beleidsdiscussies onder politieke druk kunnen komen. Dit kan bijvoorbeeld spelen bij de discussie over een stopcontact-op-zee. De forse investeringen van TenneT in de (offshore) interconnectoren hebben bijvoorbeeld verschillende risicoprofielen. De NorNed-lijn is volledig gereguleerd, waarbij de toezichthouder extra eisen heeft kunnen stellen om de risico's van netgebruikers te beperken. De BritNed-lijn daarentegen is een commerciële "merchant" lijn waarbij TenneT een deel van de financieringsrisico's zelf draagt met mogelijke gevolgen voor netgebruikers. Wanneer de toezichthouders weinig ruimte zouden krijgen om die risico's te doen vertalen naar tarieven maken dergelijke ontwikkelingen publiek eigendom kwetsbaar.

Als gezegd, risico's kunnen ook gelopen worden bij bedrijfsovernames, ook wanneer deze commercieel zijn. Bij TenneT speelde dit bij de overname van de APX, de stroombeurs, en bij de regionale bedrijven bij hun activiteiten op het gebied van stads- en reclameverlichting. Spannender wordt het bij internationale overnames of grootschalige activiteiten. Zo is Gasunie (de staat dus) mede-eigenaar van de Gate-terminal voor LNG en bezit het ook een grote TSO voor gas in Duitsland, die een aan het Gasunie-net aanpalend net bezit en bedrijft. Daarnaast heeft Gasunie een minderheidsaandeel in de Nordstream-verbinding tussen Duitsland en Rusland. Dit zijn veelal commerciële activiteiten. Voor TenneT speelt dit een rol bij de recente overname van het Eon netwerk in Duitsland. Strategisch gezien is er vanuit de bedrijfsoptiek voor alle projecten veel te zeggen, maar het is ook een vraag of de staat daar zo diep bij

⁴⁷ Zie ondermeer: Algemene Energieraad (AER), Briefadvies Kredietcrisis [aan ministers EZ en VROM], 25 februari 2009. Online beschikbaar op: <http://www.energieraad.nl/include/ElectosFileStreaming.asp?FileId=377>.

betrokken moet zijn. Naast de commerciële risico's zijn er ook de regulatoire risico's, die in het Duitse geval dus bepaald worden door de Duits regulator, de Bundesnetzagentur (BNA). Andere Europese (staats)bedrijven zoals het Franse EdF, het Zweedse Vattenfall of het Noorse Statoil laten zich in het buitenland vooral commercieel gelden, maar hun activiteiten spelen weinig of niet op het niveau van de infrastructuur.

Naast aandeelhouderschap is ten slotte nog denkbaar dat de overheid via een vertegenwoordiging in de toezichthoudende organen (de Raad van Commissarissen) beleidsmatige invloed uitoefent, bijvoorbeeld door het management beleidsmatig wenselijke opdrachten te geven. Ook dat is oneigenlijk, daar de Raad van Commissarissen er is om het bedrijfsbelang als zodanig te dienen en te waarborgen. Overheidscommissarissen bij infrastructuurbedrijven zijn dan ook in beginsel niet passend en worden daarom dan ook bijvoorbeeld bij TenneT en Gasunie niet toegepast.

Kort gezegd, als de overheid beleid wil voeren op het gebied van de infrastructuur, bijvoorbeeld waar de infrastructuur van invloed is op de ontwikkeling van de brandstofmix, dan dient dat te lopen via de wet- en regelgeving. Als de overheid wil waarborgen dat gebruikers van infrastructuurdiensten niet meer betalen dan nodig, dan is dat een taak voor de toezichthouder, de Energiekamer bij de NMa. Wanneer de overheid het ook wenselijk vindt aandeelhouder te zijn van de infrastructuurbedrijven (en daarbij "genoegen" neemt met een nutsrendement) dan dient zij haar rol los te zien van het beleid. Het zou overigens wenselijk zijn als de overheid haar drie "petten" wat scherper en explicieter formuleert en toelicht, omdat in tal van politieke en beleidsmatige discussies die taken en rollen nog al eens door elkaar worden gehaald.⁴⁸

Samenvattend, de overheid dient dus geen beleidsmatige sturing toe te passen als eigenaar van de elektriciteitsnetten.

6.3 Een visie op de toekomst van onze energie infrastructuur?

Uit het voorafgaande valt te concluderen dat de overheid mogelijkheden heeft om inrichting en gebruik van de energie-infrastructuur beleidsmatig te beïnvloeden, maar dat dit ook zijn beperkingen kent. Anderzijds is het belang van de energie-infrastructuur voor de nationale economie dermate groot dat de overheid er niet aan voorbij kan gaan over het geheel een duidelijke visie te formuleren. Een visie die nodig is om een antwoord te geven op de grote veranderingen en uitdagingen die op het gebied van die infrastructuur aan de orde zijn. Een visie die, zoals eerder werd aangegeven, iets zal moeten zeggen over de mate van "enabling" van de verschillende opties voor elektriciteitsopwekking, over de wijze waarop kosten en opbrengsten worden verdeeld over de verschillende gebruikersgroepen en de verschillende generaties die van de infrastructuur gebruik zullen maken, en ook zal moeten ingaan op de wijze waarop de overheid haar rollen bij beleid, toezicht en eigendom helder definieert en organiseert. Een dergelijke visie ontbreekt, hoewel her en der in beleidsdocumenten elementen te vinden zijn.

Zo schetst het Energierapport 2008 van het Ministerie van Economische Zaken drie scenario's op een mogelijke toekomstige ontwikkeling van de infrastructuur: één die

⁴⁸ Vergelijk ook het advies van de Algemene Rekenkamer over tariefregulering netbeheer (Kamerstuk 31901, maart 2009).

behoort bij meer centraal kolen- of kernvermogen waarin Nederland exportland wordt; één gericht op meer decentrale opwekking; of één die zich concentreert op grootschalig duurzaam vermogen (vooral offshore wind) met gascentrales als back up voor de noodzakelijke flexibiliteit. Het rapport stelt dat geen keuze gemaakt hoeft te worden, maar dat een route die gericht is op meer flexibiliteit altijd zinvol is. Hierop is kritiek gekomen zowel van expertzijde⁴⁹, maar ook vanuit de Kamer⁵⁰, waarbij aangedrongen wordt op het maken van een keuze voor één van de drie scenario's. De Algemene Energieraad (AER) pleit in zijn advies over de infrastructuur voor de ontwikkeling van een raamwerk voor het beoordelen van het maatschappelijk nut en de noodzaak van investeringen. Daarvoor zou volgens de AER onder verantwoordelijkheid van het ministerie van Economische Zaken een nationaal *Plan voor de infrastructuur van elektriciteit en gas* opgesteld moeten worden.⁵¹ In dit plan zouden dan de doelstellingen van het nationale energiebeleid afgewogen moeten worden tegen de gevolgen hiervan voor de noodzakelijke infrastructuur.

De vraag is dus niet zo zeer of de overheid meer helderheid zou moeten geven over de toekomst van de energie-infrastructuur, maar meer over wat dat zou moeten inhouden. Daarbij is uiteraard de relatie met het energiebeleid, en dus ook een visie op het wel of niet sturen op de brandstofmix, van direct belang. Dat gaat verder dan het kiezen uit scenario's zoals het Energierapport suggereert of het opstellen van een investeringsplan waar de AER voor lijkt te pleiten.

Hier past eerst een opmerking over de scenariokeuzes. De kritiek dat EZ niet kiest lijkt niet terecht. Immers, de wens om in te zetten op grootschalige offshore wind is het gevolg van een politieke keuze. Het ligt voor de hand dat de overheid daarbij ook richting geeft aan de infrastructuur omdat dit goedkoper is en meer toekomstvast. TenneT zal een stopcontact-op-zee per saldo goedkoper aanleggen dan private kabels en kan vervolgens stapsgewijs een totaal netwerk inrichten. De decentrale opwekking is het gevolg van energiebesparing in de gebouwde omgeving en het schoner maken van het transportsysteem. Ook daar wordt al fors op ingezet. Ook het accepteren van projecten voor nieuwe grote centrales en het uitbreiden van de interconnectie-capaciteit met al onze buurlanden, die op zich ook noodzakelijk zijn om grootschalig offshore wind te accommoderen, zijn inmiddels gemaakte politieke keuzes. De overname van TenneT in Duitsland past ook in dit beeld. De keuzes die al gemaakt zijn komen dus neer op "en-èn".

Als dat zo is, dan is de vraag of dat economisch verstandig is. Terugkomend op de kostenschattning van Roland Berger (box 5) waarin het 'niet maken van een keuze' de duurste optie lijkt, is de vraag of dat werkelijk zo is. In feite is dat een keuze voor een incrementele aanpak in internationale context die flexibiliteit waarborgt. Anders gezegd: het niet kennen van de toekomst heeft een prijs, die in feite onvermijdelijk is. Immers, meer grootschalig vermogen in Nederland zal leiden tot relatieve prijsverlaging en biedt meer mogelijkheden voor concurrentie en leveringszekerheid. Offshore wind is een politieke keuze en de facto nodig om ook in onze regio stappen te zetten in de richting van een duurzame elektriciteitsvoorziening. Dat brengt extra kosten met zich mee, maar

⁴⁹ Bijvoorbeeld Van Moerkerken, Volkskrant 12 januari 2009.

⁵⁰ Zie hiervoor de Kamerstukken 31510.

⁵¹ Algemene Energieraad (AER), *De ruggengraat van de energievoorziening*, augustus 2009.

dat is dan maatschappelijk onvermijdelijk. De investeringen in het decentrale systeem kunnen geleidelijk plaatsvinden, omdat er ook geen goed beeld bestaat bij de introductie van extra decentraal vraag en aanbod. Zolang maar zeker gesteld is dat er een goede afstemming is tussen productie en net, waarbij de een niet de boventoon voert ten opzichte van de ander en zolang het vraagstuk in internationaal kader wordt benaderd, lijkt hier geen echt probleem te ontstaan.

Wel resteert er een vraagstuk over de levensduur. Investeringen in netten gaan langer mee dan in decentraal vermogen. In theorie kan het net op termijn dus overgedimensioneerd blijken, als de decentrale opwekking na het einde van de levensduur wordt beëindigd – en zolang daar geen helderheid over is hebben netbedrijven geen stimulans om te investeren. Dit lijkt bijvoorbeeld een serieus punt bij de WKK in de glastuinbouw die bij veranderende marktomstandigheden even snel kan verdwijnen als ze is opgekomen, maar het verzwaarde net ligt er dan wel. Hier bestaat geen eenvoudige oplossing voor. Een mogelijkheid zou zijn de decentrale opwekking een bepaalde verplichting te geven de productie voor een minimale periode voort te zetten – dit zou een voorwaarde kunnen zijn om voor SDE in aanmerking te komen – en de afschrijvingsperiode van de investering in het net daarmee enigszins in overeenstemming te brengen. Critici hebben wel gelijk dat voor afgewogen investeringen in de netten een tijdshorizon tot 2020 te kort is. Helaas is een integraal beeld van de relatieve kosten en opbrengsten van de verschillende benaderingen niet voorhanden. Tot 2020 is met de in aanbouw zijnde extra interconnectie en het huidige regelbaar vermogen technisch geen groot knelpunt te verwachten. Nodig is wel een goed totaalbeeld te geven ter voorbereiding op de verdere toekomst. Kortom, een visie vanuit de overheid. Box 7 presenteert een eenvoudige verkenning.

Box 7 De visie van de overheid, een verkenning

Het opstellen van een duidelijke en integrale visie door de overheid is een cruciaal startpunt. Het ligt voor de hand deze visie door het kabinet te laten vaststellen en periodiek aan te passen waar nodig. Het moet een robuuste visie zijn, die op de toekomst is gericht met een zicht op een periode van bijvoorbeeld 20 jaar en die redelijkerwijs meer dan één kabinetsperiode mee kan gaan.

Een visie op de toekomst, uitgaande van het beleid waarbij de aspecten rond de brandstofmix aan de orde zijn. Een beleid dat verder aangeeft hoe de overheid haar instrumenten inzet in de richting van de door haar gewenste structuur van onze energievoorziening. Een structuur ook die aangeeft hoe deze te plaatsen is in de context van de (Noordwest-)Europese energiemarkt en welke gevolgen dat heeft voor de infrastructuur die daarbij past. Dit kan dan bijvoorbeeld inhouden dat we afkoersen op een ontwikkeling van een combimodel van alle drie scenario's uit het Energierapport. Dit lijkt verstandig, *mits* die dus is ingebed in de Noordwest-Europese markt. Immers, het grootschalig vermogen is niet alleen op de Nederlandse markt gericht maar wordt ook in Nederland gebouwd voor een grotere markt omdat er hier een comparatief vestigingsplaats voordeel is.

Het past ook in de ambitie om Nederland als een belangrijke energie-hub te zien, een marktplaats voor elektriciteit, voor gas, voor biobrandstoffen, naast de al bestaande marktplaatsrol die we hebben voor aardolie en olieproducten en voor steenkool. Vooral de groeiende interactie op systeemniveau tussen gas en elektriciteit wordt belangrijk. Onze ambities om schoner en efficiënter, en vooral ook slimmer met dit alles om te gaan passen ook bij de visie om duurzaam vermogen en decentrale opties ruim baan te geven. Daarbij horen dan ook een snelle omschakeling naar “smart grids” en “smart meters” en een duiding van de daarbij in te zetten instrumenten.

In zo’n visie wordt bijvoorbeeld aangegeven hoeveel wind op zee er in 2020 en 2030 wordt gewenst en welke beleidsinstrumenten worden ingezet (en in welke omvang) om aannemelijk te maken dat dit gerealiseerd kan worden. Een ander voorbeeld is dat – op het moment dat zo’n verwachting reëel uitgesproken kan worden - wordt geïdentificeerd welke aandeel elektrische auto’s in 2020 en 2030 wordt verwacht en welk (fiscaal) instrumentarium die beelden ondersteunt. Er wordt verder ingegaan op vragen rond kostenallocaties over de huidige en toekomstige generaties en over de verschillende gebruikerscategorieën van de netten. De visie geeft ook aan of en waarom gehecht wordt aan een publieke eigendom en hoe die wordt toegepast. Deze zal uiteraard aangeven of aanvullende wet - en regelgeving nodig is en zal integraal besproken moeten worden met de Tweede Kamer.

Dan het idee om een “plan” op te stellen. Een plan om een kader te geven om investeringsbeslissingen qua maatschappelijke nut en noodzaak nader te beoordelen. Dit idee lijkt te passen in de voorstellen die EZ bij de Kamer heeft neergelegd.⁵² Dat alles komt er in grote lijnen op neer dat omvangrijke investeringen op het gebied van de energie-infrastructuur stuk voor stuk op hun maatschappelijke nut en noodzaak worden getoetst door of vanuit EZ, terwijl de Energiekamer de toets doet omtrent de kostenefficiëntie. Afgezien van het feit dat het onderscheid tussen beide aspecten niet altijd even helder zal zijn, kunnen vraagtekens bij deze benadering worden gesteld. Immers, de partij die het best in staat zou zijn om met een meerjarig “plan” te komen voor nieuwe investeringen, een plan waarin de toekomstige ontwikkelingen op het gebied van vraag en aanbod in de markt worden geanalyseerd en op hun gevolgen voor de noodzakelijke aanpassingen en/of uitbreidingen voor de infrastructuur worden verkend, is de TSO, TenneT dus (of Gasunie bij gas). Dit wordt hier wat verder verkend, mede geïnspireerd door de vergelijkbare processen hierover in EU-verband (zie box 8).

Goed denkbaar is dat de TSO in nauwe samenwerking met de regionale netwerkbedrijven periodiek een infrastructuurplan opstelt. In dat plan wordt een integrale infrastructuurschets gegeven en worden concrete investeringsprojecten voor de zichtperiode opgenomen. Een dergelijk plan dient zich in de eerste plaats te oriënteren op de eerder genoemde bredere beleidsmatige visie van de overheid, waarbij het structuurschema elektriciteitsvoorziening (SEV) en beleids-documenten zoals het huidige kabinetsplan ‘Schoon en Zuinig’ de kaders geven vanuit het milieubeleid en de ruimtelijke ordening. Het opstellen van het plan vereist verder uiteraard veel afstemming met marktpartijen, die via consultaties hun inbreng hebben. Op die wijze worden maatschappelijke nut en noodzaak verkend en gewogen. De Energiekamer kan dan een rol spelen om te beoordelen of het proces van de planvorming, dat wil zeggen de oriëntatie op de visie van de overheid en de weging van de belangen van alle belanghebbenden, zorgvuldig heeft plaatsgevonden.

⁵² Wetsontwerp. Zie Kamerstukken 31904.

Box 8 EU planning van energie infrastructuur

Het in 2009 vastgestelde “derde pakket” voor de energiemarkt regelt globaal het volgende. De nationale TSO dient elk jaar een 10-jaren plan op te stellen voor de ontwikkeling van de infrastructuur in relatie tot de behoefte van marktpartijen en de investeringen te bevatten die daarvoor nodig zijn. De nationale toezichthouder beoordeelt of de behoeften van marktpartijen voldoende zijn gewaarborgd en beoordeelt verder of de TSO zich houdt aan de uitvoering van haar plan. Zo nodig kan de toezichthouder uitvoering afdwingen.

Er worden twee nieuwe organisaties opgericht voor de samenwerking van de TSO's op gas en elektriciteit, resp. ENTSO-G en ENTSO-E. Nationale TSO's zijn verplicht regionaal samen te werken binnen het kader van de ENTSO's en iedere twee jaar een regionaal investeringsplan op te stellen. De ENTSO's zijn als zodanig verplicht ieder twee jaar een EU-breed ontwikkelingsplan op te stellen voor de infrastructuur, gericht op verdere integratie van de netwerken onder meer in relatie tot de voorzieningszekerheid. Die plannen zullen gebaseerd zijn op de nationale plannen en op de regionale plannen.

De ontwikkelingsplannen zullen worden beoordeeld door het *Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, het nieuwe samenwerkingsorgaan van de Europese toezichthouders. ACER kan een opinie geven daar waar er inconsistenties zijn tussen het EU-brede, de regionale en de nationale ontwikkelingsplannen, alsmede ten aanzien van de uitvoering van die plannen. Waar nodig kan zij de Commissie adviseren om actie te ondernemen.

De aldus geschetste benadering resulteert dan in de volgende drieslag:

1. De overheid ontwikkelt eenmaal per vier jaar een duidelijke en integrale visie op de toekomst. Soms zal het onvermijdelijk blijven met meerdere scenario's te werken wanneer er van fundamentele onzekerheid sprake is, maar hoe meer helderheid de overheid kan geven, des te beter wordt de kwaliteit van het infrastructuurplan.
2. TenneT en de regionale netwerkbedrijven komen op basis van deze visie met een concept-infrastructuurplan. Dit plan geeft concreet aan welke omvangrijke investeringen worden voorgesteld die nodig zijn om zowel de visie van de overheid te realiseren als recht te doen aan de verwachte investeringsbeslissingen van marktpartijen. Hierbij is niet sprake van een automatisme dat elke productiebeslissing tot een aansluiting moet leiden: de netwerkbedrijven kunnen hiertoe zelf voorstellen doen. De zichtperiode is gelijk aan die van de visie, doch concrete voorgenomen investeringen zullen gefaseerd moeten kunnen worden. Conform de EU-regels dient het plan elke twee jaar te worden vernieuwd.
3. De Energiekamer beoordeelt of het infrastructuurplan maatschappelijk en economisch kosteneffectief is en of op zorgvuldige wijze met belangen van marktpartijen rekening is gehouden. De Energiekamer beziet ook of adequaat met de visie rekening is gehouden. Over haar bevindingen stelt de Energiekamer een advies op aan de regering, die daarop zo nodig een aangepast oordeel geeft. Het concept-infrastructuurplan, beoordeling door de Energiekamer en het eventuele oordeel van de regering vormen samen het definitieve Infrastructuurplan elektriciteit. TenneT, de overige netbeheerders en de Energiekamer baseren zich hierop bij de uitwerking en toetsing van concrete projecten. Daarmee heeft het een niet-vrijblijvende richtinggevende betekenis gekregen.

7

Samenvatting en conclusies

In dit paper zijn twee dimensies toegevoegd aan de discussie over de ontwikkeling van de Nederlandse brandstofmix: de internationale en die van de infrastructuur. Betoogd is allereerst dat steeds sterkere koppelingen van de netten tussen de diverse landen en de voortschrijdende regionale marktintegratie het zinvoller maakt een discussie over de brandstofmix in het kader van de Noordwest-Europese markt te voeren. De tweede is dat er alle reden is om infrastructuur sterker als instrument van overheidsbeleid te zien. In discussies over energiebeleid wordt vaak over het hoofd gezien dat infrastructuur een legitiem en in andere netwerksectoren veel gebruikt instrument is om publieke belangen te borgen en een overheidsvisie in daden om te zetten. Dit is als volgt uitgewerkt.

De brandstofmix in Noordwest-Europa is betrekkelijk evenwichtig, met vier vergelijkbare brokken: kernenergie (bijna 40%), kolen (25%), duurzame energie (bijna 20%) en gas (iets meer dan 15%). Verwacht mag worden dat bij een stevig klimaatbeleid in 2030 het aandeel duurzame energie sterk gegroeid zal zijn tot meer dan 40%; kernenergie en gas zouden elk een kwart voor hun rekening kunnen nemen en het aandeel kolen kan tot minder dan 10% gedaald zijn waarvan een deel met *carbon capture and storage* (CCS). Deze wijziging is een gevolg van door overheidsbeleid beïnvloede maar op een geliberaliseerde markt genomen beslissingen, zowel inzake productiecapaciteit als de feitelijke dagelijkse inzet daarvan.

Hierbij is een discrepantie ontstaan tussen de beïnvloeding van deze brandstofmix met nationale instrumenten door de verschillende overheden en de relevantie van de Noordwest-Europese markt. Het op nationaal niveau integraal willen sturen op de gewenste brandstofmix in de context van de Noordwest-Europese markt is niet erg zinvol meer. De verhouding van productiecapaciteit en vraag is een supranationaal vraagstuk geworden. Hierin kunnen landen uiteraard streven naar een goed vestigingsklimaat, wat hen zal helpen bij het bevorderen van lage productieprijzen. Op het niveau van de Noordwest-Europese markt leidt een “gezamenlijke” diversificatie tot een sterke en robuuste spreiding van risico's. Een meer nationaal gerichte verbijzondering is dan nodig noch wenselijk en zal eerder contraproductief kunnen werken. Zo heeft Nederland een groot aandeel gasvermogen in de elektriciteitsvoorziening, maar is dat in deze grotere markt veel minder het geval en daarmee uit optiek van leveringszekerheid minder reden tot zorg. Maar hoe tot een meer gezamenlijke aanpak van de verschillende landen gekomen kan worden is nog niet duidelijk. Alleen een aanpak die op vrijwilligheid en onderling vertrouwen is gebaseerd – zoals ook de regionale marktkoppelingen tot stand zijn gekomen – lijkt een zinvol startpunt. Het lijkt zeer wenselijk om discussies over brandstofmix, emissiestandaarden, al of niet verplichting tot CCS voor kolencentrales in een supranationaal kader als het Pentalateraal Forum te voeren. Ook een vraag of omvangrijke investeringen in

kolencentrales in Nederland niet tot vervroegde sluiting van aanmerkelijk minder efficiënte centrales in Duitsland kan leiden, kan hier besproken worden.

Het inkaderen van nationale sturing in de Noordwest-Europese context is nog geen vast onderdeel van de beleidspraktijk – in Duitsland of Nederland wordt over al-of-niet kernenergie gesproken alsof het een volledig nationaal vraagstuk is. Duidelijke supranationale instrumenten die tot optimalisering kunnen leiden ontbreken. In zo'n situatie is het voor het Verenigd Koninkrijk met nu nog geringe interconnectie eenvoudiger een eigen beleid dat CCS afdwingt te voeren dan in het sterk aan Duitsland gekoppelde Nederland. Bovendien is er een verschil in termen van de brandstofmix tussen opgesteld productievermogen en daadwerkelijke brandstofinzet. Op nationaal niveau bestaan instrumenten om te sturen op het niveau van individuele brandstoffen in termen van (nieuwe) productiecapaciteit. Te denken valt aan doelen voor het aandeel duurzame energie, met maatregelen om dat te bevorderen, of bij steenkool de eis te stellen al of niet CCS toe te passen of door de toepassing van kernenergie simpelweg te verbieden. Wel kan spanning ontstaan met de huidige EU regels die het lidstaten lijken te verbieden een eigen CO₂-beleid te voeren voor installaties die onder de Europese emissiehandel vallen. Wanneer het ene land andere normen hanteert dan het andere met het doel een internationale problematiek aan te pakken – zoals de klimaatverandering – levert dat uiteindelijk immers vanuit Europees oogpunt niet veel op. Landen die nauwer verbonden raken zullen ook meer geneigd zijn op hun onderlinge concurrentiepositie te letten, waardoor de mogelijkheid en bereidheid afneemt om een significant ander beleid te voeren ten opzichte van de buurlanden. Een tweede aandachtspunt is dat flexibiliteit bij brandstofinzet steeds belangrijker wordt. Windenergie heeft lage marginale kosten en komt daarom vooraan te staan in de 'merit order'. Economische factoren zullen kernenergie in de basislast voor laten gaan en fossiele brandstoffen zullen voor het variabele deel zorgen, waarbij gas door het grote aandeel WKK en inzetflexibiliteit de voorkeur lijkt te hebben boven kolen. Dit heeft op zijn beurt een impact voor nieuwe kolencentrales met CCS. Sturing op toepassing van duurzaam bij elektriciteit goed mogelijk wanneer het om zwart/wit situaties gaat: elektriciteit is duurzaam opgewekt, of is dat niet. Discussie ontstaat bij hybride situaties zoals een inzet van 50/50 biomassa en kolen, al dan niet met CCS.

In het huidige marktmodel volgt infrastructuur de vraag. EU-wetgeving bepaalt dat de gebruikers en producenten het recht hebben op een aansluiting op het net, om zowel elektriciteit op het net te brengen als af te nemen. In dit paper werd de vraag gesteld of dit nog een verstandig model is wanneer vraag en aanbod zowel door toenemende onzekerheid als dynamiek worden bepaald. Aan de vraagzijde zorgen vooral elektrische warmtepompen en elektrisch vervoer voor grote dynamiek – maar de snelheid waarmee dit gebeurt is voorlopig onzeker. Aan aanbodzijde zorgen wind- en zonne-energie voor minder goed vooraf te bepalen patronen. Hierdoor ontstaat meer vraag naar flexibiliteit. Technisch is daarmee vooralsnog goed om te gaan, economisch is het allereerst een zaak van marktpartijen om gebruik te maken van toenemende prijsverschillen tussen fluctuaties in vraag en aanbod. Het energiebeleid zal daarbij de prioriteit leggen bij marktconforme beïnvloeding van de vraagzijde, waarvoor aanpassing van distributienetten nodig is om slimme netten te realiseren. Tegelijk is betere benutting en uitbreiding van transmissienetten nodig om voor meer interconnectie te zorgen. Beide ontwikkelingen zijn noodzakelijk.

De overheid stuurt al sterk op de infrastructuur. Na inzet van de liberalisering sinds het midden van de jaren '90 heeft de toezichthouder een sterke efficiencyverbetering weten af te dwingen. Niet geheel zeker hoe toekomstvast dit beleid is: de kwaliteit van de netten moet ook in de toekomst gewaarborgd blijven en de huidige regulering is onvoldoende op duurzame energie gericht. Omvangrijke investeringen zijn nodig. Complicatie daarbij is dat de levensduur van infrastructuur verschilt van die van decentrale vormen van energie opwekking. Ook is de overheid actief in het effectiever toepassen van vergunning- en planprocedures en is voor duurzame energie congestiemanagement ontwikkeld voor situaties waarin er van tijdelijke knelpunten sprake is.

In dit paper wordt beleidsmatige sturing door de overheid vanuit de rol van (mede)eigenaar van elektriciteitsnetten afgewezen. In plaats daarvan wordt gepleit voor een nieuwe drieslag bij de ontwikkeling van infrastructuur. De overheid stelt dan eenmaal per vier jaar een duidelijke en integrale visie voor de komende 20 jaar op. TenneT en de regionale netwerkbedrijven komen op basis hiervan met een concept-infrastructuurplan. Dit plan geeft concreet aan welke omvangrijke investeringen worden voorgesteld die nodig zijn om zowel de visie van de overheid te realiseren als recht te doen aan de verwachte investeringsbeslissingen van marktpartijen. De Energiekamer beoordeelt of het plan maatschappelijk en economisch kosteneffectief is en of adequaat met belangen van marktpartijen rekening is gehouden en stelt hierover een advies op aan de regering, die daarop zo nodig een aangepast oordeel geeft. De overheid beziet of haar visie goed is verwerkt. Aldus ontstaat het definitieve Infrastructuurplan elektriciteit. TenneT, de overige netbeheerders en de Energiekamer baseren zich hierop bij de uitwerking en toetsing van concrete projecten.

Lijst van afkortingen en acroniemen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AER	Algemene Energieraad
APX	Amsterdam Power Exchange
AVI	afvalverbrandingsinstallatie
CCS	carbon capture and storage
CSP	concentrated solar power
DE	Duurzame Energie
ECN	Energieonderzoeks Centrum Nederland
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPC	Energie Prestatie Coëfficiënt
EPR	European Pressurised Reactor (AREVA)
EPS	Emission Performance Standard
EU	Europese Unie
EZ	Ministerie van Economische Zaken
IEA	International Energy Agency
KV	kolenvergassing
NIMBY	Not In My Back Yard
NMa	Nederlandse Mededingingsautoriteit
PBL	Planbureau van de Leefomgeving
PEV	plug-in (all-)electric vehicle
PHV	plug-in hybrid vehicle
SDE	Stimulering Duurzame Energieproductie
SEV	Structuurschema Elektriciteitsvoorziening
STEG	SToom-En-Gas (centrale)
TSO	Transmission System Operator
TUD	Technische Universiteit Delft
WEO	World Energy Outlook
WKK	warmtekrachtkoppeling

Bibliografie

Algemene Energieraad (AER), Briefadvies Kredietcrisis, 25 februari 2009. Online beschikbaar op:

<http://www.energieraad.nl/Include/ElectosFileStreaming.asp?FileId=377>.

Algemene Energieraad (AER), *De ruggengraat van de energievoorziening*, augustus 2009.

CE Delft, *Duurzame Elektriciteitsmarkt?*, oktober 2009.

DG TREN, *EU Energy and Transport in Figures*, 2009.

Dijkema, G; Lukszo, Z.; Verkooijen, A.; Vries, L. de, Weijnen, M., *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken*, Technische Universiteit Delft, april 2009. Online beschikbaar op:

http://www.ez.nl/pv_obj_cache/pv_obj_id_423F326F1973C629E92DC8A13D408FCFE01E0700.

EEnergy Informer, 'EVs to Big Oil: Monopoly Game Over', september 2009.

Energie Dialoog Nederland (EDN), *Groene Energie voor de Basislast?*, oktober 2009.

Energie Nederland, 13 oktober 2009.

Energietransitie, *Actieplan decentrale infrastructuur*, 2009. Online beschikbaar op:

http://www.senternovem.nl/mmfiles/Actieplan%20Decentrale%20Infrastructuur%20-%20PNG-PDEV-2008_tcm24-282906.pdf.

International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2008*, 2008.

Jong, J. de, Weeda, E., Westerwoudt, T., en Correljé, A., *Dertig Jaar Nederlands Energiebeleid: van Bonzen, Polders en Markten naar Brussel zonder Koolstof*, Clingendael International Energy Programme, 2005.

Kamerstukken 31510, 'Energierapport 2008', 2009-2010.

Kamerstukken 31901, 'Tariefregulering energienetbeheer', 2008-2009.

Kamerstukken 31904, 'Wijziging van de Gaswet en de Elektriciteitswet 1998, tot versterking van de werking van de gasmarkt, verbetering van de voorzieningszekerheid en houdende regels met betrekking tot de voorrang voor duurzame elektriciteit, alsmede enkele andere wijzigingen van deze wetten', 2009-2010.

KEMA, *Smart Grids for the Future*, oktober 2009.

Ministerie van Economische Zaken (EZ), *Energierapport 2008*, 2008.

Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa), *Bespiegelingen op de toekomst van de regulering van het netbeheer*, 2009.

Netbeheer Nederland, *Smart Grids*, november 2009. Online beschikbaar op:
http://www.energiened.nl/upload/bestellingen/publicaties/327_313162%20-%20Smart%20Grids.pdf.

Ozdemir, O.; Scheepers, M.J.J.; Seebregts, A.J., *Future electricity prices. Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), juni 2008. Online beschikbaar op:
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08044.pdf>.

Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), *Decentrale elektriciteitsvoorziening in de gebouwde omgeving*, 2009.

Roland Berger, *Secure and green energy, but at what cost?*, 2009.

Scheepers, M.J.J.; Hanschke, C.B.; Nieuwenhout, F.D.J.; Seebregts, A.J., *Invloed van innovatieve technologie op de toekomstige elektriciteitsinfrastructuur*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), november 2007.

Scheepers, M.J.J., *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), mei 2008.

SRU, *Weichenstellungen für eine nachhaltige Stromversorgung*, mei 2009. Online beschikbaar op:
http://www.umweltrat.de/cae/servlet/contentblob/581556/publicationFile/34398/2009_Thesen_Weichenstellungen_Stromversorgung_Hohmeyer.pdf.

TenneT, *Visie 2030*, februari 2008. Online beschikbaar op:
http://www.tennet.org/images/Visie2030%20def_tcm41-15924.pdf.

TenneT, *Grootschalige energie-opslag*, februari 2009.

Ummels, B., *Wind Integration. Power Systems Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments*, PhD Thesis, TU Delft, 2006.

Uyterlinde, M.A.; Ybema, J.R.; Brink, R.W. van den; Rösler, H.; Blom, F.J., *De belofte van een duurzame Europese energieuishouding*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), augustus 2007. Online beschikbaar op:
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07061.pdf>.

Uyterlinde, M.A.; Wilde, H.P.J. de; Hanschke, C.B., *Electric vehicles - the future of passenger transport?*, Energieonderzoeks Centrum Nederland (ECN), juni 2009. Online beschikbaar op: <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2009/m09099.pdf>.

Van Moerkerken, *de Volkskrant*, 12 januari 2009.

Werring, L., *The EU Emission Trading System, Too Little Too Late?*, Clingendael International Energy Programme Briefing Paper, juni 2009.

World Bank, *Substitution and Technological Change under Carbon Cap and Trade*, Policy research Working Paper 4957, 2009.



Clingendael International Energy Programme