

## Transitiestrategie Elektriciteit en Warmte

Onderbouwing- en toetsingsrapport voor het  
Regieorgaan Energietransitie



### Rapport

Delft, november 2008

Opgesteld door: F.J. (Frans) Rooijers  
J.P. (Jan Paul) van Soest (JPvS)  
C. (Cor) Leguijt  
H.J. (Harry) Croezen



# Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

F.J. (Frans) Rooijers, C. (Cor) Leguijt, H.J. (Harry) Croezen i.s.m. J.P. van Soest  
Transitiestrategie Elektriciteit en Warmte  
Delft, CE Delft, november 2008

Elektriciteit / Warmte / Overheidsbeleid / Duurzaamheid / Energievoorziening /  
Vraag en aanbod / Scenario's / Lange termijn / Korte termijn

Publicatienummer: 08.3762.58

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Opdrachtgever Regieorgaan Energietransitie.  
Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider  
F.J. (Frans) Rooijers.

© copyright, CE, Delft

## **CE Delft**

### **Oplossingen voor milieu, economie en technologie**

CE Delft is een onafhankelijk onderzoeks- en adviesbureau, gespecialiseerd in het ontwikkelen van structurele en innovatieve oplossingen van milieuvraagstukken. Kenmerken van CE-oplossingen zijn: beleidsmatig haalbaar, technisch onderbouwd, economisch verstandig maar ook maatschappelijk rechtvaardig.

De meest actuele informatie van CE Delft is te vinden op de website: [www.ce.nl](http://www.ce.nl).

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

# Inhoud

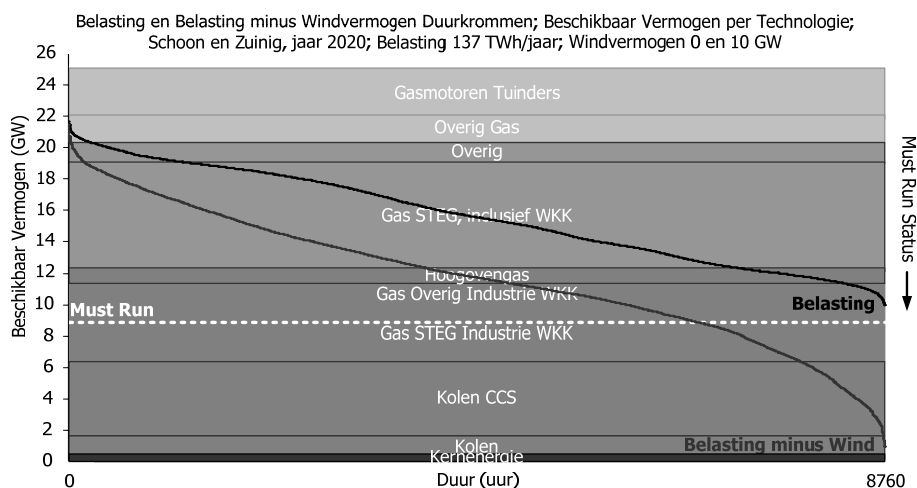
1	Samenvatting	1
2	Inleiding	5
2.1	Zorgen en kansen	5
2.2	Doel en opbouw van dit rapport	6
3	Transitiestrategie in het kort	7
3.1	Strategie in hoofdlijnen	7
3.2	De Europese context, ontwikkelingen en kansen	7
3.3	Een unieke positie voor Nederland	9
4	Noodzaak flexibel productievermogen	11
4.1	Conclusies	14
5	Robuustheid transitie strategie	15
5.1	Kernvragen robuustheid	15
5.2	Energievraagontwikkeling	15
5.3	Kleinere bijdrage hernieuwbare energie	16
5.4	Elektrificatie	16
5.5	Beperken import elektriciteit	17
5.6	Flexibiliteit aan de vraagkant	17
5.7	Voorzieningszekerheid	18
5.8	Voldoende gas?	19
5.9	Continuering transitie op langere termijn	20
5.10	Conclusies	22
6	Evaluatie, agenda voor debat en beleid	23
6.1	Samenvatting bevindingen	23
6.2	Transitiestrategie en huidige ontwikkelingen	24
6.3	Agenda voor debat en beleid	25
	Literatuurlijst	27
A	Simulatiestudies TU Delft	31
B	Afkortingenlijst	51



# 1 Samenvatting

- 1 Het Regieorgaan Energietransitie heeft een strategie uitgedacht voor de verduurzaming van elektriciteit en warmte/koude. De strategie behelst:
  - a Maximaal besparen.
  - b Voorrang voor hernieuwbaar vermogen en energiezuinige warmtekracht.
  - c Daardoor neemt de ruimte voor nieuwe basislast ('must-run'-vermogen) af.
  - d En neemt de behoefte aan snel regelbaar flexibel gasvermogen toe.
  - e 'Gas' kan aanvankelijk aardgas zijn, in toenemende mate kan kolengas en biogas worden gebruikt.
- 2 CE Delft en Jan Paul van Soest Advies voor Duurzaamheid (JPvS) zijn gevraagd deze strategie nader te onderbouwen en te toetsen op zijn robuustheid. Daarbij is tevens gebruik gemaakt van een reeks berekeningen met het PowrSym3-model van TU Delft.
- 3 Hernieuwbaar vermogen en basislast zitten elkaar in de weg. Uit berekeningen van TU Delft blijkt dat naarmate meer hernieuwbare bronnen, in het bijzonder windenergie, in het elektriciteitssysteem wordt ingezet, er minder ruimte is voor basislastvermogen. Omgekeerd: als er eenmaal basislastvermogen staat, zal dat worden ingezet ten koste van wind en zuinige warmtekrachtkoppeling, omdat de laatste twee wel kunnen worden afgeschakeld, en zgn. 'must-run-vermogen' niet of niet goed.

Bij volledig uitrollen van het kabinetsplan Schoon en Zuinig is de ruimte voor (nieuw) basislastvermogen zeer gering:



- 4 Deze strijdigheid tussen basislastvermogen, waarvoor nu vele plannen bestaan, en variabel hernieuwbaar vermogen, waarvoor beleidswensen bestaan die nog maar beperkt zijn geïnstrumenteerd, wordt door de beleidsmakers nog onvoldoende onderkend. Daarmee dreigt een risico van 'lock-in' dat als dit er eenmaal is, niet gemakkelijk te doorbreken is. Bij zo'n lock-in zullen ofwel de ambities (CO<sub>2</sub>, hernieuwbare bronnen, efficiency) niet kunnen worden gerealiseerd, ofwel alleen maar tegen hoge kosten om ze in een systeem te 'forceren' dat daar in wezen niet voor is ingericht.
- 5 Het wisselende aanbod van hernieuwbare energie, in het bijzonder wind-energie, is goed in het elektriciteitssysteem in te passen via snel regelbaar gasgestookt vermogen. Op relatief korte termijn (tot ca 2020-2025) is dit de enige reële route voor inpassing van wind.
- 6 Op de korte termijn kan snel regelbaar gasgestookt vermogen op aardgas gebaseerd zijn, op termijn kan steeds gemakkelijker worden overgeschakeld naar kolengas en biogas. Zo kan de beleidsdoelstelling 'betrouwbaar' (voorzieningszekerheid, onder meer te bereiken door diversificatie van brandstoffen) via het gassysteem worden gerealiseerd.
- 7 Op de langere termijn is er een grotere onzekerheid over de vraag welke combinaties van opties uiteindelijk het 'beste' zullen zijn, dat wil zeggen:
  - schoon: in staat om verregaande reducties van CO<sub>2</sub> te realiseren;
  - flexibel: in staat om wisselend aanbod uit hernieuwbare bronnen te accommoderen;
  - betrouwbaar: minimale afhankelijkheid van bronnen die aan geopolitieke onzekerheden onderhevig zijn;
  - betaalbaar: tegen de laagste (maatschappelijke) kosten;
  - kansrijk: aansluitend bij de comparatieve voordelen van ons land, zoals kennis, energietechnologie, gasinfrastructuur, geografische ligging, logistiek.

Nader onderzoek is nodig om de maatschappelijke kosten en baten van het Transitie scenario voor de langere termijn (na 2020-2025) goed te kunnen vergelijken met een alternatief model (PowerHouse/basislast met opslag-systemen om de benodigde flexibiliteit te regelen).

- 8 De keuze voor een langere termijnmodel hoeft (nog) niet te worden gemaakt als in elk geval:
  - Op korte termijn wordt voorkomen dat een lock-in ontstaat die een lange-termijntransitie in de weg staat.
  - De beleidsmatige randvoorwaarden zodanig zijn dat de verschillende energiemodellen gelijke kansen krijgen. In de huidige situatie lijkt er een - mogelijk onbedoelde - 'bias' ten faveure van PowerHouse te bestaan.



- 9 De gedachte van het Regieorgaan en de Algemene Energieraad om via kolenvergassing de eisen van flexibiliteit, mogelijkheid van CO<sub>2</sub>-afvang en diversificatie en vergroening van het gassysteem te realiseren, biedt interessante perspectieven die nog onvoldoende op het netvlies van de beleidsmakers staan. Aandacht voor de merites van deze route via R, D en D is zeker gewenst.
- 10 De Transitiestrategie van het Regieorgaan is robuust, in de zin dat de kern-elementen van de strategie niet hoeven te worden aangepast als de ontwikkelingen anders zouden lopen dan ten behoeve van deze studie is aangenomen:
- Ook bij een efficiencyverbetering die minder is dan Schoon en Zuinig ambieert blijft de vraag naar basislast beperkt en de noodzaak van flexibiliteit groot.
  - De bijdrage van hernieuwbare energie kan geringer uitvallen dan Schoon en Zuinig en de EU bepalen. Dan kunnen de gasgestookte STEG-centrales voor de extra basislast zorgen.
  - De mogelijke effecten van een sneller groeiende elektriciteitsvraag - bijvoorbeeld door snelle toename van elektrisch rijden - zijn niet op voorhand in te schatten, er kan meer basislast maar ook meer pieklast worden gevraagd. De eerstkomende 10-15 jaar is ook snelgroeiend elektrisch vervoer goed te accommoderen.
  - Meer of minder import en export van elektriciteit maakt weinig verschil, aangezien ook in de ons omringende landen een sterke stijging van variabel hernieuwbaar vermogen is voorzien.
  - De mogelijkheden van verdere flexibiliteit aan de vraagzijde, zoals afschakelen van elektrische apparatuur, bieden maar beperkt soelaas, maar ook dan blijft de noodzaak voor flexibiliteit aan de aanbodzijde over-eind.
  - De voorzieningszekerheid is in het Transitie-model niet moeilijker te realiseren dan in andere modellen. De route is wel anders: in het Transitie-model wordt gas op termijn de energiedrager waarvan de grondstoffen worden gediversificeerd, via gebruik van kolengas en biogas; tot nu toe is de aandacht vooral uitgegaan naar elektriciteit als energiedrager waarvan de grondstoffen moeten worden gediversificeerd.
  - De voorraad gas is niet limiterend, op korte termijn niet wegens de beschikbaarheid van aardgas, op langere termijn wegens de mogelijkheden van kolenvergassing en biomassa-vergassing en -vergisting.
- 11 De Transitiestrategie maakt een verdere doorontwikkeling van een energiehuishouding die aan verregaande emissiereductie-eisen moet voldoen goed mogelijk, terwijl die ook betaalbaar en betrouwbaar moet zijn. Op de lange termijn is ook denkbaar dat het 'Powerhouse-model' (veel basislast) in combinatie met een opslagsysteem aan dezelfde eisen kan voldoen, maar op kortere termijn is de kans groot dat een snelle ontwikkeling richting Powerhouse een lock-in veroorzaakt die later zeer moeilijk te doorbreken is.

- 12 De huidige ontwikkelingen (plannen voor basislastvermogen) staan op gespannen voet met het Transitie scenario. Hoewel hier niet expliciet bestudeerd, zijn er gereede aanwijzingen dat de huidige randvoorwaarden voor de energievoorziening Powerhouse bevorderen en implementatie van de Transitie strategie belemmeren. De beleidsmakers lijken dit risico thans onvoldoende te onderkennen. Een grondiger analyse van de uitwerking van de huidige randvoorwaarden is dringend nodig. Daarop vooruitlopend kan het speelveld al op korte termijn vlakker worden gemaakt door snelle en krachtige verbetering van de investeringscondities voor hernieuwbare energie, in het bijzonder windenergie.
- 13 Voor de korte termijn is de Transitie strategie een uitvoerbare en robuuste benadering. Voor de langere termijn is een nadere verkenning van de maatschappelijke kosten en baten van het Transitie model versus het Powerhouse met-opslagmodel gewenst.





## 2 Inleiding

### 2.1 Zorgen en kansen

De zorgen over de toekomstige energievoorziening zijn de afgelopen tijd sterk toegenomen. Vooral de hoge olieprijs en de berichten over klimaatverandering laten zien dat resultaten uit het verleden geen garantie bieden voor de toekomst. Er zullen wezenlijke veranderingen optreden en ook *moeten* optreden.

De zorgen zijn internationaal, maar ze zijn ook bij uitstek voor Nederland relevant. Ons land neemt immers op energiegebied een bijzondere positie in, in vergelijking met menig ander land. De eigen aardgasvoorraad is een belangrijke factor, maar ook de mogelijkheid dit gas door de karakteristieken van het Slochteren-veld flexibel in te zetten. De ligging aan de Noordzee legt het potentieel voor energiewinning op zee open, te beginnen met wind-offshore en andere opties later. Havens en een goede infrastructuur zijn onmisbaar voor aanvoer en overslag van grondstoffen en energiedragers zoals olie en kolen, maar in toenemende mate ook LNG en biomassa. Er is veel en hoogwaardige kennis van energietechnologieën beschikbaar. En last but not least heeft Nederland een hoogwaardige energie-intensieve industrie die voor de internationale markt produceert.

Alle reden dus voor zorgvuldige keuzes die de energiebelangen van Nederland optimaal bedienen. Nederland kan de zorgen omzetten in kansen, maar dat gaat niet vanzelf: Nederland zal actief moeten zorgen voor die kansen.

Het Regieorgaan heeft de wijze waarop een transitie naar duurzame warmte/koude en elektriciteit gestalte kan krijgen geschetst, op zodanige manier dat de kansen die Nederland heeft maximaal worden benut. De belangrijkste kenmerken van die energievoorziening zijn: grootschalig windvermogen en veel warmtekrachtvermogen; het overige vermogen merendeels gasgebaseerd; met zekerstelling van de voorzieningszekerheid in het gassysteem mede door kolenvergassing.

Hierbij wordt geredeneerd vanaf de energievraag tot en met de brandstofmix. Het accent ligt op elektriciteit en warmte/koude, andere energiedragers zoals motorbrandstoffen worden slechts bekeken voor zover ontwikkelingen op dat vlak relevant zijn voor elektriciteit en warmte/koude.

Het doel van dit Transitie scenario is het realiseren van een duurzame energievoorziening voor warmte/koude en elektriciteit die:

- 1 Een forse verlaging van de milieuvriendelijke emissies oplevert, in het bijzonder van het broeikasgas CO<sub>2</sub><sup>1</sup>.
- 2 Een grote mate van voorzieningszekerheid kent (afnemende afhankelijkheid van schaarser wordende brandstoffen).
- 3 Betaalbaar is. En
- 4 Nieuwe kansen biedt voor ondernemen in Nederland.

Hierbij zijn de conclusies van het IPCC en de doelstellingen van de EU en de Nederlandse regering leidend; deze laatste gelden slechts voor de korte termijn (2020), terwijl het Regieorgaan verder kijkt: via 2025 naar de periode tot 2050.

Het Regieorgaan sluit aan op de vraag die in het Energierapport 2008 is neergelegd: hoe maken we de energievoorziening schoner, slimmer en gevarieerder, wetende dat 'de energievraagstukken niet oplosbaar zijn binnen de grenzen van het huidige energiesysteem'.

## 2.2 Doel en opbouw van dit rapport

CE Delft en Jan Paul van Soest Advies voor Duurzaamheid (JPvS) is gevraagd de Transitie strategie nader te onderbouwen en te toetsen op zijn robuustheid. Dat is gebeurd door studie van een grote hoeveelheid publicaties, het (doen) uitvoeren van een aantal rekenexercities en een reeks van gesprekken met sleutelpersonen in het energiedossier. Dit rapport doet verslag van de bevindingen.

Het rapport is als volgt opgebouwd.

In hoofdstuk 2 worden de belangrijkste elementen van de Transitie strategie samengevat en in de (deels internationale) context geplaatst.

Hoofdstuk 3 levert de onderbouwing van de door het Regieorgaan naar voren gebrachte noodzaak van flexibiliteit, mede aan de hand van berekeningen met het PowrSym3-model van de TU Delft.

In hoofdstuk 4 wordt een robuustheidstoets uitgevoerd, voor verschillende vragen die de Transitie strategie oproept: blijft het beeld overeind ook als ontwikkelingen x, y en z anders lopen dan bij het opstellen van de Transitie strategie is aangenomen.

In hoofdstuk 5 worden de conclusies (uit de eerdere hoofdstukken) in een tijds-perspectief geplaatst en daaruit wordt een nadere agenda voor debat en beleid afgeleid.

---

<sup>1</sup> 20 à 30% CO<sub>2</sub>-reductie in 2020 t.o.v. 1990, verdergaand naar 80-90% in 2050, 20% hernieuwbare energie in 2020.



## 3 Transitiestrategie in het kort

### 3.1 Strategie in hoofdlijnen

De Transitiestrategie Elektriciteit en Warmte is volgens het Regieorgaan een strategie die goed scoort op de klassieke doelstellingen van het energiebeleid 'schoon', 'betaalbaar' en 'betrouwbaar' en die bovendien ruimte geeft aan innovatie en entrepreneurship ('kansrijk'):

- Transitie naar een duurzame energievoorziening is mogelijk en haalbaar.
- Dat kan door voorrang te geven aan besparing, slim gebruik van warmte en koude en duurzame energie.
- Dit vereist een systeem van flexibele opwekkingstechnieken voor kracht en warmte. Er is een aantal technieken die cruciaal zijn om die duurzame energievoorziening te realiseren. Traditionele basislastcentrales (i.e. 'must-run'-vermogen) voldoen hier niet aan en dreigen een belemmering te vormen als deze toch worden gebouwd (lock-in).
- Ook in de ons omringende landen neemt de behoefte aan nieuw basislastvermogen af omdat ook daar een forse toename aan duurzame energie is gepland.
- De baten voor de Nederlandse economie in termen van benutten van de comparatieve voordelen van ons land (gasbelangen, kennis, nieuwe energie-opties, geografische ligging, rol Nederland in een Noordwest-Europese energievoorziening) zijn groot.
- Dit vergt duidelijke keuzes en stappen van de rijksoverheid, onder andere het conditioneren van de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales in die zin dat deze flexibiliteit kennen en niet slechts als must-run-basislastcentrale kunnen opereren.

### 3.2 De Europese context, ontwikkelingen en kansen

De Nederlandse energievoorziening kan niet los worden gezien van de (Noordwest-) Europese energiemarkt. In die context zal Nederland een rol moeten vinden die recht doet aan de comparatieve voordelen van ons land.

In welke richting de Europese energievoorziening zich zal ontwikkelen is uiteraard niet met 100% zekerheid te zeggen.

Er is echter wel een aantal uitgangspunten en trends aan te geven:

- Gegeven het internationale karakter van de Nederlandse economie zal hierbij terdege moeten worden gekeken naar omringende en concurrerende landen. Waar Nederland over unieke kennis en capaciteiten beschikt, is het van belang deze te benutten.
- Zowel door het Kabinet als door de EU zijn doelen gesteld ten aanzien van CO<sub>2</sub>, energie-efficiency en de inzet van hernieuwbare bronnen.

- De EU legt in toenemende mate randvoorwaarden op die medebepalend zijn voor de Europese brandstofmix:
  - 20% efficiencyverbetering in 2020;
  - 20% duurzame energie in 2020;
  - 10% biobrandstoffen in 2020;
  - ten minste 20% reductie van broeikasgassen in 2020 (ten opzichte van 2005), of zelfs 30% reductie van broeikasgassen in 2020 als een bredere internationale coalitie gaat meedoen.
- Via het kabinetsprogramma Schoon en Zuinig krijgen deze doelen (en soms verdergaand dan de EU-doelen) handen en voeten.

Realisatie van deze doelen heeft - ingrijpende - gevolgen voor de inrichting van de energiehuishouding.

Ook los van overheidsdoelen zijn er verschillende ontwikkelingen en trends die de energiehuishouding van de toekomst mede bepalen, waaronder een sterke verhoging van de fossiele-energieprijzen, veranderende prijsverhoudingen olie-kolen-gas, leerervaringen en prijsontwikkelingen hernieuwbare bronnen en conversietechnologieën zoals kolenvergassing, ontwikkelingen aan de vraagzijde zoals elektrische auto's, energieleverende in plaats van energieproducerende kassen, de mogelijkheden van 'groene chemie' en dergelijke.

Niet alleen de doelen voor de relatief korte termijn (2020) zijn van belang, vooral ook de mogelijkheden om het energiesysteem verder 'om te bouwen' naar een werkelijk duurzame energiehuishouding op de langere termijn en doelen in de ordegrootte van 60-80% CO<sub>2</sub>-reductie in 2050 te kunnen realiseren tellen zwaar. Hoewel de primaire energie nodig voor het voorzien in de warmtevraag groter is dan voor het voorzien in de elektriciteitsvraag, is het elektriciteitssysteem in eerste instantie maatgevend voor het ontwikkelen van een Transitieroute. De noodzaak van het balanceren van het aanbod van elektriciteit met een grillige vraag naar elektriciteit is hiervan de oorzaak. Daarbij komt dat door de uitbreiding van het vermogen hernieuwbare energie het aanbod in toenemende mate ook grilliger wordt.

Er zijn in de komende tijd belangrijke investeringsbeslissingen aan de orde die de energiehuishouding van de toekomst voor lange tijd vastleggen. De toekomst wordt bepaald door het samenspel van keuzes en besluiten door overheid, marktpartijen en andere actoren. Hoe meer bewust en doordacht deze keuzes worden gemaakt, des te groter de kans op een toekomstbestendige energiehuishouding.

De periode van structureel goedkope olie lijkt voorbij, al hoeven de prijzen niet zo hoog te zijn als ze in de afgelopen maanden zijn geweest. Bij de beschouwingen is uitgegaan van een olieprijs van € 60/vat, en de daaraan gerelateerde gas- en kolenprijzen.

De ontsluiting en contractering van fossiele energiebronnen olie, kolen en gas wordt meer en meer een mondiale kwestie.

Het resulterende beeld is dat de Europese energievoorziening drastisch zal veranderen, onder invloed van de hogere prijs voor energie ten gevolge van hogere prijzen voor fossiele brandstoffen, meer duurzame energiebronnen en stringente klimaat-, hernieuwbare energie- en efficiencyeisen. Binnen deze mix



zal een zekere specialisatie kunnen ontstaan waarin elk land zijn eigen voorkeuren en kansen probeert vorm te geven. Die uitdaging komt ook op het bord van Nederland te liggen.

### **3.3 Een unieke positie voor Nederland**

De sterke punten van Nederland zijn recent door strategisch adviesbureau Roland Berger in kaart gebracht; eerder hebben onder meer de Algemene Energieraad en de VROM-raad hun visie hierop gegeven.

Roland Berger ziet met name unieke voordelen voor Nederland op de volgende gebieden:

- toeleverende industrie offshore olie en gas;
- flexibele opslag en levering van gas;
- Nederland als Europese biomassa-hub.

Op deze terreinen is Nederland aantoonbaar en structureel beter dan andere landen. Hier kan aan worden toegevoegd het gebruik van warmte/krachtinstallaties zowel in de industrie als in de glastuinbouw. Met name deze laatste sector laat zien dat een slimme beheersing van koude- en warmtestromen met enerzijds WK-installaties en anderzijds koude/warmteopslagsystemen zowel leidt tot brandstofbesparing als tot nieuwe bedrijvigheid.

Op andere terreinen die dikwijls in het kader van de energietransitie worden genoemd zou Nederland weliswaar voordelen hebben of kunnen creëren, maar deze zijn minder uniek dan op bovengenoemde gebieden.

Het meest onderscheidend voor Nederland is wellicht de Nederlandse gasreserve en de mogelijkheid om hier met aanvulling van buitenlandse bronnen (LNG, Russisch gas, biogas en SNG) een uiterst flexibel energiesysteem van te maken, niet alleen voor Nederland, maar voor een groot deel van NW-Europa.



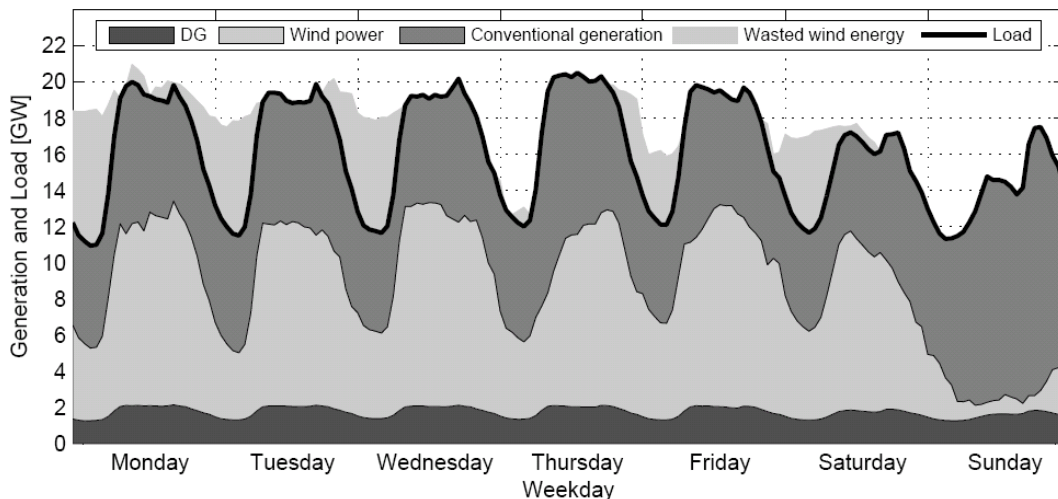
## 4 Noodzaak flexibel productievermogen

Door energiebesparing (geen onnodig verbruik), lokale duurzame energie (wind, bodemopslag en zonnewarmte), en regionale duurzame energie (wind en biomassa) zal het patroon van de vraag naar warmte en koude, maar vooral elektriciteit dynamischer worden. Dit betekent dat, uitgaande van de preferentie van energiebesparing en duurzame elektriciteit, het resterende deel van de elektriciteitsvraag met grotere pieken en dalen moet worden geproduceerd. Niet elke elektriciteitscentrale is hiervoor geschikt. Met name poederkoolcentrales en kerncentrales zijn maar zeer beperkt regelbaar. Er ontstaat dus een grote behoefte aan elektriciteitscentrales die snel kunnen op- of afregelen (tot nul) en/of aan opslagcapaciteit.

Om de effecten van deze ontwikkelingen te bezien is door de TU Delft met het model PowrSym3 een aantal doorrekeningen uitgevoerd (zie bijlage A).

PowrSym3 is een model dat op basis van de marginale kosten simuleert in welke mate elke elektriciteitscentrale wordt ingezet.

Figuur 1 Inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse systeem

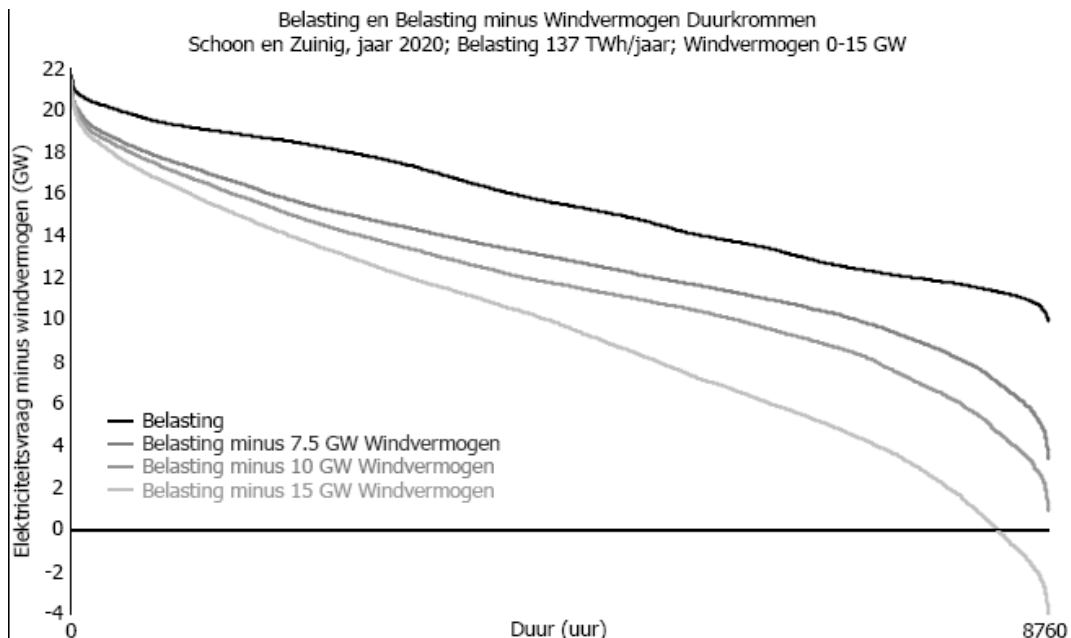


In Figuur 1 is de inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse systeem geïllustreerd. De figuur laat het belastingprofiel van een week zien, maandag tot en met zondag. Het windaanbod voor deze week is aanzienlijk, met name van maandag tot en met donderdag. De simulatieresultaten laten zien dat een groot deel van de beschikbare windenergie gedurende de nacht niet kan worden ingepast ('weggegooid'). Dit kan worden verklaard doordat windenergie en zogeheten 'basislastvermogen' elkaar in de weg zitten. Basislastvermogen omvat elektriciteitscentrales die wegens technische en/of economische redenen continu in bedrijf zijn (ook wel 'must-run'-vermogen). Omdat deze centrales altijd doordraaien, is er op momenten van een lage elektriciteitsvraag onvoldoende ruimte voor de inpassing van grootschalig windvermogen. De

windturbines worden in dat geval afgeregeld, aangezien dat met de must-run-centrales niet kan.

De simulatieresultaten laten overigens zien dat elektriciteitsexporten op dergelijke momenten aanzienlijke extra ruimte bieden voor de inpassing van meer windenergie in het Nederlandse systeem. Het is echter niet zo dat op elk moment de maximale exportcapaciteit hiervoor beschikbaar is. Ook is de exportcapaciteit begrensd. Bedacht moet voorts worden dat Duitsland met 47 GW windvermogen met eenzelfde problematiek kampt op dezelfde momenten en dat landen als België en Frankrijk 's nachts aanzienlijke hoeveelheden basislastvermogen (kernenergie) hebben die de inpassingsruimte voor windvermogen beperken.

Figuur 2 Nederlandse jaarbelastingduurkromme, de uurlijkse elektriciteitsvraag voor een jaar op volgorde van afnemende grootte



In Figuur 2 staat de Nederlandse jaarbelastingduurkromme, de uurlijkse elektriciteitsvraag voor een jaar op volgorde van afnemende grootte weergegeven. Van deze jaarbelastingduurkromme zijn vervolgens afgetrokken de gelijktijdige productie aan windelektriciteit voor verschillende waarden van het in Nederland opgestelde windvermogen van respectievelijk 15, 10 en 7,5 GW. Het kabinet mikt zoals bekend voor 2020 op een totaal aan 10 GW windvermogen (6 GW op zee en 4 GW op land). Bij de berekening is uitgegaan van een totale elektriciteitsvraag van 137 TWh per jaar in 2020, oftewel van een beperkte groei van het elektriciteitsverbruik conform Schoon en Zuinig. Ter illustratie: in het Global Economy-scenario dat ECN als één van de mogelijkheden voor Nederland heeft opgesteld groeit de elektriciteitsvraag in Nederland tot 159 TWh/jaar in 2020.

Figuur 2 laat zien dat de ruimte voor basislastvermogen in Nederland steeds kleiner wordt naarmate er meer windvermogen wordt geïnstalleerd. Vooral op



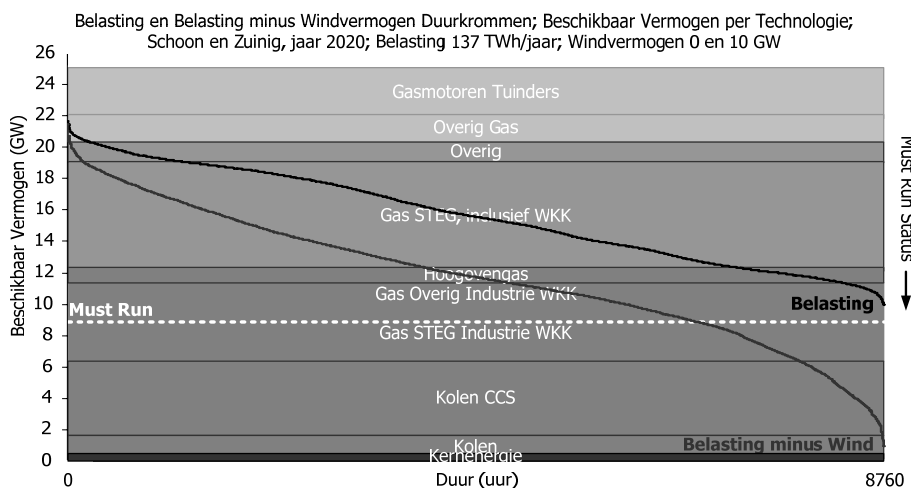


momenten van een lage elektriciteitsvraag en een groot aanbod van windvermogen (bijvoorbeeld storm gedurende de nacht) kan het elektriciteitsaanbod groter zijn dan de vraag. Een en ander komt erop neer dat windenergie en basislastvermogen, dat niet gedurende korte tijd kan worden uitgezet, elkaar in de weg zitten. Bij een windvermogen van 15 GW is er bij de gehanteerde veronderstellingen zelfs sprake van een tijdelijk overschot voor Nederland, tenzij de windturbines worden stilgezet. Maar ook bij lagere windvermogens zal er al sprake zijn van situaties waarin windvermogen en ander niet- of weinig flexibel basislastvermogen elkaar in de weg zitten.

Wanneer de beschikbare opwekkingseenheden worden gesorteerd naar hun operationele flexibiliteit, dan ontstaat Figuur 3. Kernvermogen en kolen zijn het minst flexibel, gasmotoren en overig gasvermogen zijn juist zeer snel in en uit bedrijf te nemen en snel regelbaar. Van elke opwekkingstechnologie is een eerste inschatting gemaakt van het vermogen dat een *technische* must-run-status heeft: voor kernenergie is dat 100% van het beschikbare vermogen, voor kolen is dat ~50% en voor gasmotoren is dat 0%. De som van dit must-run-vermogen is weergegeven door de horizontale, witte stippellijn.

In Figuur 3 zijn ook de reeds besproken jaarbelastingduurkrommen te zien voor een situatie zonder windvermogen en voor 10 GW aan windvermogen. Het betreft een projectie voor het jaar 2020, met een totale jaarlijkse elektriciteitsvraag van 137 TWh/jaar, corresponderend met de projecties voor Schoon en Zuinig.

Figuur 3 Belastingduurkromme Schoon & Zuinig



In Figuur 3 is goed te zien dat een belasting-minus-windvermogen duurkromme voor een deel van het jaar onder de must-run-lijn duikt: dit betekent dat er momenten in het jaar zijn waarin het windaanbod groter is dan het systeem kan inpassen.

Ook Figuur 3 toont daarmee aan, net als Figuur 2 dat doet, dat het must-run-vermogen en het windvermogen elkaar in de weg zitten. En dat die situatie in

omvang toeneemt naarmate er meer must-run en meer windvermogen in Nederland wordt opgesteld.

Uit de doorrekening met PowrSym3 kan worden geconcludeerd:

- Basislastvermogen zit windenergie in de weg. Windturbines worden afgekoppeld omdat kolencentrales moeten blijven draaien. Dit kan oplopen tot enkele procenten per jaar. Hierdoor nemen de kosten per kWh windenergie toe.
- Er is behoefte aan flexibel vermogen om windenergie maximaal te benutten.
- Door vergroting van de interconnectorcapaciteit met Duitsland, België en Engeland ontstaat niet meer ruimte voor basislastcentrales, omdat ook in die landen basislastcentrales reeds ruim aanwezig zijn (kolen en kernenergie) en ook daar forse hoeveelheden windenergie gaan komen.

Additioneel aan de berekeningen met Powsym3 zijn de vaste kosten bepaald van de elektriciteitscentrales die in het model draaien. Er ontstaat zo inzicht in de combinatie van vaste en variabele kosten. Het blijkt dat vervanging van kolenvermogen door STEG-gascentrales weliswaar gepaard gaat met hogere variabele kosten voor de STEG-centrales, maar dat de totale kosten door de lagere vaste kosten afnemen. Zie bijlage A.

Uit die berekeningen zijn de volgende conclusies te trekken:

- De totale kosten van een STEG-configuratie zijn aanmerkelijk lager dan die van een kolengestookte configuratie.
- Indien in het model zowel STEG als poederkoolcentrales aanwezig zijn, zullen deze laatste vanuit marginale kostenoverwegingen worden ingeschakeld, maar overall bekijkend (marginale kosten + vaste kosten) is dit niet economisch de goedkoopste oplossing. Oftewel zodra een kolencentrale is gebouwd en draait, wordt deze ingezet ten koste van wind en STEG.

#### 4.1 Conclusies

Hernieuwbare bronnen en basislast zitten elkaar in de weg. Gegeven de doelstellingen en ontwikkelingen op het gebied van hernieuwbare energie i.h.b. wind op land en op zee, is meer flexibiliteit in het elektriciteitssysteem onontkoombaar. In het ons omringende buitenland treedt het zelfde fenomeen op: meer duurzame elektriciteit conform de Europese of nationale doelen noopt tot flexibiliteit. Via interconnectie zijn de verschillende elektriciteitssystemen met elkaar verbonden; ontwikkelingen in het ene land hebben daardoor consequenties voor een ander land. Te constateren valt dus dat de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt een groeiende behoefte aan flexibiliteit zal krijgen

Er is op voorhand geen reden om aan te nemen dat, gegeven CO<sub>2</sub>- en duurzame energiedoelen, industriële grootverbruikers met het ene of andere systeem goedkoper uit zouden zijn. Aandachtspunt is wel een billijke verdeling van de 'flexibiliteitskosten' over de verschillende gebruikers afhankelijk van hun vraagpatroon.



## 5 Robuustheid transitiestrategie

### 5.1 Kernvragen robuustheid

De Transitiestrategie van het Regieorgaan is ontwikkeld vanuit de huidige kennis. Omdat we in een periode van sterke dynamiek verkeren is het noodzakelijk om naar de robuustheid van de strategie te kijken. In dit hoofdstuk houden we enkele vragen/tegenwerpingen tegen het licht. Reacties op de strategie, die als mogelijke zwakke punten naar voren kwamen in gesprekken die de afgelopen tijd zijn gevoerd met vele experts. We hebben uit deze gesprekken de volgende aspecten naar voren gehaald:

- 1 Hogere energievraag: is de strategie nog wel valide als de energievraag hoger is dan voorspeld in het Schoon & Zuinig-scenario?
- 2 Kleinere bijdrage hernieuwbare energie: is de strategie nog wel valide als de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen lager is dan voorspeld in het Schoon & Zuinig-scenario?
- 3 Elektrificatie: is de strategie nog wel valide als de elektriciteitsvraag hoger is dan voorspeld in het Schoon & Zuinig-scenario?
- 4 Beperken import elektriciteit: is de strategie nog wel valide als de beperkte regelbaarheid van kolen- en kerncentrales wordt ondervangen door te gaan exporteren in plaats van importeren?
- 5 Andere flexibiliteit: is de strategie nog wel valide als er ook andere manieren zijn om de noodzakelijke flexibiliteit op te vangen?
- 6 Voorzieningszekerheid: is de strategie wel goed voor de voorzieningszekerheid? Wordt Nederland niet teveel afhankelijk van de gasvoorraden en de gasprijs?
- 7 Voldoende gas: is de strategie nog wel valide als de Nederlandse gasvoorraad is uitgeput?
- 8 Continuering transitie: kan een verdere transitie met de strategie gemakkelijk worden gecontinueerd?

### 5.2 Energievraagontwikkeling

*Is de Transitiestrategie nog wel valide als de energievraag hoger is dan voorspeld in het Schoon & Zuinig-scenario?*

Het is denkbaar dat ondanks de inspanningen om energie te besparen een hogere energievraag ontstaat dan gewenst, geen 2% efficiencyverbetering per jaar maar slechts 1%. De energievraag naar zowel warmte/koude als elektriciteit neemt dan toe. De behoefte aan regelbaar vermogen zal dan ongeveer gelijk blijven, maar de vraag naar basislast neemt toe met 1 à 2 TWh. Dat is binnen de grenzen van de nauwkeurigheid van de eerdere conclusies. Deze extra elektriciteitsvraag zal CO<sub>2</sub>-vrij moeten worden geproduceerd om binnen de door de EU vastgestelde (eind 2008) emissieruimte te kunnen blijven. De CO<sub>2</sub>-prijs zal daartoe omhoog gaan. CO<sub>2</sub>-opslag en hernieuwbare energie zullen door de hogere CO<sub>2</sub>-prijs worden gestimuleerd. Het gevolg is dat elektriciteitproducerende technieken die inclusief de hoge CO<sub>2</sub>-prijs relatief goedkoop zijn, meer worden toegepast. Dat is boven € 40 per ton CO<sub>2</sub> vooral STEG, al dan niet met

CO<sub>2</sub>-opslag. Dit versterkt de Transitie strategie. Dit blijkt ook uit modelberekeningen van TU Delft (bijlage A).

### 5.3 Kleinere bijdrage hernieuwbare energie

*Is de Transitie strategie nog wel valide als de bijdrage van hernieuwbare energiebronnen lager is dan voorspeld in het Schoon & Zuinig-scenario?*

Een lagere productie van wind en biomassa dan gepland, zorgt voor een minder dynamisch patroon van effectieve elektriciteitsvraag en daarmee dus meer ruimte voor basislastvermogen zoals kolen/kernenergie. Maar er zijn harde EU-afspraken over het aandeel hernieuwbare energie dat moet worden nagestreefd door alle lidstaten van de EU. Als de Nederlandse overheid die doelstellingen serieus neemt moet er ook de ruimte worden geschapen om die hernieuwbare energie op het Nederlandse net te krijgen. Door de bouw van veel (nieuw) basislastvermogen zal dit worden belemmerd. Mocht er onbedoeld toch veel minder hernieuwbare energie worden gerealiseerd, dan kunnen gascentrales zeer goed een groter deel van de vraag dekken. De kosten (combinatie van investeringen, brandstof en CO<sub>2</sub>-kosten) hiervan zijn vergelijkbaar met die van basislastvermogen, omdat in de situatie dat er minder hernieuwbare elektriciteit wordt gerealiseerd de CO<sub>2</sub>-handelsprijs zal stijgen.

### 5.4 Elektrificatie

*Is de Transitie strategie nog wel valide als de elektriciteitsvraag hoger is door elektrificatie van bijvoorbeeld vervoer dan in het Schoon & Zuinig-scenario?*

Het is denkbaar dat er een versnelde toename van elektriciteitsvraag optreedt door elektrische warmtepompen (ook voor koeling) in de gebouwde omgeving en door een doorbraak van elektrische auto's. Als deze vooral 's nachts zullen opladen, zal er extra ruimte ontstaan voor grote basislastcentrales en zal de dynamiek van de elektriciteitsproductie op een hoger niveau plaatsvinden. Het kan echter ook dat opladen via snelladers vooral overdag zal plaatsvinden. Dan is de behoefte aan flexibiliteit nog groter. Het is, op basis van de huidige kennis, niet op voorhand te voorspellen via welk patroon opladen van de elektrische auto zal plaatsvinden, noch in welk tempo elektrisch rijden zich zal ontwikkelen. Echter, bedacht moet worden dat tijdstip en snelheid van opladen niet een volstrekt autonome kwestie is, maar sterk kan en zal worden gestuurd. Met name wanneer de elektriciteitsprijzen worden gedifferentieerd naar tijdstip en vermogensbehoefte, zal dat sterk medebepalend zijn voor het gedrag van de elektrische automobilist.

De verwachting is te rechtvaardigen dat het effect van elektrisch rijden in de komende 15 jaar nog niet significant is. Als 1 miljoen autorijders 's nachts hun auto gaan opladen met een oplader van 1 kW (technisch mogelijk zonder netaanpassing) ontstaat een extra vraag van 1.000 MW, oftewel 1 extra elektriciteitscentrale. Een deel van de elektriciteitsvraag zal ook overdag plaatsvinden met snelladers. Dat zal juist een toename van de grilligheid van de elektriciteitsvraag veroorzaken. Voor de langere termijn zal deze elektrificatie een serieuze



extra vraag naar elektriciteit opleveren. Op basis van de dan (2020) geldende brandstof en CO<sub>2</sub>-prijzen zullen beslissingen moeten worden genomen voor nieuw productievermogen. Voor de periode tot 2020 heeft dit geen significant effect.

## 5.5 Beperken import elektriciteit

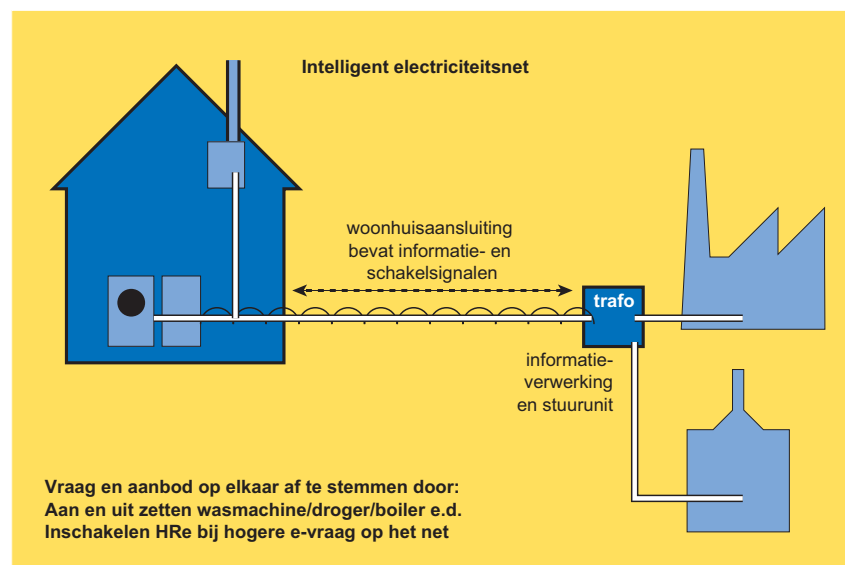
*Is de Transitiestrategie nog wel valide als de beperkte regelbaarheid van kolen- en kerncentrales wordt ondervangen door meer te exporteren dan dat we nu importeren?*

Op dit moment wordt circa 10% van de elektriciteitsvraag geïmporteerd vanuit Duitsland, België en Frankrijk. Dit is voor een belangrijk deel basislastvermogen (kolen en kernenergie). Indien er nu in Nederland nog 5.000 MWe aan kolenvermogen wordt gebouwd kan dit worden gecompenseerd door het beperken van de import of zelfs het realiseren van de export van kolenstroom. Uit de doorrekening die door de TU Delft is uitgevoerd blijkt dat in de ons omringende landen geen behoefte is aan kolenstroom in de nacht. Ook de ons omringende landen hebben vergelijkbare doelstellingen voor het vergroten van het aandeel duurzame energie en beperken van de CO<sub>2</sub>-emissie. België, Frankrijk en Duitsland zullen ook een groot deel van hun elektriciteitsproductie met minder flexibele wind en biomassa gaan invullen.

## 5.6 Flexibiliteit aan de vraagkant

*Is de Transitiestrategie nog wel valide als ook aan de vraagzijde manieren zijn om de noodzakelijke flexibiliteit op te vangen?*

Het grillige patroon van de elektriciteitsvraag kan worden gedekt door flexibele aardgasgestookte centrales, maar kan ook worden beïnvloed door delen van de elektriciteitsvraag af te schakelen om daarmee het vraagpatroon efficiënter te kunnen dekken met minder flexibele elektriciteitscentrales.



Door elektronica en vermogensschakelaars op afstand is dit technisch steeds beter mogelijk. Ook de slimme meter zou hier een bijdrage aan kunnen leveren. Hierbij moet worden beseft dat veel gebruikers niet zitten te wachten op dit soort ingrepen, ook al wordt hun elektriciteit daardoor iets goedkoper. Bovendien wordt een aantal grotere afschakelmogelijkheden reeds nu al ingezet en is voor deze technische optie slechts de extra afschakelbare vraag relevant. En die is naar verwachting beperkt. Het is geen eenvoudige en omvangrijke mogelijkheid om de flexibiliteit op een andere wijze dan met flexibel gasvermogen of opslagvermogen te realiseren.

## 5.7 Voorzieningszekerheid

*Kan de Transitiestrategie het vraagstuk van de voorzieningszekerheid wel oplossen?*

De Transitiestrategie heeft verschillende effecten op de voorzieningszekerheid, waarvan sommige gunstige zijn en andere ongunstig. Door energiebesparing en een groter gebruik van hernieuwbare energie neemt het gebruik van (fossiele) energie af, wat de weerbaarheid van de economie tegen stijgingen van de prijs van deze energiedragers vergroot. Daarnaast kunnen overheidsinvesteringen in energie-infrastructuur de flexibiliteit van de energiemarkt vergroten.

Hiertegenover staat dat het minder aantrekkelijk maken van kolen- en kerncentrales en het opleggen van verplichtingen voor hernieuwbare energie het palet aan opties dat de energiesector ter beschikking heeft verkleint. Er zal mogelijk een grotere afhankelijkheid ontstaan van de import van biomassa, terwijl de prijzen daarvan (sterk) kunnen toenemen wanneer veel landen duurzaam-opgewekte elektriciteit gaan bevorderen. Verplichtingen aan de vraagzijde, zoals normstelling bij energiebesparingen en volumemaatregelen kunnen bovendien de flexibiliteit van energiegebruikers verkleinen om op prijsveranderingen te reageren. De gevoeligheid is daarentegen ook weer kleiner dan in het Global Economy-scenario door de lagere vraag. De grote bijdrage van windenergie zal nieuwe strategieën vergen voor het beheer en de bedrijfsvoering van het elektriciteitsnet.

Het aandeel aardgas in de totale energievraag wordt niet groter dan in Global Economy en bovendien wordt de totale hoeveelheid kleiner dan in dat scenario. De risico's op stijging van de gasprijs zonder evenredige stijging van de kolenprijs kan er voor zorgen elders in Europa de industrie met relevant lagere prijzen te maken krijgt. Dit is besproken bij het onderwerp energiekosten.

Het energiedoel 'betrouwbaar' kan in het Transitie scenario gerealiseerd worden door:

- zo efficiënt mogelijk gebruik van fossiele energie (de nuttig gebruikte energie die uit een eenheid primaire energie wordt gehaald);
- inzet van 'inheemse' duurzame bronnen;
- spreiding van gasleveranciers;
- kolen als grondstof voor gasproductie via kolenvergassing;
- biomassa als grondstof voor gasproductie via vergassing (langere termijn).

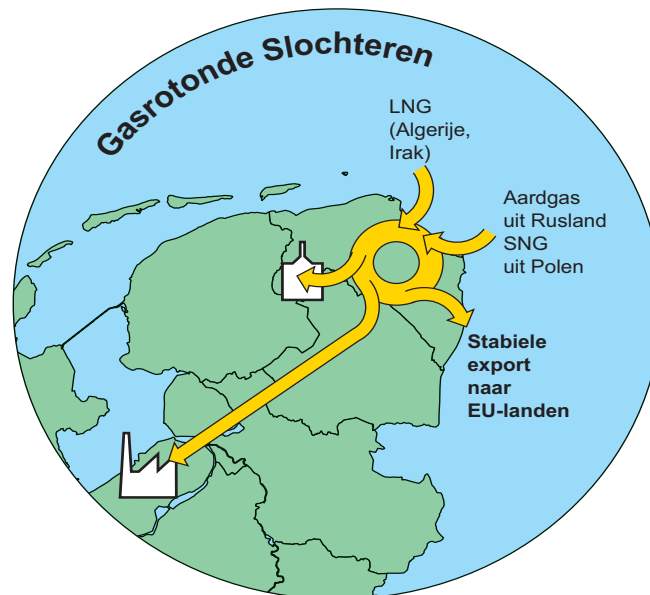


Al met al is de conclusie dat het Transitiescenario per saldo geen duidelijk gunstige of ongunstige effecten op de voorzieningszekerheid zal hebben, of anders gezegd: dat het beleidsdoel 'betrouwbaarheid' goed in de Transitie-strategie kan worden gerealiseerd.

## 5.8 Voldoende gas?

*Is de strategie nog wel valide als de Nederlandse gasvoorraad is uitgeput?*

De Nederlandse gasvoorraad is voldoende voor Nederlandse afzet voor de komende 30 jaar op basis van de bewezen voorraden. De ervaring leert dat er meer gas is dan nu is aangetoond. Dit betekent dat voor de transitie naar een duurzame energiehuishouding (50 jaar) Nederland voldoende gas heeft om op het huidige niveau te blijven gebruiken. Dit staat los van de wens om gas te importeren en te exporteren (pijplijn, LNG), het concept van de gasrotonde, ook wel Hub Holland genoemd.



Het is in het Transitiescenario van belang de kleine velden, onder meer op de Noordzee, met voorrang te winnen. Een herziening van het kleineveldenbeleid is hiervoor nodig.

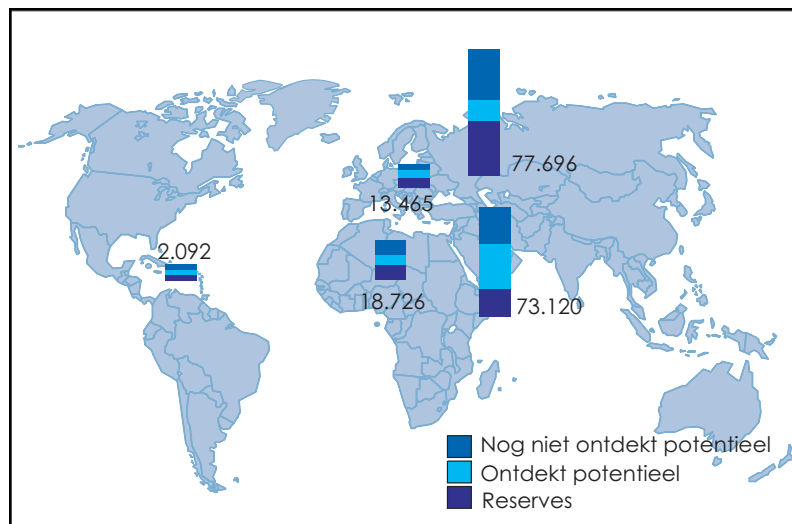
Mondiaal gezien is er naast de Nederlandse voorraad nog zeer veel aardgas in bewezen voorraden. Rusland heeft de hoogste mondiale gasreserves. Deze reserves zijn ruim 20 keer zo hoog als de reserves in Nederland. Gekeken naar de totale mondiale reserves bevindt zelfs ongeveer 50% van deze reserves zich in Rusland. De reeds ontdekte potentiële zijn voornamelijk geconcentreerd in Iran, Qatar en de West-Siberische gasvelden. Om deze voorraden beschikbaar te krijgen zullen nog politieke en technische problemen opgelost moeten worden.

De politieke afhankelijkheid kan beperkt worden door voldoende gas in het Nederlandse Slochterenveld te houden om eventuele uitval vanuit Rusland langdurig op te kunnen vangen.

Maar naast Nederlands en Russisch aardgas is er ook de mogelijkheid van LNG (Algerije, Irak) kolenvergassing (al dan niet in Nederland) en vergassing van biomassa. Aardgas is niet de enige soort gas die past in het concept van de Transitiestrategie. De gasronde is de visualisering van deze aanpak door het Slochterenveld te gebruiken als buffer en zekerheid.

Bij elkaar ontstaat een brede mix van bronnen voor de nieuwe Nederlandse gasvoorziening met verbreding van het begrip gas, niet alleen meer aardgas, en verschuiving van het begrip brandstofmix, van elektriciteitsvoorziening naar gasvoorziening.

Figuur 4 Bewezen reserves, voorraden en vermoede voorraden aan aardgas in de wereld (mld m<sup>3</sup>/jr)<sup>2</sup>



Bron: Gas4sure.

Door inzet van andere gassen (kolengas, biogas) is er een robuustheid voor verschillende energiebronnen. Bij wijze van spreken kunnen gascentrales eerst op aardgas draaien en na enkele decennia op biogas of SNG uit biomassa.

## 5.9 Continuering transitie op langere termijn

Kan een volgende transitiestap met de strategie gemakkelijk worden gezet?

De vraag is of na 2020, als de absolute emissies nog verder omlaag moeten en de hoeveelheid duurzame energie verder moet toenemen, ook het flexibel gasmodel de beste oplossing is of dat dan voor andere technische oplossingen moet worden gekozen.

<sup>2</sup> Voorraden aan gashydraten zijn niet opgenomen in het overzicht, de totalen (reserves + ontdekt potentieel + nog niet ontdekt potentieel) zijn cijfermatig weergegeven.





Aan deze vraag zitten meerdere kanten:

- a In welk tempo en tot welk niveau zullen de CO<sub>2</sub>-emissies naar beneden gaan?
- b Zijn er andere mogelijkheden voor de flexibiliteitsproblematiek, bijvoorbeeld energieopslagsystemen?
- c Welke opties zullen in de toekomst naar verwachting het goedkoopste zijn binnen de eisen van CO<sub>2</sub>-reductie en flexibiliteitsnoodzaak?

Ad a): In welk tempo en tot welk niveau de CO<sub>2</sub>-emissies naar beneden zullen gaan hangt af van de politieke onderhandelingen die in de komende jaren tot afspraken moeten leiden. Eind 2009 zal in Kopenhagen een mogelijke opvolger van het Kyoto-protocol worden vastgelegd. Daarin zullen plafonds en mechanismen worden afgesproken. De inzet van de EU is in hoog tempo doorgaan met verdere emissiereducties, te beginnen in geïndustrialiseerde landen, strevend naar minimaal 60-80% emissiereductie in 2050.

Er zijn verschillende 'energiemixen' denkbaar waarmee dergelijke vergaande emissiereducties kunnen worden gerealiseerd. Doorgaande efficiencyverbetering maakt er hoe dan ook deel van uit, evenals versnelde groei van het aandeel hernieuwbare bronnen. Als sluitstuk is CCS (Carbon Capture and Storage) onvermijdelijk.

De dynamiek is groot, allerlei nieuwe technieken zijn sterk in ontwikkeling, maar ook de 'klassieke' technieken vechten zich terug en werken hard aan de verbeteringen van de emissieprestaties en de kosten.

Ad b): De voortgaande groei van het aandeel duurzame energie maakt de noodzaak van flexibiliteit in het energiesysteem alleen maar groter. Waar deze op korte termijn alleen maar te realiseren is door voldoende snel regelbaar (gas-gestookt) vermogen, kan het beeld op langere termijn anders zijn. Grootschalige energieopslag (bijvoorbeeld pompaccumulatie of ondergrondse pompaccumulatie) is een mogelijkheid, maar ook meer decentrale vormen van energieopslag. Daarnaast, al eerder genoemd, kan elektrisch rijden in de toekomst voor verdere veranderingen in het vraagpatroon leiden.

Ook hier geldt: op termijn zijn verschillende 'energiemixen' denkbaar die de gewenste mate van flexibiliteit kunnen leveren. Ook hier geldt dat de dynamiek groot is.

Ad c): Door de dynamiek bij elk van de opties is het inherent moeilijk te voorspellen welke combinaties tot de winnaars zullen behoren. Dat hoeft ook niet per se, als de randvoorwaarden maar goed zijn, en deze de langetermijnwensen (verregaande CO<sub>2</sub>-reducties en accommoderen van hernieuwbaar vermogen) weerspiegelen.

Alles overwegend kunnen ten aanzien van de mogelijkheid de transitie op langere termijn (na 2020-2025) door te zetten de volgende conclusies worden getrokken:

- Indien op korte termijn ook lock-in ontstaat door een snelle ontwikkeling en bouw van veel basislastvermogen, dan is het moeilijker op korte termijn de gewenste hoeveelheden duurzame energie te accommoderen en vooral ook moeilijker op langere termijn een versnelde groei van het hernieuwbare energievermogen mogelijk te maken
- Op korte termijn is snel regelbaar, flexibel gasvermogen gewenst om de beleidsdoelen ten aanzien van hernieuwbare energie te kunnen realiseren. Dit 'flexgas-model' laat nog open welke combinaties van opties ('Powerhouse-met-energieopslag' dan wel 'Verdere uitbouw duurzaam/flexgas') uiteindelijk het schoonste en de goedkoopste zullen blijken te zijn.

## 5.10 Conclusies

De conclusie is dat voor de komende tien jaar de Transitiestrategie robuust is voor de genoemde aspecten, en dat over tien jaar, met de dan geldende kennis en randvoorwaarden, moet worden bekeken of ook voor de periode van ca 2020 tot 2050 de Transitiestrategie van flexibiliteit met gas uit verschillende bronnen, de beste is. Veel hangt af van de prijs van CO<sub>2</sub>, de elektrificatie van verwarming in de gebouwde omgeving en van het personenvervoer, en de mate waarin het lukt om hernieuwbare energiebronnen een substantieel deel van de energievraag te laten dekken.



## 6 Evaluatie, agenda voor debat en beleid

### 6.1 Samenvatting bevindingen

In de vorige hoofdstukken is de noodzaak van flexibiliteit in de energievoorziening beoordeeld, en is de Transitie strategie van het Regieorgaan getoetst op zijn robuustheid. De belangrijkste bevindingen zijn als volgt samen te vatten:

- 1 De snelle groei van het aandeel duurzame bronnen kan alleen goed worden geacommodeerd als er voldoende snel regelbaar (flexibel) vermogen beschikbaar is. Flexibiliteit is absolute noodzaak; deze notie is nog te weinig tot de beleidsmakers doorgedrongen.
- 2 Een groot aandeel basislast (kern- en kolenvermogen) is op korte termijn (tot ca. 2020-2025) niet verenigbaar met de beleidswensen (EU en Nederland) het aandeel duurzaam sterk te laten groeien.
- 3 Als er eenmaal veel basislastvermogen staat, is sprake van een lock-in: het aanwezige basislastvermogen dreigt dan hernieuwbaar (in het bijzonder wind) en schoon gasvermogen (energiezuinige warmtekracht) uit de markt te drukken.
- 4 Op relatief korte termijn (tot ca. 2020-2025) kan de benodigde flexibiliteit vrijwel alleen worden geleverd via snel regelbaar gasgestookt vermogen.
- 5 In het begin zal gas hier aardgas zijn, in de loop der tijd kan kolengas (uit kolenvergassing) en biogas (meevergassing van biomassa bij kolenvergassing, aparte biomassavergassing, mestvergisting) in het gassysteem worden opgenomen.
- 6 Dit betekent dat op korte termijn hernieuwbaar voorrang zal moeten krijgen op het elektriciteitsnet, evenals warmtekracht vanwege zijn hoge energie-efficiency.
- 7 Op de langere termijn komen ook andere opties voor het realiseren van flexibiliteit ter beschikking: centrale energieopslag, en decentraal sturing aan de vraagzijde. Op de langere kan elektrisch rijden (en het tijdstip c.q. de snelheid van opladen van de accu) medebepalend zijn voor de mate waarin flexibiliteit nodig is.
- 8 Op de kortere termijn (eerstkomende 15 jaar) is de Transitie strategie van het Regieorgaan uitvoerbaar en robuust voor verschillende ontwikkelingen, zoals een hogere energievraag dan uit Schoon en Zuinig naar voren komt of een geringere bijdrage van hernieuwbare energiebronnen.
- 9 Het beleidsdoel 'Betrouwbaar' (voorzieningszekerheid) is in het Transitie-scenario even goed te realiseren als bij een andere ontwikkeling van de energiehuishouding.
- 10 De Transitie strategie houdt ruimte voor verschillende energiescenario's die zich na ca 2020 zouden kunnen ontwikkelen, afhankelijk van de (internationale) afspraken die zullen worden gemaakt over verdergaande CO<sub>2</sub>-reductie, en de kostprijsontwikkeling van verschillende energieopties. Deze strategie maakt een verder doorzetten van de energietransitie mogelijk.
- 11 De mogelijkheid om ook op langere termijn een schone, betaalbare en betrouwbare energiehuishouding met relatief weinig 'must-run' basislast

(kolen/kern) te realiseren is interessant, maar deze route staat nog amper op het netvlies bij de beleidsmakers.

## 6.2 Transitiestrategie en huidige ontwikkelingen

De huidige investeringsplannen in de elektriciteitsvoorziening omvatten naast enkele gascentrales ook een aantal kolencentrales, terwijl tevens is aangekondigd dat ook een of meer kerncentrales in ons land zouden moeten worden gebouwd. Deze plannen staan op gespannen voet met het Transitie scenario. De markt neigt meer naar PowerHouse dan naar het Transitie scenario.

De vraag is hoe deze ontwikkelingen moeten worden gezien.

In het Energierapport 2008 staat dat de overheid niet wenst te kiezen voor een specifiek energiemodel, maar dat de markt onder randvoorwaarden het energiemodel zal realiseren. De overheid stuurt slechts op de randvoorwaarden.

Dat is op zichzelf een goede strategie, die echter alleen dan goed uitpakt als de randvoorwaarden ook de langetermijnvoorkeuren weerspiegelen, zoals 60-80% CO<sub>2</sub>-reductie rond 2050, 10.000 MW wind (zee en land) in 2020 en verdere door groei daarna, voorzieningszekerheid in de prijs inbegrepen, enzovoorts. Als die randvoorwaarden goed zijn ingevuld, bij voorkeur op internationaal niveau, dan zal de markt als vanzelf het 'juiste' model vinden.

Hoewel er in het kader van deze robuustheidstoets van de Transitiestrategie niet specifiek naar randvoorwaarden en instrumenten is gekeken, is het wel aan nemelijk dat het speelveld nu niet evenveel kansen biedt aan het model van de Transitiestrategie als aan het PowerHouse-model (Jan de Vries, 2Eco, 2008). Er lijkt een 'bias' te zijn in de randvoorwaarden, waardoor het voor investeerders aantrekkelijker is te investeren in basislastvermogen dan in duurzaam en flexibel gasgestookt vermogen. Met het grote risico dat als er eenmaal nieuw 'must-run' basislastvermogen staat, dit naar zijn aard hernieuwbare bronnen en energie-efficiënte warmtekracht wegdrukt.

We kunnen dus constateren dat de werkelijkheid van de energie-investeringen zoals deze zich nu ontvouwen op gespannen voet staat met de Transitie strategie. Daarmee ontstaat een groot risico van 'lock-in': de energievoorziening raakt gevangen in een pad dat niet optimaal zal blijken te zijn. Dat betekent dat ofwel de doelen voor 2020 (CO<sub>2</sub>, duurzame energie) niet zullen worden gehaald, ofwel dat deze doelen alleen met zeer hoge beleidsinspanningen en maatschappelijke kosten (zoals 'weggooien' van windelektriciteit als dit niet meer inpasbaar is bij een hoog basislastaandeel) kunnen worden gerealiseerd.

Uit de gesprekken met beleidsmakers komt naar voren dat zij de risico's van deze lock-in thans onvoldoende onderkennen en bijgevolg niet erg geneigd zijn bij te sturen. Het idee dat de overheid geen energiemodel kiest, maar 'slechts' op randvoorwaarden stuurt is theoretisch wel juist, maar in de praktijk een valkuil, omdat:

- de huidige randvoorwaarden een 'bias' ten faveure van het basislastmodel lijken te hebben, waardoor het voor marktpartijen thans aantrekkelijker is in 'must-run' basislast (kolen, kernvermogen) te investeren dan onder optimale condities het geval zou zijn;



- de overheid in de huidige praktijk wel degelijk stuurt op onderdelen van de energievoorziening, bijvoorbeeld door bepaalde technieken wel en andere niet financieel te ondersteunen.

Het huidige adagium 'de overheid stuurt slechts op de randvoorwaarden' verhindert een scherp zicht op de huidige *de facto* sturing die van de huidige randvoorwaarden en de diverse rechtstreekse ingrepen in de energievoorziening uitgaat. En staat daarmee tevens de bereidheid tot bijsturing in de weg.

### 6.3 Agenda voor debat en beleid

Op basis van het voorgaande kan een duidelijke agenda voor het politieke en maatschappelijke debat worden neergelegd, en kunnen de contouren van beleidsmaatregelen worden beschreven.

- 1 De noodzaak van flexibiliteit in het energiesysteem is onweersproken, maar staat bij de beleidsmakers nog onvoldoende op het netvlies. Het onderwerp flexibiliteit c.q. de gevolgen voor besparing en duurzaam bij gebrek aan flexibiliteit moet krachtig worden geagendeerd.
- 2 In het kielzog daarvan is een nadere verkenning van de wijze waarop flexibiliteit beleidsmatig kan worden bevorderd van groot belang.
- 3 Hierbij moet ook aandacht zijn voor de toerekening van kosten en baten van flexibiliteit aan de verschillende categorieën energiegebruikers.
- 4 Een grondige analyse van de wijze waarop de huidige randvoorwaarden en beleidsmaatregelen *de facto* sturen in de richting van PowerHouse (i.t.t. de Transitiestrategie van het Regieorgaan) is nodig.
- 5 Daaruit volgt als vanzelfsprekend een serie maatregelen om het 'playing field' evenwichtiger te maken.
- 6 Vooruitlopend daarop moet veel vaart worden gemaakt met het nemen van maatregelen waarvan nu al kan worden geconcludeerd dat ze nodig zijn om hernieuwbare energie in een betere concurrentiepositie te brengen, zoals:
  - a Voorrang voor duurzame energie op de netten.
  - b Energie-infrastructuur wind offshore voor rekening van alle gebruikers in plaats van voor rekening van de projectontwikkelaars.
  - c Een stabiel en voorspelbaar financieel kader voor duurzame energie; liever een langdurig stabiel feed-in-systeem naar Duits model dan de huidige frequent wisselende subsidieregimes.
- 7 Een nadere verkenning van de maatschappelijke kosten en baten van verschillende energiemodellen (PowerHouse, Transitiestrategie, evt. andere) op de langere termijn, onder verschillende CO<sub>2</sub>-plafonds en bij verschillende ontwikkelsnelheden van hernieuwbare bronnen.



# Literatuurlijst

## **Alstom, 2006**

S. Black

Chilled ammonia for CO<sub>2</sub> capture (Alstom Environment position paper)

Alstom Environment, November 2006

## **Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC), 2007**

CO<sub>2</sub> Capture, Processing and Transport

Presentation by Stanley Santos, IEA Greenhouse Gas R&D Programme

Mexico City, 24<sup>th</sup> May 2007

## **CE, 2008a**

S.M. de Bruyn, D. Nelissen, M. Korteland, M. Davidson, J. Faber, G. van de Vreede

Impacts on Competitiveness from EU ETS: An analysis for the Dutch industry

Delft : CE Delft, 2008

## **CE, 2008b**

F.J. Rooijers, L.M.L. Wielders, B.L. Schepers, H.J. Croezen, S.M. de Bruyn

Gas4sure : Aardgas als transitiebrandstof

Delft : CE Delft, 2008

## **CE, 2008c**

A de Buck, H. Croezen, K. Rensma

De 'oxy-fuel' route

Delft : CE Delft, februari 2008

## **CE, 2008d**

M. Blom

Hernieuwbare elektriciteit

Delft : CE Delft, 2008

## **CE/ECN, 2007**

De rollen van aardgas in de transitie

C. Leguijt, H. Croezen, H. Jeeninga, C. Tigchelaar

Achtergrondrapportage voor Platform Nieuw Gas

## **CE, 2006**

H.J. (Harry) Croezen, J.T.W. (Jan) Vroonhof, F.R. (Frans) Rooijers

Welke nieuwe energiecentrale in Nederland? Vernieuwd CE-model

Delft : CE Delft, 2006 (november)

**ECN, 2007**

M.J.J. Scheepers, A.J. Seebregts, P. Lako F.J. Blom, F. van Gemert  
Fact finding kernenergie : t.b.v. de Ser-Commissie Toekomstige Energie voor-  
ziening  
Petten : ECN, 2007

**EPRI, 2007**

R. James  
Clean coal technology status: CO<sub>2</sub> capture and storage  
Technology briefing for Colorado rural electric association february 19, 2007

**KEMA, 2007**

J. Ploumen et al.  
Investigations to CO<sub>2</sub> storage; strategy for CO<sub>2</sub> capture  
Arnhem : KEMA, 15 march 2007

**NETL, 2007**

Mark C. Woods et al.  
Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants  
Golden : NETL, August 2007

**NETL, 2007**

GasificationWorld Database, 2007  
Current Industry Status  
Robust Growth Forecast

**SenterNovem, 2007**

P. Boonekamp et al.  
Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitopslag in  
Nederland  
Utrecht : SenterNovem Energietransitie, februari 2008

**TU Delft, 2007**

B.C. Ummels  
Quick-Scan Windenergie en Energieopslag, Eindrapport WP1  
Rapport voor het Ministerie van Economische Zaken en het Transitieplatform  
voor Duurzame Elektriciteitsvoorziening  
Delft : TU Delft, 2007

**Vries, Jan de, 2008**

Biased Incentives?  
Verkennde studie voor de EDN CCS-dialogoog.  
Deventer : 2Eco, oktober 2008.





# Transitiestrategie Elektriciteit en Warmte Bijlagen

Onderbouwing- en toetsingsrapport voor het  
Regieorgaan Energietransitie



## Rapport

Delft, november 2008

Opgesteld door: F.J. (Frans) Rooijers  
J.P. (Jan Paul) van Soest (JPvS)  
C. (Cor) Leguijt  
H.J. (Harry) Croezen





# A Simulatiestudies TU Delft

## A.1 Inleiding

Om het effect van de combinatie van grootschalig windvermogen en een hoge mate van basislastvermogen te illustreren is gebruik gemaakt van berekeningen door de TU Delft met het PowrSym3-model van TenneT. In dit hoofdstuk staan de werking, de input en de resultaten van het model nader beschreven. Zie voor beschrijvingen van het model ook: TU Delft/TenneT (2007), TenneT (2005) en TU Delft (2007).

Met de voorziene groei van windvermogen in Nederland in de komende jaren, zowel op land als op zee, kunnen technische grenzen aan de inpassing hiervan in het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel worden voorzien. Recent onderzoek door de TU Delft, TenneT TS en het Transitieplatform Duurzame Elektriciteitsvoorziening heeft aangetoond dat deze grenzen optreden op momenten van lage belasting en een groot windaanbod, in combinatie met basislastvermogen (kolen en warmtekracht) dat niet of nauwelijks af te regelen is. Uit de laatste studie (TU Delft, 2007) is gebleken dat het gebruik van internationale uitwisseling een veelbelovende mogelijkheid is om must-run vermogen dan wel windvermogen te exporteren. Vragen die blijven staan zijn echter 1) in hoeverre internationale uitwisseling inderdaad mogelijk is op dergelijke momenten, bij grootschalig windvermogen in naburige landen (i.e. Duitsland) en 2) in hoeverre de combinatie van grootschalig windvermogen met basislastvermogen een optimale is. In deze studie zal worden bekeken hoe grootschalig windvermogen zich verhoudt tot de aanwezigheid van een aanzienlijke hoeveelheid basislastvermogen in het Nederlandse stelsel.

### **Doel simulatiestudie TU Delft**

Het doel van de studie van TU Delft is de kwantificering van inzet van opwekkingstechnologieën en het energie-besparingspotentieel voor het scenario Renewable Energy Transition/Schoon en Zuinig (S&Z) ten opzichte van Business as Usual/Global Economy (GE) met behulp van een aantal van te voren vastgestelde indicatoren. Aan de hand van de simulaties uit deze studie kunnen verdere, meer precieze onderzoeksrichtingen worden geformuleerd voor het doorrekenen van productieparks en scenario's tot aan 2020.

### **Middel**

Het gekozen middel dat hiertoe is ingezet is het uitvoeren van systeemsimulaties met PowrSym3, een chronologisch elektriciteitsmarkt-simulatiemodel dat de inzet en bedrijfsvoering van de Nederlandse bedrijfsmiddelen, inclusief windvermogen, optimaliseert op basis van operationele kosten. PowrSym3 bevat gedetailleerde modellen van de huidige en toekomstige productiemiddelen in Nederland en geaggregeerde modellen voor de omliggende landen. De systeemsimulaties worden gedaan voor de volgende varianten:

- Nederland geïsoleerd vs. internationale uitwisseling;
- WKK must-run vs. WKK economische optimalisatie;
- vraag en productiepark S&Z vs. GE;
- productiepark met kolen vs. gas;
- hoge brandstofprijzen vs. lage.

Daarnaast wordt nog een aantal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd voor onder andere een hogere elektriciteitsvraag en meer windvermogen.

### **Resultaat**

De simulatieresultaten geven een eerste-orde schatting, met name relatief ten opzichte van elkaar, van de volgende grootheden:

- energiegebruik van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening (PJ/jaar);
- CO<sub>2</sub>-uitstoot (ton/jaar);
- operationele kosten (MEuro/jaar); incl. de kosten van CO<sub>2</sub>-emissierechten;
- import en export (GWh/jaar);
- energiegebruik per opwekkingstechnologie (PJ/jaar);
- elektriciteitsproductie per opwekkingstechnologie (GWh/jaar);
- capaciteitsfactor per opwekkingstechnologie (%).

## **A.2 Simulatiemodel PowrSym3, algemene beschrijving**

PowrSym3 is een multi-area, multi-fuel, chronologisch productiekosten-simulatiemodel voor elektriciteit-systemen met warmte-kracht eenheden. Het is oorspronkelijk ontwikkeld door Operation Simulation Associates (OSA) Inc. USA en de Samenwerkende Elektriciteits Producenten (SEP) en wordt up-to-date gehouden en doorontwikkeld door TenneT, OSA en de TU Delft. De database van PowrSym3 bevat gedetailleerde technische modellen en technische gegevens voor alle grotere (> 18 MW) eenheden in het Nederlandse systeem en modellen van geplande Nederlandse eenheden op basis van expert-informatie bij TenneT en TU Delft. Invoergegevens voor het model zijn tijdseries van onder andere de elektriciteitsvraag, lokale warmte en/of stoomvraag voor warmtekracht koppeling (WKK-) installaties, gedistribueerde opwekkers en het windvermogen-aanbod.

PowrSym3 berekent op grond van de invoergegevens de inzet en bedrijfsvoering op uurbasis van alle gemodelleerde eenheden. Tijdens de kostenoptimalisatiestappen wordt ook het buitenland meegenomen: de internationale uitwisseling die tot stand komt hangt af van de prijsverschillen tussen het Nederlandse systeem en andere, verbonden systemen, en van de maximale interconnectiecapaciteit met die landen. Buitenlandse systemen kunnen worden gemodelleerd als prijscurve of als een cluster van fysieke eenheden, zoals ook voor het Nederlandse systeem gebeurt.

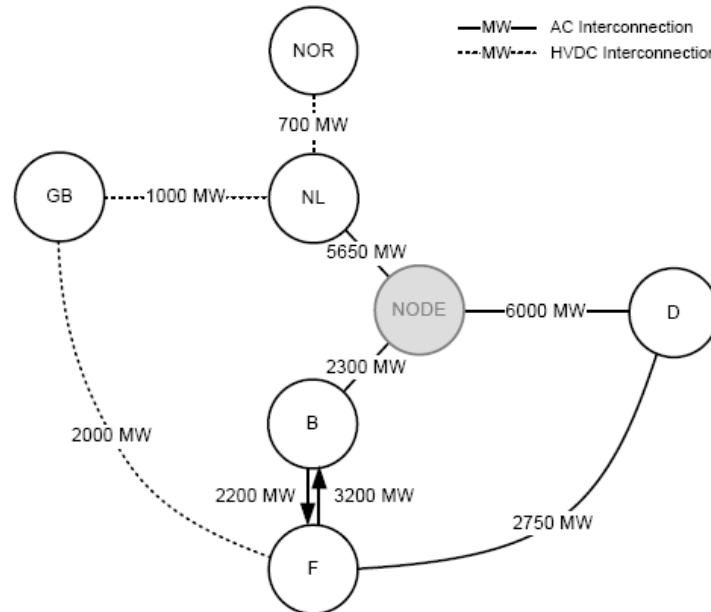
### **Modellering internationale uitwisseling**

Om internationale uitwisseling tussen Nederland en de omliggende landen mee te kunnen nemen, zijn deze landen gemodelleerd op basis van geïnstalleerde vermogens per technologie voor België, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië voor het jaar 2014. Hiervoor zijn de UCTE Adequacy Forecast 2008-2014 en gegevens van National Grid gebruikt. Noorwegen is op een vereenvoudigde



wijze gemodelleerd als een pomp-opslagcentrale: het reservoir wordt alleen gevuld of geleegd door middel van energie-uitwisseling met het Nederlandse systeem (geen netto import of export voor beide systemen). Deze modellering is voldoende om een correcte beschikbaarheid van de interconnectiecapaciteit met Noorwegen met het oog op de prijzen en het windaanbod in Nederland te garanderen. Expliciete modellering van het Nordel-systeem is op dit moment nog in ontwikkeling.

Figuur 5 Schematische weergave van het gemodelleerde energiesysteem



### A.3 Modelinput

#### Modelinput Nederland

De verschillende opwekkingstechnologieën in het Nederlandse systeem worden elk afzonderlijk met een afgestemd model beschreven, gebaseerd op jarenlange operationele ervaring bij de SEP. De belangrijkste modelaspecten zijn eerder grotendeels gepresenteerd in eerdere studie voor SenterNovem door de TU Delft (TU Delft, 2007). Er wordt onderscheid gemaakt tussen bestaand kern, kolen en gasvermogen, nieuw kolen en gasvermogen en een groot aantal technologie-opties binnen de brandstofopties, waaronder WKK en CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag.

Voor deze studie is het eerder gebruikte model verder ontwikkeld. Om internationale uitwisseling tussen Nederland en de omliggende landen op een realistische manier mee te kunnen nemen, zijn deze landen gemodelleerd op basis van geïnstalleerde vermogens per technologie voor België, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië voor 2014. Hiervoor zijn de UCTE Adequacy Forecast 2008-2014 en gegevens van ETSO en National Grid gebruikt. De schatting voor 2014 is op dit moment de best beschikbare schatting voor 2020. Voor Duitsland was aanvullende informatie beschikbaar van DENA voor 2020. De gehanteerde vermogens per land (Nederland omvat twee scenario's) zijn weergegeven in Tabel 1. Deze modellering is voldoende voor een goede eerste-orde schatting

van de uitwisseling van Nederland met het buitenland, zoals voor deze studie benodigd.

Tabel 1 Opgestelde productieparken per land voor het jaar 2020. Nederland voor scenario's Schoon en Zuinig en Global Economy. Kolen en Kolen CCS worden in de variant 'Basislast' in het Nederlandse park vervangen door STEG (de vetgedrukte cijfers)

<b>Opgestelde Vermogens</b>							
BE, FR, Dld, GB op basis van best beschikbare voorspellingen van UCTE, ETSO en DENA							
	Nederland	Nederland	België	Frankrijk	Duitsland	GB	Noorwegen
	S&Z/RET	GE/BaU					
	GW	GW	GW	GW	GW	GW	GW
Nucleair	0.4	0.4	5.9	64.9	14.1	11.9	-
Kolen	1.4	<b>10.6</b>	2.6	6.0	32.0	30.4	-
Kolen CCS	<b>5.2</b>	-	-	-	-	-	-
Bruinkool	0.0	-	-	-	18.9	-	-
STEG WKK-Industrie	3.7	3.7	-	-	-	-	-
Overig WKK-Industrie	2.0	2.0	-	-	-	-	-
Hoogovengas	0.9	0.9	-	-	-	-	-
STEG, inclusief WKK	7.9	9.8	5.0	4.0	15.1	24.4	-
Overig Gas	2.4	2.4	1.5	1.1	4.0	7.0	-
Olie	-	-	-	9.2	5.3	8.4	-
Gasmotoren Tuinbouw WKK	3.0	3.0	-	-	-	-	-
Waterkracht - Reservoir	-	-	-	13.6	3.7	1.8	-
Waterkracht - Pomp	-	-	1.3	4.2	5.5	3.0	0.7
Waterkracht - Run-of-River	-	-	0.1	7.9	-	-	-
Overig	1.4	1.0	0.4	-	8.2	-	-
<b>Subtotaal</b>	<b>28.3</b>	<b>33.8</b>	<b>16.8</b>	<b>110.9</b>	<b>106.8</b>	<b>86.9</b>	<b>0.7</b>
Wind	10	10	-	-	47.0	-	-
<b>Totaal</b>	<b>38.3</b>	<b>43.8</b>	<b>16.8</b>	<b>110.9</b>	<b>153.8</b>	<b>86.9</b>	<b>0.7</b>
Maximale Belasting (GW)	21.7	25.2	15.2	87.1	80.5	65.5	-
Vraag (TWh)	137	159	97	518	550	367	-

De in grijs weergegeven scenario's voor nieuw kolenvermogen in Nederland zijn als volgt verdeeld over de twee scenario's:

S&Z kolen CCS 1,4 GW bestaand kolenvermogen + 5,2 GW nieuw kolen CCS

S&Z STEG 1,4 GW bestaand kolenvermogen + 5,2 GW nieuw STEG

GE kolen 4,2 GW bestaand kolenvermogen + 6,4 GW nieuw kolen

GE STEG 4,2 GW bestaand kolenvermogen + 6,4 GW nieuw STEG

Andere verschillen in parkopbouw tussen beide scenario's zitten in de categorie 'STEG, incl. WKK' en in 'overig'.



## Modellering WKK

Kolengestookte WKK in Nederland is gecategoriseerd bij kolenvermogen, niet bij WKK.

De WKK in Duitsland is, bij afwezigheid van goede informatie hierover, gemodelleerd op basis van een inschatting. Uitgaande van 142 TWh/jaar output en op basis van een niet-beschikbaarheid van 15% en een benuttingsgraad van 75%, zou dit overeenkomen met een WKK-vermogen van zo'n 25 GW. Aangenomen is dat dit vermogen 50% kolengestookt is in bestaande kolencentrales en 50% in gasgestookte STEGs. De STEG WKK in Duitsland heeft een must-run status gekregen. Een en ander betekent dat een zogeheten 'bescherming van WKK' in Duitsland alleen gevolgen heeft voor de STEG WKK, daar kolengestookt vermogen al een must-run status heeft.

## Modellering productietechnologieën in naburige systemen

De productietechnologieën in de naburige systemen zijn gemodelleerd als in Tabel 2. De inzet van eenheden is voor kerncentrales, kolen en bruinkool in België, Frankrijk, Duitsland en Groot Brittannië verondersteld als must-run. De bedrijfsvoering kernvermogen is op vol vermogen verondersteld, behalve in Frankrijk, waar kerncentrales 's nachts 'door de knieën' gaan. De bedrijfsvoering van kolen en bruinkool is op basis van economische optimalisatie, dus een flexibele inzet tussen minimaal en maximaal vermogen. De overige parameters omvatten technisch minimale draai- en stilstandtijden, minimaal vermogen, regelsnelheid, efficiëntie en onbeschikbaarheid. De onbeschikbaarheid bestaat uit een geplande onbeschikbaarheid door onderhoud, die wordt vastgesteld op basis van jaarlijkse optimalisatie, en een ongeplande beschikbaarheid, die per week wordt bepaald door Monte Carlo trekkingen.

Voor Duitsland is, naast grootschalig windvermogen, ook een aanzienlijke hoeveelheid warmte-krachtvermogen verondersteld. Zie ook bij 'Modellering WKK'.

Tabel 2 Modellering van bedrijfsvoeringsgegevens van elektriciteitsproductietechnologieën in naburige systemen (MR=Must-Run, EC=Economic Optimisation). Kernenergie in Frankrijk is in grijs weergegeven in de tabel

Parameter	Kern-energie	Kolen	Bruin-kool	STEG	Olie	Gas-turbine
Inzet	MR	MR	MR	EC	EC	EC
Bedrijfsvoering	MR/EC	EC	EC	EC	EC	EC
Minimale stilstandtijd (u.)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	6	4	4
Minimale draaitijd (u.)	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	6	4	2
Minimaal vermogen (%Pn)	100/50	50	50	50	60	60
Regelsnelheid (%Pn/u.)	n.v.t./25	40	40	80	80	120
Maximale efficiëntie (%)	n.v.t.	39	39	51	37	26
Onbeschikbaarheid (%)	20	15	18	14	18	14

## Interconnectiecapaciteit

Internationale uitwisseling is gemodelleerd door middel van interconnectoren tussen de verschillende landen. Voor deze studie is de totale interconnectiecapaciteit van Nederland vastgesteld op basis van schattingen van TenneT voor 2014, namelijk 7,35 GW interconnectiecapaciteit. De importcapaciteit per land is

dan als volgt: Nederland met Noorwegen 700 MW HVDC, het Verenigd Koninkrijk 1.000 MW HVDC, België/Frankrijk 2.300 MW en Duitsland 5.400 MW. Hierbij wordt als additionele beperking meegenomen dat de netto import/export-capaciteit van Nederland met België/Frankrijk en Duitsland samen beperkt is tot 5.650 MW. Dit is gemodelleerd zoals Tabel 2, waarin ook de overige verbindingen zijn te zien. Transportverliezen en voorziene en niet-voorzien onbeschikbaarheid worden als verwaarloosbaar klein verondersteld voor alle AC en HVDC-interconnecties. Voor de transportverliezen van NorNed wordt uitgegaan van een efficiency van 95% (90% turn-around) op basis van gegevens van TenneT TSO. Voor de overige HVDC-verbindingen wordt uitgegaan van een efficiency van 98%.

### **Modellering elektriciteitsvraag**

De belasting van het Nederlandse systeem is een vermogensprofiel dat is vastgesteld op basis van gegevens van ECN (jaarlijkse vraag (TWh), minimale en maximale vraag in (MW)) en actuele belasting-jaargegevens van TenneT. Voor deze studie wordt het belastingprofiel voor 2007 zodanig bewerkt dat aan de gegevens voor de energievraag en de minimale en maximale vraag wordt voldaan, voor een totale vraag van 137 TWh (S&Z) en 159 TWh (GE). Voor België, Frankrijk, Duitsland en Groot Brittannië wordt gebruik gemaakt van de belastingprofielen voor 2007 met een groeifactor tot aan 2020.

### **Warmtevraag per WKK-gebied in Nederland**

Het model van het Nederlandse systeem bevat op dit moment negentien warmtegebieden, die de verschillende stadsverwarmings- of grootste industriële stoom/rookgasleveringsgebieden, inclusief twee geplande industriële WKK-installaties. Voor elk van deze warmtegebieden is een vraagprofiel in het model aanwezig op basis van historische gegevens en kennis binnen TenneT TSO.

### **Windvermogen op land en op zee in Nederland**

10-Minuten gemiddelden voor windsnelheden gemeten door achttien weerstations (9 op land, 3 kust, 6 op zee) zijn met behoud van chronologie geïnterpoleerd naar in totaal 23 locaties op zee en 13 locaties op land voor (toekomstig) windvermogen. Bij de interpolatie zijn verschillen tussen meethoogte en de ashoogte van windturbines meegenomen. Voor elke locatie zijn vervolgens vermogen-uurgemiddelden bepaald op windparkniveau door gebruik te maken van een windsnelheid-power-curve en een beschikbaarheid per turbine (98% voor onshore, 95% voor offshore).

Naast windsnelheidsgegevens, is op basis van gedetailleerde weermodellen (HIRLAM) en persistentievoorspellingen een windvermogenvoorspelling gecreëerd. De windgegevens zijn gebaseerd op tijdreeksen die gelijktijdig zijn met de tijdreeksen die de basis vormen voor de belastingvraag: mogelijke correlaties tussen belastingvraag en windsnelheden zijn hierdoor automatisch meegenomen. De windvermogenvoorspelling en de voorspellingsfout op verschillende tijdshorizons is gevalideerd met voorspellingsgegevens uit Denemarken. PowrSym3 optimaliseert vervolgens op basis van de windvermogenvoorspelling, maar zal elk uur opnieuw optimaliseren op basis van de situatie in het systeem op dat moment, de voorziene ontwikkeling in belasting en de windvermogen-





voorspelling, die ook continu wordt vernieuwd. Een en ander leidt ertoe dat er slechts kleine verschillen zijn tussen een simulatie in PowrSym3 met windvoorspelling en zonder.

Een jaarbestand van geaggregeerde windvermogensvoorspellingen en windvermogengegevens wordt door PowrSym3 ingelezen en verdisconteerd met de systeembelasting. Indien het technisch niet mogelijk is om windvermogen in te passen (minimale belastingprobleem), wordt windvermogen afgeregeld en de weggegooid windenergie gerapporteerd.

### Windvermogen in Duitsland

Voor 2014 wordt voor Duitsland een geïnstalleerd windvermogen van 47 GW voorzien, grotendeels op land. Voor deze studie worden windvermogengegevens gebruikt van Duitse windparken voor dezelfde periode als de Nederlandse windsnelheidsgegevens (juiste correlatie tussen windaanbod in Nederland en Duitsland). Deze gegevens zijn geëxtrapoleerd naar een vermogen van 47 GW.

### Draaiende reserve

De hoeveelheid benodigde reserve wordt door PowrSym3 zelf bepaald op grond van voorspellingen van de belasting en windvermogen. Bovenop deze door PowrSym3 bepaalde reserve wordt de eis gesteld dat de draaiende reserve in het Nederlandse systeem te allen tijde ten minste 1.600 MW bedraagt. Deze 1.600 MW is gebaseerd op de grootste in het systeem bedrijf zijnde eenheid van 800 MW: om zeker te zijn dat het systeem een dergelijke uitval aankan, is een totaal van 2x800 MW genomen. Voor België, Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië wordt een draaiende reserve van 2.000 MW verondersteld.

### Brandstof- en emissiekosten

De brandstof- en emissiekosten in het simulatiemodel zijn weergegeven in Tabel 3. De olieprijs is in US Dollar/vat weergegeven in deze tabel, de andere energieprijzen in EUR/GJ.

Tabel 3 De brandstof- en emissiekosten in het simulatiemodel. De olieprijs in US Dollar/vat, de andere energieprijzen in EUR/GJ

Brandstof- en emissiekosten				
In EUR 2008, 1 dollar = 0,70 EUR, 1 barrel = 6,132 GJ				
	GE - Laag	GE - Laag	S&Z - Laag	S&Z - Hoog
Uranium (EUR/GJ)	1,00	1,00	1,00	1,00
Bruinkool (EUR/GJ)	1,36	1,36	1,36	1,36
Kolen (EUR/GJ)	2,00	2,00	2,70	3,50
Aardgas (EUR/GJ)	4,70	5,00	6,80	8,00
Olie (\$/barrel)	70,00	74,50	101,00	106,00
CO <sub>2</sub> (EUR/ton)	19,00	38,00	38,00	76,00

De brandstof- en emissiekosten zijn grotendeels gebaseerd op de eerder in de studie naar elektriciteitsopslag (TU Delft, 2007) gebruikte kosten. In overleg met ECN is besloten om de verhouding tussen de olie, aardgas en kolenprijzen in de scenario's S&Z-laag en S&Z-hoog in beperkte mate te herzien ten opzichte van de studie naar elektriciteitsopslag: de verhouding tussen de gasprijs en olieprijs

wordt voor een belangrijk deel bepaald door de verschillen in omzettingsrendement en emissie-uitstoot van beide technologieën.

### **Overige uitgangspunten**

Belangrijke onzekerheden rondom de uitgangspunten voor deze studie zijn onder meer:

- wel of geen uitfasering van kernenergie in Duitsland;
- wel of geen must-run status van bruinkool in Duitsland;
- wel of geen bescherming van WKK in Duitsland;
- hoogte van elektriciteitsvraag en van geïnstalleerd windvermogen in Nederland;
- ruimte voor elektriciteitstransport binnen landen en uitwisseling met rest van Europa.

Voor de simulaties is voor Duitsland uitgegaan van het in bedrijf blijven van 14.1 GW kernenergie (geen verdere uitfasering na 2014), een must-run status van bruinkool en geen bescherming van WKK in Duitsland. Voor elk van deze uitgangspunten is een extra gevoeligheidsanalyse gedaan, zodat de invloed van deze uitgangspunten op de simulatieresultaten kan worden gekwantificeerd. Ook de uitwisseling van de hier beschouwde landen met de rest van Europa is hier niet verder beschouwd. Het verdient aanbeveling om juist deze uitgangspunten in een volgende studie grondiger te bestuderen voorafgaand aan de simulaties.



## A.4 Overzicht uitgevoerde Simulaties

Tabel 4 Overzicht simulaties

Simulaties					
#	Bedrijfsvoering WKK	Vraag en Productiepark	Basislast	Systeem	Prijzen
1	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	Kolen	West-Europa	GE Laag
2	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	Kolen	West-Europa	GE Hoog
3	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Laag
4	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Hoog
5	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	West-Europa	GE Laag
6	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	West-Europa	GE Hoog
7	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Laag
8	WKK - economisch	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Hoog
9	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
10	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Hoog
11	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	Nederland geïsoleerd	S&Z Laag
12	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	Nederland geïsoleerd	S&Z Hoog
13	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	West-Europa	S&Z Laag
14	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	West-Europa	S&Z Hoog
15	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	Nederland geïsoleerd	S&Z Laag
16	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	Nederland geïsoleerd	S&Z Hoog
17	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	Kolen	West-Europa	GE Laag
18	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	Kolen	West-Europa	GE Hoog
19	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Laag
20	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Hoog
21	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	West-Europa	GE Laag
22	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	West-Europa	GE Hoog
23	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Laag
24	WKK - must run	159 TWh - GE/BaU	STEG ipv 6.4 GW Kolen	Nederland geïsoleerd	GE Hoog
25	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
26	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Hoog
27	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	Nederland geïsoleerd	S&Z Laag
28	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	Nederland geïsoleerd	S&Z Hoog
29	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	West-Europa	S&Z Laag
30	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	West-Europa	S&Z Hoog
31	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	Nederland geïsoleerd	S&Z Laag
32	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS	Nederland geïsoleerd	S&Z Hoog
<b>Gevoeligheidsanalyse</b>		<b>15, 7.5 GW Windvermogen</b>			
33	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
34	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
<b>Gevoeligheidsanalyse</b>		<b>Hogere Vraag S&amp;Z Productiepark</b>			
35	WKK - economisch	159 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
<b>Gevoeligheidsanalyse</b>		<b>Kerncentrales uit bedrijf, vervangen door STEG</b>			
36	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
<b>Gevoeligheidsanalyse</b>		<b>Bruinkool niet langer als Must-Run</b>			
37	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
<b>Gevoeligheidsanalyse</b>		<b>Bescherming WKK Duitsland door Must-Run, 10 GW wind</b>			
38	WKK - economisch	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag
39	WKK - must run	137 TWh - S&Z/RET	Kolen CCS	West-Europa	S&Z Laag

## A.5 Simulatieresultaten

Bij het analyseren van de simulatieresultaten is het belangrijk om de juiste simulaties met elkaar te vergelijken. De simulaties voor een geïsoleerd Nederland geven een goed inzicht in de werking van het systeem (basislast-middenlast-pieklust) en kunnen direct met elkaar worden vergeleken. De resultaten voor de simulaties met internationale uitwisseling zijn niet zondermeer uit te lezen, daar importen en exporten niet zijn verrekend in het energieverbruik, de kosten en de emissies van Nederland. Deze simulaties geven onderling wel

een goed beeld van de waarschijnlijke uitwisseling van Nederland met het buitenland, afhankelijk van verschillende keuzes voor het Nederlandse productiepark. Onderstaand is een aantal algemene observaties gedaan naar aanleiding van de simulatieresultaten.

Voor het trekken van conclusies uit de resultaten zijn de kosten en emissies genormaliseerd (zie paragraaf A.5.2) en zijn ook de verschillen in vaste jaar-kosten tussen de parken opgeteld bij de genormaliseerde variabele kosten zoals die uit het model komen.

### **Gevoeligheidsanalyses**

#### **Meer, minder windvermogen in Nederland**

Meer windvermogen betekent een lager energieverbruik, minder emissies, lagere totale operationele kosten, minder import en meer export. Windvermogen drukt met name STEG weg (duurste technologie gedurende midden- en piekuren) en drukt daarnaast ook aanzienlijke hoeveelheden WKK en kolen (met en zonder CCS) weg. Een en ander hangt uiteraard samen met de samenstelling van het productiepark, zowel in Nederland als in de omliggende landen.

#### **Hogere elektriciteitsvraag in Nederland**

Een hogere elektriciteitsvraag in Nederland leidt met name tot aanzienlijke extra importen. Deze gevoeligheidsanalyse laat ook een vergelijking toe van de uitstoot en inzet van de productieparken S&Z en GE op basis van gelijke vraag (ten opzichte van simulatie 1).

#### **Verdere uitfasering kernenergie in Duitsland**

Een verdere uitfasering van kernenergie in Duitsland leidt tot hogere prijzen, en voor Nederland daardoor tot minder importen en meer exporten. De simulatieresultaten hebben een aanzienlijke gevoeligheid voor deze aanname; Nederland verandert van netto-importeur naar netto-exporteur van elektriciteit als het Duitse kernvermogen uifaseert en door STEGs wordt vervangen (een verschuiving van 5,5 TWh/jr).

#### **Must-run-status bruinkool in Duitsland**

Een inzet van bruinkool op basis van economische optimalisatie leidt tot een aanzienlijke daling van het must-run-vermogen in Duitsland en daardoor tot lagere marginale kosten tijdens daluren. Hierdoor is er extra ruimte voor exporten voor Nederland.

#### **Bescherming van WKK in Duitsland**

Combinatie van kernenergie, must-run van bruinkool en must-run van WKK levert zeer veel basislastvermogen. In combinatie met grootschalig windvermogen in Duitsland betekent dit lage prijzen en een aanzienlijke hoeveelheid 'dumped power' in Duitsland (1,5 TWh) en ook in Frankrijk (0,3 TWh) bij gebrek aan afzetmogelijkheden voor basislast. Wanneer Nederland in dit geval geen must-run WKK heeft, zal Nederland aanzienlijke hoeveelheden elektriciteit gaan importeren. Een must-run WKK aan beide zijden van de grens levert een evenwichtiger uitwisseling op, maar nog steeds importen voor Nederland en eenzelfde hoeveelheid 'dumped power' in Duitsland. Dit toont aan dat voor Duitsland,



bescherming van WKK in combinatie met kernenergie, must-run bruinkool én grootschalig windvermogen geen goede combinatie is.

### A.5.1 Toevoeging vaste jaarkosten

Om verschillen in kosten tussen de verschillende runs goed te kunnen vergelijken zijn naast de totale variabele kosten uit het model, ook de verschillen in vaste kosten van de verschillende parken bepaald. Daarbij is gekeken naar de verschillen *binnen* de gedraaide GE en S+Z-runs, niet naar verschillen *tussen* de GE- en S+Z-runs.

De gemodelleerde verschillen in parkopbouw *binnen* de runs zijn:

- GE: verschuiving van 6,4 GW nieuw kolen naar STEG;
- S+Z: verschuiving van 5,2 GW nieuw kolen+CCS naar STEG.

Voor de volledigheid: de verschillen in parkopbouw in de modelinput van *tussen* het GE-park en het S+Z park betreffen ook de uitfasering van een deel van de bestaande kolencentrales (2,8 GW van de 4,2 GW) en van bestaand STEG+WKK-vermogen (een verschil van 1,9 GW). Daarnaast is er nog sprake van een verschil van 0,4 GW in de categorie 'overig'.

De gehanteerde cijfers voor de vaste jaarkosten staan in Tabel 5.

Tabel 5 Vaste jaarkosten voor de verschillende typen centrales

Type centrale	Investering (MEuro/GWe)	Investeringslast (MEuro/GWe/jr)	Vast onderhoud (MEuro/GWe/jr)	Som vaste jaarkosten (MEuro/GWe/jr)
STEG	700	45,8	14	59,8
Kolen	1.400	91,5	56	147,5
Kolen+CCS (MEA)	2.188	143,1	87,5	230,6

De investeringslast is gebaseerd op de volgende investeringsparameters:

- rentevoet van 6%;
- inflatie van 2%;
- R.O.I. eigen vermogen van 15%;
- aandeel eigen vermogen 25%.

De resulterende *verschilposten* in vaste jaarkosten binnen de gemodelleerde GE- en S+Z-parken staan weergegeven in Tabel 6.

Tabel 6 Verschilposten in vaste jaarkosten binnen de gemodelleerde GE en S&Z-productieparken

Scenario	Vaste jaarkosten (Meuro/jr)
GE; 6,4 GW kolen	Y+1.000
GE; 6,4 GW STEG	Y+400
S+Z; 5,2 GW kolen+CCS	X+1.200
S+Z; 5,2 GW STEG	X+300

## A.5.2 Normalisatie van kosten en emissies

In de TUD-modeluitkomsten zitten de kosten van het importsaldo en de emissies in het buitenland niet verdisconteert. Voor een eerlijk vergelijk tussen de prestaties van de beschouwde parken en condities zijn daarom de resultaten voor kosten en emissies genormaliseerd, bij wijze van eerste orde correctie. De modeluitkomsten voor kosten en emissies zijn daartoe vermenigvuldigd met een *factor (vraag/binnenlandse productie)*, waarbij de vraag gelijk is aan de binnenlandse productie plus het importsaldo. De omvang van deze eerste orde correctie is maximaal 8% (bij run 25). Uiteraard is deze correctie niet aan de orde voor de runs zonder interconnectoren ('Nederland geïsoleerd').

De genormaliseerde uitkomsten van kosten en emissies van de belangrijkste sets runs met het model staan in Tabel 7.

Tabel 7 Genormaliseerde variabele kosten en toegevoegde verschillen in vaste kosten van enkele belangrijke sets runs met het model

	Kosten (M€ per jaar)		
	Vast	Brandstof	Totaal
S&Z_laag ; 5,2 GW kolen CCS	X+1.200		X+
geen condities, NL		7.890	9.090
geen condities, EU		8.027	9.227
WKK beschermd, NL		8.129	9.329
WKK beschermd, EU		8.045	9.253
S&Z_laag ; 5,2 GW STEG	X+300		X+
geen condities, NL		8.419	8.719
geen condities, EU		8.614	8.914
WKK beschermd, NL		8.559	8.859
WKK beschermd, EU		8.691	8.991
GE_laag ; 6,4 GW kolen	Y+1.000		Y+
geen condities, NL		6.435	7.435
geen condities, EU		6.583	7.583
WK beschermd, NL		6.524	7.524
WK beschermd, EU		6.642	7.642
GE_laag ; 6,4 GW STEG	Y+ 400		Y+
geen condities, NL		6.853	7.253
geen condities, EU		7.014	7.414
WK beschermd, NL		6.900	7.300
WK beschermd, EU		7.106	7.506

## A.5.3 Conclusies

Uit de gecombineerde resultaten zijn de volgende conclusies getrokken.

### **Nederland zal vermoedelijk netto elektriciteit importeren, niet netto exporteren**

In vrijwel alle runs waarin het West-Europese systeem is doorgerekend importeert Nederland netto elektriciteit, tot 8% van de binnenlandse vraag. In de beschouwde GE-runs treedt altijd netto import op. In de S+Z-runs treedt alleen dan een netto-export op bij de combinatie van nieuw vermogen voor kolen+CCS *plus* bescherming van het WKK-vermogen. Als die bescherming van het WKK-



vermogen niet wordt aangebracht in het model treedt ook in die gevallen netto-import op.

In de gevoeligheidsanalyses treedt ook een situatie met beperkte netto-export op als het Duitse kernenergievermogen uittafseert en vervangen wordt door STEG's, en in het geval de must-runstatus van het Duitse bruinkoolvermogen vervalft.

Een kanttekening bij deze conclusie is dat geen andere parken zijn doorgerekend (met bijvoorbeeld meer vermogen in Nederland).

### **Hogere vraag leidt tot hogere emissies**

In alle beschouwde GE-scenario's (vraag: 159 TWh/jr) liggen de genormaliseerde emissies op het niveau van 57-69 Mton CO<sub>2</sub>/jr, in de beschouwde S+Z-scenario's (vraag: 137 TWh/jr) liggen die emissies in de range van 33-41 Mton/jr. Uit de GE-runs blijkt verder dat het vervangen van de kolencentrales door STEGs leidt tot een daling van de emissies met 12-13 Mton/jr (van circa 57 tot circa 69 Mton/jr). Bij de S+Z-runs leidt het vervangen van kolen+CCS door STEG, niet verwonderlijk, tot een stijging van de emissies met ca. 8 Mton (van 33 naar ca. 41 Mton/jr).

### **De ruimte voor basislast in het gehele West-Europese systeem is beperkt**

De ruimte voor basislast is beperkt in het gehele West-Europese elektriciteits-systeem. Dit blijkt uit het feit dat er in vrijwel alle simulatieruns geen sprake is van netto export vanuit Nederland.

Belangrijk hierbij is verder dat in de modelinput voor de parken in België, Frankrijk en de UK géén windvermogen is opgenomen, terwijl in al die landen wel degelijk meer windvermogen wordt gebouwd in verband met de EU-doelstellingen voor duurzame energie. Dit verkleint de ruimte voor must-run-basislast nog verder in het West-Europese systeem.

### **Extra basislast plus bescherming WKK conflicteert met windvermogen**

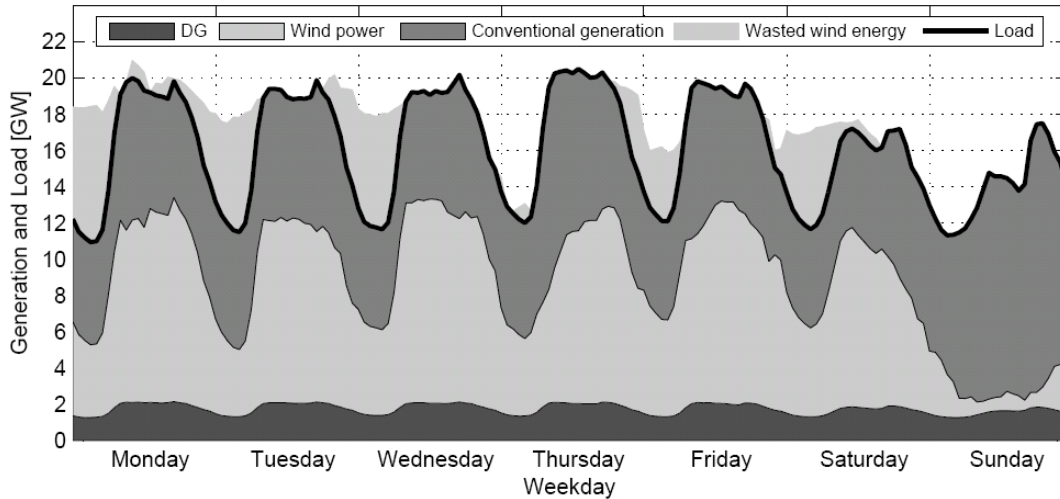
In de situaties waarin Nederland geïsoleerd wordt beschouwd is direct te zien dat toenemend windvermogen conflicteert met de hoeveelheid basislast in het systeem. Van de 33,7 TWh windaanbod in Nederland (10 GW wind) wordt in de combinatie van bescherming van WKK-vermogen plus inzet van kolencentrales tot 10% weggegooid (i.e. afschakeling van windparken in situaties van lage vraag, ten gevolge van het must-run vermogen).

Belangrijk daarbij is wel om in het oog te houden dat dit ook deels een effect is van de wijze waarop de WKK-bescherming is gemodelleerd. In de praktijk zal zo'n bescherming zo worden vormgegeven dat een WKK-bescherming tegen basislast wordt ingezet, maar dat windenergie wel voorrang krijgt boven WKK. De hoeveelheid weggegooid wind daalt dan weer.

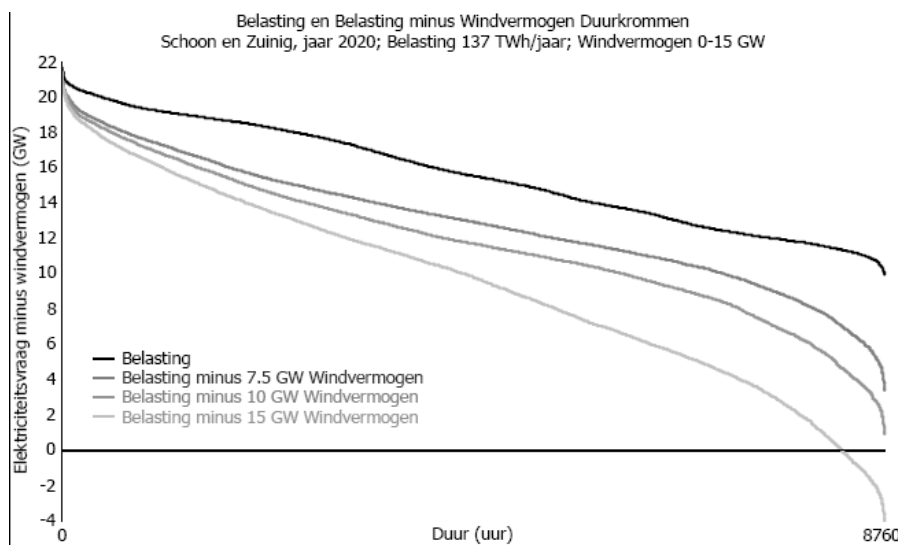
In Figuur 6 is de inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse systeem geïllustreerd (bij een run zonder interconnectoren). De figuur laat het belastingprofiel van een week zien, van maandag tot en met zondag. Het windaanbod voor deze week is aanzienlijk, met name van maandag tot en met donderdag. De simulatieresultaten laten zien dat een groot deel van de beschikbare windenergie gedurende de nacht niet kan worden ingepast ('weggegooid wind'). Dit kan worden verklaard doordat windenergie en basislastvermogen

elkaar in de weg zitten. Omdat deze centrales altijd doordraaien, is er op momenten van een lage elektriciteitsvraag onvoldoende ruimte voor de inpassing van grootschalig windvermogen. De windturbines worden in dat geval afgeregeld, aangezien de must-run centrales dat niet kunnen.

Figuur 6 Inpassing van grootschalig windvermogen in het Nederlandse systeem



Figuur 7 De Nederlandse jaarbelastingduurkromme, de uurlijkse elektriciteitsvraag voor een jaar op volgorde van afnemende grootte



In Figuur 7 staat de Nederlandse jaarbelastingduurkromme, de uurlijkse elektriciteitsvraag voor een jaar op volgorde van afnemende grootte, weergegeven. Van deze jaarbelastingduurkromme zijn vervolgens afgetrokken de gelijktijdige productie aan wind-elektriciteit voor verschillende waarden van het in Nederland opgestelde windvermogen van respectievelijk 15, 10 en 7,5 GW. Het kabinet mikt zoals bekend voor 2020 op een totaal aan 10 GW windvermogen (6 GW op zee en 4 GW op land). Bij de berekening is uitgegaan van een totale elektriciteitsvraag van 137 TWh per jaar in 2020 (S&Z-scenario).



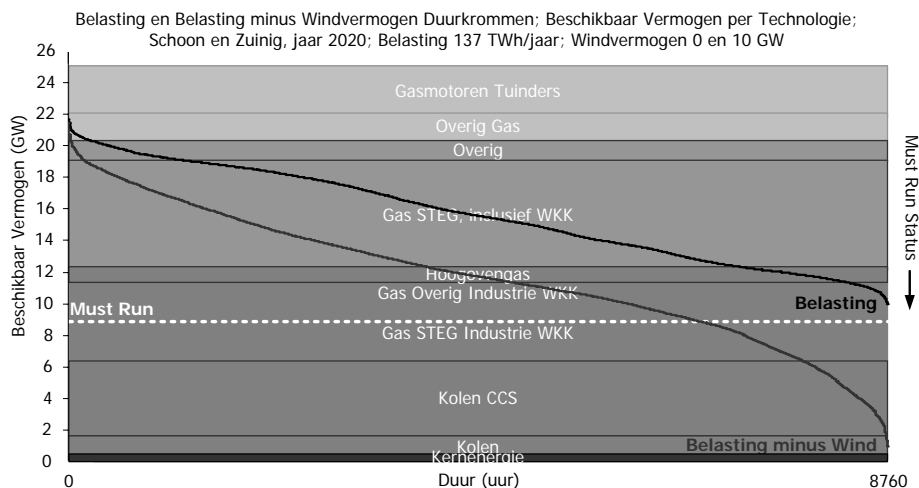


De figuur laat zien dat de ruimte voor basislastvermogen in Nederland steeds kleiner wordt naarmate er meer windvermogen wordt geïnstalleerd. Vooral op momenten van een lage elektriciteitsvraag en een groot windvermogenaanbod (i.e. storm gedurende de nacht) kan het elektriciteitsaanbod groter zijn dan de vraag. Een en ander komt erop neer dat windenergie en basislastvermogen, dat niet gedurende korte tijd kan worden uitgezet, elkaar in de weg zitten.

Wanneer de beschikbare opwekkingseenheden worden gesorteerd naar hun operationele flexibiliteit, dan ontstaat Figuur 8. Kernvermogen en kolen zijn het minst flexibel, gasmotoren en overig gasvermogen zijn juist zeer snel in en uit bedrijf te nemen en snel regelbaar. Van elke opwekkingstechnologie is een eerste inschatting gemaakt van het vermogen dat een technische must-run status heeft: voor kernenergie is dat 100% van het beschikbare vermogen, voor kolen is dat ~50% en voor gasmotoren is dat 0%. De som van dit must-run vermogen is weergegeven door de horizontale, witte stippellijn.

In Figuur 8 zijn ook de reeds besproken jaarbelastingduurkrommen te zien voor een situatie zonder windvermogen en voor 10 GW aan windvermogen. Het betreft een projectie voor het jaar 2020, met een totale jaarlijkse elektriciteitsvraag van 137 TWh/jaar, corresponderend met de projecties voor Schoon en Zuinig.

Figuur 8 Jaarbelastingduurkromme, met weergave van de beschikbare opwekkingseenheden, gesorteerd naar hun operationele flexibiliteit



De interconnecties met het buitenland lossen de conflicten tussen windvermogen en basislastvermogen in belangrijke mate op in de simulaties, maar ze verdwijnen niet geheel. Alleen bij de hoge vraag in de GE-scenario's in combinatie met het wegvallen van de WKK-bescherming (runs 1-8) treedt wordt er geen windvermogen weggegooid. In alle andere situaties leidt inzet van nieuw kolenvermogen in meerdere of mindere mate tot weggegooid windvermogen, ook in de West-Europese situatie. Hierdoor zal ook de kostprijs van windenergie stijgen, aangezien de investeringen over een lager aantal geproduceerde kilowatturen kunnen worden gespreid.

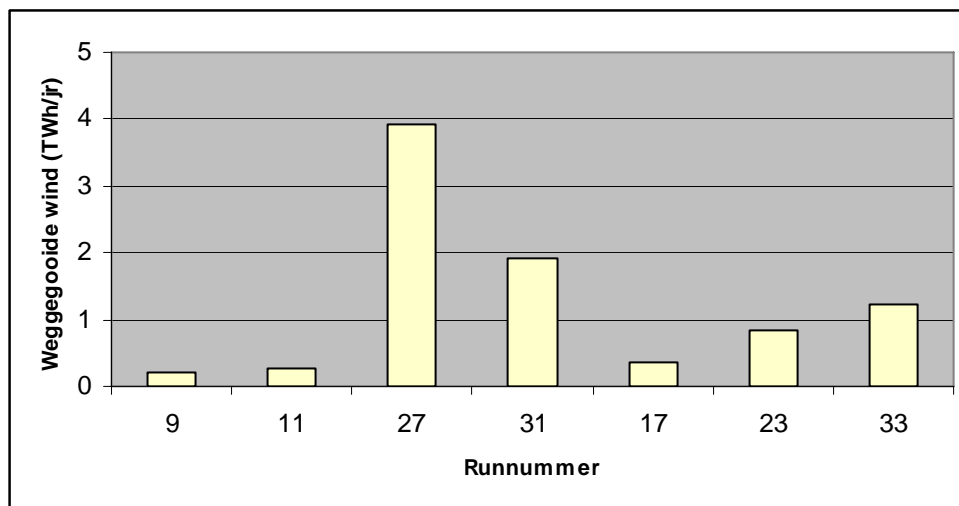
Het is niet zo dat op elk moment de maximale exportcapaciteit beschikbaar is voor export van Nederlands windvermogen, en ook is de exportcapaciteit begrensd. Bedacht moet worden dat landen als Duitsland met 47 GW windvermogen met eenzelfde problematiek kampen op dezelfde momenten, en dat landen als België en Frankrijk 's nachts aanzienlijke hoeveelheden basislastvermogen (kernenergie) hebben die de inpassingsruimte voor windvermogen beperken.

De effecten zijn goed te zien bij nog verdere toename van het Nederlands windvermogen tot 15 GW in run 33, waarin de WKK-bescherming *niet* is aangebracht in het model, en de West-Europese markt is beschouwd. De hoeveelheid weggegooid windproductie is in die situatie 2,2%.

Met daarbij weer de kanttekening dat in het model geen windvermogen voor België, Frankrijk en de UK is aangenomen, hetgeen die situatie zou versterken.

De effecten zijn geïllustreerd in Figuur 9. Uitgezonderd runnummer 33 bedraagt het windaanbod in alle runs 33,7 TWh (bij run 33 is dat 54,4 TWh).

Figuur 9 Omvang van het weggegooid windvermogen bij verschillende simulatieruns



Met voor de volledigheid en leesbaarheid de inputgegevens van de voor Figuur 9 gebruikte runnummers:

Runnr.	Omschrijving
9	WKK - economisch;137 TWh - S&Z/RET;Kolen CCS;West-Europa;S&Z Laag
11	WKK - economisch;137 TWh - S&Z/RET;Kolen CCS;Nederland geïsoleerd;S&Z Laag
27	WKK - must-run;137 TWh - S&Z/RET;Kolen CCS;Nederland geïsoleerd;S&Z Laag
31	WKK - must-run;137 TWh - S&Z/RET;STEG ipv 5.2 GW Kolen CSS;Nederland geïsoleerd; S&Z Laag
17	WKK - must-run;159 TWh - GE/BaU; Kolen; West-Europa; GE Laag
23	WKK - must-run;159 TWh - GE/BaU; STEG ipv 6.4 GW Kolen; Nederland geïsoleerd; GE Laag
33	WKK - economisch;137 TWh - S&Z/RET;Kolen CCS;West-Europa;S&Z Laag; gevoeligheids analyse met 15 GW wind i.p.v. 10 GW



### **Aannames over het buitenland zijn belangrijk voor uitkomsten**

Er zijn gevoeligheidsanalyses gedaan over de effecten van het vervangen van de Duitse kerncentrales door STEGs (run 36), het laten vervallen van de must-run status van de Duitse bruinkoolcentrales (37), en het beschermen van de Duitse WKK (runs 38 en 39).

Hieruit blijkt dat de effecten daarvan behoorlijk zijn op de Nederlandse situatie. Bij het uitfaseren van de Duitse kerncentrales gaat Nederland in plaats van netto 2,9 TWh te importeren nu 2,6 TWh exporteren. Bij de bescherming van de Duitse WKK neemt de netto import van Nederland juist toe tot 10,6 TWh, om weer af te nemen tot 4,7 TWh als ook de Nederlandse WKK wordt beschermd.

### **Kostenverschillen zijn relatief klein**

De modeluitkomsten van de variabele kosten van het TUD-model zijn zoals aan het begin van deze notitie beschreven genormaliseerd voor het importsaldo, en vervolgens zijn de verschillen in vaste kosten van de beschouwde parken er aan toegevoegd. Aldus ontstaat een gegeven dat hier *gedefinieerd* is als **het verschil in totale jaarkosten**.

Kijkend naar deze verschillen in totale jaarkosten valt het volgende op:

De totale jaarkosten voor Nederland fluctueren conform verwachting fors met de gekozen prijzen binnen een scenario (i.e. GElaag vs. GEhoog en S+Zlaag vs. S+Zhoog); voor een goede analyse moeten dus steeds runs met eenzelfde scenario en eenzelfde prijsverschil worden vergeleken.

Bij de S+Z-scenario's leidt het vervangen van de 5,2 GW kolen+CCS door STEGs steeds tot een kostendaling in de range van bijna nul tot 500 MEuro/jr. Dit ondanks dat de marginale kosten van STEG hoger zijn dan van kolen. Hier is de noodzaak van een integrale benadering duidelijk aangetoond.

De kosteneffecten in de GE-scenario's bij vervangen van de 6,4 GW kolen-centrales door STEGs zijn klein (tot 100 MEuro/jr) en afhankelijk van de gekozen prijzen (GE hoog resp. GE laag) treedt er een kostendaling of juist een kostenstijging op. Hier is geen systematische trend in aan te wijzen.

### **'Overall' conclusies**

Bovenstaande conclusies zijn meer in detail, gericht op de uitkomsten van het model. Wanneer op een iets hoger abstractieniveau naar deze conclusies wordt gekeken, en deze vertaald worden naar de consequenties voor de te volgen Transitie strategie, ontstaan de volgende 'overall' conclusies:

Basislast bijt in principe met grootschalige inzet wind in het West-Europese systeem; de mate waarin is afhankelijk van omvang van e.e.a. en van aannames over het systeem.

Interconnecties lost dat probleem op in de simulaties (ook hier: natuurlijk afhankelijk van omvang wind e.d.; interconnectie kan niet alles oplossen).

Maar: resultaten van oplossend effect van interconnectie zijn afhankelijk van de aannames over bijv. de uitfasering van Duitse kerncentrales. Als die niet uitfaseren blijft Nederland netto importeren (en is ruimte voor wind een probleem), als ze wel uitfaseren gaat Nederland netto exporteren en is het probleem voor wind kleiner, c.q. treedt later in de tijd op. Bovendien is geen rekening gehouden met (forse) toename wind in België en Frankrijk.

Een robuuste energietransitiestrategie, waarbij grootschalig duurzaam (o.a. wind) als uitgangspunt geldt, ziet er dan zo uit:

Het windvermogen staat voorop, als uitgangspunt, teneinde de duurzaamheidsdoelstellingen te kunnen halen.

Afhankelijk van wat Duitsland precies doet kan inpassing van het wind-vermogen een probleem zijn; op de langere termijn (meer wind) ontstaat naar verwachting zeker een probleem t.o.v. de basislast in het systeem.

Dat probleem wordt groter naarmate er meer must-run (fossiel+kern) vermogen komt in Nederland en Duitsland.

Een eerste effect dat optreedt is een ontsparring (meer CO<sub>2</sub>-emissies) door het wegdrukken van WKK-vermogen.

Daarom is het raadzaam om in te zetten op een flexibel systeem dat het groeiende wind-vermogen kan accommoderen.



## Reflectie

De gekozen opzet van de simulatiestudie diende het doel om een groot aantal combinaties van mogelijke keuzen en onzekerheden in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening te beschouwen. De hier gedane simulaties beschouwen voor het grootste deel echter sub-optimale parken: combinaties van basislast en pieklast-technologieën die niet consistent zijn met verschillende prijsscenario's. In bepaalde varianten zouden ook andere technologieën, zoals bijvoorbeeld gas STEG met CCS, een goede aanvulling op het productiepark kunnen vormen. Het verdient aanbeveling om in een vervolgstudie bepaalde, consistente combinaties van simulatievariabelen in meer detail te beschouwen.

De modellering van kleinschalige WKK in de huidige database van PowrSym3 is op dit moment niet optimaal, wegens gebrek aan voldoende gegevens, met name omtrent de decentrale warmtevraagprofielen. Het is goed mogelijk dat deze WKK-eenheden een hogere inzet hebben en een grotere flexibiliteit dan nu in het model aangenomen. Ook de modellering van WKK als must-run is niet een ideale modellering van WKK met een voorrangspositie. Met een juiste modellering van ook de decentrale WKK zou een hogere totaalproductie door WKK uit de simulaties kunnen volgen. Hierbij dient wel te worden aangetekend dat een voorrangspositie voor WKK resulteert in een aanzienlijk verhoogde inzet ten opzicht van economische inzet of must-run tijdens daluren, en daarom niet ideaal is in combinatie met grootschalig windvermogen.

De gevoeligheidsanalyses geven helder aan dat de uitkomsten van deze simulatiestudie in grote mate afhangt van de gekozen aannames, met name als het gaat om de samenstelling van de productieparken in het buitenland. Omdat er op dit gebied op dit moment grote onzekerheden zijn, en omdat de invloed van deze onzekerheden op de Nederlandse elektriciteitsvoorziening groot is, verdient het aanbeveling om eventuele te formuleren strategieën voor de lange termijn ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening te testen op robuustheid onder verschillende omstandigheden.

Naast een nauwkeuriger modellering van de uitwisseling van de ons omringende landen met de rest van Europa, is ook een beter model noodzakelijk voor het Scandinavische Nordel systeem. Een dergelijke modeluitbreiding is op dit moment in ontwikkeling bij TU Delft en TenneT en zal extra inzicht kunnen geven in de ontwikkeling van de marginale kosten in Nederland onder invloed van de Scandinavische waterkrachtcentrales.

## **A.6 Referenties**

### **TU Delft/TenneT, 2007**

B.C. Ummels, M. Gibescu, E. Pelgrum, W.L. Kling, A.J. Brand, Impacts of Wind Power on Thermal Generation Unit Commitment and Dispatch, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, issue 1, March 2007, pp. 44-51

### **TenneT, 2005**

TenneT TSO,  
Kwaliteit en Capaciteitsplan 2006–2012,  
Arnhem : TenneT 2005

### **TU Delft, 2007**

B.C. Ummels,  
Quick-Scan Windenergie en Opslag: Eindrapport WP1,  
Delft : TU Delft 2007



## B Afkortingenlijst

### B.1 Gebruikte afkortingen

AC	Alternating Current (i.e. wisselstroom)
BaU	Business as Usual
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
DC	Direct Current (i.e. gelijkstroom)
DLR	Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (Duitse TNO)
EC	Economic optimisation
ECN	Energieonderzoeks Centrum Nederland
ETS	Emissions Trading Scheme
EU	Europese Unie
GDP	Gross Domestic Product
GE	Global Economy (scenario)
GJ	GigaJoule
GW	GigaWatt (1 miljard Watt)
GWh	GigaWattuur
HVDC	High Voltage Direct Current
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
jr	Jaar
kg	Kilogram
kJ	KiloJoule (kilo is duizend)
KV-STEG	Kolenvergassing-Stoom en Gas (Turbine)
kWh	kiloWattuur
LNG	Liquified Natural Gas
m <sup>3</sup>	Kubieke meter
MEA	Monoethanolamine
MEuro	1 miljoen Euro
mlrd	miljard
MR	Must-Run
Mton	Megaton (1 miljoen ton, oftewel 1 miljard kilogram)
MW	Mega Watt (1 miljoen Watt)
MWh	MegaWattuur
PJ	PetaJoule (Peta is tien tot de macht 15)
R,D&D	Research, Development & Demonstration
RET	Renewable Energy Transition
ROI	Return On Investment
SEP	Samenwerkende Elektriciteits Producenten
S&Z	Schoon en Zuinig
SNG	Synthetic Natural Gas
STEG	Stoom en Gas (Turbine)
TUD	Technische Universiteit Delft
TWh	TeraWattuur (Tera is 10 tot de macht 12)
VROM-raad	Adviesraad van het ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieu
WKK	Warmte-krachtkoppeling