

Brandstofmix elektriciteit 2020

Inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen

A.J. Seebregts

H.J.M. Snoep

J. van Deurzen

S.M. Lensink

A.J. van der Welle

W. Wetzels

Verantwoording

Deze quickscan studie is uitgevoerd voor de EZ-projectgroep Brandstofmix Elektriciteitsvoorziening in juni 2009. Doel van de studie is om een goed inzicht te geven in feitelijke en verwachte ontwikkelingen van het Nederlandse elektriciteitsproductiepark tot het jaar 2020, zo veel mogelijk op basis van bestaand materiaal dat in juni 2009 beschikbaar was. ECN heeft daarbij de resultaten van de studie 'Actualisatie referentieramingen energie en emissies 2008-2020' gebruikt (ECN rapport ECN-E--09-10, augustus 2009). Het maken van nieuwe scenario's en het uitvoeren van nieuwe analyses viel buiten de scope van deze inventariserende studie.¹ Contactpersoon voor deze studie bij EZ is de heer Martin Buys. Dit project staat bij ECN geregistreerd onder projectnummer 6.0083. Contactpersoon is Ad Seebregts (0224-56 4090, seebregts@ecn.nl).

Abstract

ECN made an inventory of the fuel mix of the electricity generation in the Netherlands for the year 2020. The inventory is derived from the updated Reference Projections that are based on the Global Economy scenario. This scenario has a relatively high growth of the domestic electricity demand (156 TWh in 2020 compared to about 118 TWh in 2008). Besides the factual inventory, ECN made a quickscan of potential problems associated with high penetration of electricity from wind energy, up to 12,000 MW in 2020. The conclusion is that the so-called 'off-peak hours issue' (in Dutch: 'het daluren issue') is a real potential problem under such scenario assumptions.

In case of full wind availability, the total generating capacity consisting of must-run capacity and typical base load power plants with low variable cost of production (nuclear and coal) may exceed the electricity demand (domestic plus net export) in part of these off-peak situations, e.g. during nighttime. The must-run capacity consists, among others, of part of the decentralised CHP installations and waste incinerators. Potential solutions to this 'off-peak hours issue' are:

1. Flexibility in electricity demand ('demand response').
2. Additional interconnection with neighbouring countries and appropriate market design rules.
3. Storage of electricity.
4. Flexibility of conventional (fossil) supply.
5. Flexibility of the intermittent renewable generation itself.
6. Intelligent grids ('Smart Grids').

Additional detailed analyses and research are needed to address the magnitude of the problem and to analyse the contribution of the various solutions. Such an analysis can provide an indication of an optimal and feasible combination of the solutions identified. Relevant issues are:

- How often, with which magnitude and under which circumstances will the problem occur?
- What will be the effect on the curtailing of wind energy, and is curtailing plausible given current market rules and renewable energy policies?
- The impact the 'off-peak hours issue' can have on the business cases of the large number of new coal-fired and gas-fired power plants that are being built in the Netherlands.

¹ Een deel van deze inventarisatie zal voor de nieuwe ECN/PBL referentieramingen worden geactualiseerd als onderdeel van een nieuw Vragen voor Morgen project dat in de eerste helft van 2010 zal worden uitgevoerd.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
1. Inleiding	7
1.1 Achtergrond	7
1.2 Doelstelling van deze inventarisatie studie voor EZ	7
1.3 Relatie met andere projecten en studies	8
2. Deel I: Inventarisatie (kwantitatief)	9
2.1 Actualisatie referentieramingen: UR-GE en UR-GE(h)	9
2.2 Elektriciteitsvraag en economische groei	10
2.3 Brandstof- en CO ₂ prijzen	10
2.4 Nieuwe centrales in Nederland	11
2.5 Marginale aanbod curve (merit order)	13
2.6 Het elektriciteitspark in 2020: opgesteld vermogen en de productiemix	16
2.6.1 Opgesteld vermogen: capaciteit mix (GW)	16
2.6.2 Ontwikkeling productie mix (TWh)	17
2.6.3 Hernieuwbare elektriciteit	19
2.7 Effect op exportsaldo	20
2.8 Kosten in 2020	20
2.8.1 Kosten van nieuwbouw	20
2.8.2 Marginale kosten	21
3. Gevoeligheidsanalyses voor UR-GE raming	23
3.1 Andere CO ₂ prijzen	23
3.2 35% aandeel van hernieuwbaar productievermogen in 2020	24
3.3 Mutaties in elektriciteitsvraag	25
3.4 Buitenlands aanbod en marktkoppelingen binnen Noordwest Europa	25
3.4.1 Interconnectie verbindingen: verdere toename verwacht	26
3.4.2 Geen uitfaseren van kerncentrales in Duitsland	27
3.4.3 Uitbreiding interconnectie met Duitsland	27
4. Deel II: mogelijke problemen en oplossingsrichtingen	28
4.1 Welk effect zal congestiemanagement en voorrang voor duurzaam hebben?	28
4.1.1 Wat is congestiemanagement nu?	28
4.1.2 Het effect van congestiemanagement	28
4.1.3 Naar een wettelijke regeling voor congestiemanagement en voorrang voor duurzaam	28
4.1.4 Alternatieven voor congestiemanagement	29
4.2 Intermittency problemen bij grootschalige inzet windenergie?	29
4.2.1 Wat zijn intermittency-problemen?	29
4.2.2 Nationale intermittency-problemen nu en in de 2020 basisscenario's	30
4.2.3 Nationale intermittency-problemen in gevoeligheidsanalyses en na 2020	30
4.2.4 Oplossingsrichtingen voor nationale intermittency-problemen	31
Referenties	34
Bijlage A Opgestelde capaciteit in meer detail	36
Bijlage B Ontwikkeling elektriciteitsmarkt	39
B.1 Elektriciteitsmarkt	39
B.2 Resultaten: elektriciteitsmarktprijs, import en export	40

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Nieuwbouw centraal vermogen ('elektriciteitscentrales') tot en met 2020 (actualisatie referentieraming, zie ECN/PBL, 2009)</i>	12
Tabel 2.2	<i>Veronderstelling berekeningen integrale kosten</i>	20
Tabel 2.3	<i>Aannames voor bepalen marginale kosten, waarden in 2020 voor UR-GE en de UR-GE(h) waarden</i>	21
Tabel 2.4	<i>Marginale kosten van fossiele elektriciteitsopwekking, 2020, UR-GE</i>	21
Tabel 3.1	<i>Nieuw geplande extra interconnectie verbindingen Nederland</i>	26
Tabel A.1	<i>Opgestelde capaciteit elektriciteitsproductie in Nederland 2007 en 2020 (ramingen), in MW_e</i>	36
Tabel A.2	<i>Overzicht bestaande elektriciteitscentrales in Nederland</i>	37

Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Elektriciteitsvraag Nederland, historisch en in scenario's en ramingen uit 2006-2009</i>	10
Figuur 2.2	<i>Brandstofprijzen aardgas en kolen, UR-GE en UR-GE(h) scenario's</i>	11
Figuur 2.3	<i>Vraag- en aanbodcurve bepalen de elektriciteitsprijs: illustratie van het mechanisme</i>	14
Figuur 2.4	<i>Indicatieve en illustratieve marginale aanbod curves in 2020 (100% beschikbaarheid en zonder exportvraag). Boven: UR-GE. Beneden: Idem UR-GE, maar dan ter illustratie met windvermogen van 5800 MW tot 12000 MW uitgebreid</i>	15
Figuur 2.5	<i>Opgesteld totale productievermogen in Nederland, UR-GE raming</i>	16
Figuur 2.6	<i>Onderverdeling WKK vermogen, UR-GE raming</i>	17
Figuur 2.7	<i>Productiemix Nederland, UR-GE raming</i>	18
Figuur 2.8	<i>Brandstof(productie)mix in 2020: UR-GE met PRIMES 2008 brandstofprijzen (links), en UR-GE(h) met hogere WEO2008 brandstofprijzen (rechts). Percentages zijn ten opzichte van Nederlandse elektriciteitsvraag</i>	18
Figuur 2.9	<i>Hernieuwbaar productievermogen, UR-GE</i>	19
Figuur 2.10	<i>Hernieuwbare productiemix, UR-GE</i>	19
Figuur 2.11	<i>Integrale productiekosten van elektriciteitsopwekking vanuit investeerdersperspectief, ECN schattingen voor nieuw productievermogen dat in periode 2015-2020 stroom gaat leveren</i>	20
Figuur 2.12	<i>Marginale kosten oude en nieuwe fossielgestookte centrales UR-GE scenario, 2020</i>	22
Figuur 3.1	<i>Productie capaciteitsmix UR-GE, met lagere CO₂ prijs (20 €/ton)</i>	23
Figuur 3.2	<i>Productie capaciteitsmix UR-GE, met hoger CO₂ prijs (50 €/ton)</i>	24
Figuur 3.3	<i>Hernieuwbare productiecapaciteit, UR-GE en de 2 verkenning Schoon & Zuinig varianten</i>	25
Figuur A.1	<i>Opbouw leeftijd bestaande centrale park (ruim 14000 MW in totaal)</i>	38
Figuur B.1	<i>Ontwikkeling elektriciteitsprijzen baseload groothandelsmarkt, 2005-2030</i>	41
Figuur B.2	<i>Netto import dan wel export van elektriciteit voor Nederland (bij UR-GE -prijzen en UR-GE(h))</i>	42

Samenvatting

Deze inventariserende studie is bedoeld voor de EZ-projectgroep Brandstofmix Elektriciteitsvoorziening, om een goed inzicht te krijgen in feitelijke en verwachte ontwikkelingen van het Nederlandse elektriciteitsproductiepark tot 2020, zo veel mogelijk op basis van bestaand materiaal. Het maken van nieuwe scenario's en het uitvoeren van nieuwe analyses valt buiten de scope van deze inventariserende studie.

Het materiaal is gebaseerd op de recente actualisatie van de referentieramingen (ECN-E-09-10) en de Verkenning Schoon en Zuinig (ECN-E--09-022, april 2009).² Binnen de context en veronderstellingen van de eerdere UR-GE en UR-GE(h) ramingen, is het volgende te concluderen:

1. *Er is meer dan voldoende productiecapaciteit tot 2020. De trend naar Nederland exportland voor elektriciteit is robuust.*

Er is in 2020 met bijna 38000 MW_e meer dan voldoende capaciteit beschikbaar om aan de binnenlandse piekvraag te voldoen. In combinatie met de veronderstelde CO₂ prijs van 35 €/ton CO₂ is de trend naar export, vooral naar Duitsland, robuust. De netto export is in 2020 25 tot 30 TWh.

2. *(veronderstelde) Nieuwbouw van centrales.*

De veronderstelde nieuwbouw van kolen- en gascentrales is van 2009 tot aan 2020 ruim 10000 MW. De huidige plannen van producenten, publiek beschikbaar en recent op indicatie van TenneT, tellen respectievelijk op tot ca. 16000 en 25000 MW tot en met 2016. Recent heeft Delta de plannen voor een nieuwe kerncentrale van maximaal 2500 MW aangekondigd. Het is niet reëel dat al deze aangemelde capaciteit zal worden gebouwd. Een reële inschatting vergt nadere analyse, buiten de scope van deze studie.

3. *Potentieel daluren issue in 2020 is reëel probleem.*

Op basis van het windenergievermogen (ca. 5700 MW), AVI's (1000 MW), must-run WKK (bijna 3000 MW, is 20% van totale WKK vermogen), de kerncentrale Borssele (480 MW) en de nieuwe kolencentrales (4500 MW), is het 'daluren issue' een reëel denkbaar probleem. Bij volledig windaanbod en het overige must-run (deel WKK, AVI's) en typisch basislastvermogen (kern en kolen) kan er in dalperiodes een overschot aan typische basislastcapaciteit ontstaan. Met de veronderstelde omvang van verbindingen met het buitenland, kan ook nog meer export van elektriciteit in deze geen soelaas bieden. Er is nadere analyse nodig om de omvang van het 'daluren issue' te karakteriseren in termen als:

- a) Hoe vaak en in welke omvang doet het probleem zich voor?
- b) Wat is het effect van afschakelen of terugregelen van windvermogen, als dat al een optie is?
- c) Het aantal draaiuren en de productie van nieuwe centrales om de investering rendabel te maken. Dit is vooral een risico voor de investeerder.

4. *Mogelijke problemen bij een groot aandeel intermitterende hernieuwbare elektriciteit.* Voor een aantal mogelijke problemen die resulteren uit de brandstofmix in 2020, zijn - indicatief - oplossingsrichtingen aangegeven. Dit betreft:

- a) Mogelijke problemen als gevolg van het effect van congestiemanagement en Voorrang voor Duurzaam.
- b) Intermittency problemen bij de verwachte toekomstige grootschalige inzet van windenergie.

Oplossingsrichtingen hiervoor zijn:

² Een deel van deze inventarisatie zal voor de nieuwe ECN/PBL referentieramingen worden geactualiseerd als onderdeel van een nieuw Vragen voor Morgen project dat in de eerste helft van 2010 zal worden uitgevoerd.

- a. Grotere flexibiliteit van de elektriciteitsvraag
- b. Meer interconnectie met het buitenland en daarbij horende marktregels
- c. Elektriciteitsopslag
- d. Flexibiliteit van het overige productievermogen
- e. Het intermitterende productievermogen zelf.
- f. Intelligente netten ('Smart Grids')

Een eerste uitwerking van deze problemen en schets van mogelijke oplossingsroutes is in deel II van dit rapport gegeven.

1. Inleiding

1.1 Achtergrond

De Minister van Economische Zaken heeft aan de Tweede Kamer toegezegd dat zij, als vervolg op het Energierapport 2008 en mede naar aanleiding van het advies van de Algemene Energie-raad over de brandstofmix (AER, 2008), in 2009 met een meer uitgewerkte visie op de elektriciteitsvoorziening zal komen. EZ heeft ECN verzocht in dat kader een inventarisatie te maken van het bestaande elektriciteitsproductiepark en de verwachtingen op dat gebied voor 2020. Hierbij is de laatste actualisatie van de referentieramingen (ECN/PBL, 2009) als uitgangspunt genomen.³ Dit overzicht is beschreven in Sectie 2.

Ten opzichte van deze actualisatie heeft ECN indicatief geschetst wat de mogelijke effecten zijn van:

- Andere CO₂ prijzen.
- Een aandeel van 35% hernieuwbare elektriciteit.
- Een lagere dan wel hogere elektriciteitsvraag.
- Ontwikkeling van WKK.
- Geen uitfasering van kernenergie in buurland Duitsland.

Deze zaken staan indicatief beschreven in Sectie 3, in de vorm van gevoeligheidsanalyses.

Mogelijke effecten van economische crisis nog niet verrekend

Let op: in de laatste actualisatie van de 'oude' referentieramingen hebben ECN en PBL de mogelijke effecten van de krediet- en economische crisis niet in beschouwing genomen. In de nieuwe raming die in 2010 zal worden gepubliceerd, zullen ECN en PBL wel rekening houden met de mogelijke effecten op de ontwikkeling tot 2020.

Ten slotte heeft ECN meer kwalitatief welke mogelijke problemen er kunnen ontstaan die te maken hebben met bepaalde toekomstige verwachte verschuivingen in de brandstofmix, zoals een fors toenemend aandeel van intermitterend hernieuwbaar productievermogen, in het bijzonder windenergie. Dit staat in Sectie 4 beschreven.

1.2 Doelstelling van deze inventarisatie studie voor EZ

Doelstelling van de gevraagde inventarisatie voor de EZ-projectgroep is om een goed inzicht te krijgen in feitelijke en verwachte ontwikkelingen van het Nederlandse elektriciteitsproductiepark tot 2020, zo veel mogelijk op basis van bestaand materiaal

Het maken van nieuwe scenario's en het uitvoeren van nieuwe analyses valt buiten de scope van deze inventariserende studie. Mede op basis van dit rapport zal de EZ-projectgroep Brandstofmix verder werken aan het beantwoorden van vragen over het brandstofmix-beleid en het ontwikkelen van een visie daarop.

Ontwikkeling elektriciteitsvoorziening op langere termijn en de rol van de overheid daarbij

De vraagstukken rond de ontwikkeling van de elektriciteitsvoorziening op langere termijn en de rol van de overheid daarbij zijn van groot belang. Het Energierapport 2008 schetst drie mogelijk-

³ Een deel van de inventarisatie op basis van de nieuwe referentieramingen, zal als onderdeel van een nieuw Vragen voor Morgen project in de eerste helft van 2010 worden uitgevoerd.

ke richtingen (voor het jaar 2050): ‘Powerhouse’, ‘Flexwerker’ en ‘Smart Energy City’. Een groot aantal onzekerheden, rond toekomstige CO₂-doelstellingen, de voortgang van de Europese marktintegratie, fusies en overname in de productiesector, de toekomstige plek van CCS en kernenergie, brandstofprijzen, de ruimte voor Nederlands overheidsbeleid enz. werpen hun schaduw vooruit. De inventarisatie door ECN vindt vroeg in het EZ-project plaats en beoogt vooral een basis te leggen met behulp van bestaand materiaal tot 2020. Eventuele aanvullende werkzaamheden en nieuwe analyses op basis van andere scenario’s of ramingen vallen buiten deze inventarisatie studie.

1.3 Relatie met andere projecten en studies

Deze eerste studie over de toekomstige brandstofmix heeft een relatie met een aantal andere projecten die net of binnenkort zijn gestart:

1. *35% Hernieuwbaar in de elektriciteitsvoorziening in 2020*: EZ heeft inmiddels eerste studies laten uitvoeren van de (financiële) consequenties van 35% hernieuwbare elektriciteit in Nederland (EZ, 2009).
2. *Nieuwe raming van ECN en PBL: 2010-2030(2040)*, op basis van geheel actualiseerde veronderstellingen over economische groei, en brandstof- en CO₂ prijzen in die periode. Deze studie wordt pas medio 2010 gepubliceerd.
3. *Uitrol CCS 2020-2050*: De projectdirectie CCS van EZ/VROM heeft een project uitgezet naar de uitrol van CCS in de periode 2020-2050. De rol van CCS en daarmee vooral het aandeel kolen, bepaalt op deze termijn mede de brandstofmix.
4. *Kernenergiescenario’s 2020-2050*: EZ en VROM gaan voor de lange termijn een drietal kernenergiescenario’s formuleren.
5. *Vragen voor Morgen* project over de Gasrotonde die momenteel door ECN voor EZ worden uitgevoerd.⁴
6. *Studie over congestiemanagement*.
7. *WKK studies*.

De uitkomsten van deze nieuwe projecten zouden kunnen dienen, om de brandstofmix exercitie zoals in dit rapport geschetst, begin 2010 te actualiseren.

ECN heeft tevens de inzichten en verschillende visies uit een aantal onlangs afgeronde studies of nog lopende studies hierbij betrokken, voor zover mogelijk in het korte tijdsbestek van deze inventariserende studie:

- Studie voor TenneT (Scheepers et al, 2007).
- Essay Toekomstige elektriciteitsinfrastructuur (Scheepers, 2008).
- Het ‘Future Electricity Prices’ VvM project (Özdemir et al, 2008).
- Visie van het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (PDE, 2008b).
- Het promotiewerk van Bart Ummels (Ummels, 2009).
- Studie over congestiemanagement voor Duitsland met het COMPETES model (Özdemir et al., 2009).
- Het Europese onderzoeksproject RESPOND project (bijna afgerond): studie naar inpassing van grote hoeveelheden intermitterend hernieuwbaar productievermogen.
- EOS-LT ITM project (pas in 2010 te publiceren): een 3-jarige studie naar inpassing van grote hoeveelheden intermitterend hernieuwbaar productievermogen in combinatie met groei elektrisch personen vervoer (hybride en volledig elektrische auto’s) en toename van elektrische warmtepompen.
- CIEP Denktank Brandstofmix (met als zichtjaar 2035 en focus op infrastructuur).

⁴ In 2007 is door het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening ook een studie naar elektriciteitsopslag uitgevoerd (PDE, 2008). ECN heeft daarvoor een kosten-batenanalyse uitgevoerd (Scheepers & de Jooode, 2007).

2. Deel I: Inventarisatie (kwantitatief)

Op basis van het de laatste actualisatie van de referentieramingen (ECN/PBL, 2009) is een aantal zaken kwantitatief in beeld gebracht. In de Bijlagen A en B staan wat meer details van de elektriciteitsopwekking en elektriciteitsmarkt, uit deze zogenoemde UR-GE en UR-GE(h)ramingen. (UR-GE = Update Raming - Global Economy; (h) staat voor de variant met relatief hogere brandstofprijzen).

Deze sectie schetst kort een overzicht van de uitgangspunten van deze ramingen. Vervolgens wordt ingezoomd op de brandstofmix. Die wordt uitgedrukt in termen van % opgestelde capaciteit (% van totaal MW), en als productiemix (% van geproduceerde TWh). De veronderstellingen over het productiepark en de interconnectie verbindingen met de buurlanden worden daarbij kort toegelicht, en in meer detail beschreven in 3.4, als onderdeel van een aantal gevoeligheidsanalyses. Ten slotte wordt kort ingegaan op de kosten van nieuw productievermogen in Nederland en de marginale kosten van productievermogen in 2020.

2.1 Actualisatie referentieramingen: UR-GE en UR-GE(h)

Voor het begrip van de resultaten van het geprojecteerde elektriciteitsproductiepark in 2020 is hieronder een aantal essentiële veronderstellingen en resultaten samengevat:

- Elektriciteitsvraag, waarachter veronderstellingen over economische groei, demografische ontwikkeling en leefstijl schuil gaan.
- Brandstof- en CO₂ prijzen.
- Trends in de bouw en plannen voor nieuwe centrales in Nederland.
- Ontwikkelingen in buurlanden.

Meer details zijn te vinden in Hoofdstuk 5 en 7 van het rapport (ECN/PBL, 2009). Voor de volledigheid, staat in Bijlage B een aantal paragrafen over de elektriciteitsmarkt en de resultaten samengevat. In het kader van de actualisatie zijn veronderstellingen gemaakt over de ontwikkeling in de buurlanden. Deze worden besproken in Sectie 3, als onderdeel van een gevoeligheidsanalyse gekoppeld aan het niet uitfaseren van kerncentrales in het buitenland, en een verdere vergroting van de interconnectiecapaciteit.

Mogelijke effecten van economische crisis nog niet verrekend

Let op: de laatste actualisatie van de 'oude' referentieramingen hebben ECN en PBL de mogelijke effecten van de krediet- en economische crisis niet in beschouwing genomen. In de nieuwe raming die begin 2010 zal worden gepubliceerd, zullen ECN en PBL wel rekening houden met de mogelijke effecten op de ontwikkeling tot 2020.

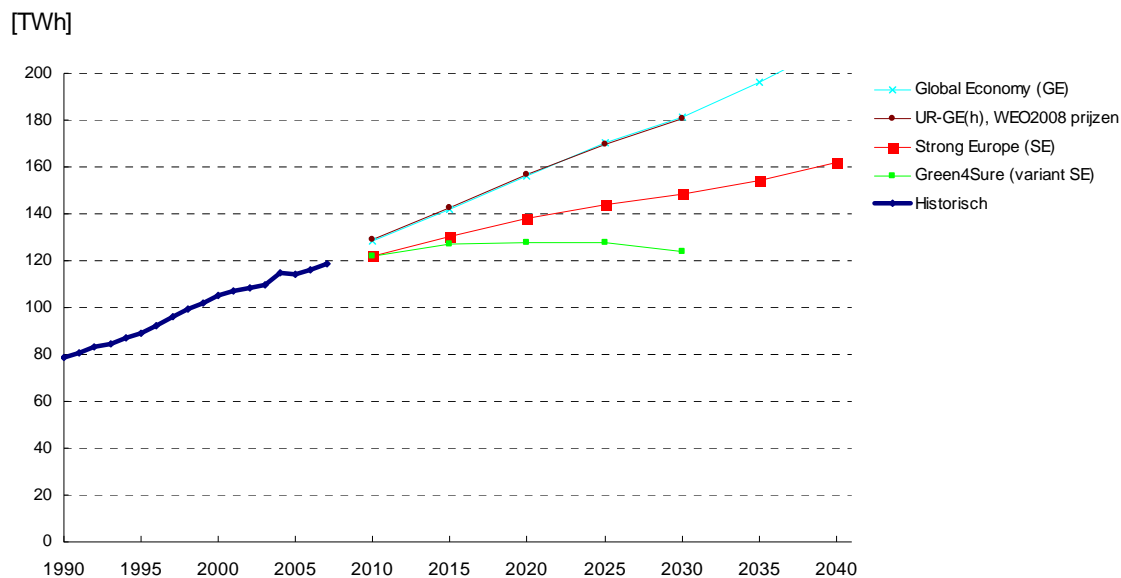
Hierbij wordt voor alle duidelijkheid opgemerkt dat de actualisatie van de referentieramingen uitgaan van relatief hoge economische groei (ca. 3%/jr). De nieuwe ECN/PBL raming, gepland voor publicatie in 2010, zal uitgaan van een lagere economische groei dan in het eerder gehanteerde Global Economy scenario. Tevens wordt de economische krimp in de jaren 2009-2010 verwerkt. Naar verwachting zal dit gevolgen hebben voor de groei van de elektriciteitsvraag tot 2020.

2.2 Elektriciteitsvraag en economische groei

De elektriciteitsvraag was in 2007 ruim 118 TWh. In de geactualiseerde ramingen UR-GE en UR-GE(h) blijft de finale elektriciteitsvraag⁵ de komende jaren groeien, en wel tot ca. 156 TWh in 2020 (resp. 156,2 en 155,6 TWh) en is daarmee ongeveer gelijk aan de oude GE raming. De GE vraag is de trendmatige extrapolatie als je naar historie kijkt. De groei in de elektriciteitsvraag blijft ca. 2%/jr. Het SE scenario komt in 2020 uit op bijna 140 TWh, zie Figuur 2.1. Zowel AER (2008, 'Brandstof in beweging') als PDE (PDE, 2008b, 'Naar een duurzame elektriciteitsvoorziening', p. 9) hebben in hun visies die laatste 140 TWh in 2020 als uitgangspunt genomen.

De UR-GE en UR-GE(h) ramingen worden als uitgangspunt genomen voor de verdere toelichting in dit rapport, zoals met EZ is overeengekomen.

In de periode 2005-2020 groeit voor deze ramingen de vraag gemiddeld 2,1% per jaar. Bovenop deze finale Nederlandse elektriciteitsvraag gaat het Nederlandse productiepark fors exporteren. In het UR-GE scenario is in 2020 de netto export ca. 24 TWh; in het UR-GE(h) scenario zelfs 30 TWh. In de oude raming (2005) was er in 2020 nog een netto import van 3 (GE) tot 5 TWh (SE).



Figuur 2.1 *Elektriciteitsvraag Nederland, historisch en in scenario's en ramingen uit 2006-2009*

De belangrijkste verklaring tussen de verschillen in elektriciteitsvraag is de veronderstelde economische groei. In de ramingen gebaseerd op GE is die economische groei gemiddeld bijna 3%/jr, terwijl in de scenario's gebaseerd op SE, de economische groei ca. 2%/jr is. Het Green4Sure scenario gaat uit van dezelfde economische groei, maar zet in op dusdanige besparing dat uiteindelijk de vraag weer een dalende trend heeft.

2.3 Brandstof- en CO₂ prijzen

Aardgas en steenkool

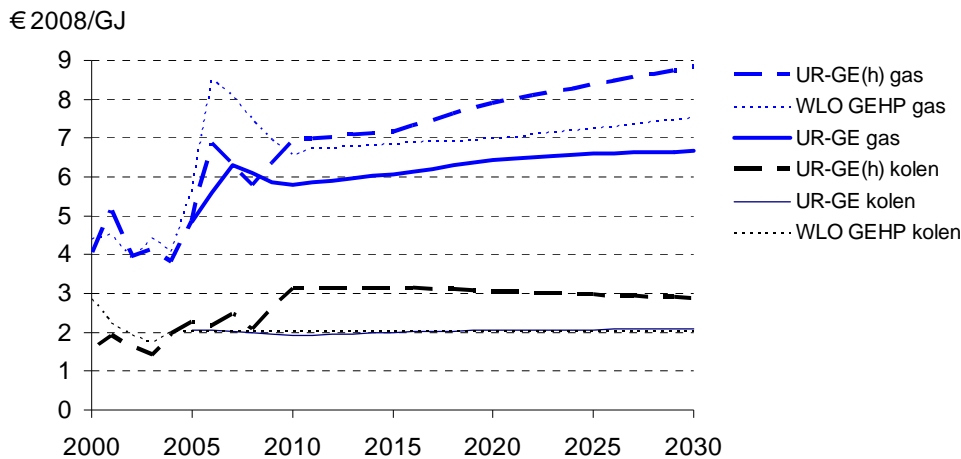
De brandstofprijzen in UR-GE en UR-GE(h) staan weergegeven in onderstaande figuur. De UR-GE prijzen zijn gebaseerd op de brandstofprijzen uit het EC/DG TREN scenario 'Trends to

⁵ De totale finale vraag betreft alle elektriciteit die gebruikt wordt, ook het eigen gebruik van elektriciteit door bedrijven die deze zelf opwekken met WKK-installaties.

2030 - update'. De hogere prijzen uit het UR-GE(h) scenario zijn gebaseerd op de brandstofprijzen uit de IEA World Energy Outlook 2008 (IEA, 2008). Ter vergelijking staan de prijzen uit het WLO GE 'Hoge Olieprijs' scenario (WLO GEHP) ook in de figuur weergegeven.

CO₂ prijs

De CO₂ prijs voor zowel UR-GE en UR-GE(h) in 2020 is gelijk aan 35 €/ton CO₂. Als gevoeligheidsanalyses zijn voor de elektriciteitsopwekking analyses uitgevoerd voor een prijs van 20 €/ton en 50 €/ton CO₂. Deze zijn tevens benut als een van de onzekere factoren die tot uiting komt in de onder en bovengrens in de recente Verkenning van Schoon & Zuinig door ECN/PBL (ECN/PBL, 2009; 2009b).



Figuur 2.2 Brandstofprijzen aardgas en kolen, UR-GE en UR-GE(h) scenario's

2.4 Nieuwe centrales in Nederland

De hausse van nieuwbouwplannen sinds 2005 leidt tot een wezenlijk ander beeld dan in de oude raming uit 2005 (ECN/MNP, 2005). T.o.v. die oorspronkelijke (GE, Global Economy) raming is er in 2020 ca. 4600 MW extra nieuwbouw van gasgestookt vermogen in het UR-GE scenario verondersteld. Die nieuwe gascentrales komen in de periode 2009-2012 in bedrijf. Een overzicht van deze centrales staan in onderstaande Tabel 2.1. Van het viertal plannen voor nieuwe kolencentrales worden er drie voldoende zeker verondersteld, in totaal bijna 3500 MW. Het betreft de plannen van E.ON en Electrabel, beide op de Maasvlakte, en van RWE in de Eemshaven. Over 10 jaar wordt een vierde nieuwe kolencentrale in bedrijf genomen. De Magnum centrale van Nuon wordt vooralsnog als nieuwe aardgasgestookte STEG verondersteld. Het eerder door Nuon opschorten van het besluit om er een kolenvergassingscentrale van te maken in verband met de sterk gestegen kosten, en de recente vernietiging van de milieuvergunning door de Raad van State⁶ zijn redenen om vooralsnog uit te gaan van een puur aardgasgestookte centrale.

⁶ Uitspraak en Persbericht 3 december 2008, zie o.a. <http://www.nuon.com/nl/pers/nieuwsfeiten/20081203/-index.jsp>.

Tabel 2.1 *Nieuwbouw centraal vermogen ('elektriciteitscentrales') tot en met 2020 (actualisatie referentieraming, zie ECN/PBL, 2009)*

Bedrijf	Locatie	Capaciteit [MW _e]	In bedrijf	Type	Elektrisch rendement (netto)	Status
Verondersteld als nieuwbouw in ramingen UR-GE en UR-GE(h)						
<i>Gasgestookt</i>						
Delta	Slogebied (Sloecentrale)	870	2009	STEG	58%	In aanbouw
Electrabel	Flevocentrale	870	2009	STEG	59%	In aanbouw
Enecogen	Rijnmond	840	2010	STEG	58%	In aanbouw
Essent	Moerdijk	400	Eind 2011	STEG, WKK	58% ⁴⁾	Beschikking 28-5-2008
Essent	Maasbracht (Maasbracht-C)	+635	2011	Upgrade Maasbracht-B tot STEG	58% ⁵⁾	Contracten getekend mei 2008
Intergen ³⁾	Rijnmond	419	2010	STEG	58%	In aanbouw
Nuon ¹⁾	Eemshaven (Magnum)	1300	2012	STEG	56%	In aanbouw
	<i>Totaal</i>	5334				
meer t.o.v. oude WLO-GEHP		4464	(In WLO GEHP was de Sloecentrale al voorzien)			
<i>Kolengestookt</i>						
E.ON	Maasvlakte (MPP-3)	1070	2012	poederkool	46% ²⁾	In aanbouw
Electrabel	Maasvlakte	800	2012	poederkool	46%	In aanbouw
RWE	Eemshaven	1600	2013	poederkool	46%	Bouw gestart
Nieuwkomer	Niet relevant	1000	2019	poederkool	46%	Model aanname
	<i>Totaal</i>	4470				
meer t.o.v. oude WLO-GEHP		270				
Plannen van bedrijven maar niet in UR-GE en UR-GE(h) ramingen verondersteld						
<i>Gasgestookt</i>						
Advanced wer	Po-Eemshaven	1200	2013	STEG	58-60%	Startnotitie 8-7-2008
Electrabel	Bergum	454	2014	onbekend	onbekend	Via Tennet aangemeld
NAM	Schoonebeek	130	2011	gas, STEG (WKK?)		Via Tennet aangemeld
Nuon	Amsterdam, Hemweg	max. 550	niet bekend	STEG, evt. WKK	min. 57%	Startnotitie 11-4-2008
Nuon	Diemen	max. 550 MW _e , max. 250 MW _{th}	niet bekend	STEG, WKK	min. 57%, elek. tot 80% totaal rendement	Startnotitie 11-4-2008
Onbekend	Maasvlakte	600	2011	gas	onbekend	Via Tennet aangemeld
Corus	Ijmuiden	max. 600	2012	HO-gas, STEG, WKK	onbekend	Startnotitie 16-10-2008
<i>Kolengestookt</i>						
Essent	Geertruidenberg	800	niet bekend	poederkool	46%	Plan opgeschort
Essent/Shell	Zuid-West Nederland	1000 MW	niet bekend	KV-STEG	46%	Haalbaarheidsstudie
C.GEN	Europoort	400-450	2012	KV-STEG	46%	Startnotitie 25-9-2008
C.GEN	Slogebied	400-450	Niet bekend	KV-STEG	46%	Melding in pers
Delta	Slogebied	Max. 2500	2018	kerncentrale		Startnotitie 25 juni 2009

Noten bij Tabel 2.1:

- 1) Omzettingsrendement is sterk afhankelijk van de brandstofmix. Voorkeursalternatief schetst een inzet van 60% kolen/biomassa (720 MW, rendement 45%) en 40% aardgas (480 MW, rendement 54%). Bij 100% aardgas kan het rendement oplopen tot 54% (lager dan de ca. 58% van de andere STEG's omdat de Magnum STEG's ontworpen worden voor syngas in plaats van aardgas). Nuon heeft het besluit voor een multi-fuel vergassingsinstallatie uitgesteld tot 2009. De bouw van een aardgasgestookte STEG (1400 MW) zal wel starten. Die zal evt. later worden voorzien van een kolen/biomassa vergassingsinstallatie.
- 2) Met 30% biomassa inzet, is het rendement 1%-punt lager (45%). Vooralsnog is geen biomassa meestook verondersteld (nog geen SDE-regeling).
- 3) Bouw gestart in januari 2008 (Persberichten, Intergen en Oxxio, 2007).
- 4) MER. Vollaasturen 7000 (verwachting, als start/stop eenheid) en 8200 (worst case t.a.v. emissies, dan basislast-eenheid). De beschikking (d.d. 29 mei 2008) meldt dat de STEG primair als flexibele pieklast eenheid is bedoeld, en in de nachtelijke uren veelvuldig zal zijn uitgeschakeld.
- 5) Persbericht Essent 29 mei 2008; eerder gaf MER: 56% bij aardgas; evt. bio-olie ketel: 42%; in dat geval ca. 52% gemiddeld (740 MW gas 160 MW bio-olie). Oude eenheid B was 37% (en 640 MW groot). Present, nummer 4, november 2008 geeft 58,8%.
- 6) Indien eenheid wordt gerealiseerd, zal hij op termijn de conventionele eenheid Hemweg-7 vervangen. Warmtelevering, waarschijnlijk dan stadsverwarming behoort tot de mogelijkheden. Nuon is van plan binnen 8-10 jaar wat oudere eenheden uit te faseren in de regio Utrecht en Amsterdam.
- 7) Bedoeld als extra WKK-eenheid voor stadsverwarming.
- 8) Startnotitie spreekt van kolen, petcokes (maximaal circa 25%, aardgas en schone biomassa (maximaal circa 25%). Concept zal capture ready zijn waarbij op termijn circa 85% van de CO₂ geproduceerd uit kolen, petcokes of biomassa zou kunnen worden afgevangen.
- 9) In de oude referentieraming RR-GE, uit 2005, (WLO-GHP, 2006) was 2400 MW (4000 MW) aan nieuwe kolen-centrales verondersteld, en werden geen oudere kolencentrales geamoveerd. Enkel de Sloecentrale was verondersteld als nieuwe aardgasgestookte centrale. De rest van de toename in het gasvermogen bestond uit decentrale WKK.
- 10) De genoemde netto rendementen zijn o.a. gebaseerd op (Seebregts & Daniëls, 2008).

Naast de in het UR-GE scenario veronderstelde nieuwbouw, bestaat er momenteel nog een aantal nieuwbouwplannen. Binnen de context van de veronderstellingen van de raming worden deze nieuwbouwplannen niet reëel geacht. Rond 2013 ontstaat er al een dusdanige overcapaciteit en een exportoverschot, dat verdere nieuwbouw niet logisch is. Pas tegen 2020 is er weer wat ruimte voor nieuwbouw in het centrale park. Bovendien groeit tevens de omvang van het decentrale WKK-vermogen en hernieuwbaar. Indien de interconnectiecapaciteit verder zou worden vergroot is er in potentie nog meer ruimte voor export. Zeer recent heeft Delta het voornemen bekend gemaakt om maximaal voor 2500 MW een nieuwe kerncentrale te willen bouwen (Delta, 2009).

TenneT (TenneT, 2009) heeft meegedeeld dat zij inmiddels al voor 25000 MW meldingen heeft om tot en met 2016 aan te sluiten. Hiervan heeft 9000 MW inmiddels een aansluitcontract. Voor de periode na 2016 is 5000 MW aan nieuwe kerncentrales aangemeld.

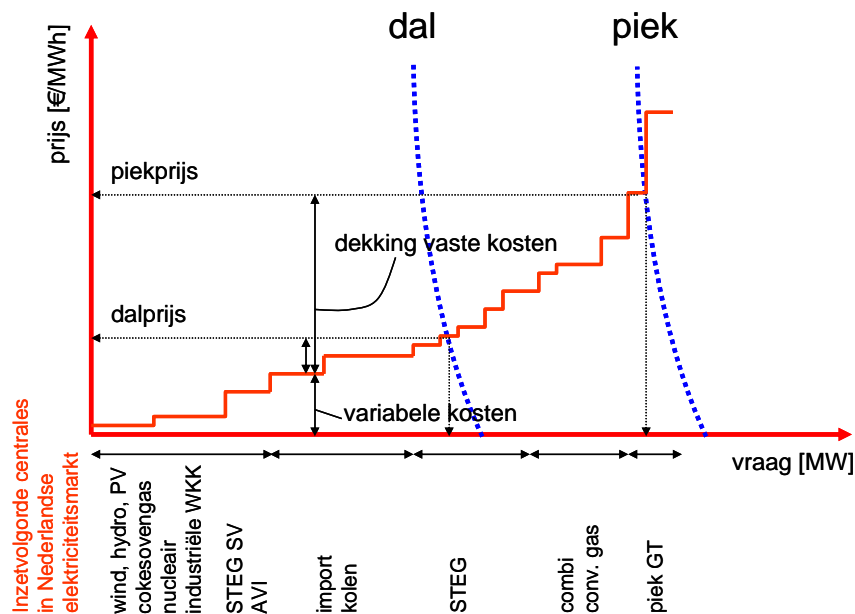
Levensduurverlenging en het uit bedrijf nemen van oud en inefficiënt opwekkingsvermogen

In tegenstelling tot de oude (GE-) raming wordt van de oudste twee kolencentrales, Gelderland-13 en Amer-17, verondersteld dat zij voor 2020 uit bedrijf worden genomen. Tevens worden een aantal oudere gascentrales in de periode 2015-2020 uit bedrijf genomen. Het betreft conventioneel ketelvermogen en combi-eenheden met een efficiency tussen de 38 en 43%. De variabele kosten van deze eenheden wegen niet meer op tegen de opbrengsten, en de concurrentie van nieuwer en veel efficiënter vermogen (zie ook Paragraaf 2.8.2).

2.5 Marginale aanbod curve (merit order)

Elektriciteitsprijs in de praktijk

De elektriciteitsprijs ligt in het algemeen wat boven de variabele kosten van de marginale centrale. Het verschil, de zogenaamde mark-up, wordt enerzijds bepaald door de mate van mededinging en anderzijds door de schaarste in de markt. Uitgaande van een markt met voldoende concurrentie zal hier nader worden ingegaan op de totstandkoming van elektriciteitsprijzen.



Figuur 2.3 Vraag- en aanbodcurve bepalen de elektriciteitsprijs: illustratie van het mechanisme

Bij een ruim aanbod van elektriciteitsproductiecapaciteit en bij voldoende mededinging zal deze mark-up relatief gering zijn. De elektriciteitsprijs ligt dan onder de integrale kostprijs (variabele + vaste kosten) van nieuwe centrales en het is niet aantrekkelijk om in een nieuwe centrale te investeren. Bij een toenemende elektriciteitsvraag ontstaat krapte in het stroomaanbod. De elektriciteitsprijs neemt niet alleen toe doordat de marginale elektriciteitsvraag wordt gedekt door een centrale met hogere variabele kosten, maar ook de mark-up zal toenemen. In zo'n situatie wordt deze extra opbrengst ook wel *scarcity rent* genoemd. De hogere elektriciteitsprijs geeft producenten een economische prikkel om de productiecapaciteit uit te breiden. Op dit moment is dat in de Nederlandse elektriciteitsmarkt het geval. Investeren in nieuw productievermogen is aantrekkelijk omdat de prijs boven de integrale kostprijs van nieuwe centrales ligt. Eind 2008 waren er van meerdere partijen initiatieven bekend voor nieuwbouw van centrales in Nederland, zie ook de eerdere Tabel 2.1. Ruim 11000 MW daarvan wordt als 'zeker' beschouwd op de termijn tot en met 2015. Dit is bijna gelijk aan de helft van het in Nederland opgestelde productievermogen eind 2007 (23800 MW).

Ter illustratie van het productiepark in 2020, is in onderstaande figuur de marginale aanbodcurve geschetst. Het betreft hier een totale nationale marginale aanbod curve, ook wel de 'merit order' genoemd naar de volgorde waarin productievermogen normaliter wordt ingezet: het vermogen met de laagste marginale kosten zal bij voorkeur eerder worden ingezet. De producenten hebben ieder hun eigen marginale curve die de merit order van hun eigen productiecapaciteit aangeeft.

Een marginale aanbod curve is op elk tijdstip in het jaar moment te maken, afhankelijk van de beschikbaarheid van productievermogen (of windaanbod) op dat moment. Centrales zijn af en toe in onderhoud of om andere redenen niet beschikbaar.

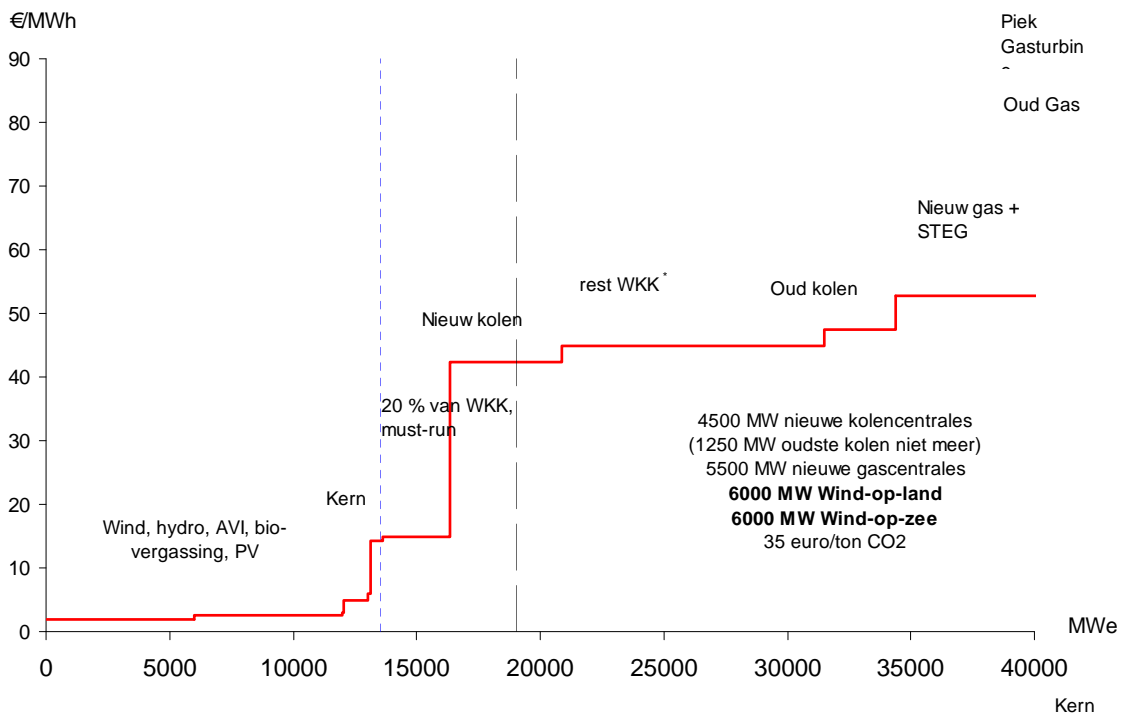
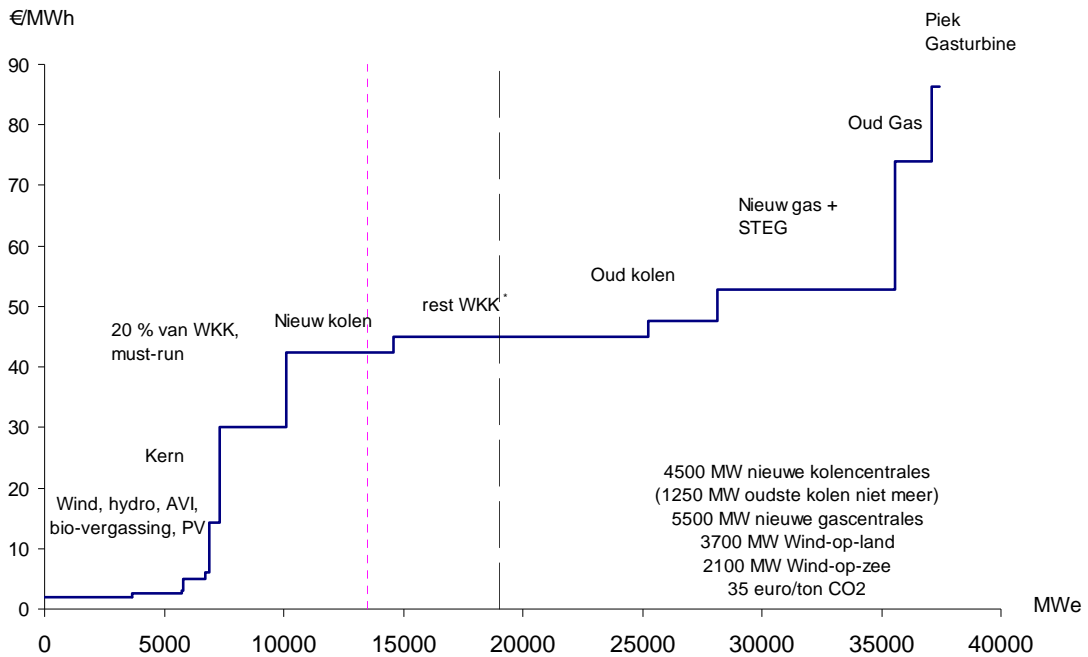
Ter indicatie zijn in de figuur een tweetal belastingsmomenten getekend, als illustratie voor een dal- en piekvraag. Op basis van de figuur, kan ook een aantal what-if's situaties worden geschetst:

1. Wat bij nog meer windvermogen, bijvoorbeeld oplopend tot 12000 MW? Deze situatie is in de onderste helft aangegeven. Bij vergroten wind tot 12000 MW (6000 MW op land en op zee) verschuift de curve naar rechts. Dit is een illustratie van het potentiële 'daluren issue', weliswaar in extremis en ter indicatie en illustratie geschetst. Opgemerkt dient te worden dat

de vraag vanuit het buitenland niet is verrekend. Daarmee verschuiven de vraaglijnen naar rechts.

2. Wat indien het kernvermogen wordt uitgebreid (n.a.v. startnotitie Delta)?
3. Wat bij windstil weer (geen windaanbod)?

In de praktijk en door het jaar heen is het aanbod wisselend, als gevolg van natuurlijke variabiliteit zoals bij windenergie, en als gevolg van onderhoud van productievermogen. In de illustratie is hiermee geen rekening gehouden.



Figuur 2.4 *Indicatieve en illustratieve marginale aanbod curves in 2020 (100% beschikbaarheid en zonder exportvraag). Boven: UR-GE. Beneden: Idem UR-GE, maar dan ter illustratie met windvermogen van 5800 MW tot 12000 MW uitgebreid*

Piek- en dalvraag in 2020

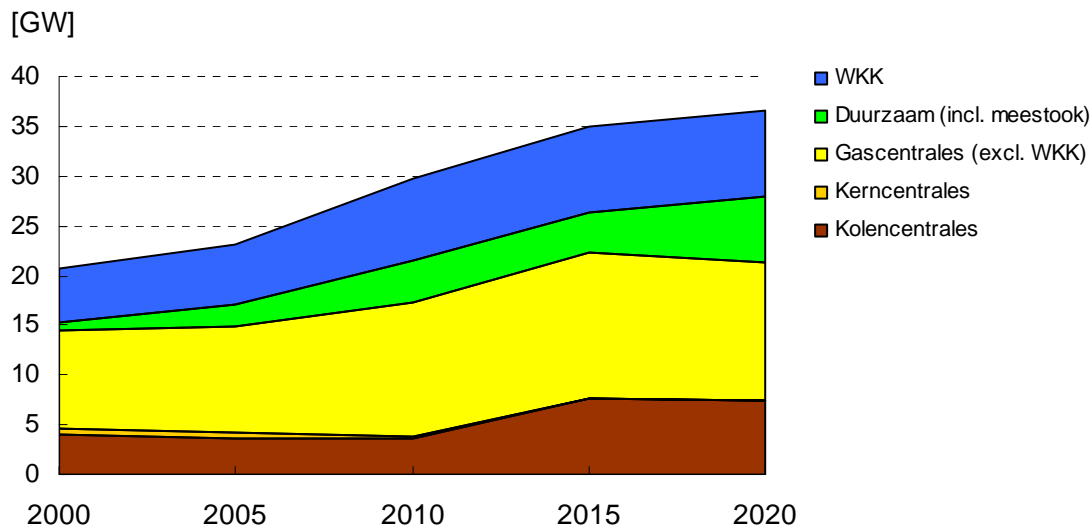
In de eerdere twee figuren is indicatief en illustratief een dal- en piekvraag getekend voor 2020, resp. 13500 en 18000 MW. Een betere schatting van deze dal- en piekvraag vereist nadere analyse van de onderliggende ECN raming berekeningen. Zo'n analyse zal onderdeel uitmaken van de ECN/PBL studie voor de nieuwe referentieraming die in 2010 gereed zal zijn. Tevens maakt mogelijke export ook onderdeel uit van de vraag. Zoals eerder gemeld, is er in UR-GE en UR-GE(h) spraken van netto export naar o.a. Duitsland.

Wat in ieder geval geconcludeerd kan worden uit de beide UR-GE en UR-GE(h) ramingen, is dat er in pieksituaties meer dan voldoende binnenlands productievermogen beschikbaar is om aan de piekvraag te voldoen. In 2020 is er meer dan 38000 MW beschikbaar, meer dan 50% meer dan wat Nederland eind 2008 aan capaciteit had opgesteld (ca. 24000 MW).

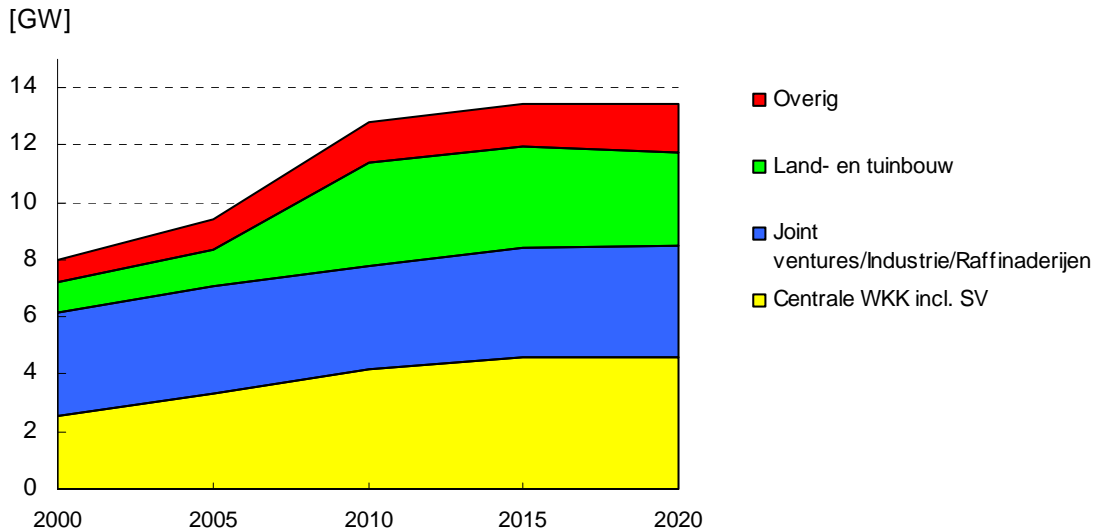
2.6 Het elektriciteitspark in 2020: opgesteld vermogen en de productiemix

2.6.1 Opgesteld vermogen: capaciteit mix (GW)

In de Bijlage A wordt in iets meer detail het opgestelde productievermogen in 2020 geschetst, conform de laatste actualisatie van de referentieramingen. Voor de UR-GE raming staan in onderstaande figuren de opgestelde vermogen tot 2020 weergegeven.



Figuur 2.5 Opgesteld totale productievermogen in Nederland, UR-GE raming



Figuur 2.6 *Onderverdeling WKK vermogen, UR-GE raming*

De productieparken in UR-GE en UR-GE(h) verschillen in zeer beperkte mate:

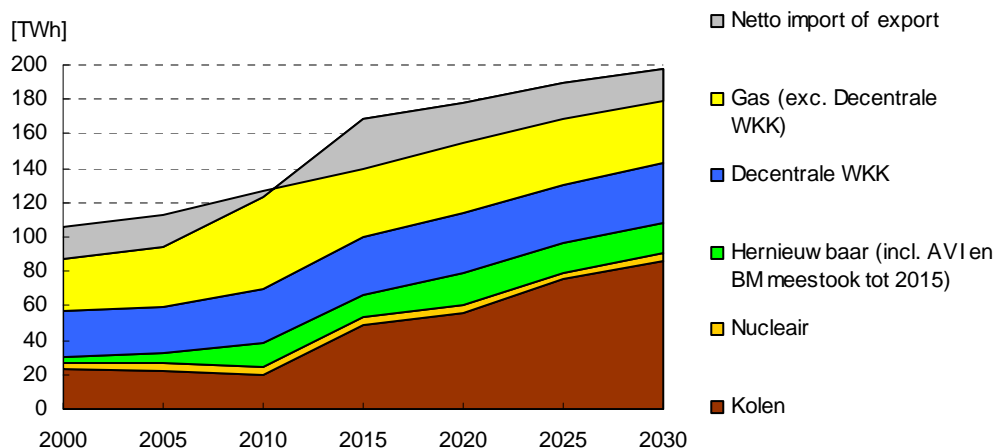
- In UR-GE(h) wordt ca. 200 MW meer wind op zee geplaatst, en ruim 50 MW meer kleinschalige biomassa.
- In UR-GE(h) wordt ca. 220 MW minder WKK in de industrie en raffinaderijen geplaatst.

2.6.2 Ontwikkeling productie mix (TWh)

De werkelijke inzet van het productievermogen, de productiemix in termen van TWh, wordt bepaald door de combinatie van de:

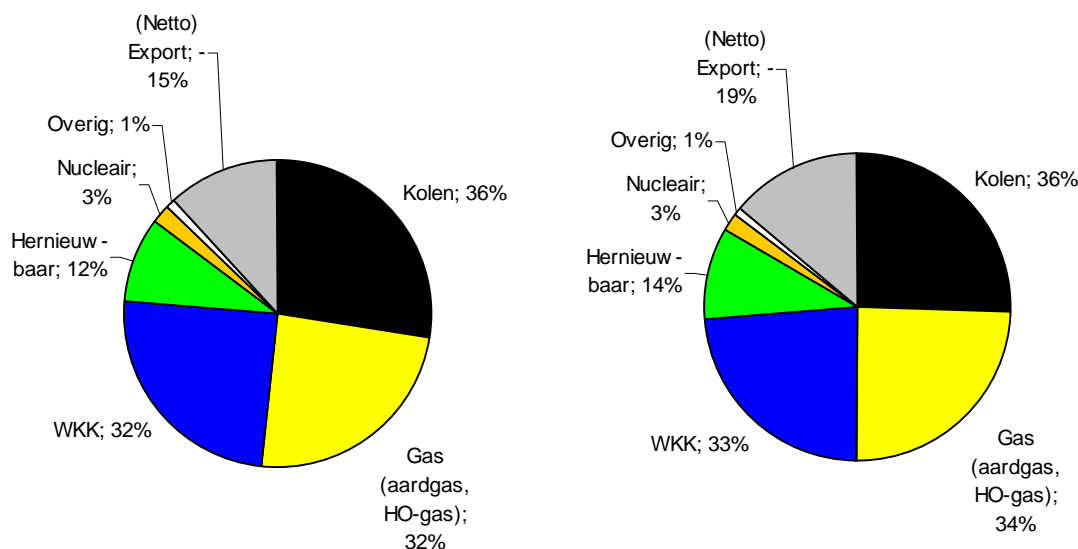
1. Marginale kosten ten opzichte van de elektriciteitsmarktprijs; deze worden vooral bepaald door de hoogte van de brandstof- en CO₂ prijzen. Zie tevens sectie 2.8.2.
2. Hoogte van de vraag naar elektriciteit (zie Figuur 2.1).
3. Plaats van het deel van het betreffende productievermogen in de merit order (zie), in het bijzonder voor de betreffende producent. Die producent kent ieder zijn eigen merit order binnen de portfolio aan capaciteit die hij bezit.

De ontwikkeling van de productiemix in de UR-GE raming staat weergegeven in Figuur 2.7. Duidelijk te zien is de sterke stijging van de inzet van kolen na 2010, en een tijdelijke toename in de inzet van het centrale gasvermogen. Dat wordt vooral veroorzaakt door de toename van dit gasvermogen in de jaren 2009-2010. Kort na 2010 slaat de netto import om naar netto export van stroom.



Figuur 2.7 Productiemix Nederland, UR-GE raming

In Figuur 2.8 staat de productiemix voor beide ramingen in het jaar 2020 samengevat. De verschillen tussen beide ramingen zijn zeer beperkt. De hogere brandstofprijzen in UR-GE(h) maken NL nog wat aantrekkelijker t.o.v. Duitsland. De netto export is groter dan in UR-GE (19% vs. 15%). De extra hernieuwbaar, extra WKK, en extra gas t.o.v. UR-GE wordt vooral naar export ingezet. De productie mix is sterk afhankelijk van de inzet van het beschikbare productievermogen op basis van vigerende brandstof- en CO₂ prijzen, en elektriciteitsvraag in het betreffende jaar.

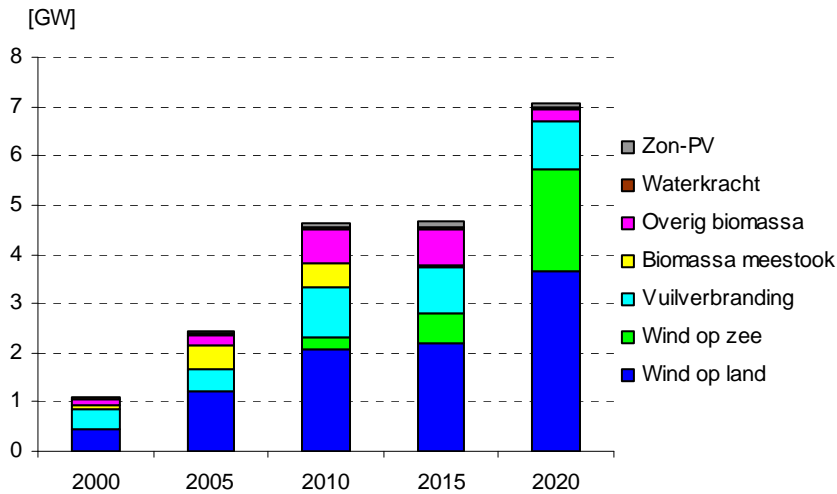


Figuur 2.8 Brandstof(productie)mix in 2020: UR-GE met PRIMES 2008 brandstofprijzen (links), en UR-GE(h) met hogere WEO2008 brandstofprijzen (rechts). Percentages zijn ten opzichte van Nederlandse elektriciteitsvraag

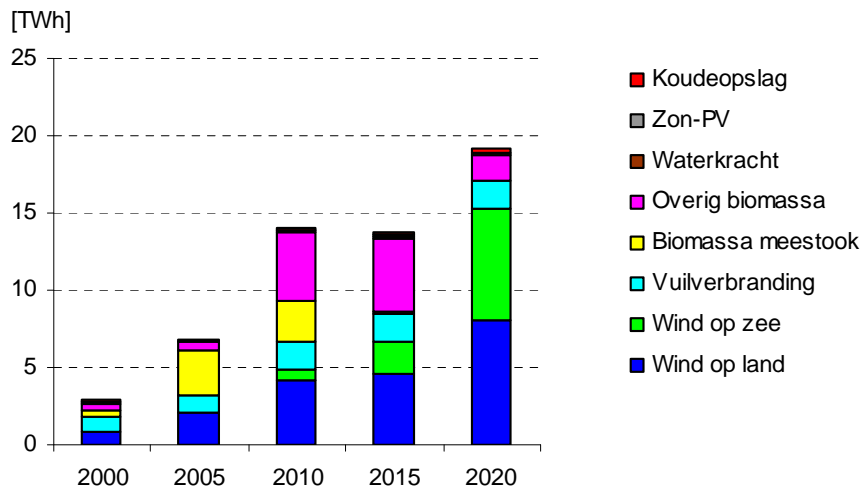
In de ingezette mix aan brandstoffen voor de productie in 2020 is er in UR-GE(h) ca. 8 PJ meer inzet aan kolen en 31 PJ minder aardgas. Dit verschil wordt vooral veroorzaakt door de onderlinge prijsverhouding tussen aardgas- en kolenprijs. In UR-GE(h) is die verhouding iets ongunstiger voor aardgas.

2.6.3 Hernieuwbare elektriciteit

In onderstaande figuren wordt - ter indicatie - het hernieuwbare deel van het productiepark geschetst. Het hernieuwbare deel van het park is in 2020 ca. 18%-19% van het totaal opgestelde vermogen, zie Figuur 2.9. Het komt voor UR-GE uit op ca. 6600 MW op een totaal van 38000 MW⁷. De belangrijkste bijdrage komt van windenergie. In 2020 staat ca. 3600 MW op land opgesteld, en 2100 MW op zee. Ook qua productie neemt windenergie het grootste deel voor zijn rekening. In 2020 is de productie ca. 15 TWh, op een totaal van bijna 19 TWh, zie Figuur 2.10. Biomassa meestook wordt - met het aflopen van de MEP-beschikkingen, en het ontbreken van een SDE-regeling of een verplichting tot het meestoken van biomassa, niet meer toegepast na 2015.



Figuur 2.9 *Hernieuwbaar productievermogen, UR-GE*



Figuur 2.10 *Hernieuwbare productiemix, UR-GE*

⁷ In de figuur is het biogene deel van AVI's meegeteld bij 'Vuilverbranding'. Ca. 1000 MW vanaf 2010, waarvan ca. 500 MW dus als hernieuwbaar is te schetsen. Jaarlijks wordt dit aandeel biageen vastgesteld. In 2007 was het 48% (Duurzame Energie in Cijfers).

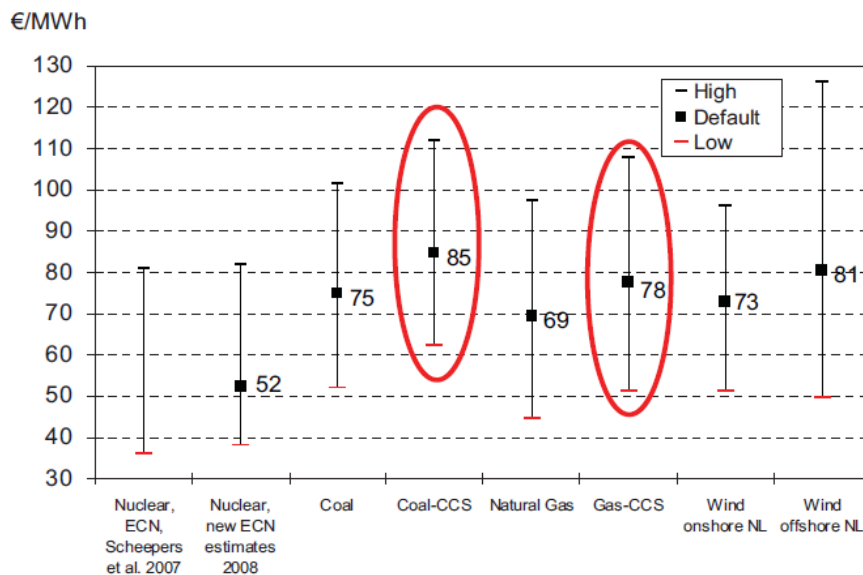
2.7 Effect op exportsaldo

Het exportsaldo is in UR-GE 24 TWh; in UR-GE(h) is dat saldo ca. 30 TWh, en met die laatste waarde bijna maximaal gegeven de veronderstelde omvang van de interconnectie verbinding tussen Nederland en Duitsland. In Bijlage B staan meer details over het exportsaldo.

2.8 Kosten in 2020

2.8.1 Kosten van nieuwbouw

Voor fossielgestookte nieuwbouw die in het komende decennium in bedrijf kan komen, heeft ECN vorig jaar kostenschattingen gemaakt voor de integrale kostprijs (ref. Seebregts & Groenenberg, 2009). Voor de hernieuwbare opwekking is daarbij het SDE-DE rapport leidend geweest (Lensink et al. 2008). Voor de fossielgestookte centrales en voor kernenergie heeft ECN zelf nieuwe veronderstellingen gemaakt, en daarbij tevens de belangrijkste onzekerheden in kaart gebracht en gekwantificeerd.



Figuur 2.11 *Integrale productiekosten van elektriciteitsopwekking vanuit investeerdersperspectief, ECN schattingen voor nieuw productievermogen dat in periode 2015-2020 stroom gaat leveren*

Bron: Seebregts & Groenenberg, 2009.

Tabel 2.2 *Veronderstelling berekeningen integrale kosten*

Onzekere factor		Laag	Default	Hoog
Kolenprijs	[€/GJ]	2	3	4
Gasprijs	[€/GJ]	4	7	10
CO ₂ prijs	[€/ton CO ₂]	20	35	50

In (Seebregts & Groenenberg, 2009) zijn ook de andere techno-economische aannames vermeld. De default brandstofprijzen zijn niet geheel gelijk aan die van UR-GE en UR-GE(h) in 2020, maar passen wel bij de bandbreedte/paden van die scenario's. De schattingen voor windenergie zijn gebaseerd op SDE-DE 2008 waarden (Lensink et al, 2008). De fossiele en nucleaire opties zijn eigen schattingen van ECN.

2.8.2 Marginale kosten

Voor de inzet van het productievermogen zijn de marginale kosten van belang. Dit betreft vooral de brandstofkosten en de CO₂ kosten. In veel mindere mate betreft het variabele B&O (Be-diening & Onderhoud) kosten. Deze zijn in onderstaande tabel verwaarloosd.

Ter indicatie zijn voor het jaar 2020 bij onderstaande aannames (zie Tabel 2.3) de marginale kosten van brandstof en CO₂ bepaald, voor resp. kolen- en gascentrales, met daarbij horende ty-pische omzettingsrendementen voor zowel nieuwe als oude centrales.

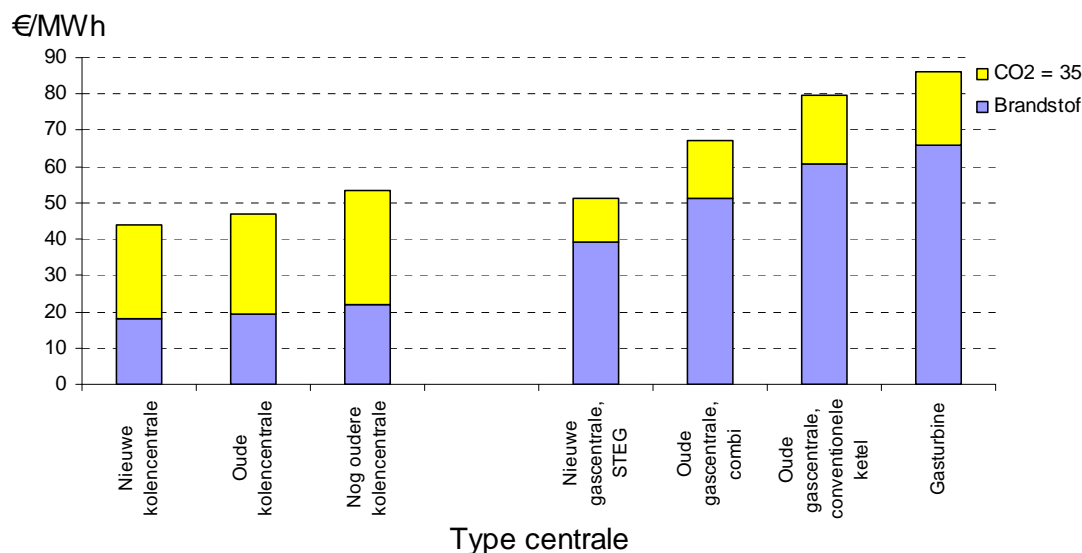
Tabel 2.3 *Aannames voor bepalen marginale kosten, waarden in 2020 voor UR-GE en de UR-GE(h) waarden)*

Aannames bij deze getallen zijn:		UR-GE	UR-GE(h)
Kolenprijs	[€GJ]	2,1	3,0
Gasprijs	[€GJ]	6,4	7,9
CO ₂ prijs	[€ton CO ₂]		35
CO ₂ emissiefactoren			
Kolen	[kg/GJ]		94,7
Aardgas	[kg/GJ]		56,8

De resulterende marginale kosten staan in Tabel 2.4 en Figuur 2.12 weergegeven.

Tabel 2.4 *Marginale kosten van fossiele elektriciteitsopwekking, 2020, UR-GE*

Type centrale	Netto efficiency [%]	Brandstof [€MWh]	CO ₂ , 35 €ton [€MWh]	Totaal [€MWh]
Nieuwe kolencentrale	46	18,0	25,9	44
Oude kolencentrale	43	19,3	27,7	47
Nog oudere kolencentrale	38	21,8	31,4	53
Nieuwe gascentrale, STEG	59	39,1	12,1	51
Oude gascentrale, combi	45	51,2	15,9	67
Oude gascentrale, conventionele ke-tel	38	60,6	18,8	79
Gasturbine	35	65,8	20,4	86



Figuur 2.12 *Marginale kosten oude en nieuwe fossielgestookte centrales UR-GE scenario, 2020*

Hierbij blijkt dat voor nieuwe centrales de marginale kosten lager zijn dan de gemiddelde marktprijs (peak en off-peak) voor elektriciteit rond 2020 (ca 65 €/MWh). Voor nieuwe kolencentrales is dat 44 €/MWh; voor nieuwe gascentrales is dat ongeveer 51 €/MWh. Bestaande kolencentrales met een netto omzettingsrendement van 38-43%, blijken op termijn te duur om ingezet te worden indien de verschillende producenten optimaliseren binnen hun eigen productiepark. Dat geldt in het bijzonder voor de oudste kolencentrales. Deze centrales liggen in de merit order aan de rechterkant van de curve, zie ook Figuur 2.4.

3. Gevoeligheidsanalyses voor UR-GE raming

Deze sectie gaat kort in op de mogelijke kwantitatieve effecten voor de volgende factoren:

1. Andere CO₂ prijzen, 20 en 50 €/ton i.p.v. de 35 €/ton CO₂.
2. 35% hernieuwbare elektriciteit in 2020.
3. Andere elektriciteitsvraag (lager en hoger).
4. Geen uitfaseren van kernenergie in Duitsland, en verdere uitbreiding van interconnectie met Duitsland.

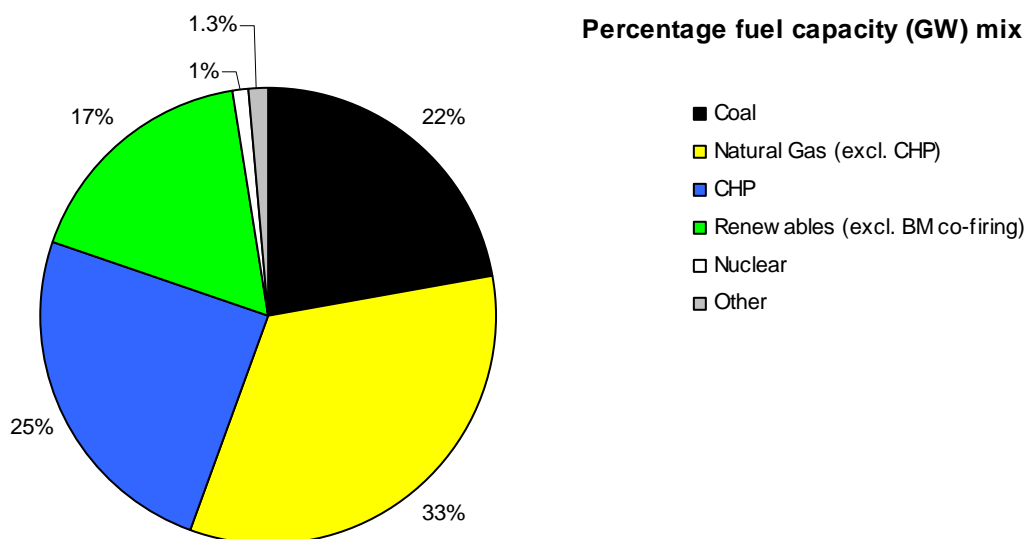
Deze gevoeligheidsanalyses zijn uitgevoerd op basis van de UR-GE raming.

3.1 Andere CO₂ prijzen

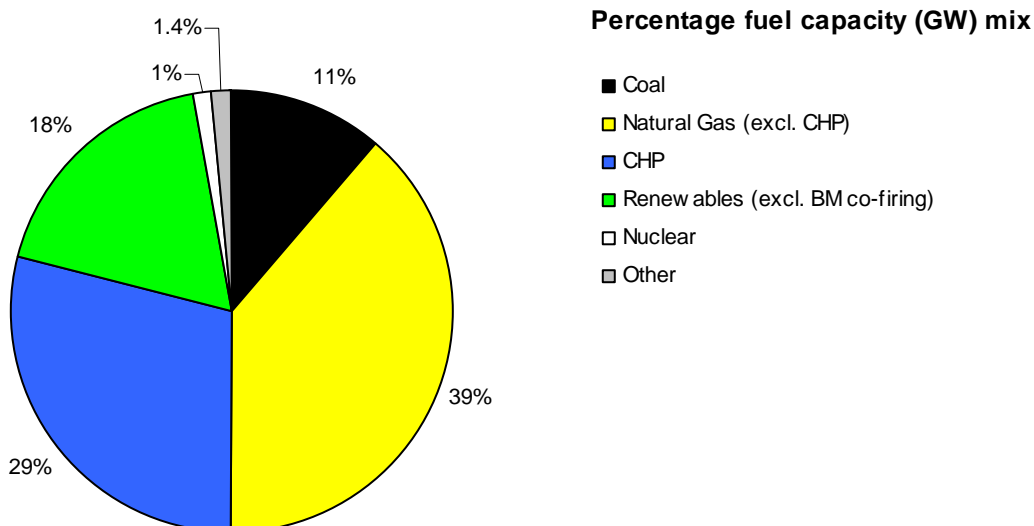
In de actualisatie van de ramingen zijn beperkte gevoeligheidsanalyses uitgevoerd bij een lagere (20 €/ton) en een hogere CO₂ prijs (50 €/ton). De verschuivingen in de productiemix zijn dan:

- Bij een CO₂ prijs van 20 €/ton kunnen de oudste kolencentrales nog rendabel blijven draaien. Het aandeel kolen neemt dan wat toe.
- Bij een hogere CO₂ prijs neemt het aandeel kolen flink af (van xx naar yy%). Dit gaat ten gunste van vooral meer aardgas (incl. WKK, in totaal gas van aa% naar bb%).

In de gevoeligheidsanalyses is niet in detail naar de effecten van het aandeel hernieuwbaar gekeken. Bij een hogere CO₂ prijs neemt de marktprijs voor elektriciteit toe. Hierdoor kan er bij hetzelfde veronderstelde SDE budget meer hernieuwbare productie worden gesubsidieerd. Bij een lagere CO₂ prijs kan er bij een vast budget juist minder hernieuwbare productie worden gesubsidieerd.



Figuur 3.1 Productie capaciteitsmix UR-GE, met lagere CO₂ prijs (20 €/ton)



Figuur 3.2 Productie capaciteitsmix UR-GE, met hoger CO₂ prijs (50 €/ton)

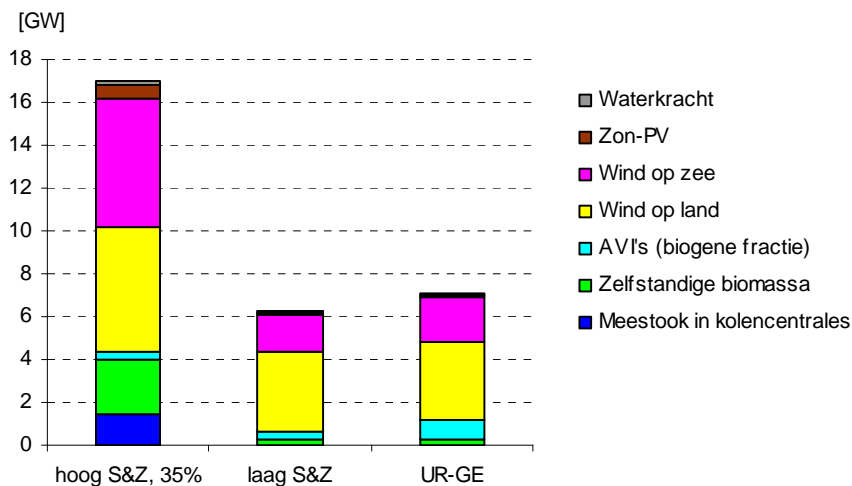
Effecten op exportsaldo van een andere CO₂ prijs

Bij een lagere CO₂ prijs, neemt het exportsaldo af van 25 tot 13 TWh. Bij een hogere CO₂ prijs neemt het exportsaldo met 5 TWh tot 30 TWh. Daarmee is het maximum bereikt, onder de veronderstellingen van de UR-GE raming.

3.2 35% aandeel van hernieuwbaar productievermogen in 2020

Als hoge variant in de Verkenning Schoon & Zuinig (ECN/PBL, 2009) is uitgerekend wat een 35% aandeel hernieuwbare elektriciteit in 2020 betekent. Volgens (EZ, 2009) verdubbelt de hernieuwbare productieontwikkeling dan iedere vier jaar. Hierbij ligt in 2015 het aandeel hernieuwbare elektriciteit op 17,5% en in 2020 op 35%. De ondersteunde portfolio aan hernieuwbare elektriciteitsopties is niet de goedkoopste. De portfolio is evenwel in lijn met de beoogde openstellingen van categorieën binnen de SDE van 2008-2011.

De toename in de hernieuwbare elektriciteitsproductie in de '35%-analyse' die als basis voor de 'hoog' verkenning Schoon & Zuinig is bepaald, gaat vooral door een toename in de omvang van windenergie en kleinschalige biomassa, zie Figuur 3.3. In 2020 is dan bijna 12 GW windenergie beschikbaar, 6 GW op zee (21 TWh) en 6 GW (ruim 13 TWh) op land. Deze 12 GW aan windvermogen is ongeveer even groot als de dal vraag in 2020 (zie ook Figuur 2.4), hoewel daarvoor nadere analyse nodig die buiten de reikwijdte van deze inventariserende studie valt.



Figuur 3.3 *Hernieuwbare productiecapaciteit, UR-GE en de 2 verkenning Schoon & Zuinig varianten*

Bron: ECN/PBL, 2009, ECN-E-09-022.

3.3 Mutaties in elektriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag in de laatste actualisatie van de referentieramingen is gebaseerd op het GE scenario, en daarmee relatief hoog, nl. 156 TWh in 2020.⁸

Extra besparing en economische groei

Toekomstige ontwikkelingen kunnen de vraag beïnvloeden. Voorbeelden van oorzaken voor een lagere vraag zijn:

1. Meer besparing op elektriciteit bijvoorbeeld door extra voorgenomen beleid zoals in Verkenning Schoon & Zuinig (ECN/PBL, 2009b) in kaart gebracht; of
2. een lagere economische groei (zoals bijvoorbeeld in het WLO Strong Europe scenario).

Meer elektrificatie van de energievoorziening: elektrische auto's

Een verdere elektrificatie van de energievoorziening, bijvoorbeeld door een forse groei van het elektrisch vervoer zou ervoor kunnen zorgen dat de besparing op elektriciteitsvraag getemperd wordt, of dat er mogelijk zelfs sprake van een hogere elektriciteitsvraag is.

In de 'Innovatie in het wegverkeerstudie' van ECN (Hanschke et al, 2008) is een extra vraag van 2,4 TWh aan elektrisch personenvervoer geschetst, gebaseerd op bijna 1 miljoen auto's. In een eerdere beoordeling van de TenneT scenario's voor 2030, is de extra belasting door elektrisch vervoer geschat op 3000 tot 5000 MW in de nachtperiode en 1000 tot 2000 MW overdag (Scheepers et al., 2007). Hierbij is dan ca. 40-50% van het personenvervoer een plug-in hybride of volledig elektrisch.

3.4 Buitenlands aanbod en marktkoppelingen binnen Noordwest Europa

In het kader van de actualisatie zijn veronderstellingen gemaakt over de ontwikkeling in de buurlanden. Deze worden in de paragraaf toegelicht.

⁸ Het Strong Europe scenario, met een gemiddelde groei van BNP van ca. 2 %/jr, komt tot een vraag van 139 TWh, zie ook Figuur 2.1.. Deze waarde is ongeveer gelijk aan de vraag waarvan de AER voor 2020 uitgaat (AER, 2008).

3.4.1 Interconnectie verbindingen: verdere toename verwacht

Via de relatief grote interconnecties met buitenlandse elektriciteitsmarkten kan Nederland, afhankelijk van de prijsverschillen tussen de nationale markten, elektriciteit importeren of exporteren. In de raming wordt er vanuit gegaan dat Nederland elektriciteit uitwisselt met vijf landen: België, Frankrijk, Duitsland, Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. Sinds 2008 is de NorNed (700 MW) verbinding volledig operationeel. De BritNed zal een omvang hebben van 1000 MW. Net als in Nederland wijzigt ook in deze landen de samenstelling van het productiepark. De ontwikkeling van de samenstelling van het buitenlandse productiepark is grotendeels gebaseerd op de PRIMES baselines (EC, 2008). Bij het bepalen van de marginale kosten van de buitenlandse centrales, wordt een consistente koppeling tussen de gehanteerde brandstof- en CO₂-prijzen in Nederland en de buurlanden verondersteld. Zo wordt verondersteld dat Nederland een iets lagere aardgasprijs heeft dan Duitsland, België en het Verenigd Koninkrijk vanwege vooral lagere transportkosten.

Inmiddels is er zekerheid over een extra verbinding tussen Nederland en Duitsland (rond 2013, tussen 1000 en 2000 MW). TenneT onderzoekt tevens de mogelijkheid van een nieuwe verbinding tussen Nederland en Denemarken (Cobra kabel). Deze zijn nog niet in de laatste raming verondersteld.

Tabel 3.1 *Nieuw geplande extra interconnectie verbindingen Nederland*

Verbinding	Land	Omvang [MW]	Gereed, status
BritNed	Verenigd Koninkrijk	1000	2011 (2008 bouw gestart)
	Duitsland	1000 tot 2000	2013 (besluit genomen)
CoBra	Denemarken	600-700	2016 (2009: business case; 2012 details, besluit)

Op de termijn van 2012 en daarna, en bij de relatief hoge CO₂-prijzen, is de omslag van Nederland naar netto exporteur van elektriciteit vrij robuust. Dat geldt zeker indien voor het Duitse productiepark de kerncentrales worden uitgefaseerd en het vervangende nieuwe vermogen grotendeels fossiel gestookt zal zijn.⁹ De meest recente eigen Duitse referentieramingen gaan uit van die uitfasering en vervanging. Een nucleaire uitfasering is tevens voor België voorzien. In het Verenigd Koninkrijk (VK) wil men voor 2020 de oudste kerncentrales door nieuwe kerncentrales vervangen. Indien het vervangende vermogen in het VK grotendeels fossiel zal zijn, leidt dat naar verwachting ook tot netto export van Nederland naar het VK (via de BritNed kabel). Tevens heeft Nederland door haar gaspositie een iets lagere aardgasprijs. Zo zullen de transportkosten voor aardgas gemiddeld lager zijn. Het VK wordt een netto importeur van aardgas.

De veel hogere CO₂-prijzen dan in de oude raming verondersteld, en daarbij tevens de extra nieuwbouw, zijn de belangrijkste factoren die de concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitsproductie verbeteren. Het Duitse park kan zich minder snel aan deze omstandigheden aanpassen. Tevens biedt Nederland een extra voordeel dankzij kustlocaties met voldoende koelwatermogelijkheden en relatief goedkopere aanvoerkosten voor steenkool. Dit voordeel blijkt ook uit de hausse van de huidige nieuwbouwplannen in Nederland, waaronder die van producenten van Duitse oorsprong (E.ON, RWE).

⁹ Een gevoeligheidsanalyse waarbij het Duitse nucleaire vermogen na 2015 niet meer wordt uitgefaseerd en waarbij er navenant minder nieuw fossiel vermogen wordt geplaatst, heeft forse effecten op het exportsaldo met Duitsland. Dat loopt dan terug (met ca. 6 TWh). Bij de inschatting van onzekere factoren is hiermee in de actualisatie van de referentieramingen rekening gehouden.

3.4.2 Geen uitsfaseren van kerncentrales in Duitsland

Een gevoeligheidsanalyse waarbij het Duitse nucleaire vermogen na 2015 niet meer wordt uitgefaseerd en waarbij er navenant minder nieuw fossiel vermogen wordt geplaatst, heeft forse effecten op het exportsaldo met Duitsland. Dat loopt dan terug (ca. 6 TWh). Bij de inschatting van onzekere factoren is hiermee in de actualisatie van de referentieramingen rekening gehouden. Op dit moment wordt in Duitsland niet meer vastgehouden aan het uitsfaseren van de bestaande kerncentrales (de zogenaamde 'Atomausstieg'). De nieuwe coalitie van CDU/CSU/FDP heeft de uitsfasering opgeschort. Zelfs levensduurverlenging wordt onderzocht. Wel houdt men vast aan geen nieuwbouw van kerncentrales (CDU/CSU/FDP, 2009). In andere Europese landen als Zweden en Italië wordt na een eerder moratorium op nieuwe kerncentrales op dit moment serieus gedacht aan nieuwe kerncentrales.

3.4.3 Uitbreiding interconnectie met Duitsland

Een gevoeligheidsanalyse waarbij rond 2013 de verbinding met het Duitsland met 1500 MW wordt uitgebreid, levert in de UR-GE raming in 2020 een toename van 6 TWh in de netto export (op basis van berekeningen met het POWERS model). De mogelijke uitbreiding met een kabel naar Denemarken, met 600-700 MW wordt momenteel door TenneT nader onderzocht. Het effect van zo'n uitbreiding is door ECN nog niet onderzocht. In de nieuwe referentieraming van ECN/PBL in 2010 zal dat nader onderzocht worden.

4. Deel II: mogelijke problemen en oplossingsrichtingen

In deze sectie wordt indicatief ingegaan op een aantal mogelijk problemen die kunnen ontstaan indien de brandstofmix in de toekomst verandert, in het bijzonder door een veel groter aandeel intermitterend hernieuwbaar productievermogen. De hieronder geschetste mogelijke ontwikkelingen, mogelijke problemen en daarbij mogelijke oplossingsrichtingen, zijn zeer indicatief. De problematiek vereist een meer gedetailleerde analyse die echter buiten de reikwijdte van deze inventarisatie studie valt.

4.1 Welk effect zal congestiemanagement en voorrang voor duurzaam hebben?

4.1.1 Wat is congestiemanagement nu?

Congestiemanagement is de op dit moment toegepaste korte termijn oplossing voor het probleem dat in sommige periodes producenten meer elektriciteit op een deel van het netwerk willen en volgens het programma moeten invoeden dan er daar verbruikt wordt en afgevoerd kan worden. Aan producenten binnen het congestiegebied wordt gevraagd om hun netto-productieverplichting aan te melden bij de netbeheerder. Tevens wordt gevraagd hoeveel zij bereid zijn te betalen om af te zien van de productie waar zij zich toe verplicht hebben: denk bijvoorbeeld aan de uitgespaarde brandstofkosten. Aan producenten buiten het congestiegebied wordt gevraagd voor welke prijs zij bereid zijn extra te produceren. Op basis van de biedingen wordt de goedkoopste oplossing gezocht voor vervangende productie buiten het congestiegebied van de tijdelijke productiereductie in het congestiegebied. De kosten van die oplossing worden meegenomen in de landelijke transportkosten en aldus gesocialiseerd. Congestiemanagement is een alternatief voor een restrictief aansluitbeleid, dat gericht is op het voorkomen van congestie door investeringen in nieuwe productie aan beperkende voorwaarden te binden.

4.1.2 Het effect van congestiemanagement

Het beleid is erop gericht congestie steeds op te lossen door zo snel als redelijkerwijs mogelijk is de transportinfrastructuur aan te passen. Dat betekent dat congestiemanagement gezien kan worden als een plaatselijk en tijdelijk fenomeen. Structurele en lange termijn gevolgen van congestiemanagement zijn dan niet te verwachten. De invloed van congestiemanagement op de ontwikkeling van het Nederlandse productiepark tot 2020 en daarna kan beperkt blijven; het investeringsklimaat voor nieuw vermogen wordt niet beïnvloed door dreigende congestie. Als uit nader onderzoek zou blijken dat congestie toch op veel plaatsen vaak en langdurig zou kunnen gaan optreden, dan zal de invloed op de ontwikkeling van het productiepark afhangen van het definitieve congestiemanagementsysteem dat gekozen zal worden.

4.1.3 Naar een wettelijke regeling voor congestiemanagement en voorrang voor duurzaam

Er wordt momenteel gewerkt aan een wettelijke regeling van congestiemanagement. Een van de elementen van het wetsvoorstel heeft betrekking op de toegankelijkheid van het net voor duurzame elektriciteit (inclusief elektriciteit uit hoogrenderende WKK-installaties). Kern daarvan is dat in geval van congestie duurzame productie voorrang krijgt. Hoe de voorrangsregeling uitgewerkt zal worden, is nog niet duidelijk. Een eerste mogelijke invulling is dat duurzame producenten niet mogen participeren in het congestiemanagementsysteem: ze mogen niet meebieden en moeten blijven produceren. De overige producenten in het congestiegebied zullen dan tijdens de congestieperiode hoe dan ook voldoende productiecapaciteit uit bedrijf moeten ne-

men. Een tweede invulling is dat duurzame producenten wel mogen participeren en mee mogen bieden, maar dat niet hoeven.

Voor windenergie geldt dat de marginale productiekosten laag zijn, ca. 11 €/MWh (Lensink et al, 2009). Door het niet produceren missen de windpark exploitanten inkomsten ruwweg in de orde van 34 €/MWh (het SDE-subsidietarief van 94 €/MWh minus een jaargemiddelde elektriciteitsprijs van ca. 60 €/MWh). Windbiedingen zullen dus pas worden afgeroepen, als er prijzen lager dan tussen de -66 en -30 €/MWh. De SDE-subsidietarieven hangen namelijk af of het aantal vollasturen onder of boven de 1760 uren per jaar ligt. Voor minder dan 1760 vollasturen geldt een hoger subsidietarief.

Andere duurzame categorieën en WKK hebben hogere marginale productiekosten. Participatie in congestiemanagement kan bijdragen aan het verlagen van de kosten daarvan. Voor zover het voorstel beoogt de feitelijke productie van duurzaam vermogen op peil te houden, ook als er sprake is van congestie, lijkt uitsluiting van deelname aan het systeem van congestiemanagement voor de hand te liggen. In het wetsvoorstel is ook sprake van onderzoek naar manieren om de kosten van congestie meer bij de veroorzakers van congestie te leggen in plaats van te socialiseren. Als voorrang voor duurzaam zou betekenen dat duurzame producenten in congestiegebieden en congestieperiodes niet met de kosten daarvan geconfronteerd zullen worden, ook al dragen ze er wel aan bij, dan zullen de kosten uitsluitend op niet-duurzame producenten drukken. Dat kan gevolgen hebben voor de ontwikkeling van het productiepark (capaciteitsmix) en de productiemix, uiteraard afhankelijk van de omvang van de congestie en de kosten.

4.1.4 Alternatieven voor congestiemanagement

De conclusies van de vorige paragrafen gaan op voor een tijdelijk systeem van congestiemanagement in afwachting van transportinfrastructuuruitbreiding. Het is ook denkbaar dat plaatselijke productieoverschotten niet meer zo snel als mogelijk gevolgd zullen worden door aanpassing van de transportinfrastructuur. Dat zou de reactie kunnen zijn op een steeds verder uiteengroeien van elektriciteitsvraag en elektriciteitsaanbod met als gevolg steeds hogere transportkosten.

Een eerste alternatief is dan om in plaats van congestiemanagement een ander aansluitbeleid te gaan formuleren en implementeren. Dat zou kunnen inhouden dat regionale aansluiting van nieuw producerend vermogen pas mogelijk wordt als de transportinfrastructuur toereikend is of is gemaakt. Dat zou zelfs kunnen inhouden dat aansluiting in bepaalde regio's helemaal niet meer wordt toegestaan, of slechts onder bijzondere voorwaarden.

Een tweede alternatief is om de toerekening van de kosten van het gebruik van het netwerk in congestiegebieden aan te passen: 'locational and time dependent network pricing'.

Een derde alternatief is om met vraagrespons regelingen binnen het congestiegebied het gebruik van de verbinding tussen de regio en het landelijk net binnen vastgestelde grenzen te houden. Technisch gaat het dan om smart grids/slimme meters/powermatcher enz. De regionale elektriciteitsprijs zou daarbij kunnen gaan afwijken van de landelijke prijs; er komen dan meer prijsregio's.

4.2 Intermittency problemen bij grootschalige inzet windenergie?

4.2.1 Wat zijn intermittency-problemen?

Intermittency-problemen kunnen ontstaan bij de inpassing van minder goed voorspelbare en sterk wisselende elektriciteitsproductie in de (nationale) elektriciteitsvoorziening. Voor Nederland gaat het vooral om de productie van windvermogen: die productie is maximaal als het hard waait (niet te hard), is nihil bij windstil weer, en kan snel wisselen. Ook zon-PV is intermittent,

maar dat telt in Nederland niet aan. Elektriciteitsproductie door warmtevolgend WKK-vermogen kan ook wisselen, maar hier zijn meer sturingsmogelijkheden. Een redelijke hoeveelheid intermitterend vermogen kan zonder problemen worden ingepast, omdat de productie van wel goed stuurbaar vermogen kan worden aangepast. Maar er zijn grenzen. Om de grenzen te verkennen onderscheiden we drie mogelijke problemen bij de inpassing van intermitterend vermogen.

1. Het eerste is het daluren issue: als in een periode van lage elektriciteitsvraag (dal) het intermitterend vermogen maximaal produceert, kan die productie dan wel worden afgenomen?
2. Het tweede is het piekprobleem: als in een periode van hoge elektriciteitsvraag (piek) het intermitterend vermogen niet produceert, kan dan toch voorzien worden in de elektriciteitsbehoefte?
3. Het derde is het start- en stop-probleem: als de productie van intermitterend vermogen zeer snel toeneemt en/of afneemt, kan de elektriciteitsvoorziening dat dan snel genoeg opvangen? Op dit laatste probleem en de mogelijke oplossingen gaan we hier verder niet in.

4.2.2 Nationale intermittency-problemen nu en in de 2020 basisscenario's

Het in Nederland opgestelde windvermogen is nu ruim 2000 MW en is in de actualisatie UR-GE en UR-GE(h) ramingen gegroeid tot ongeveer 6000 MW in 2020. Deze hoeveelheden zijn nog goed inpasbaar. TenneT noemt een grens van 4000 a 10.000 MW (TenneT, 2008).

Het daluren issue doet zich in 2020 nog niet voor in de UR-GE en UR-GE(h) scenario's: het totaal aan windvermogen is dan nog kleiner dan de (laagste) dalvraag, zie Figuur 2.4 (bovenste situatie).

Ook het piekprobleem doet zich in 2020 in de UR-GE en UR-GE(h) scenario's nog niet voor: er is voldoende vermogen om bij windstil weer, aan de piekvraag te voldoen (piekvraag: indicatie ca. 18000 MW, met een opgesteld vermogen excl. wind van meer dan 30.000 MW).

Het is de verwachting dat meer dan nu de elektriciteitsprijs zal reageren op variaties in het windaanbod. Zeer lage elektriciteitsprijzen op de spotmarkt bij lage elektriciteitsvraag en een hoog windaanbod komen in Denemarken en Duitsland nu al af en toe voor. Dat hoeft geen probleem te zijn vanuit de optiek van de elektriciteitsvoorziening, in tegendeel: dat stimuleert andere producenten om ruimte te maken voor windproductie en stimuleert vragers om extra elektriciteit af te nemen. Voor de rentabiliteit van windenergie werkt dit wel nadelig uit, en daarmee voor het investeringsklimaat voor wind of voor de benodigde subsidie.

4.2.3 Nationale intermittency-problemen in gevoeligheidsanalyses en na 2020

Met behulp van de eerder gepresenteerde merit orde curve met 12000 MW windenergie omstandigheden te identificeren waarin al in 2020 intermittency-problemen in beeld komen.

In de 35% duurzaam variant staat in 2020 ongeveer 12.000 MW wind opgesteld. Daarbij komt dat de elektriciteitsvraag in de basisscenario's aan de hoge kant is (forse economische groei, geen crisis). Een dalvraag lager dan de eerder genoemde 10.000 MW is goed denkbaar, bijvoorbeeld door productievermindering in de elektriciteitintensieve industrie. Een *daluren issue* in de orde grootte van een paar duizend MW zou daarmee al in 2020 werkelijkheid kunnen zijn, hoewel nadere analyse vereist is om de omvang van dit probleem te kunnen schatten.

Een *piekprobleem* ligt verder weg. Zelfs als we rekenen met 12.000 MW windvermogen in 2020 is het opgestelde vermogen, excl. Wind, met meer dan 25000 MW nog duidelijk groter dan de piekvraag in de basisscenario's (indicatief: iets meer dan 18000 MW). Een nog hogere piekvraag is om eerder genoemde redenen niet erg waarschijnlijk. Bovendien voorziet het basisscenario in de vervanging van een aantal oude productie-eenheden door nieuwe. In geval van drei-

gende piekproblemen en de daarmee samenhangende verwachting van hoge piekprijzen is het bedrijfsgeraad ('mottenballen') houden van oude gasgestookte eenheden een mogelijkheid. Na 2020 is het goed denkbaar dat het *daluren issue* groter wordt, bij voortgaande groei van het windvermogen en bij een groei van de elektriciteitsvraag in het dal die daarbij achterblijft. Ook het piekprobleem kan in zicht komen, bij snel groeiende elektriciteitsvraag en bij het achterblijven van investeringen in goed stuurbaar flexibel productievermogen. Dit alles betekent dat het zeer de moeite waard is beter te kijken naar mogelijke oplossingen voor de hierboven tentatief geschetste nationale intermittency-problemen.

4.2.4 Oplossingsrichtingen voor nationale intermittency-problemen

Er zijn zes hoofdoplossingsrichtingen voor de bovengeschetste intermittency-problemen. Het is niet mogelijk zonder nadere analyse precieze uitspraken te doen over kosten/baten en voor- en nadelen van de diverse oplossingsrichtingen in onderlinge samenhang onder uiteenlopende omstandigheden. De oplossingsrichtingen afzonderlijk worden hieronder op hoofdlijnen besproken.

Elektriciteitsvraag

De eerste oplossingsrichting is de *elektriciteitsvraag*. Grotere flexibiliteit van de elektriciteitsvraag en met name meer mogelijkheden om te reageren op veranderingen in elektriciteitsaanbod en vooral -prijs kunnen helpen om ernstige dal- en piekproblemen naar de toekomst te verschuiven. Power Matcher, slimme meters, aanpassingen in bedrijfsvoering enz. kunnen helpen om de elektriciteitsvraag te verhogen als het daluren issue en de daarmee samenhangende (zeer) lage elektriciteitsprijzen zich voordoen; en kunnen helpen om de elektriciteitsvraag te verlagen bij het piekprobleem en (zeer) hoge elektriciteitsprijzen.

Buitenland

De tweede oplossingsrichting is het *buitenland*. Meer interconnectoren met het buitenland en marktregels die korte termijn handel faciliteren kunnen helpen nationale intermittency-problemen te verlichten. Als het daluren issue zich dreigt voor te doen kan de overtollige elektriciteitsproductie naar het buitenland worden afgevoerd, gestimuleerd door lage nationale prijzen. En als het piekprobleem zich dreigt voor te doen kan extra elektriciteit worden geïmporteerd, gestimuleerd door hoge nationale prijzen. De capaciteit van interconnectoren tussen Nederland en het buitenland is al groot en zal tot 2020 nog verder toenemen tot ongeveer 6000 MW. Dat is veel in vergelijking met de omvang van de nationale intermittencyproblemen. De huidige marktkoppeling tussen Nederland en buurlanden en de plannen om die nog uit te breiden en de benutting van de fysiek beschikbare capaciteit te verbeteren maken het mogelijk om ook daadwerkelijk gebruik te maken van die interconnectoren om te reageren op buitenlandse vraag-, aanbod- en prijsontwikkelingen. In deze extra uitbreiding en verbetering van de koppelingen van het buitenland en van de elektriciteitsmarkten, ziet Ummels (Ummels, 2009) in zijn proefschrift een mogelijke oplossing om tot 12 GW windenergie in te passen, in combinatie met bestaand flexibel vermogen. Technisch is er vooralsnog geen probleem.

Er zijn hierbij twee kanttekeningen te maken:

- Zelfs met de voorziene uitbreiding kan grensoverschrijdende infrastructuur een knelpunt blijven. Dan zullen binnenlandse en buitenlandse marktprijzen gaan divergeren en zal het restant van het intermittency-probleem binnenlands moeten worden opgelost. Bij het daluren issue dringt de vergelijking met regionaal congestiemanagement zich op: de nationale/regionale productie is te groot in relatie tot de nationale/regionale vraag en de mogelijkheden de productie over de grens af te voeren. Zie hierover aparte paragraaf.
- Er is sprake van een zekere gelijktijdigheid met buurlanden van piek- en dalvraag naar elektriciteit en van pieken en dalen in windproductie. Dat betekent dat in sommige situaties het buitenland geen oplossing zal kunnen bieden, ook al is de transportinfrastructuur aanwezig: de elektriciteitsprijzen op de hele Noordwest Europese markt zullen dan (zeer) hoog of (zeer)

laag worden: het hangt dan af van infrastructuur en marktregels tussen NWEU en verder weg liggende markten of die verlichting zullen kunnen bieden.

Elektriciteitsopslag

De derde oplossingsrichting is *elektriciteitsopslag*. Het daluren issue en het piekprobleem komen tot uiting in respectievelijk een overschot aan productie en lage prijzen en een tekort aan productie en hoge prijzen. Een opslagfaciliteit kan bij lage prijzen het productieoverschot inkopen en opslaan en bij hoge prijzen het productietekort aanvullen. Diverse studies laten zien dat in Nederland te realiseren elektriciteitsopslagfaciliteiten bij voorziene vraag-, aanbod- en prijsontwikkelingen niet rendabel zijn (zie ook PDE, 2008). Ook Ummels vindt grootschalige elektriciteitsopslag technisch niet noodzakelijk en economisch inefficiënt. Door verdergaande integratie in de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt kan waterkracht uit het buitenland een kosteneffectieve bijdrage leveren, door vooral bij prijspielen veel te produceren. Het succes van de kabel naar Noorwegen hangt hiermee samen. In de structuurvisie van TenneT voor 2030 wordt in sommige scenario's rekening gehouden met 1200 MW opslagcapaciteit in Nederland in 2020 (persluchtinstallaties) met een mogelijke uitbreiding met 2000 MW in 2030 (Energie-eiland). Een interessante optie is decentrale opslag in de accu's van elektrische auto's. Bij een omvang van bijv. een miljoen (plug-in hybride of volledig elektrische) auto's leidt dit op jaarbasis tot een beperkte stijging van de elektriciteitsvraag in 2020, namelijk ruim 2 TWh. In een scenario met 40 tot 50% PHEV's in 2030 kan de extra belasting als gevolg van het opladen 's nachts met 3000 tot 5000 MW toenemen; overdag zou dat 1000 tot 2000 MW zijn (Scheepers et al, 2007).

Overige (niet intermitterende) productievermogen

De vierde oplossingsrichting is *het overige (niet intermitterende) productievermogen*. In het huidige beleid zijn marktpartijen vrij om te investeren in elektriciteitsproductie, binnen de kaders van de milieuregelgeving, het CO₂-beleid (ETS) en de marktregels. Omdat sommige productieparken beter geschikt zijn om intermittency-problemen te accommoderen dan andere is het te overwegen om nadere regels te stellen aan het productiepark.

Het daluren issue wordt verergerd wanneer de rest van het productiepark veel vermogen bevat met zeer lage variabele kosten en met beperkte regelbaarheid; denk aan klassieke kern- en kolencentrales. Dit vermogen zal ook in het dal willen leveren en mogelijk zelfs tijdelijk genoeg kunnen nemen met een negatieve elektriciteitsprijs. Het zelfde geldt voor vermogen met gemiddelde variabele kosten dat in het geheel niet terug te regelen is; denk aan hoogovengas en 'must run' warmtevolgende WKK in vooral de industrie. Nieuwe moderne kolencentrales zijn echter veel flexibeler dan de oude. Zo kunnen moderne kolencentrales tot 20% op deellast draaien en kunnen in stappen van 4% worden op- en afgeregeld (TenneT, 2009). Zelf nieuwe kerncentrales kunnen veel flexibeler worden ontworpen, zo valt te lezen in de recent gepubliceerde Startnotitie Milieueffectrapport Tweede Kerncentrale Borssele (Delta, 2009). Delta stelt dat de ontwikkeling van dergelijke nieuwe kerncentrales niet de mogelijkheid ontnaemt om het vermogen aan windenergie verder uit te breiden.

Het piekprobleem wordt verergerd wanneer investeringen in productiecapaciteit in zijn algemeen achterblijven, bijvoorbeeld omdat het perspectief op voldoende draaiuren voor een rendabele exploitatie ontbreekt door een grote hoeveelheid intermitterend vermogen. Ter indicatie: de vollasturen voor nieuw kolen- en gasvermogen in de actualisatie van de referentieraming URGE zijn resp. ca. 7800 en 5700 uren.

Intermitterend vermogen zelf

De vijfde oplossingsrichting is *het intermitterend vermogen zelf*. Inpassingproblemen van intermitterend vermogen kunnen worden verlicht door te werken aan betere voorspelbaarheid en betere regelbaarheid van de productie en door meer prikkels in te bouwen voor duurzame productie om rekening te houden met de marktprijs. Radicaler is het om een grens te stellen aan het aandeel intermitterend vermogen. De AER komt o.a. tegen deze achtergrond in haar Brandstofmix-advies (AER, 2008) tot de conclusie dat een aandeel van 40% intermitterende duurzame elektriciteit in Nederland in 2020 niet haalbaar is. De AER gaat daarbij uit van een elektrici-

teitsvraag van 140 TWh, overeenstemmend met het Strong Europe scenario (zie ook Figuur 2.1). Ook is het denkbaar dat de subsidiegever tot de conclusie komt dat het, bij een aanmerkelijke invloed van intermitterende productie op elektriciteitsprijzen, te kostbaar wordt om de onrendabele top van intermitterende productie weg te subsidiëren.

Smart Grids

Een 'zesde' oplossingsrichting betreffen ontwikkelingen in het elektriciteitsnetwerk, zoals zogenaamde intelligente energienetten ('*Smart Grids*'). Gebruik van 'slimme meters', ICT, het slimmer koppelen van vraag aan aanbod ook op meer decentraal en lokaal niveau kan er voor zorgen dat de infrastructuur beter en flexibeler benut kan worden.

Referenties

- AER (2008): *Brandstofmix in beweging*. Algemene Energieraad, januari 2008.
- AER (2008b): *Briefadvies 'Waterstof uit kolen'*. 2 september 2008.
- CDU/CSU/FDP (2009): *Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP*, 17. Legislaturperiode, – Entwurf –
- Delta (2009): *Startnotitie Milieueffectrapport Tweede Kerncentrale Borssele*. Gepubliceerd 25 juni 2009.
- ECN/PBL (2009): *Verkenning Schoon en Zuinig*. ECN-E-09-022, Petten/Bilthoven, april 2009.
- ECN/PBL (2009b): *Actualisatie referentieramingen. Energie en emissies 2008-2020*. ECN-E-09-10, Petten/ Bilthoven, augustus 2009.
- EC (2008): Capros, Prof. P., Dr. L. Mantzos, V. Papandreou, N. Tasios (2008): *European Energy and Transport, Trends To 2030 - Update 2007*. European Commission; Directorate-General for Energy and Transport, april 2008.
- EZ (2009): *Brief van de Minister van Economische zaken, Stimulering duurzame energieproductie, Nr. Tweede Kamer*. Vergaderjaar 2008-2009, 31 239, nr. 53, 17 april 2009.
- Lensink, S.M., et al. (2008): *Technisch-economische parameters van duurzame energieopties in 2009-2010. Eindadvies basisbedragen voor de SDE-regeling*. ECN/KEMA, Petten, ECN-E-08-090, december 2008, <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E-08-090>.
- Lensink, S.M., J.W. Cleijne, M. Mozaffarian, A.E. Pfeiffer, S.L. Luxembourg, G.J. Stienstra (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010*, ECN/KEMA, Petten, november 2009. <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--09-058>.
- Özdemir, Ö., M.J.J. Scheepers, A.J. Seebregts (2008): *Future electricity prices. Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets*. Petten, juni 2008, <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--08-044>.
- Özdemir, Ö., J.S. Hers, E.B. Fisher, G. Brunekreeft, B.F. Hobbs (2008): *A Nodal Pricing Analysis of the Future German Electricity Market*. Full paper accepted for publication in EMM09, 2008.
- Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (2008): *Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland*. SenterNovem, februari 2008.
- Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (2008b): *Naar een duurzame elektriciteitsvoorziening De Visie*. SenterNovem, oktober 2008.
- Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregts, C.B. Hanschke, F.D.J. Nieuwenhout, (2007): *Invloed van innovatieve technologie op de toekomstige elektriciteitsinfrastructuur*. ECN-E-07-068, Petten, November 2007, <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2007/e07068.pdf>.
- Scheepers, M.J.J. (2008): *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*. Petten, mei 2008, <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-O--08-006>.
- Seebregts, A.J., B.W. Daniëls (2008): *Nederland exportland elektriciteit?* ECN-E-08-026, Petten, juni 2008.
- TenneT (2008): *Visie 2030*. Arnhem, februari 2008.

- TenneT (2009): *Mededeling in E-mail Gert van der Lee (TenneT) aan Ad Seebregts*. ECN, Petten, 23 juni 2009.
- TenneT (2009a): <http://www.tennet.org/klanten/Diensten/Congestiemanagement.aspx>, bezocht 26 juni 2009. en <http://www.tennet.org/klanten/Meestgesteldevrage/Congestiemanagement.aspx>.
- TenneT (2009b): *Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024*. OBR 09-176, TenneT, Arnhem, http://www.tennet.org/images/176_rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2008-2024_NL_tcm41-18181.pdf (beschikbaar sinds augustus 2009).
- TU Delft (2009): *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales*. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, TU Delft, 20 april 2009 (beschikbaar pas in september 2009 n.a.v. EZ persbericht).
- Ummels, Bart (2009): *Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments*. Proefschrift, TU Delft, 2009.

Bijlage A Opgestelde capaciteit in meer detail

Tabel A.1 *Opgestelde capaciteit elektriciteitsproductie in Nederland 2007 en 2020 (ramingen), in MW_e*

	2007	UR-GE 2020	UR-GE(h) 2020
Kolencentrales (incl. biomassa meestook)	4173	7396	7396
Gascentrales (incl. 'centrale' WKK)	10769	13856	13856
Kerncentrale	484	484	484
Duurzaam		6606	7171
(Decentrale) WKK		8726	8859
<i>Totaal</i>		<i>37068</i>	<i>37766</i>
Volgens CBS-Statline 2007* (voorlopige cijfers)	23804		

De totale WKK (decentraal en centraal) komt voor UR-GE en UR-GE(h) in 2020 uit op ca. 13500 MW_e.

Op dit moment worden kolen- en kerncentrales als typische basislastcentrales gezien, en als minder flexibel. Echter, voor de nieuwe kolencentrales is een ontwikkeling gaande dat nieuw te bouwen kolencentrales een grotere mate van flexibiliteit kennen dan oudere centrales, waardoor volgens TenneT de term 'basislast' niet goed meer past. Het vermogen van dergelijke kolencentrales kan tot 20 % deellast worden teruggeregeld en deze eenheden in stappen van 4 % van hun nominaal vermogen (800 MW) worden opgeregeld (TenneT, Van der Lee, 2009; TU Delft, 2009). Dit soort eenheden kunnen in de toekomst dan meer 'load-following' bedreven worden. Een dergelijke ontwikkeling is tevens gaande voor nieuwe kerncentrales, die meer regelbaarheid hebben in vergelijking tot oudere typen zoals de bestaande kerncentrale Borssele.

Binnen het WKK segment kan in de glastuinbouw, in geval van warmtebuffers, deels flexibele elektriciteitsproductie plaatsvinden, al naar gelang de (momentane) marktomstandigheden.

De WKK installaties van stadsverwarming is niet of veel minder flexibel. Dat geldt tevens voor het warmtevolgende deel van de industriële WKK installaties (zgn. 'must run' WKK). Op grond van flexibiliteitsoverwegingen en vollasturen, schat ECN de must-run WKK op ca. 20% van het opgestelde WKK vermogen in 2020.

Ontwikkeling bij lagere en hogere CO₂ prijzen

Voor resp. een lagere, 20 €/ton, en een hogere CO₂ prijs van 50 €/ton CO₂, zijn voor het basis-scenario UR-GE gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Bij een lagere CO₂ prijs van 20 €/ton worden de oudste kolencentrales niet meer geamoveerd. Hun marginale kosten blijven dan laag genoeg in relatie tot de elektriciteitsmarktprijs. Bij een hogere CO₂ prijs van 50 €/ton worden nog meer bestaande kolencentrales geamoveerd dan in het basisscenario. In dat geval worden de marginale kosten dan te hoog ten opzicht van de elektriciteitsmarktprijs. In dat geval worden er meer nieuwe gascentrales en decentrale WKK bijgebouwd.

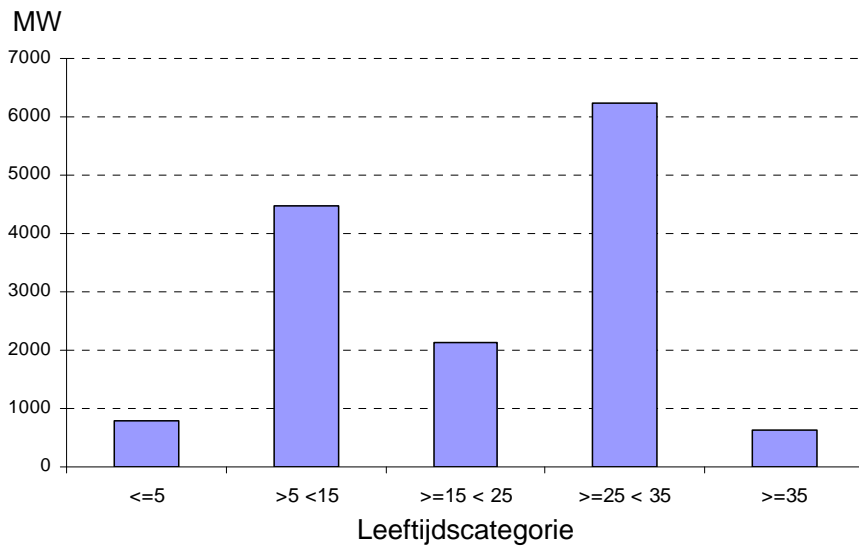
Overzicht bestaande elektriciteitscentrales in Nederland

In onderstaande tabel staat een overzicht van de bestaande elektriciteitscentrales in Nederland. Uit het jaar van in gebruik name is de levensduur van de betreffende productie-eenheid af te leiden.

Tabel A.2 *Overzicht bestaande elektriciteitscentrales in Nederland*

Producent	Naam eenheid/ centrale	Type eenheid	Hoofd brandstof	Netto Vermogen [MW _e]	In bedrijf
Electrabel	Almere-1	STEG	Gas	64	1988
	Almere-2	STEG	Gas	54	1994
	Bergum-10	Combi	Gas	332	1975
	Bergum-20	Combi	Gas	332	1976
	Eems-20	Combi	Gas	695	1978
	Eems-30	STEG	Gas	341	1996
	Eems-40	STEG	Gas	341	1996
	Eems-50	STEG	Gas	341	1996
	Eems-60	STEG	Gas	341	1997
	Eems-70	STEG	Gas	341	1997
	Gelderland-13	Kolen	Kolen	602	1982
	Harculo-60	Combi	Gas	350	1983
	Flevo-30	Gasturbines	Gas	124	2004
	Nuon	Diemen-33	STEG	Gas	249
Hemweg-7		Combi	Gas	599	1979
Hemweg-8		Kolen	Kolen	630	1995
IJmuiden1		STEG	Hoogoven gas	144	1997
L.Weide-6		STEG	Gas	247	1996
Merwede-10		STEG	Gas	96	1979
Merwede-11		STEG	Gas	103	1985
Merwede-12		STEG	Gas	217	1990
Purmerend-1		STEG	Gas	69	1989
Velsen-24		Conventioneel	Hoogoven gas	459	1975
Velsen-25		Conventioneel	Hoogoven gas	375	1987
Velsen-GT1		Gasturbine	Gas	26	1976
Buggenum-7 (Willem-Alexander)		KV-STEG	Kolen	253	1994
E.ON		Gallilei-1	Stadsverwarming	Gas	209
	Maasvlakte-1	Kolen	Kolen	520	1989
	Maasvlakte-2	Kolen	Kolen	520	1988
	UCML	STEG	Gas	80	2004
	Roca-1	STEG	Gas	24	1983
	Roca-2	STEG	Gas	25	1983
	Roca-3	STEG	Gas	220	1997
	Essent	Amer-8	Kolen	Kolen	645
Amer-9		Kolen	Kolen	600	1994
Donge-1		STEG	Gas	121	1977
Geleen		STEG	Gas	265	2000
Moerdijk-1		STEG	Gas	339	1998
Maasbracht-A (Claus)		Conventioneel	Gas	640	1978
Maasbracht-B (Claus)		Conventioneel	Gas	640	1979
EPZ	Borssele-12	Kolen	Kolen	406	1988
	Borssele-20	Gas	Gasturbine	18	1972
	Borssele-30	Kern	Nucleair	482	1974
Intergen	Rijnmond Energie	STEG	Gas	800	2004

Een grafische weergave van het bestaande centrale park onderverdeeld naar leeftijdscategorie is weergegeven in onderstaande figuur:



Figuur A.1 *Opbouw leeftijd bestaande centrale park (ruim 14000 MW in totaal)*

Bijlage B Ontwikkeling elektriciteitsmarkt

Voor de volledigheid is in deze bijlage een beschrijving opgenomen van de veronderstellingen over de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt tot 2020. Deze veronderstellingen zijn in oktober 2008 gemaakt, ten behoeve van de actualisatie van de ECN/PBL referentieramingen (ECN/PBL, 2009b). Ontwikkelingen sindsdien zijn dus niet opgenomen. Die ontwikkelingen in een geheel nieuwe referentieraming worden in 2010 beschreven. Deze bijlage komt grotendeels overeen met Sectie 5.2 uit (ECN/PBL, 2009b).

B.1 Elektriciteitsmarkt

In deze paragraaf wordt ingegaan op de marktcondities die gelden voor de Nederlandse elektriciteitsvoorziening in de twee varianten van de raming. Beide varianten zijn geënt op het WLO-GEHP-scenario, maar afwijkend door relatief lage resp. hoge energieprijzen te veronderstellen (UR-GE 2008 baseline vs. UR-GE(h) -2008). De groothandelsprijzen voor elektriciteit worden bepaald door de variabele productiekosten. Deze kosten bestaan voornamelijk uit brandstofkosten en kosten van CO₂-emissierechten en een toeslag daarop door de producenten. De groothandelsprijzen zijn daarbij tevens het resultaat van de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsproductiesector die in Hoofdstuk 7 wordt behandeld. Die ontwikkeling wordt hier kort samengevat, als belangrijke drijvende kracht in de prijsvorming, de brandstofmix en daaruit afgeleide emissies. Op basis van de ontwikkeling van de groothandelsprijzen zijn ook de eindverbruikersprijzen voor de Nederlandse markt afgeleid.

Variabele productiekosten: bepaald door brandstof- en CO₂-prijzen

De variabele productiekosten worden hoofdzakelijk bepaald door de brandstofkosten, maar ook door het beleid ten aanzien van CO₂-emissiereductie. In de vorige paragraaf is de ontwikkeling van de aardgasprijs besproken. Voor de elektriciteitsmarkt is daarnaast de prijs van steenkolen belangrijk. De UR-GE -kolenprijs is vanaf 2010 ca. 2,3 €/GJ (een importprijs van ca. 2,1 €/GJ en 0,2 €/GJ kosten voor transport en overslag). Die prijs ligt daarmee ruim 10% hoger dan in de oude raming. De UR-GE(h) 2008 kolenprijs ligt in de ramingperiode op 3,8 €/GJ, dus bijna het dubbele van de oude raming kolenprijs.

Nieuwbouw centraal vermogen (zie paragraaf 2.4 in hoofdtekst van dit rapport)

(Nog) Geen CO₂ afvang bij elektriciteitscentrales

Bij een CO₂ prijs van 35 €/ton en het vastgesteld beleid is het niet aannemelijk dat CO₂ afvang bij de nieuwe centrales voor 2020 wordt toegepast. Er lopen momenteel weliswaar pilot studies voor CO₂ afvang bij o.a. de oude Maasvlakte centrale (E.ON) en de Buggenum kolenvergassingscentrale (Nuon). Tevens bestaan er plannen om bij een aantal nieuwe centrales in de periode 2013-2015 grotere demo's met afvang te implementeren. Echter, voor meer grootschaliger toepassing zijn de kosten voornamelijk te hoog en de technologie is nog niet zo ver om op een efficiënte manier CO₂ af te vangen en om daarbij tevens een betrouwbare bedrijfsvoering te kunnen garanderen.

Investeringsgedrag: 'boom and bust' en Nederland aantrekkelijke vestigingslocatie

De elektriciteitsprijs is in principe een belangrijke indicator voor investeringsbeslissingen. Realisatie van nieuw productievermogen wordt aantrekkelijk wanneer het gemiddelde prijsniveau de integrale kosten van elektriciteitsproductie overstijgt. In de praktijk zullen investeringsbeslissingen echter vooral worden genomen op basis van analyses over de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag en het productieaanbod. Door de huidige hausse aan nieuwbouwplannen die van 2009 tot en met 2013 tot ruim 8000 MW_e aan nieuwe capaciteit leidt, en daarbovenop de groei

van het decentrale WKK-vermogen (zie ook Sectie 7.2) ontstaat er pas tegen het eind van het huidige decennium ruimte voor nieuw extra vermogen. De ruimte ontstaat door de gestaag stijgende elektriciteitsvraag en het uit bedrijf nemen van ouder en inefficiënt opwekkingsvermogen vanaf 2015.

Investeren in duurzame elektriciteitsproductie en gascentrales, zowel met als zonder warmtebenutting blijft aantrekkelijk. Nieuwe gascentrales zijn op korte termijn aantrekkelijker vanwege de relatief lage investeringskosten en korte bouwtijd. Voor dit type installaties bestaan op de lange termijn wel aanzienlijk brandstofprijrisico's en daardoor volumerisico's in verband met het aantal draaiuren. Voor de nieuw geplande - relatief efficiënte - kolencentrales is Nederland een aantrekkelijke vestigingslocatie (zie ook Seebregts & Daniëls, 2008).

Beleidsontwikkelingen

Voor de elektriciteitssector is de hogere CO₂-prijs, 35 €/ton tegen 13 €/ton in de oude raming, de belangrijkste beleidswijziging. De hogere CO₂-prijs versterkt het competitieve voordeel van de Nederlandse opwekking ten opzichte van vooral het Duitse park. Het gemiddeld hogere opwekkingsrendement (nieuwere centrales, beter toegang tot koelwater) en het hogere aandeel aan gascentrales worden bij de hogere CO₂-prijs sterkere voordelen.

Buitenlands aanbod en marktkoppelingen binnen Noord-west Europa

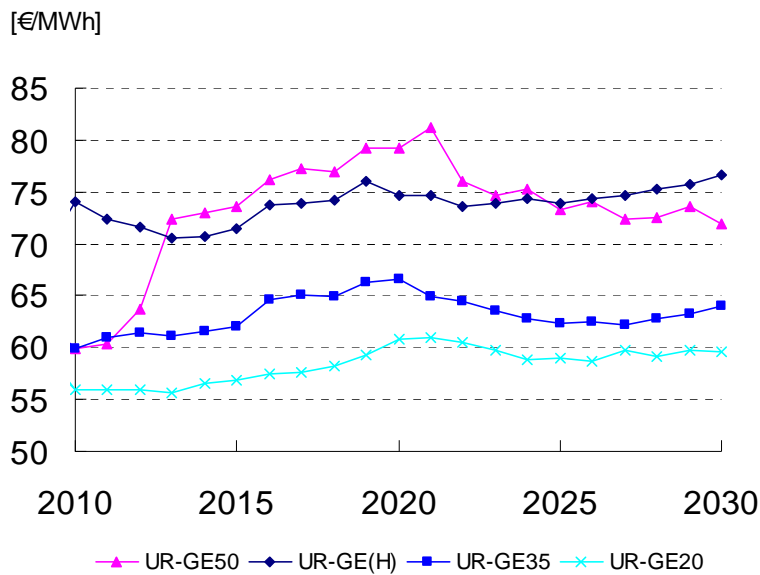
Via de relatief grote interconnecties met buitenlandse elektriciteitsmarkten kan Nederland, afhankelijk van de prijsverschillen tussen de nationale markten, elektriciteit importeren of exporteren. In de raming wordt er vanuit gegaan dat Nederland elektriciteit uitwisselt met vijf landen: België, Frankrijk, Duitsland, Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. Sinds 2008 is de NorNed (700 MW) verbinding volledig operationeel. De BritNed zal een omvang hebben van 1000 MW (was 1300 in oude raming). Evenals in Nederland wijzigt ook in deze landen de samenstelling van het productiepark. De ontwikkeling van de samenstelling van het buitenlandse productiepark zijn grotendeels gebaseerd op de UR-GE baselines. Daarbij is tevens een consistente koppeling tussen de gehanteerde brandstof- en CO₂-prijzen in Nederland en de buurlanden verondersteld. Zo wordt verondersteld dat Nederland een iets lagere aardgasprijs heeft dan Duitsland, België en het Verenigd Koninkrijk vanwege vooral lagere transportkosten.

B.2 Resultaten: elektriciteitsmarktprijs, import en export

In deze paragraaf wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsmarktprijzen geschetst. De marktprijzen dalen sterk in de periode 2008-2010. Dit wordt veroorzaakt door de sterke toename van het nieuwe gasvermogen (Sloecentrale, nieuwe Flevocentrale, EnecoGen, Intergen-II, etc.) en de NorNed kabel. Tevens is er in de periode tot 2010 een sterke toename in de WKK-productie door de glastuinbouw. De elektriciteitsprijzen lopen tussen 2010 en 2020 op door: (1) de hogere CO₂-prijs vanaf 2010 (maximum 35 €/ton per 2013); (2) de gestage stijging in aardgasprijzen (zie ook Sectie 5.1), en (3) de stijging van de elektriciteitsvraag. Na 2020 zet een beperkte daling in, die vooral wordt veroorzaakt door vervanging van oud inefficiënt fossiel gestookt vermogen door nieuwe zeer efficiënte centrales. Dit betreft zowel kolen als gas. Nieuwe kolencentrales hebben een rendement van ca. 46%; de oudste kolencentrales slechts 38-40%. Nieuw gas heeft een rendement van ca. 58-60% (STEG), terwijl oude conventionele gascentrales 40 tot 43% rendement hebben. Dit scheelt flink in de marginale kosten van de productie, en dus uiteindelijk in de marktprijs. Na 2025 zijn prijzen stabiel of lopen licht op door nog licht stijgende aardgasprijzen en een stijgende elektriciteitsvraag. Er zijn twee perioden van een 'boom' in nieuwe centrales, namelijk in de periode 2008-2013 en in de periode 2020-2025.

Figuur B.1 toont de groothandels baseload prijzen voor UR-GE en UR-GE(h), en voor twee CO₂-prijsvarianten van UR-GE in de periode 2010-2030. Bij 35 €/ton CO₂ (UR-GE) zijn de baseload prijzen gemiddeld circa 0,5 ct/kWh hoger dan bij 20 €/ton, bij 50 €/ton zijn de prijzen

gemiddeld 1 ct/kWh hoger dan bij 35 €/ton CO₂. In beide gevallen is het verschil in de CO₂-prijs 15 €/ton CO₂.

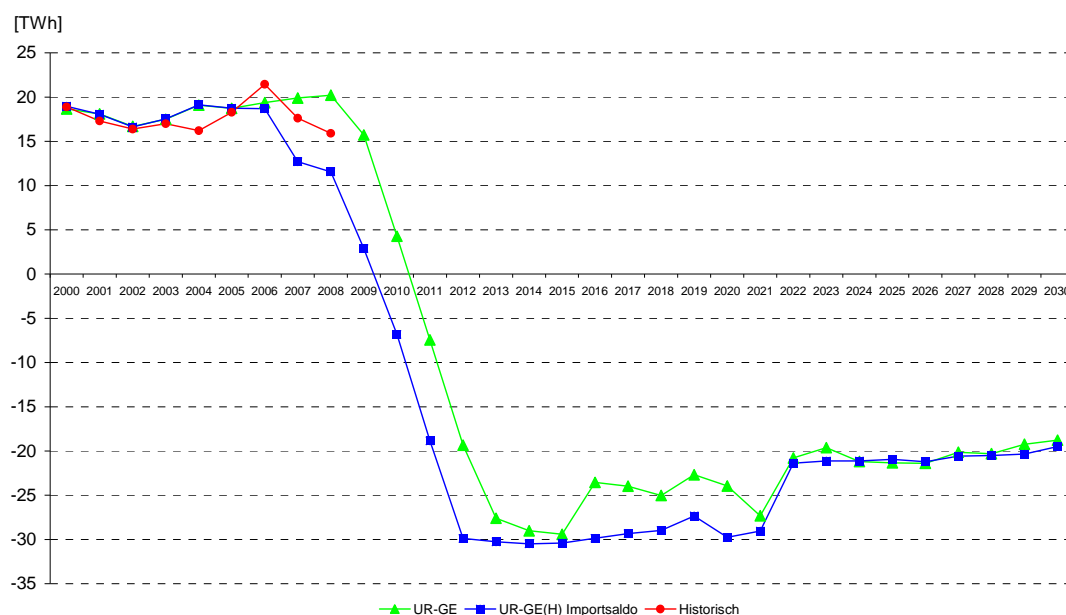


Figuur B.1 *Ontwikkeling elektriciteitsprijzen baseload groothandelsmarkt, 2005-2030*

Omslag van import naar export op korte termijn

Het aandeel van elektriciteitsimport was in Nederland in de afgelopen jaren hoog in vergelijking met omliggende landen. Het saldo lag in de periode 2000-2008 tussen de 16 en ruim 21 TWh. De piek van ruim 21 TWh in 2006 was vooral te wijten aan de hoge aardgasprijzen die import van kolenstroom uit Duitsland extra aantrekkelijk maakte. De omvang van elektriciteitsimport wordt bepaald door prijsverschillen van elektriciteit met het buitenland en door de beschikbare capaciteit voor elektriciteitstransport. Vanwege het relatief hoge aandeel van gascentrales in de Nederlandse elektriciteitsproductie en de daardoor structureel hogere elektriciteitsprijzen, is doorgaans sprake van import. Echter, op sommige momenten wordt ook elektriciteit geëxporteerd. In de actualisatie is er tot en met 2008¹⁰ ook sprake van een aanzienlijke netto import. Vanaf 2009 start de omslag naar netto export. In 2011 is die al ruim 7 TWh, om uiteindelijk in 2015 een maximum van ca. 30 TWh te bereiken. Uiteindelijk resulteert rond 2020 een netto exportsaldo van rond de 25 TWh. Kleine verschillen in productiecapaciteit en kosten (d.w.z. dus ook gedreven door brandstof- en CO₂-prijzen) kunnen relatief grote effecten hebben op de handelsstromen van elektriciteit.

¹⁰ De beide ramingen hanteren voor de brandstof- en CO₂-prijzen met ingang van het jaar 2007 'scenarioprijzen', hetgeen betekent dat historische realisaties in 2007 en 2008 niet zinvol vergeleken kunnen worden met de resultaten van de scenario's.



Figuur B.2 *Netto import dan wel export van elektriciteit voor Nederland (bij UR-GE -prijzen en UR-GE(h))*

Op de termijn van 2012 en daarna en bij de relatief hoge CO₂-prijzen, is de omslag naar netto exporteur van elektriciteit vrij robuust, indien voor het Duitse productiepark de kerncentrales worden uitgefaseerd en het vervangende nieuwe vermogen grotendeels fossiel gestookt zal zijn.¹¹ De meest recente eigen Duitse referentieramingen gaan uit van die uitfasering en vervanging. Een nucleaire uitfasering is tevens voor België voorzien. In het Verenigd Koninkrijk (VK) wil men voor 2020 de oudste kerncentrales door nieuwe kerncentrales vervangen. Indien het vervangende vermogen in het VK grotendeels fossiel zal zijn, leidt dat naar verwachting ook tot netto export van Nederland naar het VK (via de BritNed kabel).

De veel hogere CO₂-prijzen dan in de oude raming verondersteld, zijn de belangrijkste factor die de concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitsproductie verbeteren. Het Duitse park kan zich minder snel aan deze omstandigheden aanpassen. Tevens biedt Nederland een extra voordeel dankzij kustlocaties met voldoende koelwatermogelijkheden en relatief goedkopere aanvoerkosten voor steenkool. Dit voordeel blijkt ook uit de hausse van de huidige nieuwbouwplannen in Nederland, waaronder die van producenten van Duitse oorsprong (E.ON, RWE).

¹¹ Een gevoeligheidsanalyse waarbij het Duitse nucleaire vermogen na 2015 niet meer wordt uitgefaseerd en waarbij er naventant minder nieuw fossiel vermogen wordt geplaatst, heeft forse effecten op het exportsaldo met Duitsland dat dan flink terugloopt. Bij de inschatting van onzekere factoren is hiermee rekening gehouden.