



Energy research Centre of the Netherlands

Nederland exportland elektriciteit?

Nieuwe ontwikkelingen elektriciteitscentrales en effect Schoon & Zuinig

A.J. Seebregts

B.W. Daniëls

ECN-E--08-026

Juni 2008

Verantwoording

Dit rapport is geschreven voor het ministerie van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer. Het project is bij ECN geregistreerd onder nummer 7.7902. Het rapport is een achtergrondrapport bij het hoofd rapport 'Trendanalyse Luchtverontreiniging - De effecten van het werkprogramma Schoon en Zuinig op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen', ECN-E-08-002. Contactpersoon voor dit project is B.W. Daniëls (tel. +31 224 564426, e-mail: daniels@ecn.nl). Dit achtergrondrapport gaat in meer detail in op de centrale elektriciteitsopwekking in Nederland. Contactpersoon voor dit rapport is Ad Seebregts (tel. +31-224-56-4090, e-mail: seebregts@ecn.nl).

Abstract

This report explores part of the effects of the Dutch Climate Programme 'Clean and Efficient - Opportunities for Tomorrow' on the emissions of air pollutants, as included in the National Emissions Ceilings. The starting point for the analysis is the ex ante evaluation of Clean and Efficient as published in September 2007.

Specifically for the Netherlands, the role of the power generation sector is important. For the near future (up to 2015), about 11 to 15 GW of new fossil generation capacity is being planned. In combination with the Clean and Efficient Programme, this will have a large impact on the resulting national emissions of air pollutants.

Strong climate policies and high CO₂ prices are likely to result in a lower electricity demand than the original reference projection (the Global Economy High Oil Price scenario). In addition, more renewable electricity generation and more cogeneration are expected. These changes are likely to improve the international competitiveness of the Dutch electricity generation. As a result, electricity exports rise and part of the emission reductions materialize outside the Netherlands, rather than within its borders.

Inhoud

| | |
|--|----|
| Lijst van tabellen | 4 |
| Lijst van figuren | 4 |
| Lijst van afkortingen | 5 |
| Samenvatting | 6 |
| 1. Inleiding | 8 |
| 1.1 Leeswijzer | 8 |
| 2. Nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales | 10 |
| 2.1 Overzicht | 10 |
| 2.2 Stand van zaken en karakteristieken | 12 |
| 3. Recente ontwikkelingen en trends | 14 |
| 3.1 Achtergrond | 14 |
| 3.2 Gestegen kosten | 14 |
| 3.3 Aansluitproblematiek, interconnectie en marktkoppelingen | 15 |
| 3.4 Extra WKK en hernieuwbare productie | 16 |
| 3.5 Brandstof-, CO ₂ - en elektriciteitsprijzen | 17 |
| 4. Emissies nieuwbouwplannen | 21 |
| 4.1 Emissies nieuw geplande centrales beduidend lager dan voor bestaande centrales | 21 |
| 4.2 SO ₂ -emissies kolencentrales: vooralsnog boven plafond SO ₂ -convenant? | 22 |
| 5. Effecten nieuwbouw, bestaand vermogen en export in S&Z-varianten | 24 |
| 5.1 Overzicht | 25 |
| 5.2 Hoe robuust is Nederland exportland elektriciteit? | 26 |
| 5.3 Belangrijkste onzekerheden | 27 |
| 6. Ontwikkelingen in de Duitse elektriciteitsmarkt | 29 |
| 6.1 Huidige stand van zaken elektriciteitsopwekking Duitsland | 29 |
| 6.2 Recente ramingen voor Duitsland | 29 |
| 6.3 Nieuwbouwplannen in Duitsland | 33 |
| 6.4 Conclusies ten aanzien van concurrentieverhouding | 34 |
| Referenties | 37 |

Lijst van tabellen

| | | |
|-----------|---|----|
| Tabel 2.1 | <i>Overzicht nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales</i> | 11 |
| Tabel 2.2 | <i>Status voortgang realisatie nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales</i> | 12 |
| Tabel 3.1 | <i>Brandstofprijzen GEHP-scenario \$₂₀₀₀ en €₂₀₀₀</i> | 18 |
| Tabel 3.2 | <i>Brandstofprijzen en CO₂-prijzen GEHP-scenario, €₂₀₀₈ en \$₂₀₀₇</i> | 18 |
| Tabel 3.3 | <i>Baseload en peak load groothandelsprijzen, in €₂₀₀₈/MWh, GEHP- en S&Z-varianten</i> | 19 |
| Tabel 4.1 | <i>Karakteristieken en schattingen voor emissies van nieuwe kolencentrales</i> | 21 |
| Tabel 4.2 | <i>SO₂-emissies kolencentrales voor bestaand en nieuw vermogen</i> | 22 |
| Tabel 4.3 | <i>Emissiefactoren NO_x en SO₂, bestaand en uit milieunormen</i> | 23 |
| Tabel 5.1 | <i>Veronderstellingen nieuwbouw en bestaand centraal fossiel vermogen, 2020, GEHP vs. S&Z-beelden</i> | 26 |
| Tabel 5.2 | <i>Effecten op elektriciteitsproductie en -vraag in 2020 t.o.v. GEHP</i> | 26 |
| Tabel 5.3 | <i>Belangrijke onzekerheden elektriciteitsmarkt buiten de getoonde bandbreedtes</i> | 27 |
| Tabel 6.1 | <i>Samenstelling en nieuwbouw Duitse elektriciteitspark 2005-2016</i> | 34 |

Lijst van figuren

| | | |
|------------|--|----|
| Figuur 3.1 | <i>Forward noteringen 2009-2013</i> | 20 |
| Figuur 5.1 | <i>Effecten op de elektriciteitsmarkt van klimaatbeleid en actualisaties</i> | 24 |
| Figuur 6.1 | <i>Elektriciteitsproductiemix Duitsland, 2005</i> | 29 |
| Figuur 6.2 | <i>Ontwikkeling productiepark Duitsland 2000-2030</i> | 30 |
| Figuur 6.3 | <i>Brandstofmix elektriciteitsproductie Duitsland, BMWA Referenzprognose 2005</i> | 31 |
| Figuur 6.4 | <i>Ontwikkeling productiepark Duitsland 2000-2030, PRIMES Baseline update 2005</i> | 31 |
| Figuur 6.5 | <i>Brandstofmix elektriciteitsproductie Duitsland, PRIMES Baseline update 2005</i> | 32 |
| Figuur 6.6 | <i>Elektriciteitsproductie Duitsland 2005-2030, meest recente prognose</i> | 32 |
| Figuur 6.7 | <i>Elektriciteitsproductiemix, Duitsland, 2020, meest recente prognose</i> | 33 |

Lijst van afkortingen

| | |
|-------------------|---|
| BAT | Best Available Technology (Best Beschikbare Technieken) |
| BKG | Broeikasgassen |
| BM | Biomassa |
| BMWA | Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit |
| CCS | Carbon Capture and Storage |
| DCMR | Milieudienst Rijnmond |
| ETS | Emission trading system, Europees CO ₂ -emissiehandelssysteem |
| FGD | Flue gas desulphurisation |
| GE | Global Economy, een van de vier lange-termijn scenario's uit de WLO-studie |
| GEHP | Global Economy scenario, hoge energieprijzvariant (met relatief hoge olieprijs en daarvan afgeleid ook hogere aardgasprijs) |
| IPPC-LCP | Integrated Pollution Prevention and Control, Large Combustion Plants (EU Richtlijn) |
| MEP | Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie |
| MER | Milieueffectrapportage |
| MJA | Meerjarenafspraken energie-efficiëntie |
| MJV | Milieujaarverslag |
| MNP | Milieu- en Natuur Planbureau |
| NAP | Nationale allocatieplannen, voor CO ₂ -rechten onder het ETS |
| NEC | National Emission Ceilings |
| PM ₁₀ | Particulate matter, deeltjes tot 10 micrometer |
| PM _{2,5} | Particulate matter, deeltjes tot 2,5 micrometer |
| ppm | Parts per million |
| PSR | Performance standard rate, onder het NO _x -emissiehandelssysteem worden emissierechten bepaald op basis van een vaste emissiefactor, de PSR, per GJ brandstofinzet |
| S&Z | Werkprogramma Schoon en Zuinig |
| SCR | Selectieve katalytische reductie, techniek voor NO _x -verwijdering uit verbrandingsgassen |
| SDE | Stimuleringsregeling Duurzame Energie |
| WKK | Warmtekrachtkoppeling, gecombineerde opwekking van warmte (of koude) en elektriciteit |
| WLO | Welvaart en Leefomgeving (lange termijn scenario studie tot 2040) |

Samenvatting

Dit rapport is een deelrapport voor de studie ‘Trendanalyse luchtverontreiniging - De effecten van het Werkprogramma Schoon en Zuinig (S&Z) op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen’ (ECN-E--08-002). Die studie borduurt voort op de beoordeling door ECN van het werkprogramma (in september 2007) ten aanzien van de effecten op broeikasgasemissies, energiebesparingstempo en het aandeel hernieuwbare energie.

De Trendanalyse Luchtverontreiniging heeft als doel om de effecten van S&Z op de NEC-emissies (NO_x, SO₂, Fijn stof, NMVOS en NH₃) te bepalen. Het beleid uit het werkprogramma leidt tot vermindering van de elektriciteitsvraag, en tot een grotere rol van andere, schonere vormen van elektriciteitsopwekking (hernieuwbare energie en WKK). Evenals in de eerdere beoordeling zijn in de Trendanalyse de effecten bepaald tegen de achtergrond van het Global Economy scenario met een hoge olieprijs (GEHP), waarbij er ten aanzien van EU-beleid twee ontwikkelingen worden geschetst:

- EU-laag: een variant met zwak EU-beleid en lage CO₂-prijs (20 €/ton CO₂).
- EU-hoog: een variant met sterk EU-beleid en hoge CO₂-prijs (50 €/ton CO₂).

Vanwege de grote rol van de centrale elektriciteitsopwekking voor de emissies van broeikasgasen en NEC-stoffen zijn tevens recente ontwikkelingen op de Nederlandse en Duitse elektriciteitsmarkt nader in kaart gebracht. Het is vooral de onderlinge concurrentieverhouding tussen deze twee markten die bepaalt of er op termijn sprake is van een sterk dalende trend in de netto import tot zelfs netto export van elektriciteit. Dit heeft geleid tot bijgestelde schattingen voor nieuwbouw en afdanking van elektriciteitscentrales ten opzichte van GEHP, en de hiermee samenhangende effecten op de elektriciteitsexport. De concurrentieverhouding is een hoogst onzekere factor. De mate waarin export tot stand kan komen, is getoetst aan een actuelere stand van zaken en verwachtingen voor de Duitse elektriciteitsmarkt.

In dit rapport komen achtereenvolgens aan bod:

- Nieuwbouwplannen en recente¹ marktontwikkelingen.
- Luchtverontreinigende emissies van bestaande en nieuwe centrales.
- Effecten ten opzichte van het achtergrondscenario van extra nieuwbouw en het uit bedrijf nemen van bestaande centrales.
- Effecten op productie en mogelijke export van elektriciteit.
- Quickscan van de Duitse elektriciteitsmarkt ter toetsing van een mogelijk exporteffect.

De belangrijkste bevindingen zijn:

- Het totaal van de nieuwbouwplannen komt uit op een omvang tussen de 10 en 15 GW. Van de 10 GW aan meer concrete plannen heeft ca. 90% een aansluitcontract met TenneT gesloten.
- Tot en met 2014 staan vijf kolen/biomassa eenheden, incl. de multi-fuel Magnum van Nuon, met een totale omvang van meer dan 5,5 GW gepland.
- De kolen/biomassa plannen worden ‘capture ready’ uitgevoerd. Als opmaat naar een mogelijk grootschalige toepassing zijn er in Nederland een aantal pilots voor CO₂-afvang gepland. Vier producenten gaan in Nederland pilots voor CO₂-afvang uitvoeren².
- De plannen behelzen voorts bijna 7 GW aan aardgas- of hoogovengasgestookte centrales. Ruim 2 GW van deze plannen is al in aanbouw (Air Liquide WKK, Sloecentrale) of heeft al

¹ ECN heeft ontwikkelingen tot en met einde februari 2008 verwerkt, voor zover bekend uit openbare bronnen.

² Dit betreft: E.ON, oude Maasvlakte-eenheid; Nuon, Willem-Alexander, Buggenum; Electrabel, Gelderland centrale Nijmegen. Eneco wil bij de geplande Enecogen gasgestookte STEG-centrale op pilot-omvang CO₂ gaan afvangen.

le vergunningen al binnen (Enecogen, Intergen-II, nieuwe Flevocentrale). De omvang van de huidige nieuwbouwplannen voor gascentrales is daarmee al ruim 1200 MW groter dan de destijds (in 2005) veronderstelde omvang in het achtergrondscenario GEHP.

- De emissiefactoren van de nieuw geplande kolencentrales zijn beduidend lager dan voor de bestaande centrales. De totale effecten op de nationale en sectorale emissies zijn in het eerder genoemde hoofdrapport ECN-E-08-002 weergegeven.
- Een verdere uitbreiding interconnectie en marktkoppelingen biedt ruimte om meer te exporteren.
- De brandstof- en CO₂-prijsontwikkelingen zijn vooralsnog redelijk consistent met GEHP- en S&Z-varianten.
- De ontwikkeling van Nederland tot een exportland voor elektriciteit is een robuust resultaat op basis van de veelheid aan nieuwbouwplannen, de effecten van het werkprogramma Schoon & Zuinig en de ontwikkelingen op de Duitse elektriciteitsmarkt.

1. Inleiding

Dit rapport is een deelrapport voor de studie ‘Trendanalyse luchtverontreiniging - De effecten van het Werkprogramma Schoon en Zuinig (S&Z) op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen’ (ECN-E--08-002). Die studie borduurt voort op de beoordeling door ECN van het werkprogramma (in september 2007) ten aanzien van de effecten op broeikasgasemissies, energiebesparingstempo en het aandeel hernieuwbare energie.

De Trendanalyse Luchtverontreiniging heeft als doel om de effecten van S&Z op de NEC-emissies (NO_x, SO₂, Fijn stof, NMVOS en NH₃) te bepalen. Het beleid uit het werkprogramma leidt tot vermindering van de elektriciteitsvraag, en tot een grotere rol van andere, schonere vormen van elektriciteitsopwekking (hernieuwbare energie en WKK). Evenals in de eerdere beoordeling zijn in de Trendanalyse de effecten bepaald tegen de achtergrond van het Global Economy scenario met een hoge olieprijs (GEHP), waarbij er ten aanzien van EU-beleid twee ontwikkelingen worden geschetst:

- EU-laag: een variant met zwak EU-beleid en lage CO₂-prijs (20 €/ton CO₂).
- EU-hoog: een variant met sterk EU-beleid en hoge CO₂-prijs (50 €/ton CO₂).

Vanwege de grote rol van de centrale elektriciteitsopwekking voor de emissies van broeikasgasen en NEC-stoffen zijn tevens recente ontwikkelingen op de Nederlandse en Duitse elektriciteitsmarkt nader in kaart gebracht. Het is vooral de onderlinge concurrentieverhouding tussen deze twee markten die bepaalt of er op termijn sprake is van een sterk dalende trend in de netto import tot zelfs netto export van elektriciteit. Dit heeft geleid tot bijgestelde schattingen voor nieuwbouw en afdanking van elektriciteitscentrales ten opzichte van GEHP, en de hiermee samenhangende effecten op de elektriciteitsexport. De concurrentieverhouding is een hoogst onzekere factor. De mate waarin export tot stand kan komen, is getoetst aan een actuelere stand van zaken en verwachtingen voor de Duitse elektriciteitsmarkt.

In dit rapport komen achtereenvolgens aan bod:

- Nieuwbouwplannen en recente³ marktontwikkelingen.
- Luchtverontreinigende emissies van bestaande en nieuwe centrales.
- Effecten ten opzichte van het achtergrondscenario van extra nieuwbouw en het uit bedrijf nemen van bestaande centrales.
- Effecten op productie en mogelijke export van elektriciteit.
- Quickscan van de Duitse elektriciteitsmarkt ter toetsing van een mogelijk exporteffect.

De totale effecten op de nationale en sectorale emissies staan in het hoofdrapport (Daniëls et al., 2008).

1.1 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 wordt een overzicht gegeven van de diverse nieuwbouwplannen voor elektriciteitscentrales in Nederland. Hoofdstuk 3 gaat in op een aantal overige recente marktontwikkelingen en trends. De emissies en emissiefactoren van de geplande nieuwe centrales worden in Hoofdstuk 4 toegelicht. Het accent ligt daarbij op de nieuwe kolencentrales en de bijbehorende SO₂-emissies. De effecten op nieuwbouw, productie en export van elektriciteit van zowel het Schoon & Zuinig werkprogramma als van actuelere marktontwikkelingen worden samengevat in Hoofdstuk 5. Ten slotte wordt in Hoofdstuk 6 door middel van een quick-scan van de markt-

³ ECN heeft ontwikkelingen tot en met einde februari 2008 verwerkt, voor zover bekend uit openbare bronnen.

ontwikkelingen in Duitsland nagegaan, in hoeverre scenario ontwikkelingen en daaruit afgeleide effecten daarmee consistent zijn.

2. Nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales

2.1 Overzicht

Nieuwbouwplannen fossiel gestookte centrales: totale omvang 10 tot 15 GW

Het totaal van de meer concrete nieuwbouwplannen komt uit op een omvang tussen de 10 en 15 GW. TenneT heeft onlangs in het Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008-2014 een lijst gepubliceerd, die opgeteld tot bijna 15 GW aan nieuwbouwplannen komt voor de periode tot en met 2015 (TenneT, 2008). De TenneT informatie is gebaseerd op een enquête die in februari 2007 is uitgezet. Een aantal van deze plannen is enkel bij TenneT bekend, en niet uit andere openbare bronnen. Details daarover zijn dan ook niet beschikbaar. In de loop van 2007 is er voor sommige plannen andere of aanvullende informatie (vaak via persberichten van de bedrijven zelf) beschikbaar gekomen. Voorbeeld hiervan is het plan van Nuon om bij Corus nieuwe productiecapaciteit te gaan bouwen (200-500 MW, CMER, 2007). Van de 10 GW aan meer concrete plannen heeft ca. 90% een aansluitcontract met TenneT gesloten. Tabel 2.1 geeft een samenvatting van de diverse nieuwbouwplannen.

Vijf concrete kolen/biomassa centrales gepland: totaal ca. 5,5 GW

Tot en met 2014 staan vijf concrete kolen/biomassa (incl. de multi-fuel Magnum van Nuon) eenheden met een totale omvang van meer dan 5,5 GW gepland. Van vier van de vijf plannen waren voor de onderhavige studie MER's beschikbaar. De multi-fuel kolen/biomassa vergassingsinstallatie van Nuon kan tevens aardgas verstoffen. In september 2007 is een besluit tot het daadwerkelijk bouwen van het kolen/biomassa vergassingsdeel uitgesteld tot 2009. Nuon gaat al wel 1300 MW aan aardgasgestookte STEG's realiseren (3 eenheden van 430 MW). TenneT rapporteerde onlangs een nog niet nader benoemd plan voor een nieuwe kolencentrale die in 2015 in bedrijf moet komen (TenneT, 2008).

De helft van de plannen bestaat uit gasgestookte centrales, meer dan 2 GW is nagenoeg zeker

De plannen behelzen bijna 7 GW aan aardgas- of hoogovengasgestookte centrales. Ruim 2 GW van deze plannen zijn al in aanbouw (Air Liquide WKK, Sloe centrale) of hebben alle vergunningen al binnen (Enecogen, Intergen-II, nieuwe Flevo centrale). De omvang van de huidige nieuwbouwplannen voor gascentrales is daarmee ruim 1200 MW groter dan de destijds (in 2005) veronderstelde omvang in het achtergrondscenario GEHP. Dit GEHP-scenario is in feite een meer typisch 'meer kolen' scenario. Het nieuwe gasvermogen bestond uit enkel de al lang geplande nieuwe Sloe centrale (870 MW) en nieuwe decentrale WKK. Nieuwe decentrale WKK in GEHP bedroeg ca. 2300 MW_e extra in 2020 ten opzichte van 2005. De WKK in de glastuinbouw is eind 2006 al gegroeid naar ruim 1800 MW_e (Kroon & Wetzels, 2008). Inmiddels zijn de plannen voor een nieuwe Flevo centrale, Enecogen en Intergen-II een feit. De overige nieuwbouwplannen voor gascentrales zijn onzekerder.

Alle plannen met kolen zijn 'capture ready' en pilots voor CCS

De kolen/biomassa ontwerpen zullen 'capture ready' worden uitgevoerd. Dit betekent dat in een later stadium CO₂-afvang kan worden gerealiseerd, op een moment dat de daarvoor benodigde technieken zijn verbeterd, en markt- en beleidscondities gunstiger zijn. Als opmaat naar een mogelijk grootschalige toepassing zijn er in Nederland een aantal pilots voor CO₂-afvang gepland. Vier producenten gaan in Nederland pilots voor CO₂-afvang uitvoeren. Deze pilots betreffen drie kolencentrales: (1) E.ON, oude Maasvlakte-eenheid, in kader van CATO-project; (2) Nuon, Willem-Alexander, Buggenum; en (3) Electrabel, Gelderland centrale Nijmegen. Eneco wil bij de geplande Enecogen gasgestookte STEG centrale in een pilot-omvang CO₂ gaan afvangen. Deze plannen passen bij het Nederlandse en het Europese beleid en ambities ten aan-

zien van CO₂-afvang. In 2006 is een uitvoerige studie uitgevoerd naar de voorwaarden aan het beleid, de technologie en de organisatie om grootschalige CO₂-afvang in Nederland te realiseren (Vosbeek et al., 2007).

De stand van zaken en een aantal karakteristieken van de diverse plannen staan in Paragraaf 2.2 samengevat.

Tabel 2.1 *Overzicht nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales*⁴

| Locatie | Bedrijf | Capaciteit [MW] | In bedrijf, plan | Primaire brandstof | Rendement [%] | Aansluit-contract |
|-----------------|-------------------------|-----------------|------------------|--------------------|---------------------|-------------------|
| Eemshaven | Electrabel | 125 | 2008 (?) | gas | | |
| | Nuon | 1200-1400 | 2011-2014 | kolen | 45-46 ¹⁾ | Ja |
| | (Magnum, in 2 fases) | | | | | |
| | RWE (eerste eenheid) | 800 | 2011 | kolen | 46 | Ja |
| | RWE (tweede eenheid) | 800 | 2012 | | | |
| | Electrabel | 800 | 2012 | kolen | | |
| | Advanced Power | 1200 | 2011 | gas | | |
| Bergum | Electrabel | 454 | 2014 | gas | | |
| Delfzijl | Aldel | 115 | 2014 | biomassa/afval | | |
| Lelystad | Electrabel | 900 | 2009 | gas | 58-59 | Ja |
| | (nieuwe Flevo-centrale) | | | | | |
| Maasvlakte | E.ON | 1070 | 2012 | kolen | 45-46 ²⁾ | Ja |
| | Intergen ³⁾ | 419 | 2010 | gas | | Ja |
| | Enecogen | 840 | 2010 | gas | 58 | Ja |
| | n.b. | 600 | 2011 | gas | | |
| | Electrabel | 800 | 2012 | kolen | 46 | Ja |
| Geertruidenberg | Essent | 800 | 2014 | kolen | 46 | Ja |
| Moerdijk | Essent | 420 | 2011 | gas | 58 ⁴⁾ | |
| Schoonebeek | NAM | 130 | 2011 | gas | | |
| Borssele | Delta (Sloecentrale) | 870 | 2009 | gas | 58 | Ja |
| Sas van Gent | Delta | 82 | 2010 | biomassa/gas | | |
| Maasbracht | Essent | 220 - 650 | 2011 | gas | 56 ⁵⁾ | Ja |
| Velsen | Nuon | 200 - 500 | n.b. | HO-gas/gas | | |
| | Totaal t/m 2014, laag | 13 GW | | | | |
| | Totaal t/m 2014, hoog | 14 GW | | | | |
| | Totaal kolen, ca. | 5,5 GW | | | | |
| | Totaal aardgas, ca. | 6,5 GW | | | | |
| | Totaal overig, ca. | 0,5 GW | | | | |
| Onbekend | Onbekend | 1600 | 2015 | kolen | | |
| | Totaal t/m 2015, hoog | 15,5 GW | | | | |

Informatie voor deze tabel is gebaseerd op recente openbare informatie van bronnen als TenneT en de energiebedrijven (persberichten, MER's). Deze diverse bronnen noemen soms enigszins van elkaar afwijkende waarden voor de (netto) capaciteit.

Bij deze plannen zijn nog niet de nieuwbouw aan hernieuwbaar productievermogen (vooral windenergie) en decentrale WKK inbegrepen. De ambitie van het werkprogramma Schoon & Zuinig is een groei van windenergie tot 4000 MW op land (einde 2007 ca. 1600 MW) en op zee naar 450 MW, voor het jaar 2011.

Noten:

- 1) Omzettingrendement 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).
- 2) Met 30% biomassa inzet, is het rendement 1%-punt lager (45%).
- 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 basislaasteenheid)
- 5) MER, p. 5.8. 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).

⁴ Nuon heeft 16 april 2008 bekendgemaakt plannen te hebben voor een 2-tal nieuwe STEG's. Een ter vervanging van de Hemweg-7 (Combi, uit 1979) en een extra STEG (met WKK) bij Diemen. Beide eenheden met een omvang van ca. 500 MW (Nuon, 2008). Bij het doorgaan van deze plannen zal er netto ca. 400 MW bijkomen (Hemweg-7 heeft omvang van 599 MWe).

2.2 Stand van zaken en karakteristieken

Besluitvorming en status informatie

De stand van zaken bij de diverse nieuwbouwplannen is aan verandering onderhevig. Dit betreft het verwachte tijdspad t.a.v. besluitvorming, bouw en eerste productie. Redenen tot aanpassing in de plannen zijn de grote dynamiek op de elektriciteitsmarkt, ontwikkelingen in het vergunningstraject, en onzekerheid in het overheidsbeleid. Voor de elektriciteitsmarkt betreft dit o.a. de gestegen kosten, de krapte in aansluit-, bouw- en engineeringcapaciteit, ontwikkelingen in brandstof- en CO₂-prijzen, beleid van het Nederlandse kabinet en de Europese Commissie.

De laatste stand van zaken (peildatum: januari 2008) is in Tabel 2.2 opgenomen, voor zover bekend uit publieke bronnen, of uit opgave van de producenten zelf. Het is niet uit te sluiten dat definitieve besluitvorming nog anders gaat uitpakken.

Tabel 2.2 *Status voortgang realisatie nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales*

| Locatie | Bedrijf | In bedrijf, plan | Status bouw/vergunning |
|-----------------|---------------------------|------------------|---------------------------------|
| Eemshaven | Electrabel | 2008 (?) | n.b. |
| | Nuon (Magnum, in 2 fases) | 2011-2014 | Milieuvergunning voor gas deel? |
| | RWE (eerste eenheid) | 2011 | |
| | RWE (tweede eenheid) | 2012 | MER |
| | Electrabel | 2012 | n.b. |
| Bergum | Advanced Power | 2011 | n.b. |
| | Electrabel | 2014 | n.b. |
| Delfzijl | Aldel | 2014 | n.b. |
| Lelystad | Electrabel | 2009 | Bouw gestart |
| | (nieuwe Flevocentrale) | | |
| Maasvlakte | E.ON | 2012 | Bouw gestart |
| | Intergen ³⁾ | 2010 | Bouw gestart |
| | Enecogen | 2010 | Milieuvergunning |
| | n.b. | 2011 | |
| | Electrabel | 2012 | Beschikking milieuvergunning |
| Geertruidenberg | Essent | 2014 | Advies richtlijnen MER |
| Moerdijk | Essent | 2011 | MER |
| Schoonebeek | NAM | 2011 | |
| Borssele | Delta (Sloecentrale) | 2009 | Bouw gestart |
| Sas van Gent | Delta | 2010 | |
| Maasbracht | Essent | 2011 | MER |
| Velsen | Nuon | n.b. | Startnotitie |
| Onbekend | Onbekend | 2015 | n.b. |

Een aantal plannen met gasgestookte centrales is relatief ver in de voorbereiding en wordt deels al gebouwd (bijv. Sloecentrale en nieuwe Flevocentrale). Gascentrales hebben een kortere bouwtijd dan kolencentrales. Tussen eerste lancering van een plan (startnotitie), vergunningsprocedures, aanbesteding en start bouw, ligt bij een gascentrale minimaal twee jaar. Bij kolencentrales is die termijn eerder ca. 4 jaar. Van de geplande nieuwe kolen/biomassa centrales zijn die van EON en Electrabel het verst gevorderd. EON heeft in 2007 een milieuvergunning ontvangen. In maart 2008 is de bouw (tijdelijk) stopgezet in verband met een uitspraak van de Raad van State op basis van een beroep door Greenpeace. De provincie Zuid-Holland heeft eind maart 2008 een beschikking voor de milieuvergunning voor de kolen/biomassa centrale van Electrabel afgegeven.

Omzettingsrendementen en emissies zijn afhankelijk van brandstofmix

De netto omzettingsrendementen en emissies van de centrales zijn afhankelijk van de brandstofmix. Vooral bij de kolen/biomassa centrales ligt de brandstofmix niet vooraf vast, maar de netto omzettingsrendementen zijn 45 tot 46%. In combinatie met een groter aandeel aardgas, kan het Magnum ontwerp een hoger rendement hebben. De gasgestookte nieuwbouwplannen hebben netto omzettingsrendementen van 58 tot zelfs 59%. Dit ligt een aantal procentpunten hoger dan de Eemscentrale STEG's (ca. 53%, 1996 in bedrijf) of de Rijnmond Energie STEG (Intergen, ca. 56%, 2004 in bedrijf) (Seebregts & Volkers, 2005). In de schattingen die ECN heeft gemaakt voor emissiefactoren, zie Hoofdstuk 4, is uitgegaan van het voorkeursalternatief uit het MER (indien beschikbaar).

Ambities met inzet biomassa in kolencentrales lopen uiteen: 10 tot 60% meestoken

Bestaande poederkoolcentrales kunnen tot 15-25% biomassa bijstoken (Electrabel, 2007). Ter vergelijking: in het GEHP-scenario (basis voor de beoordeling Schoon & Zuinig) is een percentage van 20% verondersteld in de periode 2015-2020. Nieuwe typen poederkoolcentrales kunnen worden ontworpen voor een meestookpercentage tot 60%. In de plannen maken de diverse producenten verschillende keuzes, variërend van 10% (RWE), 30% (Essent, massabasis) tot 60% (Electrabel). Een kolenvergassingseenheid, zoals Buggenum en Nuon's Magnum, kan tot 30% biomassa verstoffen. Een kolencentrale met wervelbedverbranding kan tot 80% biomassa verstoffen.

3. Recente ontwikkelingen en trends

3.1 Achtergrond

De uitgangspunten van de Referentieramingen (Van Dril & Elzenga, 2005) en de WLO-scenario's (WLO, 2006) gaan terug tot 2003. Slechts op enkele onderdelen zijn nadien in de daaropvolgende studies aanpassingen geweest. Een belangrijke aanpassing is de hoge olie prijs variant van het Global Economy scenario (GEHP) die eind 2005 is gemaakt ten behoeve van het Optiedocument (Daniëls & Farla, 2006). Dit WLO GEHP-scenario is - met enkele aanpassingen - uitgangspunt geweest voor de beoordeling van het Schoon & Zuinig werkprogramma (Menkveld et al., 2007). Eerder is al geconcludeerd dat dit GEHP-scenario op de termijn tot 2020 nog redelijk tot goed paste bij de toen recente en bekende ontwikkelingen in de Nederlandse elektriciteitsmarkt (Seebregts, 2007). Echter, wel op basis van het beleid (zowel NL als EU) dat begin 2007 vaststond. Zowel het 'Energy Policy for Europe' (EC, 2007) als de Schoon & Zuinig plannen hebben waarschijnlijk invloed op de (definitieve) beslissingen die investeerders nemen over nieuwe centrales in Nederland en op hun verwachtingen over bijvoorbeeld het CO₂ ETS en een daarbij behorende CO₂-prijs na 2012.

De hausse aan nieuwbouwplannen is medio 2005 begonnen. De afgelopen twee jaren (2006-2007) hebben zich ontwikkelingen voorgedaan, die van invloed zijn of zullen zijn op het uiteindelijke al dan niet realiseren van deze hausse aan plannen voor grootschalige energiecentrales in Nederland. Deze ontwikkelingen zijn:

- De sterk stijgende investeringskosten voor elektriciteitscentrales.
- Mogelijke capaciteitsproblemen bij TenneT om al het nieuwe vermogen tijdig aan te kunnen sluiten op het hoogspanningsnet.
- De verdere uitbreiding van de inter-connectie verbinding met Duitsland (TenneT).
- De ontwikkelingen in het hernieuwbare productievermogen (vooral windenergie) en decentrale WKK (o.a. de recente groei in glastuinbouw).
- Marktontwikkelingen die te maken hebben met brandstof- en CO₂-prijzen, of met het buitenland (o.a. in Duitsland).
- Beleidsontwikkelingen, vooral in 2007, en zowel nationaal (Schoon & Zuinig) als Europees ('Energy package'). De mogelijke effecten van deze beleidsontwikkelingen zijn in de eerdere beoordeling door ECN en in de onderhavige studie bepaald.

Deze ontwikkelingen beïnvloeden de besluitvorming en kansrijkheid van bepaalde nieuwbouwplannen, en in het bijzonder de plannen voor nieuwe kolencentrales. De onzekerheden zijn groot. Ontwikkelingen hebben een sterke onderlinge relatie. Een voorbeeld: de totale elektriciteitsvraag, het aanbod hernieuwbare energie en de decentrale WKK zal voor een groot deel de ruimte bepalen voor nieuwbouw en inzet van de centrale opwekking, en de gevolgen voor de import dan wel export van stroom. Om die reden is tevens een quick scan gemaakt van ontwikkelingen op de Duitse elektriciteitsmarkt (nieuwbouwplannen en recente referentiescenario's voor Duitsland), zie Hoofdstuk 6.

3.2 Gestegen kosten

Gestegen kosten: leiden tot uitstel, mogelijk afstel, vooral rem op kapitaalintensieve en innovatieve keuzes (bijv. kolenvergassing en CCS). Mondiaal is er sprake van een sterk aangetrokken markt voor de bouw van energiecentrales. Na een periode van een afwachtende houding, is er sinds eind 2005 een hausse aan nieuwbouwplannen gekomen ('boom or bust cycle', en nu dus de 'boom'). Vooral de kosten voor nieuwe kolencentrales zijn het afgelopen jaar fors gestegen. Recente schattingen zijn kostenstijgingen van 35 tot zelfs 50% vergeleken met de eerste schat-

tingen voor deze nieuwe typen kolencentrales. Echter, ook voor gasgestookte centrales is er sprake van forse prijsstijgingen van ca. 40% in periode 2005-2008, (Jacobs Consultancy, 2008). De gestegen kosten zijn deels te wijten aan gestegen energieprijzen en de impact daarvan op de kosten van materiaal als staal en beton (IEA, 2007b). Tevens zorgt het aantrekken van de markt voor centrales voor schaarste in capaciteit bij de aanbieders (RWE, 2007 en diverse pers- en krantenberichten).

Grotere kapitaalcrachtige bedrijven (zoals E.ON, RWE en Electrabel) hebben mogelijk minder last van deze kostenstijgingen dan de kleinere Nederlandse productiebedrijven. In het najaar van 2007 heeft Nuon het besluit voor het kolen/biomassa vergassingsdeel van de Magnum centrale in de Eemshaven uitgesteld tot 2009. Ook in Duitsland is ca. 20% van de nieuwbouwplannen stilgelegd, vooral door de kleinere bedrijven. Wel heeft RWE recent besloten een nieuwbouwplan om een andere reden af te blazen, namelijk als gevolg van een referendum van de lokale bevolking. Net als in Nederland (vanuit milieuorganisaties) is er in Duitsland dus soms ook maatschappelijke weerstand tegen nieuwe kolencentrales.

Ter indicatie van gestegen kosten: RWE schatte de kosten van de bouw van de geplande poederkoolcentrale in de Eemshaven van 2 x 800 MW eind 2006 nog op € 1,5 miljard (RWE, 2006, persbericht, 940 €/kW). Recent is een bedrag van 2,2 miljard genoemd (1410 €/kW), een stijging van ca. 50%. Een soortgelijke kostenontwikkeling is waar te nemen voor het plan van E.ON op de Maasvlakte. Dat stond begin 2007 nog voor ca. 1100 €/kW in de boeken. Eind november 2007 maakte E.ON plannen bekend om hetzelfde type centrale in Antwerpen te bouwen voor ca. 1350 €/kW, een stijging van 25% ten opzichte van de schattingen in 2006 voor dit type ontwerp (EON, 2007b).

3.3 Aansluitproblematiek, interconnectie en marktkoppelingen

Mogelijk concurrentie nadeel voor producenten zonder aansluitcontract met TenneT

TenneT heeft problemen om alle initiatiefnemers voor nieuwe centrales aan te sluiten op het hoogspanningsnet. Een deel van de plannen (totaal ca. 9000 MW) heeft een aansluitcontract met TenneT (zie ook Tabel 2.1). In Zuid-Holland is daarbij nog sprake van een (tijdelijk) zogenoemd runback scenario: Intergen, E.ON en Enecogen zullen in tijden van krapte niet kunnen invoeden op het net. Een aantal initiatiefnemers (RWE, Essent) heeft op dit moment nog geen aansluitcontract.

Op de productielocaties aan zee is inmiddels een tekort aan transportcapaciteit op het 380 kV-net. Ook komt het 380 kV-net onder druk te staan door de groei van de productie die is aangesloten op de regionale netten, zoals decentrale WKK en windturbines. Het kabinet streeft naar 4000 MW windenergie op land aan het einde van 2011. Ook dat is een forse toename (eind 2006: ca. 1600 MW).

Verdere uitbreiding interconnectie en marktkoppelingen biedt ruimte om meer te exporteren

Ook voor zaken die te maken hebben met de uitwisseling van stroom met het buitenland hebben zich in de afgelopen jaren 2005-2007 nieuwe of gewijzigde ontwikkelingen voorgedaan. Dit betreft de omvang van de diverse inter-connectie verbindingen en de marktkoppeling van een aantal spotmarkten in Nederland en buurlanden.

De huidige plannen voor verdere uitbreiding van de inter-connectie capaciteit gaan verder dan in het oorspronkelijke achtergrondscenario. In de Referentieraming en WLO waren in de periode 2007-2020 een tweetal nieuwe verbindingen met het buitenland verondersteld: de NorNed kabel (700 MW, 2007) en de BritNed verbinding (1300 MW, 2011/2012, TenneT, 2007b). Momenteel wordt tevens een grotere uitbreiding met Duitsland verwacht (tussen 1000 en 2000 MW medio 2013, (TenneT, 2006)). Tevens wordt melding gemaakt van een mogelijk 2^e NorNed ka-

bel. Onder de GEHP- en S&Z-veronderstellingen wordt de kostprijs van Nederlandse elektriciteit op de groothandelsmarkt relatief aantrekkelijker ten opzichte van in Duitsland geproduceerde elektriciteit. Een uitbreiding van de inter-connectie capaciteit met Duitsland zal daarom extra export naar Duitsland mogelijk maken, mede ook gezien de ontwikkelingen in het Duitse park productiepark (uitfasering kerncentrales, grotendeels fossiel gestookte vervanging).

Voor de extra verbinding met Duitsland kan belangrijke consequenties hebben voor het import- of exportsaldo van elektriciteit. Dit hangt daarbij tevens af voor de ontwikkelingen in de markten voor brandstof- en CO₂-prijzen en aanpassingen in het productiepark in beide landen. Die ontwikkelingen bepalen de onderlinge concurrentieverhoudingen. In Hoofdstuk 6 wordt nader ingegaan op de ontwikkelingen in Duitsland. Om even hier vast een extreme situatie te schetsen: Stel dat het Nederlandse productiepark door een combinatie van de nieuwbouwplannen en voor Nederland gunstige prijsontwikkelingen (met name een hoge CO₂-prijs) ten opzichte van Duitsland veel concurrerender wordt: dan zou een extra 1500 MW verbinding met een gemiddelde vollastcapaciteit van 8000 uren, 12 TWh extra naar Duitsland kunnen exporteren.

Marktkoppelingen

Sinds eind november 2006 zijn de spotmarkten van Nederland (APX), Frankrijk (Powernext) en België (Belpex) aan elkaar gekoppeld. Na een jaar blijken de prijzen voor deze day-ahead markten voor 60% van de tijd gelijk. Voor Belpex en APX gold dat voor ruim 70% van de tijd; voor Powernext en Belpex was dit 85%. Het streven is om op korte termijn te komen tot een verdere koppeling met de Duitse en Engelse spotmarkten, en tevens te zijner tijd ook een koppeling tot stand te brengen voor intra-day handel.

Effecten op marktprijzen

Voldoende uitbreiding van inter-connectie verbindingen zal theoretisch moeten leiden tot gemiddeld lagere marktprijzen. In welke richting de stroom netto gaat lopen, zal sterk afhangen van de kostprijsontwikkeling in de betreffende landen. Die kostprijsontwikkeling wordt bepaald door enerzijds het productiepark en anderzijds de brandstof- en CO₂-prijzen. Die ontwikkelingen zijn beide onzeker en sterk scenario- en variant afhankelijk. In een EU-hoog beeld (50 €/ton CO₂) zal het Duitse productiepark relatief duurder worden vanwege het grote aandeel kolengestookt vermogen en het uitfaseren van kerncentrales. Op de termijn tot 2020 heeft Duitsland ook minder mogelijkheden om dat productiepark wezenlijk anders in te richten (zie ook Hoofdstuk 6). Nederland biedt op die termijn mogelijk een aantal voordelen ten opzichte van Duitsland, en zeker als CO₂-prijzen relatief hoog oplopen.

3.4 Extra WKK en hernieuwbare productie

Voor WKK waren in september 2007 nog geen details bekend over de nieuwe steunregeling voor WKK onder de SDE. Ook nu (peildatum: 1 maart 2008) zijn dergelijke details nog niet bekend. Wel is momenteel duidelijk dat bestaande WKK voor 2008 niet in aanmerking komt voor ondersteuning vanuit de SDE of de MEP (persbericht EZ 15 feb).

Naar verwachting zal vooral de WKK in de industrie en raffinaderijen profiteren van het beleid uit het werkprogramma en van hogere CO₂-prijzen. Dit betreft vrijwel uitsluitend grootschalige WKK op aardgas. In de landbouw en gebouwde omgeving zullen naar verwachting andere technieken meer profiteren dan WKK, waardoor WKK hier ondanks de gunstiger financiële positie nauwelijks extra reductie realiseert. De verwachte toename van WKK in de landbouw is zeer gering, onder meer omdat in het achtergrondscenario al een forse toename van de WKK in de landbouw voorzien is. Het werkprogramma lijkt in de glastuinbouw vooral andere maatregelen te bevorderen, waardoor ook bij hogere CO₂-prijzen er niet of nauwelijks een extra toename van de WKK in de glastuinbouw te verwachten is. Het WKK-vermogen in de glastuinbouw is in de afgelopen jaren gegroeid naar ruim 1800 MW (einde 2006, Kroon & Wetzels, 2008).

Het belangrijkste beleid voor hernieuwbare elektriciteit is het besluit Stimulering Duurzame Energieproductie (SDE). In september 2007 waren er nog grote onduidelijkheden t.a.v. de precieze invulling. Inmiddels is de uitwerking van de regeling in concept aan de Tweede Kamer aangeboden, voor zover het althans het deel betreft dat op hernieuwbare elektriciteit betrekking heeft. De huidige informatie vormt voldoende aanleiding voor een nieuwe inschatting van het effect van de SDE op de hernieuwbare elektriciteitsproductie, maar dit is voor deze studie niet gedaan.

Een deel hernieuwbare opwekking dat op korte termijn al tot extra capaciteit leidt, betreft windenergie. Het opgestelde windvermogen is eind 2007 gegroeid tot ruim 1700 MW. Nieuwbouwplannen voor de komende jaren tellen op tot bijna 1500 MW.

3.5 Brandstof-, CO₂- en elektriciteitsprijzen

Toekomstige brandstof- en CO₂-prijzen zijn onzeker. Echter, de recente en korte termijn ontwikkelingen in deze markten zijn vooralsnog redelijk consistent met de gemaakte veronderstellingen in het GEHP-achtergrondscenario en de veronderstelde CO₂-prijzen in de S&Z-beleidsbeelden. Deze paragraaf schetst de ontwikkelingen in het oorspronkelijke GEHP-scenario en een korte vergelijking met de S&Z-varianten.

Eerdere prijsprojecties

ECN heeft in de voorbije jaren meerdere prijsprojecties bepaald tot op de termijn van 2040 (Referentieramingen energie en emissies 2005-2020, Van Dril en Elzenga, 2005; Welzijn en Leefomgeving (WLO), 2006). In de afgelopen twee jaren heeft ECN steeds consequent en in overleg met de departementen van EZ en VROM, het Global Economy scenario als belangrijkste referentiescenario gehanteerd (o.a. Optiedocument, Daniels en Farla, 2006). In de beoordeling van het Werkprogramma Schoon & Zuinig (Menkveld, 2007) is daarbij uitgegaan van de GEHP-variant (dus met de hoge olieprijs).

De prijsprojecties voor dit soort scenario's geven - binnen de gehanteerde veronderstellingen - een indicatie van de langjarige 'gemiddelde' baseload elektriciteitsprijs op de Nederlandse groothandelsmarkt. Prijsfluctuaties die in de praktijk optreden als gevolg van volatiliteit in de brandstofprijzen (vooral aardgas) of (tijdelijke) bijzondere omstandigheden zoals verminderde productiecapaciteit leidend tot momentaan schaarste in aanbod en hogere spotmarktprijzen, zijn niet in dergelijke projecties verdisconteerd.

Brandstof- en CO₂-prijzen

De GEHP-prijzen worden grotendeels bepaald door de veronderstellingen die zijn gemaakt over de CO₂-prijs en de brandstofprijzen: aardgas (deels gebaseerd op de olieprijs), steenkool en biomassa. Deze prijzen zijn in onderstaande tabellen samengevat (voor de volledigheid inclusief de periode tussen 2020 en 2040). Voor de conversie van €₂₀₀₀ naar €₂₀₀₈ is een factor van 1,168 gebruikt (schatting via gecombineerde CPI voor periode 2000 tot 1/1/2008)⁵. Voor de conversie van \$₂₀₀₀ naar \$₂₀₀₇ is een factor 1,20 gebruikt⁶.

⁵ CPB, Bijlagen bij MEV2008 <http://www.cpb.nl/nl/data/mev2008/>. Voor 2008 gaat het CPB uit van een CPI-verandering van 2% t.o.v. 2007. Deze is niet verrekend in de 1,168 waarde, die geldig is voor het verloop van 2000 tot einde 2007.

⁶ <http://minneapolisfed.org/research/data/us/calc/>

Tabel 3.1 *Brandstofprijzen GEHP-scenario \$₂₀₀₀ en €₂₀₀₀*

| | | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 |
|-----------------|--------------------------|------|------|------|------|------|
| Ruwe olie | [\$/vat] | 50.6 | 37.8 | 37.8 | 41.5 | 44.9 |
| | [€/GJ] | 9.4 | 7.0 | 7.0 | 7.7 | 8.3 |
| Aardgas | [€/m ³] | 15 | 17.3 | 18.5 | 19.9 | 21.4 |
| | [€/GJ] | 4.7 | 5.5 | 5.8 | 6.3 | 6.7 |
| Steenkool | [€/GJ] | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 | 1.7 |
| CO ₂ | [€/ton CO ₂] | 2 | 7 | 11 | 0 | 0 |

Tabel 3.2 *Brandstofprijzen en CO₂-prijzen GEHP-scenario, €₂₀₀₈ en \$₂₀₀₇*

| | | 2005 | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 |
|-----------------|--------------------------|------|------|------|------|------|
| Ruwe olie | [\$/vat ⁷] | 60.8 | 45.4 | 45.4 | 49.8 | 53.9 |
| Aardgas | [€/m ³] | 17.5 | 20.2 | 21.6 | 23.3 | 24.9 |
| | [€/GJ] | 5.5 | 6.4 | 6.8 | 7.4 | 7.9 |
| Steenkool | [€/GJ] | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 |
| CO ₂ | [€/ton CO ₂] | 2.3 | 8.2 | 12.8 | 0 | 0 |

De aardgasprijs in bovenstaande tabellen is een ‘kale’ commodity prijs. De aardgasprijs voor elektriciteitsproducenten bevat een (bescheiden) capaciteits- en transporttarief. Hiermee is in de berekeningen voor de groothandelselektriciteitsprijzen rekening gehouden. De aardgasprijs in het GEHP-scenario ligt tussen de 20 tot 25 €/m³ voor de periode 2010-2040. De bijbehorende olieprijs ligt in die periode tussen de 45 tot 54\$/vat (zie de voetnoot op deze pagina).

Hogere CO₂-prijzen in GEHP Schoon & Zuinig-varianten

Voor de beoordeling van het werkprogramma Schoon & Zuinig (S&Z) is het GEHP-scenario gehanteerd, echter met hogere (en voortdurende) CO₂-prijzen (EU-laag: 20 €/ton CO₂; EU-hoog: 50 €/ton CO₂).

De brandstofprijzen bepalen samen met de CO₂-prijzen voor een groot gedeelte de uiteindelijke groothandelsmarktprijzen voor elektriciteit. De groothandelsprijzen die voor GEHP zijn berekend (door het POWERS-model, Seebregts et al., 2005), zijn gebaseerd op de operationele kosten van de marginale centrale in piek en off-piek, vermeerderd met een (bescheiden) mark-up. Omgerekend naar €₂₀₀₈, resulteren voor het GEHP-scenario projecties zoals samengevat in Tabel 3.3.

⁷ Voor GEHP is destijds met een wisselkoersverhouding van € 1 = 0,92 \$ gerekend (jaar 2000). De huidige koersverhouding is veel hoger. Dit betekent dat de huidige olieprijs (ca. 100 \$/vat) niet per se tot veel hogere aardgasprijzen in termen van € leidt. Een rekenvoorbeeld: 14 januari 2008, bij een koersverhouding (<http://www.xe.com/ucc/convert.cgi>) € 1 = 1.49 \$. Ruwweg betekent dit dat de aardgasprijzen van GEHP matchen met een olieprijs van ca. 73 tot 87 \$/vat in ‘huidige’ dollars. Dat is niet ver beneden de noteringen in diezelfde periode (medio januari 2008).

Tabel 3.3 *Baseload en peak load groothandelsprijzen, in €₂₀₀₈/MWh, GEHP- en S&Z-varianten*

| | | 2010 | 2020 | 2030 | 2040 |
|-------------------------------|-----------|------|------|------|------|
| GEHP | baseload | 60 | 64 | 54 | 61 |
| | peak load | 74 | 81 | 72 | 77 |
| S&Z: 20 €/ton CO ₂ | baseload | 66 | 68 | 64 | 71 |
| | peak load | 80 | 85 | 82 | 87 |
| S&Z: 50 €/ton CO ₂ | baseload | 81 | 83 | 79 | 86 |
| | peak load | 95 | 100 | 97 | 102 |

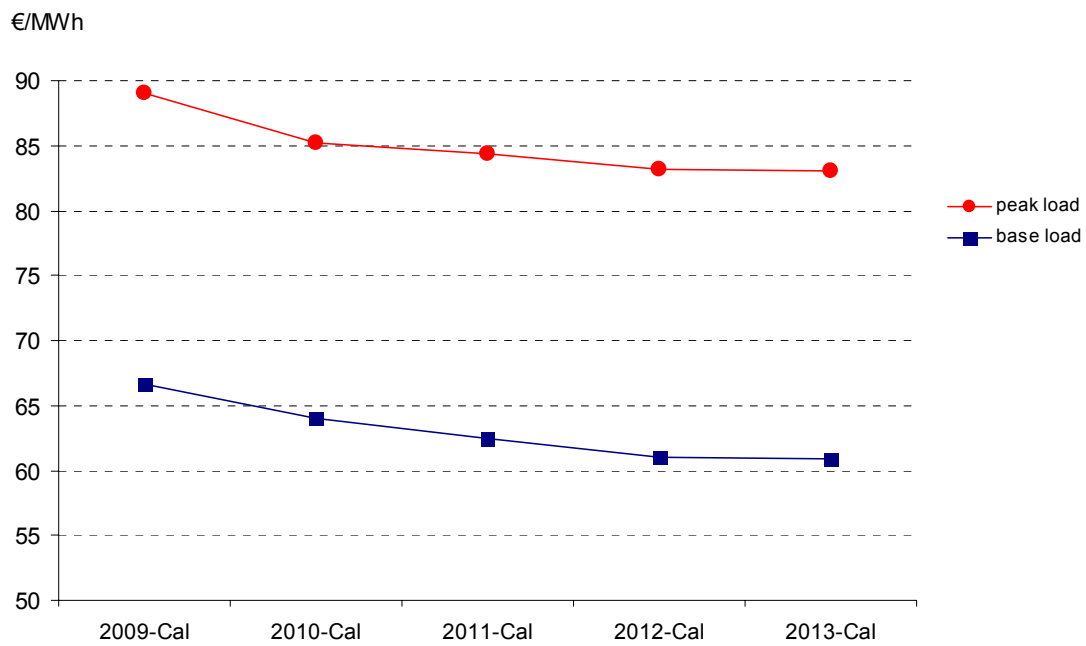
Voor de Schoon & Zuinig-varianten zijn voor de beoordeling (in Menkveld et al, 2007) destijds geen aparte gedetailleerde analyses en berekeningen uitgevoerd. Ter indicatie en als ruwe benadering is voor de hierboven gepresenteerde indicatieve prijzen verondersteld dat voor elke 10 €/ton CO₂ bovenop de GEHP-waarde, de baseload prijs met 5 €/MWh toeneemt. Deze eenvoudige benadering is gebaseerd op gevoeligheidsanalyses (met het POWERS-model) op het GEHP-scenario binnen het domein van 0 tot 60 €/ton CO₂. In die analyses is echter geen rekening gehouden met de S&Z-effecten op bijvoorbeeld de elektriciteitsvraag (meer energiebesparing) of een andere samenstelling van het park (minder en andere typen nieuw vermogen, eerder afdanken van oud en minder efficiënt vermogen).

Forwardprijzen tot en met 2013

De geprojecteerde prijzen in het GEHP-scenario komen overeen met de huidige marktprijzen voor de middellange termijn (tot 2013). Dit blijkt uit recente Endex forward noteringen (Cal-2009 tot en met Cal-2013) die tot 2013 een gemiddelde jaarlijkse baseload prijs laat zien die tussen 60 en 67 €/MWh ligt. In deze periode liggen huidige forwards voor de CO₂-prijzen op ca. 25 €/ton CO₂. De geprojecteerde baseload prijs voor 2010 uit het GEHP-scenario bij 20 €/ton CO₂ valt binnen deze bandbreedte. Dit geldt ook voor de peak load prijs die bij Endex-noteringen voor de periode 2009-2013 ca. 20 €/MWh hoger is dan de base load prijzen.

Om de GEHP-scenarioprijzen in perspectief te plaatsen, zijn ter vergelijking recente forward noteringen voor de komende vijf jaren beschouwd, zie Figuur 3.1 (Endex, 8 januari 2008 noteringen). De baseload noteringen liggen voor de periode 2009-2013 tussen de 60 tot 67 €/MWh. De peak load prijzen zijn gemiddeld zo'n 22 €/MWh hoger dan de baseload prijzen.

Peakprijzen worden sterk door markstructuur en marktomstandigheden bepaald, waaronder de invloed van intermitterende duurzame productie (met name windenergie) en de responses daarop. Op de korte termijn (bijv. 2009) werken deze zaken sterker door op de forwards. Op de lange termijn (2010-2013) is daarom in de forwards een gelijkmatiger en wat dalend patroon te zien.



Figuur 3.1 *Forward noteringen 2009-2013*

Bron: Endex, 8 januari 2008.

4. Emissies nieuwbouwplannen

In het hoofdrapport van de studie (Daniëls et al., 2008) zijn de effecten van het werkprogramma Schoon & Zuinig op de totale nationale uitstoot van luchtverontreinigende stoffen gepresenteerd. Dit hoofdstuk zoomt in op de emissies van vooral de nieuwbouwplannen, in het bijzonder de nieuw geplande kolencentrales.

4.1 Emissies nieuw geplande centrales beduidend lager dan voor bestaande centrales

De emissies van de nieuwe kolencentrales zijn beduidend lager dan die van de bestaande kolencentrales. Dit blijkt uit Milieujarverslagen voor bestaande centrales en Milieueffectrapportages (MER's) voor nieuwbouwplannen die zijn gebruikt als basis voor schattingen voor de emissiefactoren van NO_x, SO₂ en fijn stof. Voor de NO_x-emissies wordt uitgegaan van een PSR (Performance Standard Rate) van 40 g/GJ in het kader van het nationale NO_x-emissiehandelssysteem. Voor SO₂ is sprake van een plafond in het kader van een convenant dat echter nog niet is getekend. Deze SO₂-emissies worden vooral door kolencentrales bepaald. Voor de nieuwe kolencentrales staan daarom de emissiecijfers samengevat in onderstaande tabel.

Tabel 4.1 *Karakteristieken en schattingen voor emissies van nieuwe kolencentrales*

| | | E.ON Maasvlakte | Electrabel Maasvlakte | RWE Eemshaven | Nuon, Magnum Eemshaven | |
|---|--------------------|--------------------|--------------------------|------------------|---------------------------|---------|
| <u>Technische parameters</u> | | | | | kolen/BM | aardgas |
| Bruto-vermogen | [MW _e] | 1100 | | 1630 | | |
| Netto vermogen | [MW _e] | 1055 | 750 | 1560 | 840 | 360 |
| Vollasturen | [uren] | 8000 | 7500 | 8000 | 7900 | 3700 |
| Productie (netto) | [TWh] | 8,4 | 5,6 | 12,5 | 6,6 | 1,3 |
| | [PJ] | 30,4 | 20,3 | 44,9 | 23,9 | 4,8 |
| Productie (bruto) | [TWh] | 8,8 | | 13,04 | | |
| | [PJ] | 31,7 | | 46,9 | | |
| Rendement (netto) | [%] | 46,0 | 46,0 | 46,1 | 45 | 54 |
| Brandstofinzet | [PJ] | 66,1 | 44,0 | 97,5 | 53,1 | 8,9 |
| Max. inzet biomassa (BM), op energie-basis | [%] | 20 (massa) | 60 | 10 | 30 | - |
| <u>Emissies (jaarvracht)</u> | | | | | | |
| CO ₂ , deel BM - 100% kolen | [Mton] | 5,3 - 6,2 | 1,6 - 4,2 | 8,3 - 9,3 | 3,0 - 6,1 | |
| | [kg/kWh] | 0,62 - 0,73 | 0,29 - 0,74 | 0,67 - 0,74 | 0,38 - 0,77 | |
| NO _x , 100% kolen | [kton] | 1,52 | 0,73 | 2,57 | 0,86 | |
| SO ₂ , 100% kolen | [kton] | 0,92 | 0,58 | 1,82 | 2,1 | |
| Fijn stof, 100% kolen | [kton] | 0,094 | 0,045 | 0,171 | 0,005 | |
| <u>Emissiefactoren, 100% kolen en met deel biomassa voor zover getallen beschikbaar</u> | | | | | | |
| NO _x | [g/GJ] | 22,8 | 16,6 | 26,3 | | |
| met deel biomassa | [g/GJ] | 23,0 | | 26,4 | 16,1 | |
| SO ₂ | [g/GJ] | 13,8 | 13,2 | 18,7 | | |
| met deel biomassa | [g/GJ] | 12,5 | | 17,3 | 10,5 | |
| Fijn stof | [g/GJ] | 1,4 | 1,0 | 1,8 | | |
| met deel biomassa | [g/GJ] | 1,4 | | 1,8 | 0,3 | |

Bron: Milieueffectrapportages (MER's) van de 4 plannen, aangevuld met eigen ECN schattingen en berekeningen. MER's rapporteren veelal meerdere brandstofscenario's. In de tabel is meestal het 'basisscenario' weergegeven. De bandbreedtes voor CO₂-emissies zijn gebaseerd op 100% kolen (maximum getal) en met een deel biomassa en/of aardgas (minimum getal)

Volledigheidshalve zijn in de tabel tevens de CO₂-emissies weergegeven. De bandbreedtes voor de CO₂-emissies zijn gebaseerd op 100% kolen (maximum getal) en met een deel biomassa en/of aardgas (minimum getal). De kg/kWh waarden geven het beste aan hoe goed de verschillende plannen kunnen scoren ten aanzien van CO₂-emissies. Met een maximale inzet aan biomassa (60%) scoort het Electrabel ontwerp dan het beste met 0,29 kg/kWh. Dit is lager dan de CO₂-emissie van ca. 0,35 kg/kWh van een moderne nieuwe aardgasgestookte STEG met een netto omzettingsrendement van 58%.

4.2 SO₂-emissies kolencentrales: vooralsnog boven plafond SO₂-convenant?

Tabel 4.2 toont de uiteindelijk resulterende emissies van SO₂ voor bestaande en nieuwe kolencentrales. Voor bestaande kolencentrales is uitgegaan van een gemiddelde emissiefactor van 37 g/GJ, op basis van recente Milieujaarverslagen. Belangrijke kanttekening hierbij is wel dat de gegevens voor bestaand vermogen ook stortingsemissies omvatten, terwijl de emissiefactor voor nieuw vermogen, afkomstig uit MER's, waarschijnlijk exclusief stortingsemissies zijn. Dit betekent dat de werkelijke emissies hoger uit kunnen vallen. In GEHP was oorspronkelijk door MNP een emissiefactor van 65 g/GJ gehanteerd, voor zowel bestaande als nieuwe kolencentrales. Voor de nieuwbouw is net als in GEHP verondersteld dat het poederkoolcentrales betreft, met dezelfde vollasturen, maar wel met een hoger netto omzettingsrendement (46% in plaats van 45%). De inzet van biomassa heeft een gunstige invloed op de SO₂-emissies. In GEHP is uitgegaan van een percentage van 20% biomassa op energiebasis. In de actuele nieuwbouwplannen verschillen deze percentages, en variëren van 10 (RWE) tot 60% (Electrabel). In de praktijk zullen de biomassapercentages sterk afhankelijk zijn van (wisselende en volatiele) marktomstandigheden. Deze worden bepaald door de verhoudingen in de brandstofprijzen van kolen, biomassa en de CO₂-prijs. Bij een relatief hoge biomassaprijs en een lage CO₂-prijs, ligt 100% koleninzet voor de hand. De SO₂-emissiefactor varieert dan tussen de 13 en 19 g/GJ (bij 46% rendement en 100% kolen). Het (rekenkundig) gemiddelde voor de drie nieuwe kolencentrales van E.ON, Electrabel en RWE, is ca. 15 g/GJ. Voor de huidige analyse is onder meer vanwege de IPPC-LCP BAT-grenzen voor nieuwe poederkoolcentrales (7 tot 54 g/GJ) uitgegaan van een hogere waarde, namelijk 20 g/GJ. Opgemerkt zij dat DCMR Milieudienst Rijnmond echter een veel lagere bovengrens van 14 g/GJ hanteert. Voor het biomassadeel is een emissiefactor van 10 g/GJ gehanteerd. Een range van 100% kolen tot 80% kolen/20% biomassa resulteert dan in emissies variërend van 15,8 tot 13,7 kton SO₂. Dit ligt boven de 13,5 kton die volgens het nog niet getekende convenant zou moeten gelden. Opgemerkt zij dat het afdanken van één of meer van de bestaande kolencentrales betekent dat de SO₂-emissies uit kolencentrales lager dan 13,5 kton zullen uit komen, zonder aanvullende maatregelen.

Tabel 4.2 SO₂-emissies kolencentrales voor bestaand en nieuw vermogen

| | EF SO ₂ [g/GJ] | Efficiency [%] | Vollasturen [MW] | Capaciteit [TWh] | Prod. [PJ] | Brandstof [PJ] | SO ₂ [kton] | [kton, met 20% BM] |
|-----------------------------------|------------------------------|-------------------|---------------------|---------------------|---------------|-------------------|---------------------------|-----------------------|
| Bestaand | 12-50 | 36-43 | ~7500 | 4173 | 31,3 | 292,5 | 11,1 | 9,4 |
| Nieuw, drietal MER's | 13-19 | | | | | | | |
| Totaal nieuw, conservatieve EF | 20 | 46 | 7500 | 4000 | 30,0 | 234,8 | 4,7 | 4,2 |
| Totaal | | | | | | 527,3 | 15,8 | 13,7 |

Per type opwekkingsvermogen (gasgestookte STEG, KV-STEG, poederkool) wordt in de onderstaande Tabel 4.3 een inschatting gegeven van de te verwachte emissiefactoren voor NO_x en SO₂. Basis voor deze inschattingen zijn:

- Emissie-eisen vanuit bestaande regelgeving (IPPC, 2006) of aanscherping daarvan via andere normering (bijv. DCMR, 2006).
- Concrete emissiefactoren genoemd in startnotities of MER's nieuwbouwplannen.
- Emissiefactoren van het huidige park (Seebregts & Volkers, 2005).

Tabel 4.3 *Emissiefactoren NO_x en SO₂, bestaand en uit milieunormen*

| [g/GJ] | Best huidige park, 2000-2004 | | Grenzen IPPC BREF LCP ⁸ | | DCMR Rijnmond | |
|--------------------|---------------------------------|--------------------|------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Brandstof/Type | [NO _x] | [SO ₂] | [NO _x] | [SO ₂] | [NO _x] | [SO ₂] |
| Gas STEG | 17 | 0 ⁹ | 18 - 45 ¹⁰ | | 13 - 18 | |
| Poederkool | 38 ¹¹ | 37 ¹² | 33 - 54 | 7 - 54 | 11 - 27 | 7 - 14 |
| KV-STEg/multi-fuel | 19 | 7 | 23 | 5 | 14 - 23 | 5 |

De Performance Standard Rate (PSR) die in het kader van de NO_x-emissiehandel wordt gehanteerd, bedraagt 40 g/GJ voor het jaar 2010. VROM voorziet in de Toekomstagenda Milieu een verdere aanscherping van deze PSR norm na 2010. De meeste initiatieven gaan uit van toepassing van dry low NO_x (DLN) branders. De IPPC BREF (Best Beschikbare Techniek (BBT) Reference) waarden voor deze toepassing bedraagt ca. 35-40 g/GJ. Bijna alle gasgestookte STEG's die deze techniek in het voorkeursalternatief kiezen, voldoen aan de bovengrens van deze techniek. Voor DeNO_x/SCR is de bandbreedte ca. 15-20 g/GJ. De door Essent geplande nieuwe STEG (420 MW_e) op de locatie Moerdijk, komt met toepassing van SCR tot een waarde van 25 g/GJ (MER). Enecogen heeft een akkoord bereikt met het bevoegd gezag (Provincie Zuid-Holland en DCMR) voor een NO_x-emissiefactor van 17 g/GJ. Met toepassing van zowel DLN (Dry Low NO_x branders) als SCR is minder dan 10 g/GJ mogelijk.

⁸ Omgerekend van mg/m³ IPPC naar g/GJ, en daarna afgerond; de waarden voor KV-STEg zijn indicatief.

⁹ Geen bijstook van (bio-)olie verondersteld.

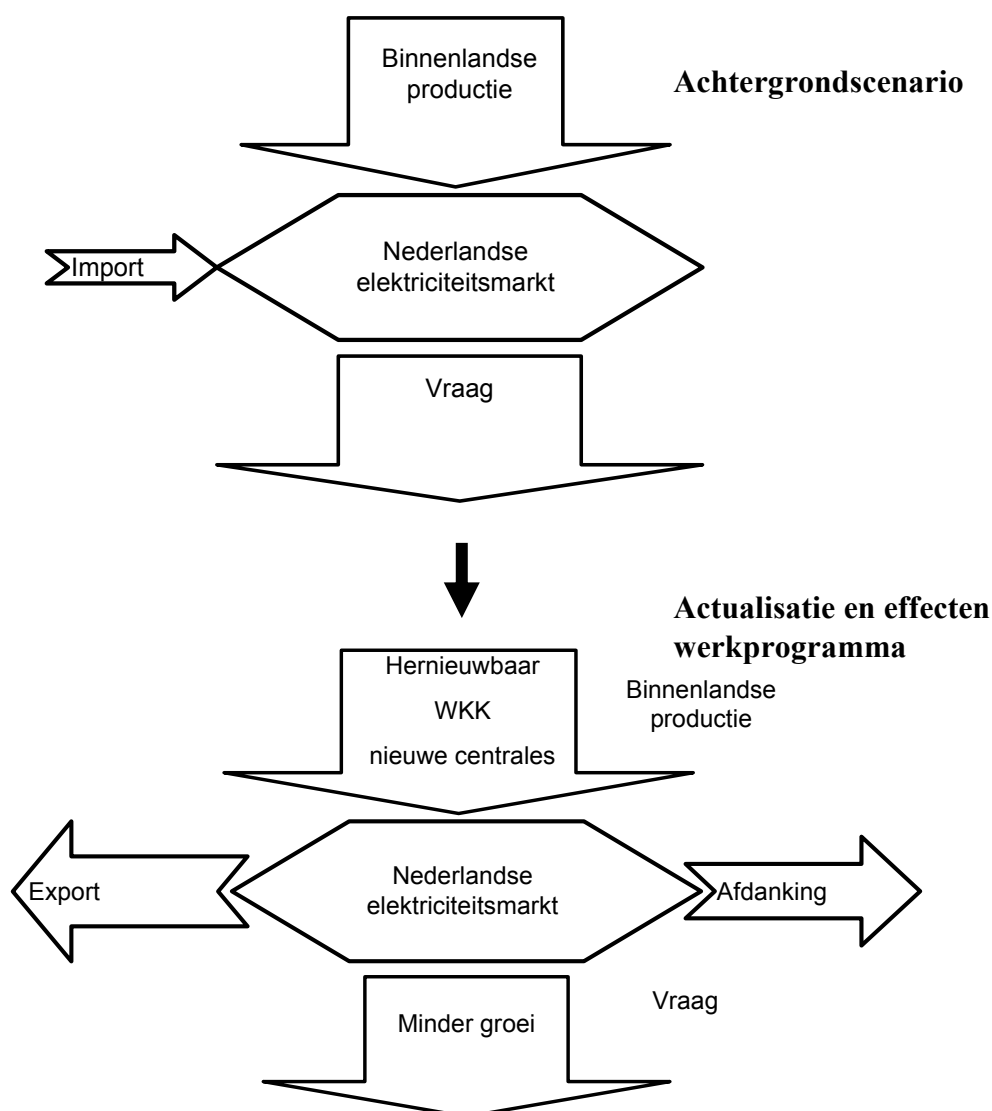
¹⁰ DeNO_x/SCR (Selectieve Catalytische Reductie).

¹¹ Gelderland-13, 2001.

¹² Amer-centrale.

5. Effecten nieuwbouw, bestaand vermogen en export in S&Z-varianten

Het werkprogramma Schoon en Zuinig en het Europese beleid resulteren ten opzichte van GEHP in vermindering van de elektriciteitsvraag, en in extra elektriciteitsproductie uit WKK en hernieuwbare opwekking. Verder is de huidige verwachting dat er ten opzichte van GEHP extra vermogen aan nieuwe gascentrales bijkomt; dit staat los van het beleid in het werkprogramma. Deze ontwikkelingen resulteren in een potentieel overschot aan elektriciteit in Nederland. Voor de Nederlandse emissie van zowel CO₂- als NEC-stoffen is cruciaal in hoeverre dit 'overschot' leidt tot (extra) afdanking van bestaand vermogen, dan wel tot meer export van elektriciteit. Extra export van elektriciteit leidt weliswaar tot minder emissies buiten Nederland, maar draagt niet bij aan het halen van de Nederlandse doelen. Figuur 5.1 geeft schematisch weer wat de impact is van de actualisatie en van het werkprogramma Schoon en Zuinig.



Figuur 5.1 *Effecten op de elektriciteitsmarkt van klimaatbeleid en actualisaties*

5.1 Overzicht

De gewijzigde en nieuwe ontwikkelingen zoals in de Hoofdstukken 2 en 3 zijn beschreven, leiden tot een andere inschatting van de kansrijkheid van de diverse nieuwbouwplannen. De plannen zijn in een drietal klassen ingedeeld:

1. *Zeker/definitief*: Dit betreft plannen waarbij de bouw al is gestart, of waarvoor een definitief bouwbesluit genomen.
(in totaal nu 2100 MW gas en bijna 1900 MW kolen, samen 4000 MW)
2. *Grote kans (>90%)*: Dit betreft plannen:
 - a. waarvoor een milieuvergunning is verleend, en
 - b. die een aansluitcontract met TenneT hebben gesloten, en
 - c. die relatief snel (voor 2012) elektriciteit willen produceren, en
 - d. die minder gevoelig zijn voor gestegen investeringskosten.
(voorbeeld: Enecogen).
3. *Onzeker of kleinere kans (50/50)*: Dit betreft vooral plannen die nog geen aansluitcontract met TenneT hebben, of waarvan vergunningsprocedure achter loopt bij andere plannen, of waarvan de besluitvorming bij de initiatiefnemer nog onzeker is. Op dit moment zijn dit vooral een aantal geplande gascentrales en de kolen/biomassacentrales van Essent en RWE.

De kansrijkheid van de diverse nieuwbouwplannen is geschat binnen de context van het achtergrondscenario GEHP en de twee S&Z-beleidsontwikkelingen daarbij (EU-laag en EU-hoog) om vervolgens tot een verwachting van het totaal aan nieuwe productiecapaciteit te komen.

De inschatting is deels subjectief, en tevens kunnen omstandigheden zich wijzigen. De stand van zaken tot eind 2007 is in de inschatting meegenomen. Bovendien bestaat de mogelijkheid dat sommige plannen waarover op korte termijn een negatief besluit wordt genomen, alsnog maar later doorgang vinden. In de periode tot 2020 is het denkbaar dat er een volgende periode van een hausse aan nieuwbouwplannen zich aandient, bijvoorbeeld in de jaren tussen 2015 en 2020.

De verschillende S&Z-varianten zijn tevens gekoppeld aan het eerder uit bedrijf nemen van bestaand vermogen. Dat betreft zowel bestaande kolencentrales als de wat oudere gasgestookte centrales. In het GEHP-scenario was al het bestaande centrale vermogen in 2020 nog in bedrijf. Het scenario ging uit van een forse levensduurverlenging voor alle typen centrales. Inmiddels is in ieder geval voor één van de oudste kolencentrale vast komen te staan, dat de producent die voor 2020 echt uit bedrijf wil nemen. In de varianten met strenger EU-beleid en hogere CO₂-prijzen worden er relatief meer van de oudste centrales uit bedrijf genomen.

De veronderstellingen over de omvang van nieuwbouw en de ontwikkeling van bestand centraal fossiel gestookt vermogen voor het jaar 2020 zijn samengevat in onderstaande Tabel 5.1. Voor de onder- (L) en bovengrenzen (H) is in elk van de beide Schoon & Zuinig EU-laag en EU-hoog varianten een aparte inschatting gemaakt.

Tabel 5.1 *Veronderstellingen nieuwbouw en bestaand centraal fossiel vermogen, 2020, GEHP vs. S&Z-beelden*

| | GEHP | EU laag | | EU hoog | |
|---|-----------------------|--|------------------|---|--|
| | | L | H | L | H |
| Nieuw 'centraal' gas (excl. decentrale WKK) | Sloecentrale (870 MW) | Alles wat 'nu' als zeker geldt: Sloecentrale (870 MW), Nieuwe Flevocentrale (870 MW), Intergen-II (430 MW): in totaal ca. 2100 MW Plus ca. 50% van de overige concrete gasplannen | | | |
| Nieuw kolen | 4000 MW (poederkool) | als in GEHP | als in GEHP | 4000 MW met 4 Mton CO ₂ -reductie door CCS | 4000 MW met 10 Mton CO ₂ -reductie door CCS |
| Bestaand gas | | als in GEHP | als in GEHP | Conv. Ketels eruit 2900 MW | Conv. Ketels + Combi's eruit 4900 MW |
| Bestaand kolen | 4175 MW | 1 eruit, 600 MW | 2 eruit, 1250 MW | 2 eruit, 1250 MW | 4 eruit, 2300 MW |

De extra productie van nieuwe gascentrales ten opzichte van GEHP levert ca. 15 TWh (51 PJ_e) op. Het eerder afdanken van bestaand en minder efficiënt gasvermogen in het EU-hoog beeld levert een vermindering van 4 tot 10 TWh (16 tot 37 PJ_e) op. Netto resteert dan extra productie t.o.v. GEHP die in principe voor export benut kan worden.

De totale effecten van elektriciteitsvraagvermindering en van meer of alternatieve productie zijn samengevat in Tabel 5.2.

Tabel 5.2 *Effecten op elektriciteitsproductie en -vraag in 2020 t.o.v. GEHP*

| Mutaties [PJ _e]: | EU laag | | EU hoog | |
|--|-----------|-----------|------------|------------|
| | L | H | L | H |
| Centrale productie | | | | |
| <i>Bestaand gas</i> | 0 | 0 | -16 | -37 |
| <i>Nieuw gas</i> | 51 | 51 | 51 | 51 |
| <i>Bestaand kolen</i> | -16 | -34 | -34 | -62 |
| <i>Nieuw kolen</i> | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mutatie gas en kolen centraal totaal | 35 | 18 | 2 | -48 |
| Extra Hernieuwbaar | 13 | 13 | 74 | 74 |
| Extra WKK decentraal | 0 | 24 | 27 | 34 |
| Netto effect productie | 48 | 54 | 103 | 60 |
| Minder Vraag | 22 | 24 | 50 | 52 |
| Netto effect productie/vraag mutaties | 70 | 78 | 153 | 112 |
| Importsaldo GEHP | -12 | -12 | -12 | -12 |
| Resultierend exportsaldo [PJ _e] | 58 | 66 | 141 | 100 |
| Resultierend exportsaldo [TWh] | 16 | 18 | 39 | 28 |

5.2 Hoe robuust is Nederland exportland elektriciteit?

Het is niet waarschijnlijk dat de forse vraagvermindering en een omvangrijke alternatieve opwekking door WKK of hernieuwbare bronnen voor 100% leiden tot verminderde conventionele productie. In de eerdere beoordeling door ECN van het werkprogramma S&Z heeft ECN al gesteld dat het veel aannemelijker is, dat ook het exportsaldo verandert: het ontstane overschot aan elektriciteit wordt voor een belangrijk deel geëxporteerd. Dit komt mede doordat de gewijzigde CO₂-prijsontwikkelingen de concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitsproductie verbeteren. Het Duitse park kan zich minder snel aan deze omstandigheden aanpassen (zie ook Hoofdstuk 6). 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). Deze eerdere conclusie uit de beoordeling van S&Z wordt in de onderhavige studie verder bevestigd, en is bovendien verder getoetst aan de hand van recentere informatie over nieuwbouwplannen in Duitsland en door specifieke Duitse referentieramingen voor het jaar 2020 te beschouwen. Deze toetsing bevestigt het eerdere beeld uit de beoordeling: onder de veronderstellingen van het achtergrondscenario en het veronderstelde effect van S&Z lijkt het zeer waarschijnlijk dat Nederland een substantiële netto exporteur wordt van elektriciteit.¹³

Wel blijft de absolute omvang van import dan wel export een belangrijke onzekere factor, die wordt bepaald door de complexe interactie tussen marktomstandigheden als brandstof- en CO₂-prijzen, de omvang en de brandstofkeuze van de nieuwbouwplannen in Nederland en daarbuiten, en het al dan niet uit bedrijf nemen van het oudere minder efficiënte fossiel gestookte opwekkingsvermogen.

Op de termijn van 2020 en bij relatief hoge CO₂-prijzen is de omslag naar netto exporteur van elektriciteit echter vrij robuust, indien voor het Duitse productiepark de kerncentrales worden uitgefaseerd en het vervangende nieuwe vermogen grotendeels fossiel gestookt zal zijn. 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).

5.3 Belangrijkste onzekerheden

Tabel 5.3 *Belangrijke onzekerheden elektriciteitsmarkt buiten de getoonde bandbreedtes*

| Onzekerheid | Beschrijving |
|-------------------------------|---|
| SDE hernieuwbaar | In september 2007 is uitgegaan van wat indertijd bekend was over de SDE-regeling, en over kostenfactoren voor hernieuwbaar. De regeling is nu gepubliceerd, en gaat in per 1 april (EZ, 2008a,b; Tilburg, 2008 a,b). De huidige regeling en afwijkingen in de kostenfactoren zouden zeer waarschijnlijk tot afwijkende realisaties leiden |
| Economische groei | Er is uitgegaan van de veronderstelde groei in het GE-scenario. Een hogere of lagere economische groei leidt zeer waarschijnlijk tot afwijkende ontwikkelingen bij de elektriciteitsvraag (en dus ook indirect bij netto exportsaldi). |
| Interacties met NEC-centrales | Bij de centrale elektriciteitsopwekking geldt een vast plafond voor SO ₂ (in de vorm van een nog niet getekend convenant). De ruimte die onder het plafond ontstaat door maatregelen die tot vermindering van de SO ₂ -emissies leiden, kan door de producenten weer benut worden om elders meer uit te stoten. In de huidige analyse is hier niet van uitgegaan, omdat hier mee de in een aantal gevallen substantiële synergie gemaskeerd zou worden. |

¹³ Opgemerkt dient te worden dat in de oorspronkelijke referentieramingen het importsaldo in vergelijking met recente jaren (18-21 TWh netto import in 2005-2007) voor het jaar 2020 al terugliep naar 4 TWh (Strong Europe scenario) tot 3 TWh (GEHP-scenario).

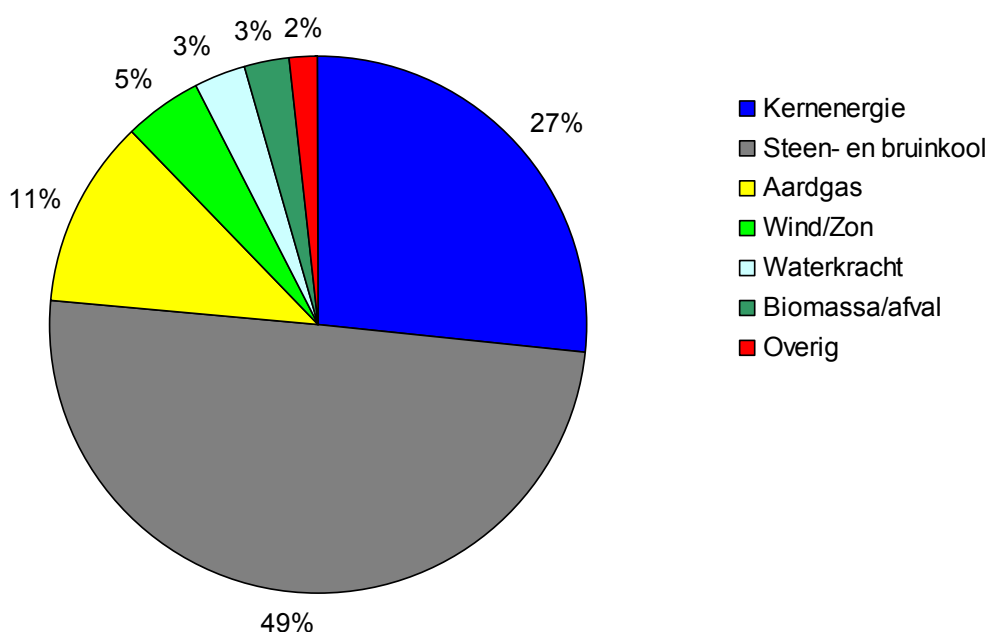
| Onzekerheid | Beschrijving |
|----------------------------------|---|
| Ontwikkelingen in het buitenland | Het betreft hier vooral de ontwikkelingen in Duitsland als het belangrijkste land voor import van elektriciteit, en op termijn voor netto export. Voor Duitsland is in deze studie uitgegaan van bestaande Duitse referentieramingen. Die zouden - net als de Nederlandse referentieramingen - substantieel kunnen veranderen. Niet alle onzekerheden die hiermee samenhangen zijn in de quickscan van de Duitse elektriciteitsmarkt geïdentificeerd en geanalyseerd. Voorbeeld daarvan is het mogelijk niet of later uitfaseren van het nucleaire vermogen in Duitsland, indien de politieke constellatie zou veranderen. In dat geval is minder fossiel vermogen nodig voor vervanging van nucleair vermogen. Het Duitse elektriciteitspark blijft dan concurrerder, ook bij hogere CO ₂ -prijzen. |
| Brandstofprijzen | Uitgangspunt voor de analyses zijn olieprijsen van omgerekend ongeveer 75\$ per vat ¹⁴ . Afwijkende olie-, aardgas- en steenkoolprijzen kunnen tot een andere toepassing van energiebesparing en andere maatregelen leiden, en tot andere concurrentieverhoudingen met het buitenland. |
| CO ₂ -prijzen | De CO ₂ -prijzen bij EU-laag en EU-hoog zijn respectievelijk 20 en 50 €/ton CO ₂ . CO ₂ -prijzen buiten deze bandbreedte zullen tot andere binnenlandse emissiereducties leiden, en tot andere concurrentieverhoudingen met het buitenland. |
| Nieuwbouwplannen centrales | Het totaal aan nieuwbouwplannen over de periode tot 2015 bedraagt 15 GW (exclusief hernieuwbare opwekking en WKK). Voor de huidige analyse is aangenomen dat tot 2020 zeker 7 GW geplaatst wordt. Gegeven de onzekerheden kan dit dus ook meer of minder worden. |

¹⁴ De olieprijs in 2020 is in GEHP ongeveer 40\$/barrel, in \$2000. Dit is indertijd naar energieprijzen in euro's vertaald op basis van een waarde van een euro (2000) van 0,9 \$ (2000). Met 16% inflatie van de euro sinds 2000 en de huidige wisselkoers (€ 1 = 1,55\$) zijn de olieprijsen in GEHP in euro's ongeveer gelijk aan 76 \$ (2008) per vat.

6. Ontwikkelingen in de Duitse elektriciteitsmarkt

6.1 Huidige stand van zaken elektriciteitsopwekking Duitsland

In 2005 was de mix van de elektriciteitsopwekking voor bijna 50% gebaseerd op kolen (steen- en bruinkool) en voor 27% op kernenergie, zie Figuur 6.1, Dit zijn getallen op basis van productie; in termen van brandstofinzet is het zelfs 75% kolen, aangezien kolencentrale minder efficiënt zijn dan gascentrales. De opwekking door kernenergie en kolen zorgen voor een relatief lage marktprijs in Duitsland. De marginale kosten van zowel kolen als kernenergie zijn veel lager dan de opwekking gebaseerd op aardgas. Op de langere termijn blijft in de diverse scenario's het aandeel kolen onveranderd hoog. In de volgende Paragraaf 6.2 is een aantal recente toekomststramingen voor de elektriciteitsopwekking in Duitsland samengevat.



Figuur 6.1 *Elektriciteitsproductiemix Duitsland, 2005*

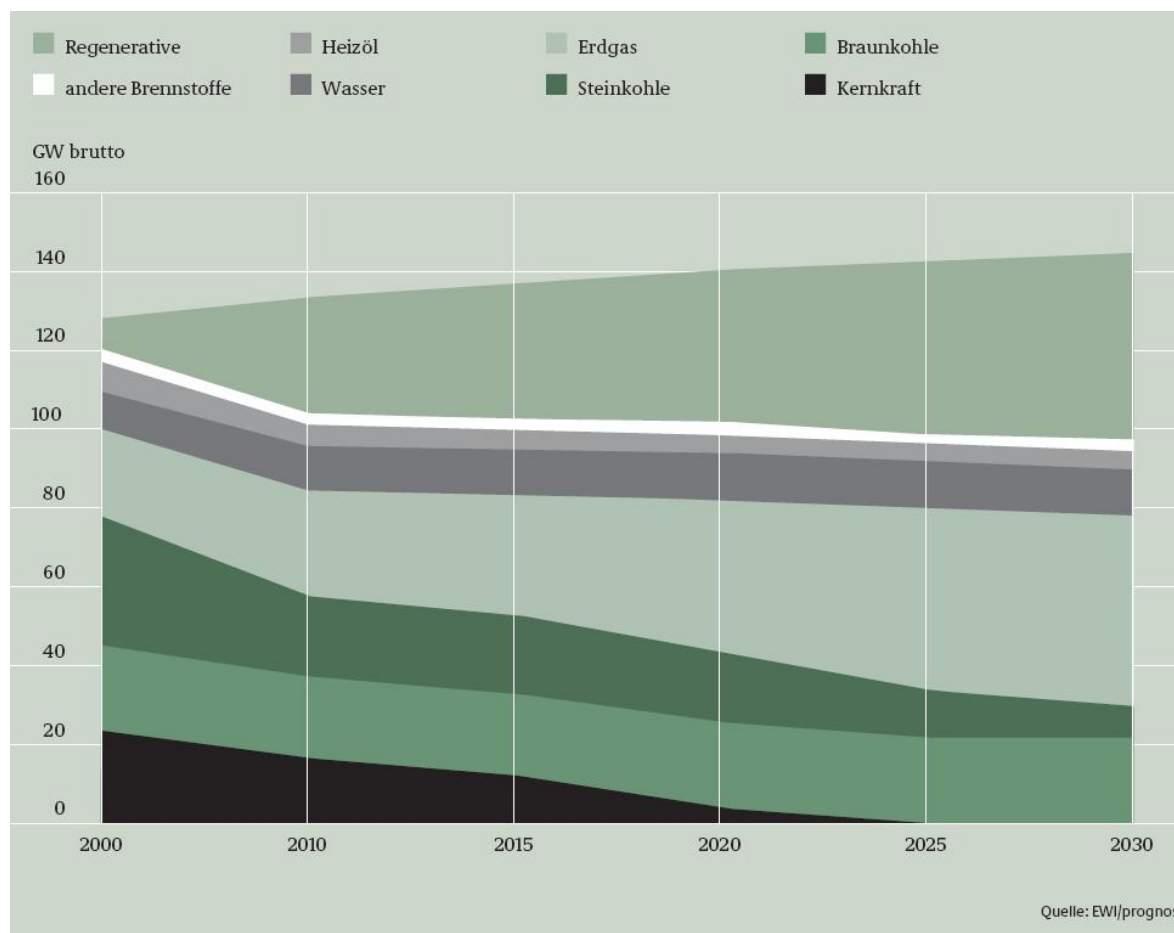
Noot: gebaseerd op IEA, 2007.

6.2 Recente ramingen voor Duitsland

Recente ontwikkelingen in Duitsland veranderen het oorspronkelijke beeld in de Referentieramingen (uit 2005, gebaseerd op uitgangspunten bepaald in 2003) en in de WLO-scenario's. Voor de elektriciteitsvraag en het productiepark in Duitsland was in de voornoemde studies uitgegaan van de oudere PRIMES-baseline (EC, 2003). Die baseline is in 2006 aangepast (EC, 2006). Bovendien heeft Duitsland zelf een eigen referentieraming gepubliceerd in 2005 (BMW, 2005; EWI/Prognos, 2005). In de laatste twee ramingen is de elektriciteitsvraag in 2020 beduidend lager dan in de oorspronkelijke PRIMES-baseline. De officiële BMW-raming komt tot de laagste elektriciteitsvraag. De totale omvang van het productiepark groeit daarom in die raming ook niet zo hard, zie Figuur 6.2 en Figuur 6.4. Hierbij dient opgemerkt te worden dat in de BMW-raming waarschijnlijk niet de meest recente ontwikkelingen in Duitsland zijn verdisconteerd. In een recente IEA Policy Review van Duitsland (IEA, 2007) lijkt een actuelere prognose te worden gegeven. Die prognose is daarom als basis voor de verdere analyse en verwachtingen benut. Het aandeel kolen is in 2020 dan nog steeds 49%, zie Figuur 6.6.

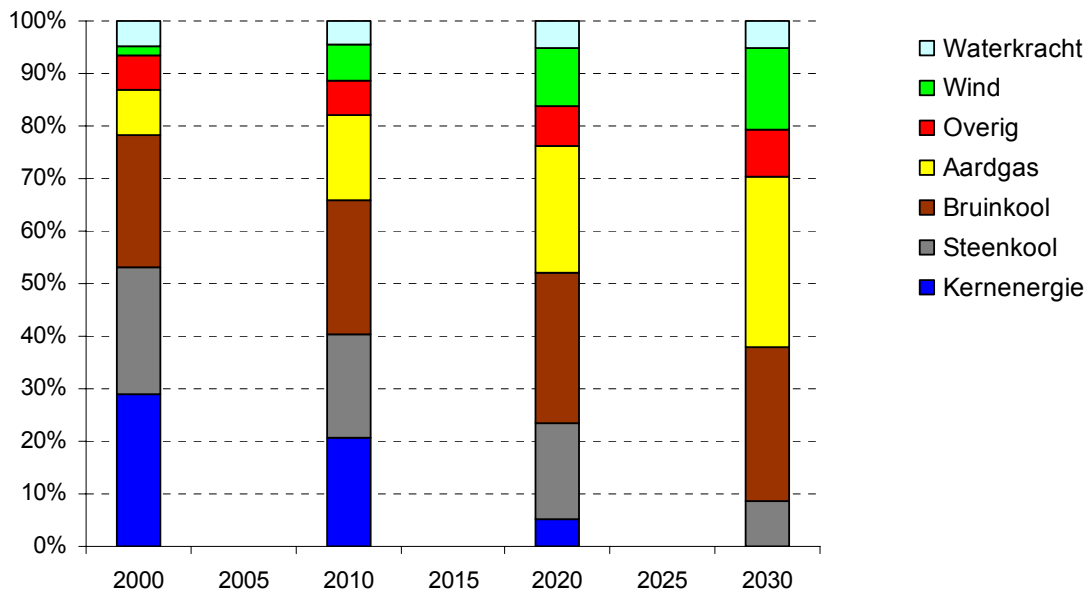
Uitfaseren van kerncentrales sneller dan in 2003 voorzien

Het politieke besluit tot het versneld uitfaseren van de kerncentrales heeft geleid tot plannen voor nieuwbouw, waaronder ook veel kolencentrales. In het meest recente PRIMES-baseline scenario (EC, 2006) is in 2020 het aandeel nucleair teruggelopen tot ruim 31 TWh (5,5 GW). In 2000 was dit ca. 170 TWh (23,7 GW). De BMWA-prognose laat een nog lagere nucleaire productie zien van 5 TWh in 2020 (ca. 1 GW met als aanname een load factor van 88%). De meeste recente prognose (IEA, 2007) komt in 2020 op 2,6 GW uit.

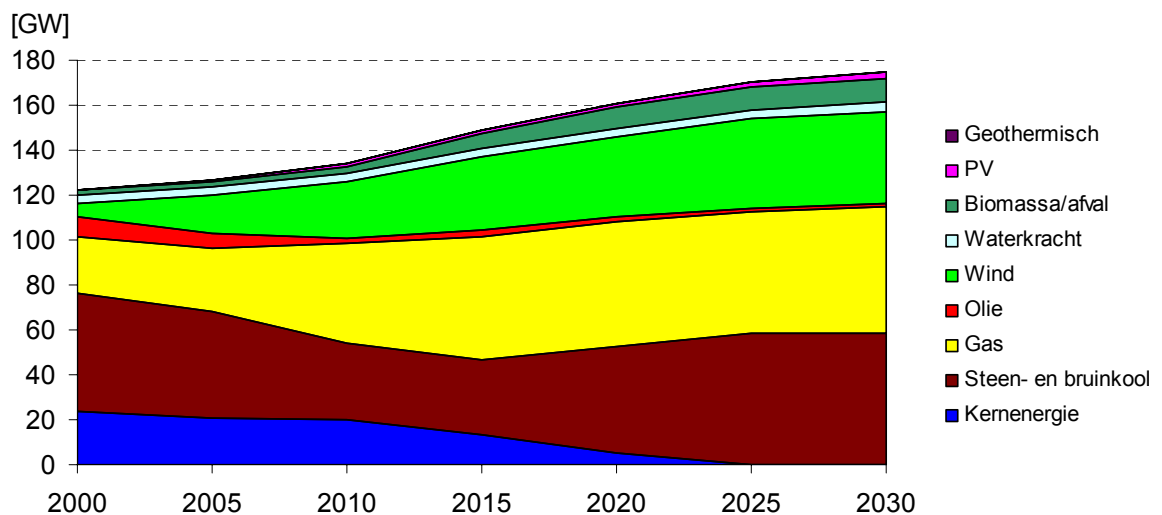


Figuur 6.2 Ontwikkeling productiepark Duitsland 2000-2030

Bron: BMWA, 2005.

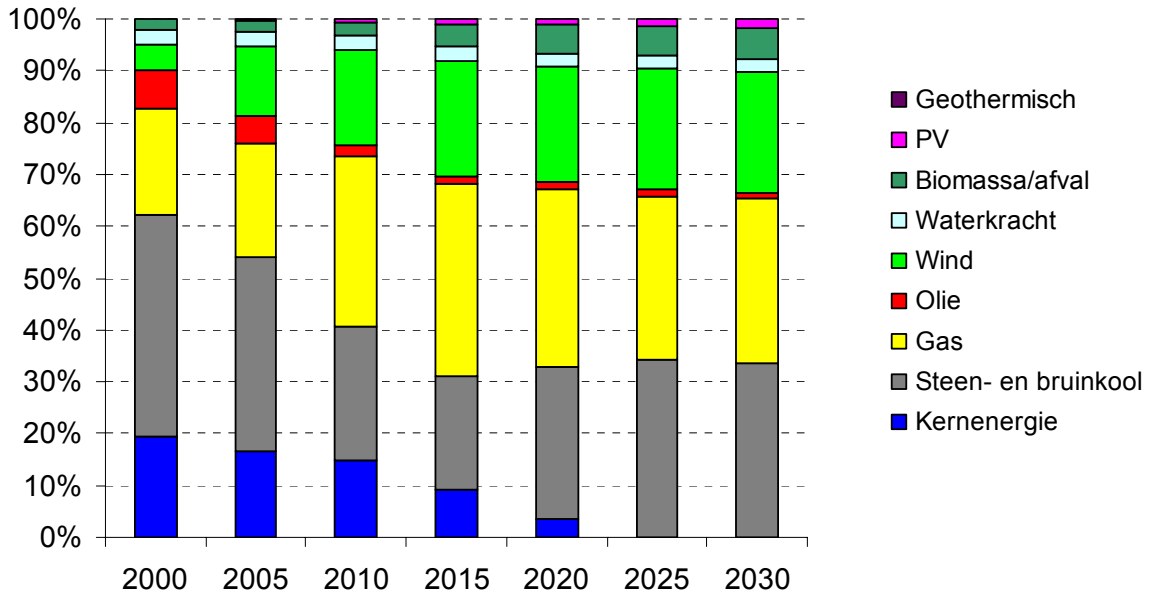


Figuur 6.3 Brandstofmix elektriciteitsproductie Duitsland, BMWA Referenzprognose 2005

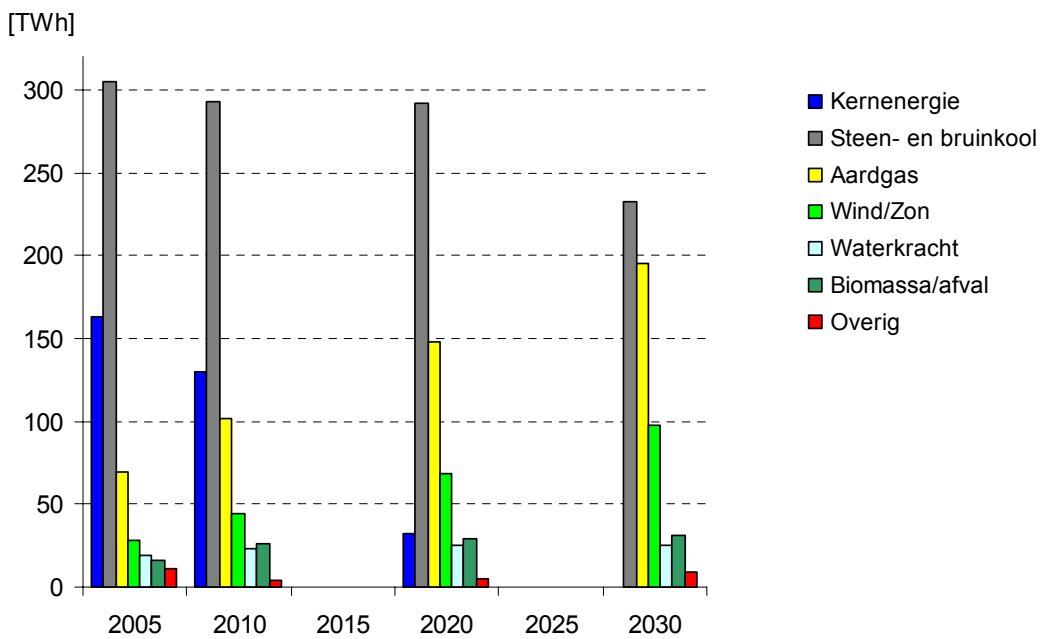


Figuur 6.4 Ontwikkeling productiepark Duitsland 2000-2030, PRIMES Baseline update 2005

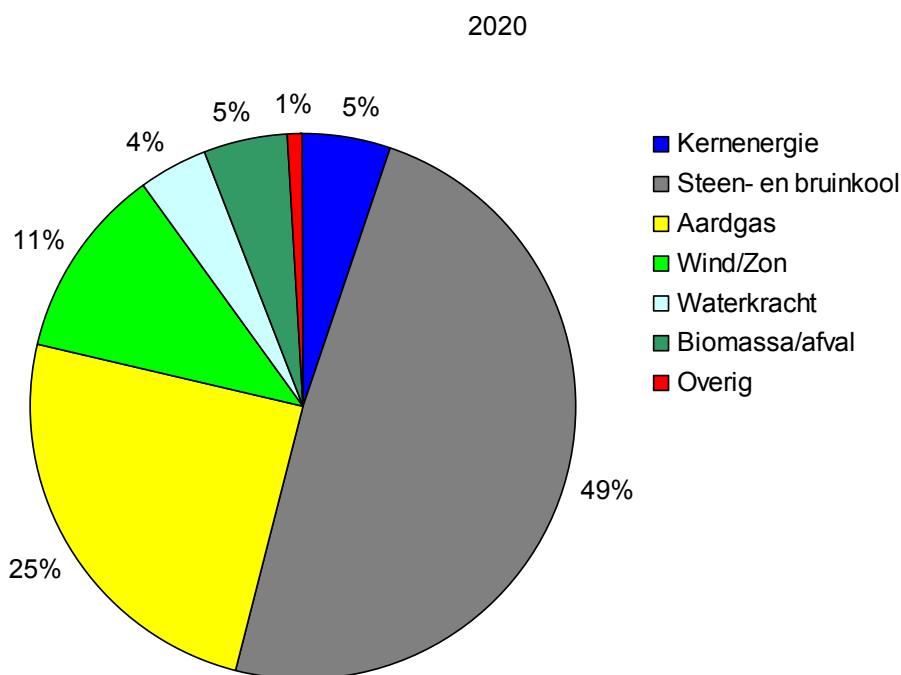
De PRIMES-baseline uit 2006 wijkt dus af van de BMWA-referentie. Na een daling van kolen, neemt in de PRIMES-baseline kolen weer toe na 2015, zowel in absolute als in relatieve zin.



Figuur 6.5 Brandstofmix elektriciteitsproductie Duitsland, PRIMES Baseline update 2005



Figuur 6.6 Elektriciteitsproductie Duitsland 2005-2030, meest recente prognose
Data: IEA, 2007.



Figuur 6.7 *Elektriciteitsproductiemix, Duitsland, 2020, meest recente prognose*
Data: IEA, 2007.

Uit de vergelijking van de meest recente ramingen voor Duitsland blijkt dat PRIMES het aandeel kolen (steen- en bruinkool) lager inschat (totaal 29% in 2020) dan de officiële Duitse BMWA-referentieraming (47% in 2020) of de meeste recente prognose (49% in 2020, gebaseerd op (IEA, 2007), op basis van Duitse submittie). Indien de laatste twee ramingen worden benut, in combinatie met de EU-laag (20 €/ton CO₂) en EU-hoog (50 €/ton CO₂) Schoon & Zuinig-varianten, kan worden verwacht dat de Nederlandse concurrentiepositie ten opzichte van Duitsland gunstiger wordt. Een kanttekening bij die verwachting is dat mogelijk ook de BMWA- en IEA-ramingen achterhaald kunnen zijn door recente ontwikkelingen in Duitsland. Daarom is tevens nagegaan wat de stand van zaken van Duitse nieuwbouwplannen is.

6.3 Nieuwbouwplannen in Duitsland

Ook in Duitsland is er een hausse aan nieuwbouwplannen. De omvang van de plannen is de laatste jaren onder andere toegenomen door het ‘Atomausstieg’ besluit van het vorige Duitse kabinet. Het aandeel kernenergie loopt daardoor drastisch terug, van ca. 24 GW in 2005 tot ca. 5 GW in 2020. Dus los van extra capaciteit die nodig is om een vooralsnog stijgende elektriciteitsvraag te bedienen, is er tevens vervangende capaciteit nodig. Die vervangende capaciteit is vanwege het basislast karakter vooral gezocht in nieuwe kolencentrales.

Medio 2012 en 2016 zou er resp. 31,5 en 44,5 GW capaciteit bijgebouwd worden, zie Tabel 6.1 (gebaseerd op (IEA, 2007)). Hieruit blijkt dat in de nieuwbouwplannen nog steeds het grootste aandeel door nieuwe kolencentrales wordt ingevuld (steenkool en bruinkool).

Kanttekening die gemaakt kan worden, is dat in Duitsland recent ook nieuwbouwplannen zijn afgeblazen. Het betreft dan vooral plannen voor kolencentrales. Soms is dat door de gestegen bouwkosten waarbij vooral de kleinere producenten afhaken. Echter, ook RWE (marktaandeel 28%) heeft recent de bouw van een nieuwe kolencentrale afgeblazen, vanwege een plaatselijk

referendum dat zich tegen de bouw uitsprak. Dat type is hetzelfde als in het RWE-plan in de Eemshaven (eenheid van 800 MW).

Tabel 6.1 *Samenstelling en nieuwbouw Duitse elektriciteitspark 2005-2016*

| [%] | 2005 | | 2012 | 2016 |
|-----------------------------------|-----------|------------|-------------------------|---------|
| | Productie | Capaciteit | Nieuwbouw ¹⁾ | |
| Steenkool | 49,8 | 20 | 39 | 34 |
| Bruinkool | | 16 | 9 | 8 |
| Kernenergie | 26,6 | 17 | | |
| Aardgas | 11,3 | 14 | 24 | 26 |
| Olie | 1,7 | 12 | | |
| Hernieuwbaar (vooral windenergie) | 10,5 | 21 | 26 | 30 |
| <i>Zon/wind</i> | 4,6 | | | |
| <i>Waterkracht</i> | 3,2 | | | |
| <i>Biomassa</i> | 2,7 | | | |
| <i>Totaal</i> | 613 TWh | 123 GW | 31,5 GW | 44,5 GW |

1) Afgeronde percentages; gebaseerd op (IEA, 2007)

6.4 Conclusies ten aanzien van concurrentieverhouding

Op basis van enerzijds recente ramingen voor Duitsland (zie Paragraaf 6.2) en nieuwbouwplannen in Duitsland (zie Paragraaf 6.3), en anderzijds de stand van zaken ten aanzien van nieuwbouwplannen in Nederland (Hoofdstuk 2), kunnen de volgende indicatieve conclusies worden getrokken ten aanzien van de onderlinge concurrentieverhoudingen tussen het Nederlandse en Duitse elektriciteitspark:

Kolencentrales in Nederland gunstiger dan in Duitsland

Een nieuwe kolentrale aan een kustlocatie in Nederland biedt voordelen voor de elektriciteitsproducent qua kosten. De producent heeft zeer waarschijnlijk lagere brandstofkosten dan een producent met dezelfde kolentrale in Duitsland.

De van oorsprong Duitse bedrijven EON en RWE, plannen in Nederland en in Duitsland dezelfde typen nieuwe en moderne poederkoolcentrales. E.ON hanteert een 1100 MW type, terwijl RWE lijkt in te steken op eenheden van 800 MW. Het betreft in beide gevallen poederkoolcentrales met superkritische stoomcondities, en een omzettingsrendement van ca. 46%.

Nederland: voordeel van kustlocaties

In Nederland zijn de meeste nieuwe kolencentrales aan de kust gelegen. Deze ligging heeft twee voordelen:

1. Koeling door zeewater. Dit is gunstig voor het netto omzettingsrendement, zeker in vergelijking met (extra) koeling door een koeltoren. In Duitsland worden relatief vaak koeltorens gebruikt (EZ/DHV, 2004). Het nadeel bij het inzetten van de koeltorens kan daarbij oplopen tot ca. 2-4% verlaging van het netto omzettingsrendement. Dit leidt tot hogere brandstofkosten.
2. Aanvoer van steenkool. Aan kustlocaties kunnen steenkolen relatief goedkoop worden aangevoerd. Men spaart extra transportkosten uit ten opzichte van centrales die verder landinwaarts liggen. Het is niet duidelijk in hoeverre de Duitse subsidies voor de eigen steenkolenwinning dit voordeel wegnemen. Deze subsidies worden richting 2016 afgebouwd. In dat geval kan dit voordeel niet gecompenseerd worden.

Allocatie van CO₂-rechten voor nieuwe centrales: Nederland niet anders dan Duitsland

In de Nationale Allocatieplannen (NAP's) voor de 2e fase van het ETS zijn er geen essentiële verschillen tussen Nederland en Duitsland als het gaat om de behandeling van nieuwe centrales. De bestaande Nederlandse elektriciteitsproducenten worden in de 2e periode 2008-2012 15% gekort op hun rechten. Nieuwe centrales krijgen rechten toegewezen op basis van de beste commercieel opererende vergelijkbare centrale wereldwijd. Ze krijgen daardoor in verhouding minder rechten dan een efficiënte bestaande centrale. In het Duitse NAP 2008-2012 geldt voor nieuwe centrales eenzelfde soort regel.

Aangezien echter de meeste plannen uitgaan van eerste productie in 2011 of 2012, is vooral de wijze van toewijzen (of veilen) van CO₂-emissierechten voor de periode na 2012 van belang. De huidige verwachting is dat door de eisen en regels die de Europese Commissie voor die periode gaat stellen, de eventuele onderlinge verschillen verder zullen verminderen of zelfs verdwijnen.

Nederland: voorlopig hogere marktprijs dan in Duitsland, vooral in piekuren

De groothandelsmarktprijs voor Nederland ligt momenteel hoger dan in Duitsland. Dit wordt vooral veroorzaakt door het relatief grote aandeel van aardgas in de Nederlandse elektriciteitsproductie en de invloed die de prijs van aardgas heeft op de elektriciteitsprijs. Vooral in de piekuren zijn de marktprijzen in Nederland relatief hoog.

Basislastproductie door een kolencentrale in Nederland levert daarom een hogere opbrengst op dan productie door een soortgelijke kolencentrale in Duitsland. Door beperkte transportcapaciteit is de uitwisseling tussen beide markten vooral in de piekuren gelimiteerd. Indien de kolencentrale in Duitsland staat, kan deze alleen aan de Nederlandse markt leveren wanneer de producent over inter-connectie capaciteit beschikt. Deze capaciteit wordt geveild (dagelijks, maandelijks, jaarlijks). De veilingprijs is doorgaans gelijk aan het prijsverschil tussen beide markten. De extra opbrengst valt dus weg tegen de extra kosten. Bovendien heeft de producent een zekerheid over het verwerven van de transmissiecapaciteit. Hij kan ook geen contracten sluiten met een looptijd langer dan een jaar. Er bestaan plannen om de inter-connectie capaciteit in de nabije toekomst verder uit te breiden (medio 2013 een uitbreiding van 1000 tot 2000 MW, bron: TenneT). Bovendien zal de manier van allocatie van de inter-connectie capaciteit mogelijk worden gewijzigd. Hierdoor vindt de allocatie plaats via de gekoppelde spotmarkten in Nederland en Duitsland (marktkoppeling). Een Duitse elektriciteitsproducent kan zijn stroom dan niet langer rechtstreeks op de Nederlandse markt afzetten.

MEP/SDE-regeling in Nederland een voordeel?

In Duitsland krijgen alleen kleinschalige biomassa-installaties (<20 MW) subsidie via het feed-in-tarief (IEA, 2007). Nederland kende tot voor kort een subsidieregeling (MEP) voor het meestoken van vaste biomassa in kolencentrales, waarvan in 2008 de eerste beschikkingen aflopen. Vooralsnog is voor de opvolger van de MEP, de SDE-regeling, geen SDE-subsidie voor meestoken van biomassa voorzien, hoewel dit binnen de SDE wel mogelijk is. Er is daarmee geen nieuwe stimuleringsregeling voor het stoken van biomassa in kolencentrales. Als meestook van biomassa opnieuw via de SDE-regeling zou worden gestimuleerd, maakt dit een kolencentrale in Nederland aantrekkelijker dan in Duitsland. De CO₂-emissies kunnen dan namelijk op een voordeliger manier via het meestoken van biomassa worden gereduceerd dan in een vergelijkbare kolencentrale in Duitsland.

CCS

In Nederland zijn relatief veel locaties voor de opslag van CO₂, en er is een grote concentratie van puntbronnen die geschikt zijn voor CCS. Als de CO₂-prijzen voldoende hoog zijn, en CCS rendabel wordt, is de kans groot dat Nederlandse elektriciteitsproducenten daarmee in een relatief gunstiger positie komen, doordat ze goedkoper toegang hebben tot CO₂-opslagcapaciteit dan buitenlandse concurrenten.

Verwachtingen over import- of exportsaldi

De hierboven geschetste verwachtingen over de concurrentieverhoudingen tussen het Nederlandse en Duitse productiepark leiden tot een ontwikkeling van het import- of exportsaldo van Nederland zoals in Hoofdstuk 5 geschetst: Het werkprogramma Schoon & Zuinig en de veelheid aan nieuwbouwplannen leiden tot een toename in vermogen en productie in Nederland op de termijn van 2015 tot 2020. Gecombineerd met een minder sterk stijgende elektriciteitsvraag, leidt dit tot een omslag naar netto export van elektriciteit. In het oorspronkelijke GEHP-scenario is de netto import in 2020 al afgenomen tot ca. 3 TWh. De afgelopen jaren varieert het importsaldo voor Nederland rond de 20 TWh.

Referenties

- Diverse persberichten en berichten in periodieken als Ensoc Weekly, Electrabel Nieuwsbrief, etc.
- BMW (2005): *EWI/Prognos - Studie - Energiereport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose*, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Referat Kommunikation und Internet/LP4, Berlin, Mai 2005.
- CMER (2007a): *Gasgestookte elektriciteitsproductie-eenheid te Velsen - Advies voor richtlijnen voor het milieueffectrapport*, Commissie m.e.r., 12 juni 2007 / rapportnummer 1917-27.
- Daniëls, B.W. & J.C.M. Farla (coörd.) (2006): *Potentieelverkenning klimaatdoelstellingen en energiebesparing tot 2020. Analyses met het Optiedocument energie en emissies 2010/2020*. ECN/MNP, ECN-C--05-106/MNP-773001039, Petten/Bilthoven, januari 2006.
- Daniëls, B.W., A.J. Seebregts, P. Kroon (2008): *Trendanalyse Luchtverontreiniging - De effecten van het werkprogramma Schoon en Zuinig op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen*, ECN-E--08-002, ECN, Petten, maart 2008.
- Daniëls, B.W., Y.H.A. Boerakker, A.J. van der Welle, W. Wetzels (2007): *High-efficiency cogeneration and overview of recent developments*. ECN-E-07-080, in voorbereiding.
- DCMR (2006): *Beoordelingskader Nieuwe Energiecentrales in Rijnmond*, DCMR Milieudienst Rijnmond, 4 juli 2006.
- Dril, A.W.N. van & H.E. Elzenga (coörd.) (2005): *Referentieramingen energie en emissies 2005-2020*. ECN-C--05-018, Petten/Bilthoven, maart 2005.
- EC (2003): *European Energy and Transport Trends to 2030*. European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, ISBN 92-894-4444-4, Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg, 2003.
- EC (2006): *European energy and transport, trends to 2030 - update 2005*. Prepared by National Technical University of Athens, E3M-Lab: L. Mantzos and P. Capros. ISBN 92-79-02305-5, May 2006.
- EC (2007): *Een energiebeleid voor Europa*, Brussel, 10.1.2007 COM (1) definitief, SEC(2007) 12.
- Electrabel (2007): *Kolen/Biomassacentrale Maasvlakte Milieueffectrapport*, 110623/CE7/0D2/000501, Arcadis/Electrabel, 20 februari 2007.
- ENECO/International Power plc (2005). *Milieueffectrapport (MER) 840 MW_e STEG ENECO-GEN*. Rapportnr. 50562004 KPS/PIR 05-3623, Arnhem, december 2005.
- E.ON (2007a): *E.ON Benelux ontvangt milieuvergunning voor bouw nieuwe centrale*, Persbericht 1 november 2007, E.ON Benelux.
- E.ON (2007b): *E.ON plans new efficient coal fired power plant in Belgium*, Press release 29.11.2007

- Essent (2006): *Milieu-effectrapportage Upgrade eenheid B van de Clauscentrale te Maasbracht*, Essent/KEMA, juli 2006.
- Essent (2007): *Uitbreiding en modernisering Clauscentrale*, 20 juni 2007 (Powerpoint via: <http://www.limburg.nl/upload/vergunningen/Clauscentrale%20Essent.pdf>).
- EWI/Prognos (2005): *Energierapport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030, Energiewirtschaftliche Referenzprognose*, Oldenbourg Industrieverlag, 2005.
- EZ (2008a): *Aanbieding concept ministeriële regelingen Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE)*, 31 januari 2008.
- EZ (2008b): *Ontwerp Algemene uitvoeringsregeling SDE*, 30 januari 2008.
- IEA (2007): *Energy Policies of IEA Countries of IEA, Germany - 2007 Review*, Paris, July 2007.
- IEA (2007b): *Fossil Fuel-Fired Power Generation. Case studies of recently constructed coal- and gas-fired plants*, OECD/IEA, Parijs, oktober 2007.
- IPPC (2006): *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. Integrated Pollution Prevention and Control*, <http://eippcb.jrc.es>, July 2006.
- Jacobs Consultancy (2008): *Techno-economische parameters MEP/SDE WKK 2008*, Leiden, maart 2008.
- Kroon, P., W. Wetzels (2008): *Onderbouwing actualisatie BEES B - Kosten en effecten van de voorgenomen wijziging van het besluit emissie-eisen stookinstallaties B*, ECN-E-08- - 020, ECN, Petten, maart 2008.
- Menkveld, M., Dril, A.W.N. van, Daniëls, B.W., Tilburg, X. van, Lensink, S.M., Seebregts, A.J., Kroon, P., Uytterlinde, M.A., Boerakker, Y.H.A., Tigchelaar, C., Zeijts, H. van, Peek, C.J. (2007): *Beoordeling werkprogramma Schoon en Zuinig*, ECN-E--07-067, ECN, Petten, september 2007.
- Nuon (2006): *Milieu-effectrapportage Multi-fuel centrale Eemshaven*, KEMA/Nuon, 50662128-Consulting 06-3535, oktober 2006.
- Nuon (2007a): *Kolenvergassingscentrale Magnum: creatief met kolen*. In: Nuon Duurzaam 2006, 9800-5035, april 2007.
- Nuon (2007b): *Kolenvergassingscentrale Magnum: creatief met kolen*. Persbericht, 22 november 2007.
- Nuon (2008): *Amsterdam Nuon bereidt twee moderne gascentrales in Noord-Holland voor*. Persbericht, 16 april 2008.
- RWE (2006): *Milieu-effectrapportage Multi-fuel centrale Eemshaven*, KEMA/RWE, 30630205-Consulting 06-0630, Arnhem, december 2006 (gedownload via bibliotheek www.eia.nl, februari 2008)
- RWE (2007): *Facts & Figures 2007*, Updated October 2007, via www.rwe.com gedownload op 12 oktober 2007.
- Seebregts, A.J., C.H. Volkers (2005): *Monitoring Nederlandse elektriciteitscentrales 2000-2004*. ECN-C--05-090, ECN, Petten, november 2005.

- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers, R. Jansma, J.F.A. van Hienen (2005): *Kerncentrale Borssele na 2013. Gevolgen van beëindiging of voortzetting van de bedrijfsvoering. Bijlage B: POWERS beschrijving*. ECN-C--05-094, november 2005.
- TenneT (2006): *TenneT en RWE Transportnetz Strom plannen extra hoogspanningsverbinding tussen Duitsland en Nederland*, persbericht 26 november 2006.
- TenneT (2007a): *Aansluitovereenkomsten met Electrabel en BritNed*. 20 juni 2007.
www.tennet.org.
- TenneT (2007b): *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2006-2014*. MR 07-335, juli 2007, TenneT, Arnhem.
- TenneT (2008): *Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008-2014, Deel I*, Arnhem, in maart 2008 op www.tennet.nl gepubliceerd.
- Tilburg, X. van, H. Cleijne, E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian, A. Wakker (2008a): *Technisch-economische parameters van hernieuwbare elektriciteitsopties in 2008-2009. Eindadvies ten behoeve van de SDE regeling*. ECN-E--08-003 februari 2008.
- Tilburg, X. van, H.M. Londo, M. Mozaffarian, E.A. Pfeiffer (2008b): *Technisch-economische parameters van hernieuwbare gasopties in 2008-2009. Eindadvies ten behoeve van de SDE regeling*. ECN-E--08-004 februari 2008.
- Vosbeek et al. (2007): *Making large-scale Carbon Capture and Storage (CCS) in the Netherlands work - An agenda for 2007-2020*, Ecofys, Utrecht, 2007
http://www.energiened.nl/_upload/bestellingen/publicaties/272_MakingCCSworkCompleet.pdf
- VROM (2007): *Nieuwe energie voor het klimaat - Werkprogramma Schoon en Zuinig*, VROM 7421, september 2007.
- WLO (2006): *Bijlage Energie (MNP/CPB/RPB/ECN) in: Welvaart en Leefomgeving - een scenariostudie voor Nederland in 2040, Achtergronddocument*, CBP/MNP/RPB, Den Haag, ISBN 90-6960-150-8.