



Energy research Centre of the Netherlands

Kolencentrales Eemshaven - Dwingende redenen openbaar belang

Antwoorden op vragen van het Ministerie van EL&I

A.J. Seebregts

A.W.N. van Dril

December 2010

Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie van Economie, Landbouw & Innovatie (EL&I) in de periode september tot en met november 2010. Het ECN projectnummer is 50558.01.02. Contactpersoon bij EL&I is de heer Frits Otte. Contactpersoon bij ECN voor dit rapport is Ad Seebregts, e-mail: seebregts@ecn.nl.

Abstract

In the Eemshaven, in the northern part of the Netherlands, two coal-fired power plants are under construction. To show the extent to which these power plants contribute to Dutch energy policy intentions, the Ministry of Economy Affairs, Agriculture and Innovation has asked ECN Policy Studies to provide answers as to the contribution of the new coal power plants to:

- 1) *Long-term energy security of supply*, and fuel diversification in the electricity mix,
- 2) *Reliability in meeting peak electricity demand*, also in extreme situation such as no wind energy availability,
- 3) *Reductions in the use of primary fossil energy and emissions* for CO₂ and air quality emissions like NO_x SO₂ and particulate matter,
- 4) *The transition to a climate neutral energy system*,
- 5) *The affordability of the electricity production*, reflected in the *wholesale electricity market prices* in the Netherlands.

The information is to be used as input for a procedure in the licensing process based on the situation as known at the end of 2008. In particular, the various outlook studies by ECN, PBL, CPB, with a time horizon up to 2040, and the TenneT studies in the years 2005-2008 form an essential source of information. In addition, the analysis draws upon the experience and judgment of the ECN staff involved.

Inhoud

Lijst van tabellen	4
Lijst van figuren	4
Samenvatting	5
Lijst van afkortingen	9
1. Inleiding	11
2. Draagt de centrale bij aan de voorzieningszekerheid van Nederland?	13
3. Draagt de centrale bij aan de verhoging van de leveringszekerheid van Nederland?	16
3.1 Situatie 1998, eind 2004 en 2008	17
3.2 Lange termijn scenario's ECN en PBL	19
3.3 Rapporten Monitoring leveringszekerheid door TenneT	20
3.3.1 Samenvatting TenneT rapporten	20
3.3.2 Rapport 2008: 2007-2023	21
3.4 Piekvraag en opgesteld productievermogen	22
3.4.1 Piekvraag versus de 'echte piekvraag'	22
3.4.2 TenneT Monitoring rapporten en TenneT Visie 2030	22
3.5 Betrouwbaarheid, regelbaarheid en koelwaterproblematiek	24
4. Draagt de centrale bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik en aan het verlagen van emissies?	26
5. Welke bijdrage levert de centrale in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening?	29
6. Draagt de centrale bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland?	31
Referenties	32
Referenties tot en met december 2008	32
Referenties 2009 en 2010 (recentere ontwikkelingen en bronnen)	34
Bijlage A De inzet van centrales: het principe van de 'merit order'	36
A.1 Inleiding	36
A.2 Variabele kosten en de merit order	36
A.3 Vaste kosten en afgeschreven centrales	37
A.4 Indicatieve berekeningen van effecten	38
Bijlage B Lijst van bestaande centrales	40
Bijlage C Lijst van veronderstelde nieuwbouwplannen	42

Lijst van tabellen

Tabel S.1	<i>Overzicht nieuwe kolencentrales Eemshaven</i>	5
Tabel 2.1	<i>Gaswinning, -invoer, -uitvoer en -verbruik (miljard m³)</i>	15
Tabel 3.1	<i>Samenvatting ontwikkelingen Nederland, 1998-2004, en 2004-2008</i>	17
Tabel 3.2	<i>Samenvatting TenneT rapporten Monitoring Leveringszekerheid uit 2005 en 2008</i>	21
Tabel 3.3	<i>Opgestelde vermogens, piekvraag en reservefactor</i>	23
Tabel 3.4	<i>Geprojecteerde toename piekbelasting in TenneT scenario's Visie 2030</i>	23
Tabel 3.5	<i>Vergelijking regelsnelheden</i>	24
Tabel 3.6	<i>Regelbereik nieuwe typen centrales</i>	25
Tabel A.1	<i>Samenvatting van door ECN berekende gemiddelde effecten voor de periode tot de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn</i>	38
Tabel B.1	<i>Overzicht bestaande centrales in Nederland</i>	40
Tabel C.1	<i>Nieuwbouwplannen centraal vermogen ('elektriciteitscentrales'), 2008- 2020</i>	42

Lijst van figuren

Figuur 2.1	<i>Wijze waarop de nieuwe kolencentrales productie uit Nederlandse gascentrales en Duitse kolencentrale verdringt (Indicatieve berekening). Dit beschrijft de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn. Die zullen tussen 2017 en 2025 uit bedrijf worden genomen</i>	14
Figuur 2.2	<i>Mutaties in aardgasinzet in Nederland en koleninzet in Duitsland indien nieuwe kolencentrale in Eemshaven gaat produceren (Indicatieve berekening). Dit beschrijft de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn. Die zullen tussen 2017 en 2025 uit bedrijf worden genomen</i>	14
Figuur 2.3	<i>Aardgasreserves Nederland volgens WLO Studie</i>	15
Figuur 3.1	<i>Ontwikkeling importsaldo elektriciteit Nederland en totaal elektriciteitsverbruik, periode 2000-2008</i>	18
Figuur 3.2	<i>Ontwikkeling finale elektriciteitsvraag Nederland, historisch 2000-2008, en 2010-2040 diverse scenario's uit periode 2006-2010</i>	19
Figuur 3.3	<i>Ontwikkeling opgesteld vermogen productiecapaciteit in Nederland, 2010-2040 diverse scenario's uit periode 2006-2010</i>	20
Figuur 4.1	<i>Bandbreedte emissieniveaus oude kolencentrales, generatie '70-'80 (links) en generatie '90 (rechts), vergeleken met nieuwe kolencentrales RWE en Nuon. Bronnen: MJV's uit jaren 2000-2007(deels eerder geanalyseerd door ECN, zie ook ECN, 2005)</i>	28
Figuur 5.1	<i>CO₂ afgevangen in het WLO-SE scenario en in Green4Sure (totaal bij elektriciteitscentrales, raffinaderijen en industrie). Dit laatste scenario kent een lage en hoge CCS variant</i>	30
Figuur A.1	<i>Brandstof- en CO₂-kosten voor nieuw en bestaand kolen- en aardgasgestookt productievermogen, en gemiddelde Nederlandse elektriciteitsmarktprijs in 2020 (gemiddeld over het jaar)</i>	37

Samenvatting

In dit rapport wordt de mate waarin een nieuwe kolencentrale in de Eemshaven nodig is om dwingende redenen van openbaar belang (drob) op een vraag- en antwoordwijze behandeld.

Welke centrales?

Het betreft de geplande kolencentrales van RWE en Vattenfall/Nuon, resp. 1560 MW_e en 1200 MW_e netto aan opwekkingscapaciteit. De RWE centrale betreft twee eenheden van het poederkool type, met een geschat netto omzettingsrendement van 46%. De Vattenfall/Nuon Magnum centrale wordt in 2 fases gebouwd. Fase 1 betreft een aardgasgestookte centrale met 3 STEG-eenheden. Na Fase 2 is de Magnum centrale volgens de vergunningsaanvraag een multi-fuel vergassingscentrale waarin naast kolen en biomassa ook aardgas als primaire brandstof wordt ingezet. De vergunningen die nu door Nuon zijn aangevraagd, betreffen Fase 1 en Fase 2. Het belangrijkste verschil tussen de twee geplande kolencentrales betreft het netto opwekkingsvermogen. De RWE centrale is 30% groter in vermogen dan de Vattenfall/Nuon Magnum centrale. Daarnaast verschillen de centrales in type technologie.

Tabel S.1 *Overzicht nieuwe kolencentrales Eemshaven*

Producent	Type centrale	Vermogen [MW _e]	Netto omzettingsrendement [%]	Gepland in bedrijf
RWE/Essent	Poederkoolcentrale 2 eenheden	1560	46	Rond 2013
Vattenfall/Nuon	Kolen/biomassa vergassing STEG centrale, 3 STEG eenheden	1200 (800 kolen 400 aardgas)	46 (kolendeel) 56 (aardgasdeel)	Rond 2013

Uitgangspunten bij de beantwoording

Uitgangspunt voor de gebruikte informatie is de situatie zoals in december 2008 bekend kon worden verondersteld, op basis van openbare en refereerbare informatie. December 2008 is het moment dat het ministerie van LNV (thans EL&I) de beslissingen op bezwaar op grond van de Natuurbeschermingswet nam ten behoeve van de centrales van RWE en Vattenfall/Nuon.

De dwingende redenen van openbaar belang in dit ECN rapport gaan over de volgende energiege-relateerde thema's:

- 1) Voorzieningszekerheid.
- 2) Leveringszekerheid.
- 3) Gebruik primaire fossiele energie.
- 4) Emissies door het gebruik van fossiele energie.
- 5) Betaalbaarheid.

In het vervolg wordt steeds gesproken over 'de kolencentrale' daar waar de antwoorden hetzelfde zijn voor beide nieuwe kolencentrales. Voor antwoorden die afhangen van de vermogensgrootte van de centrales, wordt wel onderscheid gemaakt tussen de beide kolencentrales. De onderstaande vragen zijn door het ministerie van EL&I aan ECN voorgelegd. ECN heeft zich tot de beantwoording van deze vragen beperkt.

1. Draagt de centrale bij aan de voorzieningszekerheid van Nederland?

Onder *voorzieningszekerheid* wordt de beschikbaarheid op de middellange (zichtjaar 2020) tot lange termijn (zichtjaar 2030 en later) verstaan van de primaire energiedragers zoals steenkool, aardgas en uranium, en de mate van brandstofdiversificatie.

Antwoord: De kolencentrale draagt bij aan deze voorzieningszekerheid en brandstofdiversificatie van zowel Nederland als Noordwest Europa. De nieuwe kolencentrale zal namelijk de aardgasafhankelijkheid verminderen.

In het Energierapport 2008 (EZ, 2008) wordt gesteld dat de Nederlandse overheid minder afhankelijk wil worden van aardgas in de elektriciteitsvoorziening. Het langzaam opraken van de Nederlandse aardgasreserves en de daardoor grotere afhankelijkheid van import van aardgas noodzaakt tot het inzetten van andere bronnen dan aardgas, zoals kolen en duurzame energie. Gezien het belang van deze diversificatie zegt de regering in het Energierapport 2008 te staan voor de opgave kolencentrales in te passen in de Nederlandse energiehuishouding.

Berekeningen tonen aan dat de kolencentrale een gascentrale in Nederland en kolenvermogen in Duitsland zal vervangen in de beginperiode waarin de centrale in werking zal zijn tot aan de periode dat de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen. De oudste vijf kolencentrales worden naar verwachting in de periode 2017 tot 2025 uit bedrijf genomen. Ter indicatie: de RWE kolencentrale van netto 1560 MW_e kan op jaarbasis in die periode de inzet van ca. 51 Petajoule (PJ) aardgas in Nederland en ca. 38 PJ kolen in Duitsland vervangen.¹ Dat is 3,4% van het totale aardgasverbruiksald in Nederland voor het jaar 2008.² Voor de Vattenfall/Nuon Magnum centrale is dat 17 PJ aardgas (1,2%) resp. 31 PJ kolen in Duitsland.³

2. Draagt de centrale bij aan de verhoging van de leveringszekerheid van Nederland?

Een ander middellang- tot langetermijnsaspect is de *omvang van de productiecapaciteit na 2020*, gezien de te verwachten *stijging in de elektriciteitsvraag* en het uit bedrijf nemen van oude en minder efficiënte fossiele centrales. Meer concreet kan onder ‘leveringszekerheid’ worden verstaan de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening om op momenten van piekvraag aan die vraag te kunnen voldoen. Aspecten die hierbij een rol spelen zijn:

- a) de omvang van de Nederlandse productiecapaciteit,
- b) het te verwachten niveau van de technische beschikbaarheid van de productiecapaciteit⁴
- c) de hoogte van de piekvraag,
- d) de voorspelbaarheid van de productie van elektriciteit met de geïnstalleerde productiecapaciteit: het aanbod van bijvoorbeeld windenergie is afhankelijk van de hoeveelheid wind,
- e) de mate waarin via interconnectie ook buitenlandse capaciteit beschikbaar is op het moment van de piekvraag.

Antwoord: De kolencentrale verhoogt deze leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening in zowel Nederland als Noordwest-Europa.

De nieuwe kolencentrale draagt positief bij aan de *betrouwbaarheid* op momenten van piekvraag. In de periode 2017 tot 2025 zullen naar verwachting van ECN van de bestaande centrales de meest inefficiënte (dus oudste) gas- en kolencentrales in Nederland uit bedrijf worden genomen. ECN verwacht niet dat alle bij TenneT aangemelde plannen voor nieuwbouw van elektriciteitscentrales zullen worden gerealiseerd. Inmiddels⁵ is gebleken dat een aantal nieuwbouwplannen die er medio 2008 waren, inderdaad is afgeblazen.

De mate van *regelbaarheid* wordt belangrijker in een competitieve elektriciteitsmarkt met een fluctuerende vraag en minder goed voorspelbare intermitterende hernieuwbare bronnen zoals wind-

¹ De getallen zijn gemiddelden voor de periode 2013-2030. Ook nadien en dus gedurende de gehele exploitatieperiode van de kolencentrale (30 tot 40 jaar) treden deze effecten op. De 38 PJ kolen meer in Duitsland komt overeen met 3,7 TWh meer import vanuit Duitsland (zonder de RWE kolencentrale), uitgaande van een rendement van 35% voor Duitse kolencentrales. Voor de Magnum is dit 3 TWh meer import of 31 PJ meer kolen in Duitsland.

² In 2008 bedroeg het totale aardgasverbruiksald 1454 PJ.
(Bron: CBS, zie ook <http://www.energie.nl/stat/data/fig19.html>, 19 november 2010)

³ ECN heeft niet het gelijktijdige effect van twee kolencentrales uitgerekend.

⁴ Voorbeeld: de beschikbaarheid en betrouwbaarheid van conventioneel vermogen van kolen-, gas- en kerncentrales ligt veel hoger dan die voor windenergie. Op momenten van piekvraag kan de beschikbaarheid van windenergie 0% zijn, in geval van windstil weer. Gemiddeld over het jaar kan een kolencentrale van 1000 MWe op basis van 90% beschikbaarheid ca. 7,5 TWh produceren (7500 vollasturen per jaar). 1000 MWe Wind op land levert 2,2 TWh (25% load factor); Wind op zee levert 3,5 TWh (40% load factor).

⁵ Situatie november 2010.

energie. De nieuwe kolencentrales zijn daarom ontworpen om flexibel bedreven te kunnen worden, zoals bevestigd in het recente rapport van de TU Delft 'De regelbaarheid van elektriciteitscentrales'. De nieuwe kolencentrales hebben een groter regelbereik en kunnen op lagere deellast draaien dan oudere typen kolencentrales. De snelheid waarmee op- en afgeregeld kan worden is naar verwachting groter.

De vestiging van een kolencentrale aan een kustlocatie als de Eemshaven is gunstig in situaties dat andere centrales minder kunnen produceren hebben door *koelwaterbeperkingen*, bijvoorbeeld als gevolg van hete zomers. De kans van overschrijding van koelwaterbeperkingen (ondanks de doorgevoerde aanpassingen in het beleid) is in de Eemshaven kleiner dan wat geldt voor binnenlandse locaties en andere kustlocaties. Hierdoor draagt vestiging van een kolencentrale in de Eemshaven dus meer bij aan het verhogen van de leveringszekerheid dan vestiging van een kolencentrale op een andere locatie.

3. Draagt de centrale bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik en aan het verlagen van emissies?

Antwoord: De kolencentrale draagt bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik ten opzichte van een bestaande en oudere kolencentrale. In dat geval levert de centrale een bijdrage aan het verlagen van een aantal emissies dat de luchtkwaliteit beïnvloedt. Dit betreft emissies van stikstofoxiden (NO_x), zwaveldioxide (SO₂) en fijn stof.

Berekeningen tonen aan dat de kolencentrale in de beginperiode tot de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen, een gascentrale in Nederland en kolenvermogen in Duitsland zal vervangen. Per saldo gaat het primaire fossiele energiegebruik en de CO₂-emissie in Nederland daardoor omhoog en in Duitsland omlaag. Tevens gaat de emissie van SO₂ en fijn stof op Nederlandse bodem omhoog in die periode tot de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen. Met de verwachte extra SO₂-emissie blijft het totale Nederlandse kolenpark wel binnen de in het SO₂-convenant afgesproken totaal aan SO₂-emissies.⁶ Op de langere termijn zorgt het uit bedrijf nemen van de oudere kolencentrales in Nederland tot een verlaging van de NO_x, SO₂ en stof emissies. Naar verwachting van ECN worden in de periode 2017-2025 de oudste kolencentrales (generatie '70-'80) uit bedrijf genomen. Dit leidt tot een verlaging van het primaire fossiele energiegebruik en een verlaging van emissies van CO₂, NO_x, SO₂ en fijn stof in Nederland. Dankzij die nieuwe kolencentrales is het op die termijn uit bedrijf nemen van die oudere kolencentrales bedrijfseconomisch verantwoord.

4. Welke bijdrage levert de centrale in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening?

Antwoord: De centrale kan op twee manieren een bijdrage leveren in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening. De kolencentrale kan door het *mee- en bijstoken van biomassa* een bijdrage leveren aan het halen van de doelen voor hernieuwbare energie doelen van de Nederlandse overheid⁷ en van de Europese Commissie.

Voor het jaar 2020 is het hernieuwbare energiedoel 14% van de finale energievraag. In 2008 gold ook nog het nationale doel van 20% hernieuwbaar voor de primaire energievraag. De Nederlandse elektriciteitsproductie is een van de belangrijkste sectoren om dit doel te kunnen halen, zoals aangegeven in de eerste beoordeling van het Schoon & Zuinig programma (ECN, 2007), en later bevestigd in de tweede beoordeling van dit beleidsprogramma (ECN/PBL, 2009). Binnen de hernieuwbare elektriciteitsopties is meestook van biomassa een belangrijke optie, met veel technisch potentieel en relatief lage kosten ten opzichte van bijvoorbeeld windenergie op zee.

De nieuwe kolencentrales zijn ontworpen om op termijn een hoeveelheid biomassa als brandstof te gebruiken (ter indicatie is dat 10 (RWE) tot 30% (Nuon) op energiebasis, op basis van de beide

⁶ Deze conclusie is gebaseerd op de ECN Trendanalyse voor het ministerie van VROM (ECN, 2008), bij een totaal aan nieuwbouw van ruim 4000 MWe aan nieuwe kolencentrales. Dit is het totaal van vier nieuwe kolencentrales: twee op de Maasvlakte (E.ON en Electrabel) en de RWE en Magnum centrales in de Eemshaven.

⁷ Het nieuwe kabinet Rutte heeft het Nederlandse doel laten vervallen. Dat kabinet gaat nu uit van het Europese doel.

MER's). De mate waarin biomassa zal worden ingezet is mede afhankelijk zijn van het toekomstige hernieuwbare energiebeleid van de Nederlandse overheid.

Door de kolencentrale te voorzien van een CO₂-afvang installatie kan de centrale direct CO₂-uitstoot reduceren. Het toepassen van CO₂-afvang wordt in het Nederlandse en Europese klimaatbeleid gezien als een noodzakelijke bijdrage om op de lange termijn tot verregaande vermindering van CO₂-emissies te komen. De nieuwe kolencentrales zijn geschikt om niet alleen in een demonstratiefase tussen 2015 en 2025, maar ook nadien een belangrijke rol te spelen om de noodzakelijke technologische ontwikkeling en kostenreductie voor CO₂-afvang tot stand te brengen. Het toepassen van CO₂-afvang bij de nieuwe kolencentrales leidt tot minder netto elektriciteitsproductie dan zonder die CO₂-afvang.

5. Draagt de centrale bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland?

Antwoord: De nieuwe kolencentrale draagt positief bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland.

Doordat de kolencentrale een centrale met hogere variabele kosten uit de inzetvolgorde verdringt, zal de gemiddelde groothandelsprijs voor elektriciteit naar verwachting dalen. De elektriciteitsprijs voor de Nederlandse groothandelsmarkt wordt in de periode 2013-2030 dan gemiddeld 1,5 tot 1,6 €/MWh (0,15-0,16 ct/kWh) lager, voor resp. de Nuon en RWE kolencentrale.⁸ Dit verschil kan worden omgeslagen over een geprojecteerde totale binnenlandse elektriciteitsvraag van 140 TWh/jaar, en levert dan een positief verschil voor afnemers van elektriciteit (voordeel) op van gemiddeld 210 tot 224 miljoen € per jaar, per centrale. De onrendabele top voor hernieuwbare elektriciteit wordt met een lagere elektriciteitsmarktprijs hoger. Uitgaande van de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE, anno 2008), leidt de verlaging van de elektriciteitsprijs met 1,6 €/MWh., en 55 TWh⁹ aan hernieuwbare elektriciteitsproductie, tot gemiddeld € 88 miljoen per jaar meer beslag op het SDE-budget. De hoogte van deze getallen is wel afhankelijk van de hoogte van de brandstofprijzen van steenkool, biomassa en aardgas, van de CO₂-prijs en van de investeringskosten van duurzame energie-installaties. Bij aardgasprijzen die sterker stijgen dan steenkoolprijzen, zal het voordeel groter worden. Bij een hogere CO₂-prijs zal het voordeel minder worden, omdat een hogere CO₂-prijs harder doorwerkt in de variabele kosten van een kolencentrale dan voor een gascentrale.¹⁰

⁸ Aannames hierbij (gemiddelden in periode 2013-2030): steenkoolprijs van 2,3 €/GJ; aardgasprijs 20,3 ct/m³ en CO₂ prijs van 26 €/ton. De gemiddelde elektriciteitsmarktprijs in de periode is 64 €/MWh. De bedragen zijn uitgedrukt in €2008, en zonder rekening te houden met inflatie.

⁹ Dit getal van 55 TWh is gebaseerd op een 35% aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie ten opzichte van een geprojecteerd elektriciteitsverbruik van 156 TWh in 2020, conform de ECN/PBL beoordeling van het Schoon & Zuinig programma (ECN/PBL, april 2009; EZ, 2009). De 35% hernieuwbare elektriciteit is een deel van de invulling van de 20% hernieuwbare energiedoelstelling van het vorige kabinet Balkenende IV.

¹⁰ Overigens dragen kern-, wind- en zonne-energie ook bij tot een verlaging van de elektriciteitsprijs en dus tot een verhoging van de subsidiebehoefte.

Lijst van afkortingen

AER	Algemene Energie Raad (adviesorgaan voor de regering).
B&O	Bediening en Onderhoud.
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -afvang en opslag).
CPB	Centraal PlanBureau.
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland.
ETS	Emission Trading System, Europees handelssysteem voor CO ₂ -emissies.
EU	Europese Unie.
GE	Global Economy, een van de vier WLO toekomstscenario's. Het GE scenario heeft een hoge economische groei. Het groeiscenario is in de jaren 2006-2009 door de overheid gebruikt als basis voor het vaststellen en evalueren van het energie- en klimaatbeleid, waaronder het beleid en de doelen van het Schoon en Zuinig programma.
IEA	International Energy Agency, onderdeel van de OESO/OECD.
IPPC	Integrated Pollution Prevention & Control, Europese Milieurichtlijn voor fossiele gestookte installatie, o.a. voor Grote Stookinstallaties (Large Combustion Plants). Definieert het gebruik van Best Beschikbare Technieken (Best Available Techniques, BAT). Momenteel ligt een aangescherpte herziening bij het Europees Parlement. De laatste geldende ging in 2007 in.
KV-STEG	Kolenvergassing met geïntegreerde stoom- en gasturbine.
kWh	kiloWattuur, een eenheid van energie (1 kWh = 3,6 MJ).
LCOE	Levelised Cost Of Electricity.
MEP	Subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (voorloper van SDE).
MER	Milieueffect rapportage.
MJ	megajoule = 10 ⁶ Joule (eenheid voor energie).
MKBA	Maatschappelijke kosten-batenanalyse.
MNP	Milieu en Natuurplanbureau, voorganger van het Planbureau voor de Leefomgeving.
MWh	Megawattuur, een eenheid van energie (1000 kWh = 1 MWh).
NEC	National Emission Ceiling, nationaal emissieplafond.
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development, in het Nederlands de OESO genaamd, Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling.
PBL	PlanBureau voor de Leefomgeving, voorheen het MNP.
PJ	Petajoule, eenheid voor energie (1 PJ = 1 miljard MJ).
POWERS	Model voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt en elektriciteitsproductie (ECN).
PSR	Performance Standard Rate, emissienorm op g/GJ brandstof basis, gebruikt in het nationale NO _x -emissiehandelssysteem.
RR-2010	Referentieramingen energie en emissies 2010-2020 (ECN/PBL, 2010).
SDE	Stimuleringsregeling Duurzame Energie, opvolger van MEP-regeling.
SE	Strong Europe scenario, een van de vier WLO toekomstscenario's. SE heeft een gematigde economische groei, en een strikt post-Kyoto klimaatbeleid.
STEG	Centrale met een geïntegreerde <u>ST</u> oom- <u>En</u> <u>G</u> asturbine.
TK	Tweede Kamer.
TWh	TeraWatt.uur, een eenheid van energie (1 TWh is 1 miljard kWh).
UR-GE	Update van de Referentieraming 2008-2020, gebaseerd op het Global Economy scenario, en met brandstofprijzen conform het EU 'Trends to 2030 - update 2007'

scenario. Zie (ECN, 2009; ECN, 2009b).

- UR-GE(h) Update van de referentieraming 2008-2020, gebaseerd op het Global Economy scenario, en met brandstofprijzen conform het IEA WEO 2008 scenario. Die prijzen liggen hoger dan in UR-GE. Zie ook ECN-E-09-010 en ECN-E-09-022.
- V Beleidsvariant uit nieuwe ECN/PBL referentieraming energie en emissies 2010-2020, Vastgesteld beleid. Uit RR-2010.
- VV Beleidsvariant uit nieuwe ECN/PBL referentieraming energie en emissies 2010-2020, Vastgesteld plus Voorgenomen beleid. Uit RR-2010.
- WEO World Energy Outlook, Jaarlijks gepubliceerde scenario door het IEA.
- WKK Warmtekrachtkoppeling.
- WLO Welzijn en Leefomgeving, Langetermijn scenario studie voor Nederland in het jaar 2040, gepubliceerd in 2006 door de Nederlandse planbureaus en ECN, zie WLO (2006).

1. Inleiding

Op grond van de Natuurbeschermingswet, gebaseerd op EU-richtlijnen, is het verboden zonder vergunning projecten te realiseren die de kwaliteit van de natuurlijke habitats en de habitats van soorten in een Natura 2000-gebied kunnen aantasten. Indien niet op voorhand met zekerheid kan worden uitgesloten dat een project significante effecten zal hebben, kan de vergunning alleen worden verleend op grond van 'dwingende redenen van groot openbaar belang'. De overheid zal deze dwingende redenen moeten aangeven.

De vergunningen van RWE en NUON

Voor de in aanbouw zijnde centrales van RWE en NUON in de Eemshaven zijn door LNV en de provincies Groningen en Friesland de Natuurbeschermingswetvergunningen verleend. Naar aanleiding van de bezwaarfase, zijn de vergunningen op 5 december 2008 respectievelijk 13 maart en 1 juli 2009 bij beslissing op bezwaar heroverwogen.

Met betrekking tot drie vogelsoorten is in de vergunningen (en daarop volgend de beslissingen op bezwaar) door de vergunningverleners geconcludeerd dat een aantasting van de natuurlijke kenmerken niet op voorhand kon worden uitgesloten. Op grond van de Natuurbeschermingswet konden de vergunningen desondanks worden verleend vanwege de aanwezigheid van een dwingende reden van groot openbaar belang.

Tegen de vergunningen is beroep aangetekend door Greenpeace, Milieufederatie, Mobilisation for the Environment (namens de Stichting Natuur en Milieu), Het Groninger Landschap, de Vereniging Natuurmonumenten, de Stadt Borkum en de Waddenvereniging. Deze eerste drie organisaties hebben voornamelijk bezwaar tegen de brandstof van de nieuwe centrales: kolen.

De Natuurbeschermingswetvergunning wordt onder meer aangevochten met het argument dat er geen sprake is van dwingende redenen van groot openbaar belang. De vergunningverleners (LNV respectievelijk de provincies) zullen in dit kader de aangevoerde dwingende redenen moeten verdedigen.

Voor de rechter (Raad van State) zal verdedigd moeten worden welke redenen van openbaar belang zo dwingend zijn dat de vergunning kon worden verleend terwijl mogelijk enige aantasting van de natuurlijke kenmerken op voorhand niet kon worden uitgesloten.

Belangrijke data

Het gaat daarbij om de afwegingen die de vergunningverlener gemaakt heeft ten tijde van de beslissingen op bezwaar voor de vergunningverlening. De data van december 2008, maart 2009 en 1 juli 2009 zijn dus belangrijk; ontwikkelingen van ná die data zijn in deze rechtsgang niet relevant. Gelet hierop wordt in dit rapport uitgegaan van de situatie van eind december 2008.

Afbakening en uitgangspunten

EL&I heeft aan ECN gevraagd om aan te geven welk openbaar belang wordt gediend door de nieuwe centrales, zodat de consistentie gewaarborgd is bij de kwantificering van effecten met de beleidsmaatregelen die eerder door ECN doorgerekend zijn. Die bijdrage zal ten opzichte van een referentie beschreven moeten worden. Hiervoor is als uitgangspunt gekozen de situatie zónder de nieuwe centrales. Het kader dat daarbij gehanteerd moet worden is het Nederlandse energiebeleid, waarbij het gaat om de vraag hoe de nieuwe centrales passen in dat beleid (gericht op lange termijn). Uitgangspunt voor de gebruikte informatie is de situatie zoals eind december 2008 bekend kan worden verondersteld, op basis van openbare en refereerbare informatie. December 2008 is het moment dat het ministerie van LNV (thans ondergebracht bij EL&I) de beslissingen op bezwaar op grond van de Natuurbeschermingswet nam ten behoeve van de centrales van RWE en Vattenfall/Nuon.

De thema's van openbaar belang

De dwingende redenen van openbaar belang in dit ECN rapport gaan over de volgende energiege-relateerde thema's:

- Voorzieningszekerheid.
- Leveringszekerheid.
- Gebruik primaire fossiele energie.
- Emissies door het gebruik van fossiele energie.
- Betaalbaarheid.

De vragen

In de Hoofdstukken 2 tot en met 6 worden de volgende vragen beantwoord:

- 1) Draagt de centrale bij aan de voorzieningszekerheid van Nederland?
- 2) Draagt de centrale bij aan de verhoging van de leveringszekerheid van Nederland?
- 3) Draagt de centrale bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik en aan het verlagen van emissies?
- 4) Welke bijdrage levert de centrale in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening?
- 5) Draagt de centrale bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland?

Per vraag wordt direct het antwoord gegeven. Indien nodig volgt een toelichting op het antwoord. Bij een aantal vragen heeft ECN ter indicatie ook kwantitatief effecten vermeld. De verwachte exploitatieduur van de nieuwe kolencentrale is 30 tot 40 jaar. In de door ECN berekende effecten heeft ECN zicht echter beperkt tot de periode 2013 tot 2030.

ECN doet met de beantwoording van deze vragen geen uitspraken over hoe zwaar wegend de mate van dwingend belang van de genoemde redenen is. Dat oordeel is niet aan ECN. Het doel van dit rapport is op basis van de geformuleerde vragen en gegeven antwoorden, andere partijen in staat te stellen een oordeel mede te baseren op de informatie in dit rapport.

Separaat van de beantwoording zal worden ingegaan op het mechanisme waarmee centrales operationeel en bij voorkeur worden ingezet om aan de elektriciteitsvraag te voldoen. Dit is het zogenoemde 'merit order' principe. Het houdt in dat producenten hun centrales willen en zullen inzetten op basis van de laagste variabele kosten. Omdat dit principe de basis is van een deel van de antwoorden op de vragen, is het apart in Bijlage A uitgelegd. Die bijlage bevat ook de resultaten van een aantal berekeningen met een elektriciteitsmarktmodel die ECN heeft gemaakt om een deel van de effecten kwantitatief en indicatief te illustreren.

In het vervolg wordt steeds gesproken over 'de kolencentrale' daar waar de antwoorden hetzelfde zijn voor beide nieuwe kolencentrales. Voor antwoorden die afhangen van de vermogensgrootte van de centrales, wordt wel onderscheid gemaakt tussen de beide kolencentrales. De onderstaande vragen zijn door het ministerie van EL&I aan ECN voorgelegd. ECN heeft zich tot de beantwoording van deze vragen beperkt.

2. Draagt de centrale bij aan de voorzieningszekerheid van Nederland?

Onder *voorzieningszekerheid* wordt de beschikbaarheid op de middellange (zichtjaar 2020) tot lange termijn (zichtjaar 2030 en later) verstaan van de primaire energiedragers zoals steenkool, aardgas en uranium, en de mate van brandstofdiversificatie. Ook het toepassen van kernenergie, hernieuwbare energiebronnen, en energiebesparing kunnen bijdragen aan de voorzieningszekerheid.

Antwoord: De kolencentrale draagt bij aan deze voorzieningszekerheid en brandstofdiversificatie van zowel Nederland als Noordwest Europa. De nieuwe kolencentrale zal namelijk de aardgasafhankelijkheid verminderen.

Ten aanzien van de primaire energiedragers zoals steenkool, aardgas en uranium speelt vooral de *(import)afhankelijkheid van aardgas* in de totale brandstofmix van de elektriciteitsvoorziening. In het Energierapport 2008 (EZ, 2008) wordt gesteld dat de Nederlandse overheid minder afhankelijk wil worden van aardgas in de elektriciteitsvoorziening. Het langzaam opraken van de Nederlandse aardgasreserves en de daardoor grotere afhankelijkheid van import van aardgas noodzaakt tot het inzetten van andere bronnen dan aardgas, zoals kolen en duurzame energie. Gezien het belang van deze diversificatie zegt de regering in het Energierapport 2008 (EZ, 2008) te staan voor de opgave kolencentrales in te passen in de Nederlandse energiehuishouding. Het letterlijke citaat uit het Energierapport luidt:

“Mede naar aanleiding van de adviezen van de AER en de SER is het kabinet van mening dat geen enkele optie op voorhand moet worden uitgesloten en dat geen van de genoemde opties per definitie beter is dan een andere. Aardgas zal een belangrijke rol blijven spelen in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Ook kolencentrales leveren een bijdrage en die kan de komende jaren groeien. De ontwikkeling van CCS¹¹ is daarbij wel essentieel om de uitstoot van CO₂ terug te dringen. Tenslotte moet ook de optie kernenergie worden opengehouden.”

Indicatieve berekeningen tonen aan dat de kolencentrale een gascentrale in Nederland en kolenvermogen in Duitsland zal vervangen in de beginperiode waarin de centrale in werking zal zijn tot aan de periode dat de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen. De oudste vijf kolencentrales worden naar verwachting in de periode 2017 tot 2025 uit bedrijf genomen. Ter indicatie: de RWE kolencentrale van netto 1560 MW_e kan op jaarbasis de inzet van ca. 51 Petajoule (PJ) aardgas in Nederland en ca. 38 PJ kolen in Duitsland vervangen.¹² Dat is 3,4% van het totale aardgasverbruiksaldos in Nederland voor het jaar 2008.¹³ Voor de Vattenfall/Nuon Magnum centrale is dat 17 PJ aardgas (1,2%) resp. 31 PJ kolen in Duitsland.¹⁴

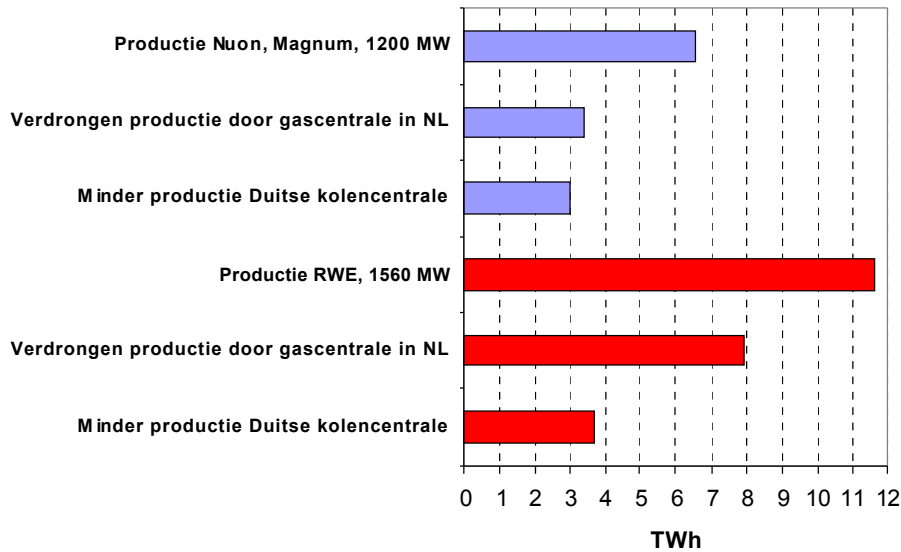
¹¹ CCS staat voor Carbon Capture and Storage, wat inhoudt het afvangen van kooldioxide (CO₂) bij elektriciteitscentrales, en het vervolgens transporteren en opslaan in de diepe ondergrond.

¹² De getallen zijn gemiddelden in de periode totdat de oudste kolencentrales uit bedrijf zijn. De 38 PJ kolen meer in Duitsland komt overeen met 3,7 TWh meer import vanuit Duitsland (zonder de RWE kolencentrale), uitgaande van een rendement van 35% voor Duitse kolencentrales. Voor de Magnum is dit 3 TWh meer import of 31 PJ meer kolen in Duitsland.

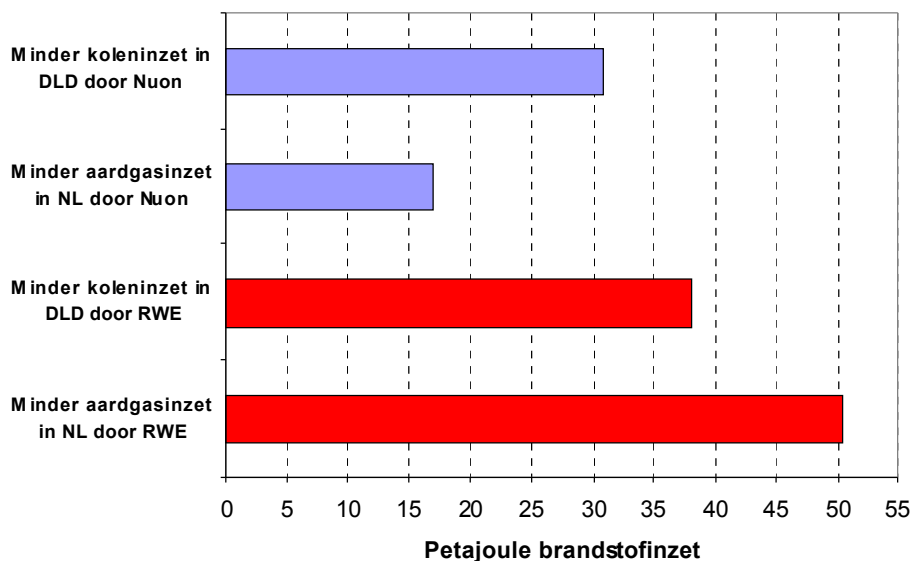
¹³ In 2008 bedroeg het totale aardgasverbruiksaldos 1454 PJ.
(Bron: CBS, zie ook <http://www.energie.nl/stat/data/fig19.html>, 19 november 2010).

¹⁴ ECN heeft niet het gelijktijdige effect van twee kolencentrales uitgerekend.

De mate van verdringing staat in onderstaande twee figuren samengevat.



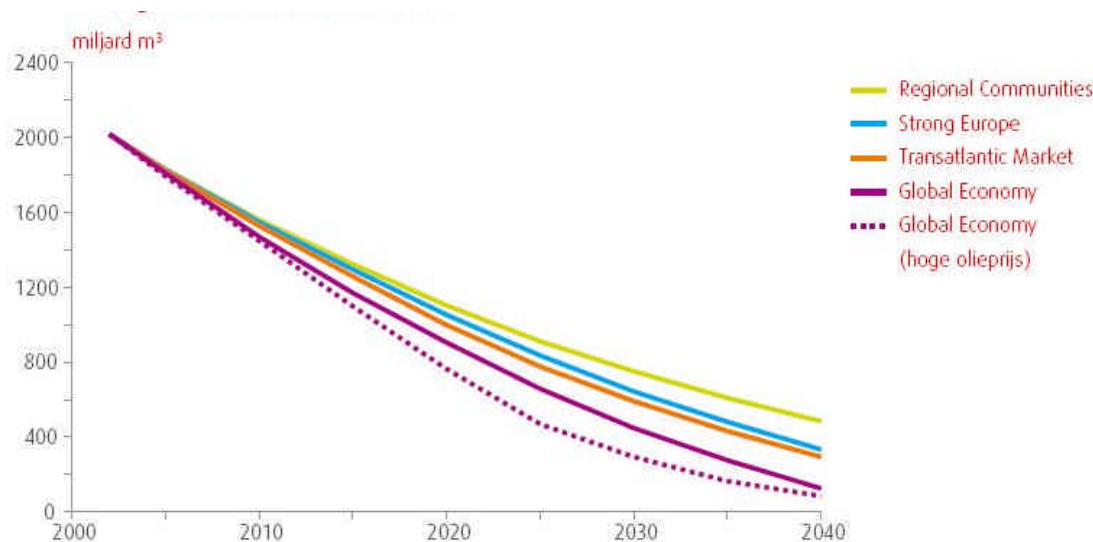
Figuur 2.1 *Wijze waarop de nieuwe kolencentrales productie uit Nederlandse gascentrales en Duitse kolencentrale verdringt (Indicatieve berekening). Dit beschrijft de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn. Die zullen tussen 2017 en 2025 uit bedrijf worden genomen¹⁵*



Figuur 2.2 *Mutaties in aardgasinzet in Nederland en koleninzet in Duitsland indien nieuwe kolencentrale in Eemshaven gaat produceren (Indicatieve berekening). Dit beschrijft de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn. Die zullen tussen 2017 en 2025 uit bedrijf worden genomen*

¹⁵ In de hier gerapporteerde indicatieve berekeningen van ECN zit al verwerkt dat er tevens nieuwe centrales in Duitsland worden gebouwd. De grootte van het export effect hangt af van: de hoogte van de brandstof- en CO₂ prijzen, en de samenstelling van het Duitse elektriciteitspark. ECN neemt in de referentiesituatie al aan dat er tevens nieuwe centrales in Duitsland worden gebouwd. De omvang daarvan is een onzekere factor. Indien er meer dan de veronderstelde nieuwbouw in Duitsland is, zal het export effect geringer kunnen zijn. De effecten zijn indicatief voor de beginperiode waarin de nieuwe kolencentrale zal produceren, tot aan de periode dat de oudste kolencentrales in Nederland uit bedrijf zullen zijn. Naar verwachting van ECN worden in de periode 2017-2025 de oudste kolencentrales (generatie '70-'80) uit bedrijf genomen.

De inzet van de nieuwe kolencentrale zal leiden tot een lagere afhankelijkheid van aardgas. Aardgasgestookt vermogen wordt minder aantrekkelijk in de inzet volgorde (merit order, zie Bijlage A) van het productievermogen. Met het uitputten van de Nederlandse gasvelden, zie Figuur 2.3, zal aardgas in de toekomst in toenemende mate van buiten de Europese Unie en Noorwegen worden geïmporteerd. Volgens de lange termijn scenario's die in de studie Welzijn en Leefomgeving (WLO) in opdracht van de ministeries EZ, VROM, LNV en V&W zijn ontwikkeld, neemt de binnenlandse productie in Nederland af, terwijl de invoer juist toeneemt (WLO, 2006, zie Paragraaf 6.1 in rapport). De Nederlandse aardgasreserves nemen volgens de WLO studie af, zie Figuur 2.3, van 2000 miljard m³ in 2002 tot 100 tot 600 miljard m³ in het jaar 2040. De invoer van aardgas neemt in die periode toe, van 25 miljard m³ in 2002 tot 32 tot 56 miljard m³ in 2040 (zie Tabel 2.1).



Figuur 2.3 Aardgasreserves Nederland volgens WLO Studie

Bron: WLO, 2006.

Tabel 2.1 Gaswinning, -invoer, -uitvoer en -verbruik (miljard m³)

	2002	2020					2040				
		GE	GEh	SE	TM	RC	GE	GEh	SE	TM	RC
Eigen productie	71	53	67	49	52	44	31	16	30	28	25
Invoer	25	52	39	50	51	42	50	56	38	50	32
Binnenlandse vraag	47	48	47	48	45	41	51	47	37	37	32
Export (netto)	49	57	59	51	58	45	30	25	31	41	25

Bron: WLO, 2006.

De importafhankelijkheid van aardgas voor geheel Europa neemt in het EU-25 'Trends to 2030' scenario voor de Europese Unie toe van ca. 55% in 2005 tot 85% in 2030 (EC, 2005). In het later aangepaste scenario 'Trends to 2030 – Update 2007' (EC, 2008) is de importafhankelijkheid voor de EU-27 in het jaar 2030 nog steeds hoog, 84%.

3. Draagt de centrale bij aan de verhoging van de leveringszekerheid van Nederland?

Een ander middellang- tot langetermijnsaspect is de *omvang van de productiecapaciteit na 2020*, gezien de te verwachten *stijging in de elektriciteitsvraag* en het uit bedrijf nemen van oude en minder efficiënte fossiel gestookte centrales. Meer concreet kan onder ‘leveringszekerheid’ worden verstaan de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening om op momenten van piekvraag aan die vraag te kunnen voldoen. Aspecten die hierbij een rol spelen zijn:

- de omvang van de Nederlandse productiecapaciteit,
- het te verwachten niveau van de technische beschikbaarheid van de productiecapaciteit,¹⁶
- de hoogte van de piekvraag,
- de voorspelbaarheid van de productie van elektriciteit met de geïnstalleerde productiecapaciteit: het aanbod van bijvoorbeeld windenergie is afhankelijk van de hoeveelheid wind,
- de mate waarin via interconnectie ook buitenlandse capaciteit beschikbaar is op het moment van de piekvraag.

Antwoord: De kolencentrale verhoogt deze leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening in zowel Nederland als Noordwest-Europa.

De nieuwe kolencentrale draagt positief bij aan de *betrouwbaarheid* op momenten van piekvraag. In de periode 2017 tot 2025 zullen naar verwachting van ECN van de bestaande centrales de meest inefficiënte (dus oudste) gas- en kolencentrales in Nederland uit bedrijf worden genomen.

De mate van *regelbaarheid* wordt belangrijker in een competitieve elektriciteitsmarkt met een fluctuerende vraag en minder goed voorspelbare intermitterende hernieuwbare bronnen zoals windenergie. De nieuwe kolencentrales zijn daarom ontworpen om flexibel bedreven te kunnen worden, zoals bijvoorbeeld bevestigd in het recente rapport van de TU Delft ‘De regelbaarheid van elektriciteitscentrales’. De nieuwe kolencentrales hebben een groter regelbereik en kunnen op lagere deel- last draaien dan oudere typen kolencentrales. De snelheid waarmee op- en afgeregeld kan worden is naar verwachting groter.

De vestiging van een kolencentrale aan een kustlocatie als de Eemshaven is gunstig in situaties dat andere centrales minder kunnen produceren hebben door *koelwaterbepalingen*, bijvoorbeeld als gevolg van hete zomers. De kans van overschrijding van koelwaterbepalingen (ondanks de door- gevoerde aanpassingen in het beleid) is in de Eemshaven kleiner dan wat geldt voor binnenlandse locaties en andere kustlocaties. Hierdoor draagt vestiging van een kolencentrale in de Eemshaven dus meer bij aan het verhogen van de leveringszekerheid dan vestiging van een kolencentrale op een andere locatie.

Ramingen en scenario’s voor de verwachtingen over de toekomstige elektriciteitsvraag en daarbij horende productiecapaciteit zijn noodzakelijk om inzicht te krijgen in de mogelijke maar onzekere ontwikkelingen. In dit hoofdstuk wordt daarom een tweetal soorten ramingen kort besproken:

- 1) De *ramingen van ECN en de planbureaus*. Deze zijn opgesteld in opdracht van de rijksoverheid, en worden door die overheid benut om het energie- en klimaatbeleid mee door te rekenen en te evalueren.
- 2) Ramingen van *TenneT*. Dit betreft de rapporten ‘Monitoring leveringszekerheid’, die jaarlijks in opdracht van EZ worden opgesteld, en de Visie 2030. De laatste studie is bedoeld om na te gaan wat er op de lange termijn nodig is voor het hoogspanningsnet. De Monitoring studies dienen vooral om na te gaan of er voldoende opgesteld productievermogen is, om een betrouwbare levering te garanderen.

¹⁶ Voorbeeld: de beschikbaarheid en betrouwbaarheid van conventioneel vermogen van kolen-, gas- en kerncentrales ligt veel hoger dan die voor windenergie. Op momenten van piekvraag kan de beschikbaarheid van windenergie 0% zijn, in geval van windstil weer. Gemiddeld over het jaar kan een kolencentrale van 1000 MWe op basis van 90% beschikbaarheid ca. 7,5 TWh produceren (7500 vollasturen per jaar). 1000 MWe Wind op land levert 2,2 TWh (25% load factor); Wind op zee levert 3,5 TWh (40% load factor).

Alvorens in te gaan op deze toekomstverwachtingen, wordt eerst de situatie in de periode 1998-2008 geschetst. Op basis van deze periode kunnen drie conclusies worden getrokken:

- In de jaren 1998 tot en met 2008 zijn er amper investeringen in grootschalig thermisch productievermogen, terwijl de elektriciteitsvraag toeneemt.
- In die periode is Nederland een grote importeur van elektriciteit, en steeds meer afhankelijk van het buitenland.
- Vanaf einde 2005 ontstaan de eerste nieuwbouwplannen.

3.1 Situatie 1998, eind 2004 en 2008

Na de liberalisering van de Europese elektriciteitsmarkt in 1998 zijn er tot 2005 geen plannen voor nieuwe centrales ingediend, met uitzondering van de Rijnmond Energie gascentrale die in de loop van 2005 in bedrijf is gekomen. De Tweede Kamer en het ministerie van Economische Zaken maakten zich daarom in 2004 zorgen of er voldoende nieuwe productiecapaciteit zou worden bijgebouwd (EZ, brief 2005: 29023 nr 12; wetsvoorstel dossier 31934). De elektriciteitsvraag steeg namelijk gemiddeld met 2,4% per jaar van ruim 99 TWh in 1998 tot bijna 115 TWh in 2004 (in totaal 15%). In diezelfde periode steeg de omvang van het productievermogen van 20 GW naar 21,5 GW (7%).

De omvang van de productiecapaciteit steeg in de periode van 2004 tot 2008 naar 25 GW. De toename in die jaren bestond uit onder andere Rijnmond Energie centrale (800 MW, in 2004 in bedrijf), WKK in de glastuinbouw en windenergie. Het Nederlandse finale elektriciteitsverbruik is in 2008 gestegen tot ca. 120 TWh.

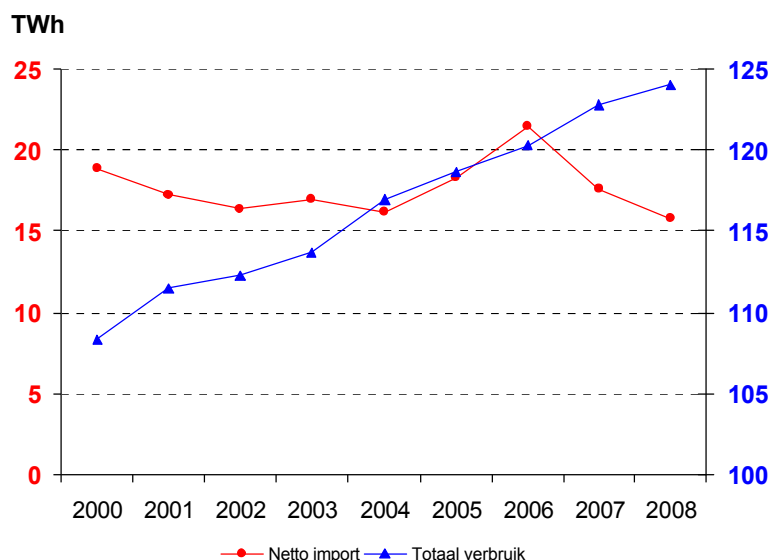
Tabel 3.1 *Samenvatting ontwikkelingen Nederland, 1998-2004, en 2004-2008*

		1998	2004	2008	Stijging in 1998-2004 [%]
Opgesteld vermogen	[GW]	20	21,5	25	7
Finaal elektriciteitsverbruik	[TWh]	99,5	114,5	120	15

Met name in 2009 is de vraag naar elektriciteit gedaald ten gevolge van de economische crisis; in 2010 is de elektriciteitsvraag weer gaan stijgen met een tempo gelijk aan de stijging van voor deze tijdelijke daling.

Ontwikkeling importsaldo en afhankelijkheid van buitenland voor stroomvoorziening

In de jaren 1998-2008 is Nederland een grote netto importeur van elektriciteit geweest. In de periode 2000-2008 was de gemiddelde netto import bijna 18 TWh (17,7). Na de piek in het jaar 2006 (oorzaak: hoge aardgasprijzen) laat de ontwikkeling in de jaren 2007 en 2008 een dalende trend zien. In 2008 bedraagt het importsaldo ca. 16 TWh.



Figuur 3.1 *Ontwikkeling importsaldo elektriciteit Nederland en totaal elektriciteitsverbruik, periode 2000-2008*

Bron gegevens: CBS.

*Ontwikkelingen plannen voor nieuwbouw in Nederland, periode 2005-2008*¹⁷

Pas aan het einde van 2005 kwamen de energiebedrijven met plannen voor nieuwe centrales, mede naar aanleiding van de Vangnetwet 2004 (EZ, 2005), zowel in Nederland als andere landen binnen Noordwest Europa. Medio 2005 was er nog geen zicht op deze plannen. TenneT (2005) raamt in juni 2005 slechts een toename in het opgestelde productievermogen in de periode van 2004 tot 2012 van resp. 21 GW tot 24,6 GW, waarvan ca. 2 GW aan nieuw windenergievermogen. Aan thermisch vermogen is dat slechts 1,6 GW. Ongeveer de helft daarvan is de Rijnmond Energie centrale die in 2005 in bedrijf is gekomen.

In de jaren 2006-2008 is er een aantal nieuwbouwplannen bekend geworden. ECN rapporteert begin 2007 een omvang van ca. 9,5 GW aan plannen voor nieuwe kolen- en gascentrales (ECN, 2007). In de 'Trendanalyse luchtverontreiniging' (ECN, 2008; 2008b) is de omvang van de plannen gestegen tot meer dan 15 GW. Op basis van die nieuwbouwplannen geeft ECN een bandbreedte voor de mogelijke effecten in het WLO-GEHP scenario (Global Economy, Hoge oliePrijs). Dat scenario is in 2007 voor de eerste beoordeling Schoon en Zuinig (ECN/MNP, 2007) gebruikt.

TenneT (2008) raamt medio 2008 een geplande nieuwbouw van 15 GW in de periode 2009-2015. Hiervan was voorzien dat 1,1 GW in 2009 in bedrijf zou komen. In de jaren 2010-2012 is het in bedrijf komen van bijna 9 GW voorzien. Nieuwe gascentrales, de Sloecentrale en de nieuwe Flevo-centrale, samen ruim 1700 MW_e, waren in 2008 al in aanbouw. Van de genoemde 15 GW bestaat 3 GW uit windenergie.

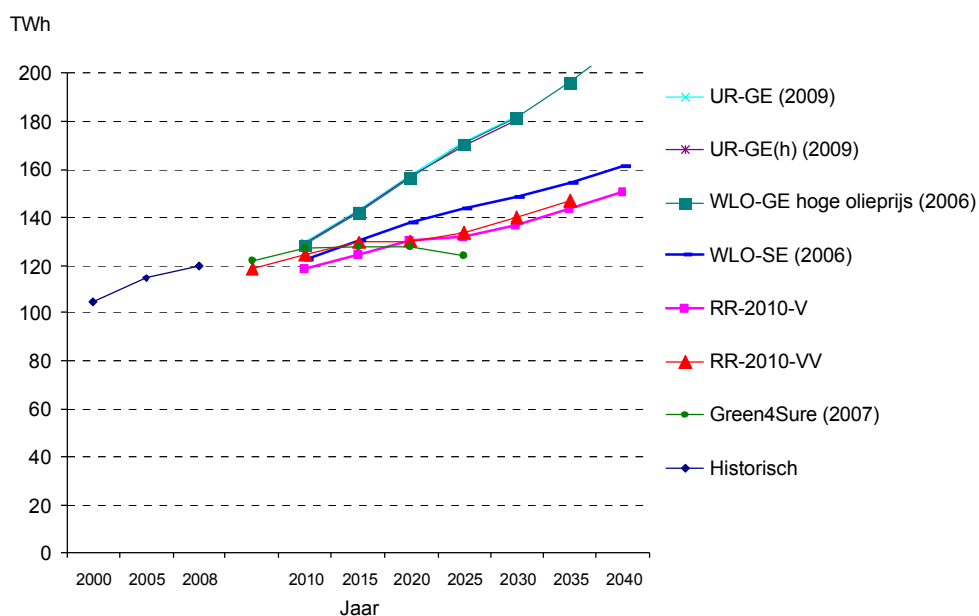
¹⁷ De verwachte ontwikkelingen in de periode 2005-2008 zijn gebruikt in de diverse ramingen en verkenningen van ECN/MNP (later PBL) die in de jaren 2007 en 2008 zijn uitgevoerd. Daarbij is steeds de relatie gelegd wat het zou kunnen betekenen voor het beleidsprogramma van Schoon en Zuinig. Die doelen hebben te maken met energiebesparing, hernieuwbare energie en reductie van de uitstoot aan CO₂ en luchtverontreinigende stoffen. Deze effecten komen aan de orde bij de beantwoording van de vragen over primaire energie en emissies (Hoofdstuk 4).

De informatie over nieuwbouwplannen is in 2008 door ECN benut in de studie 'Future electricity prices - Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets' (ECN, 2008). Die studie is onder andere gebruikt door het Energierapport 2008 (EZ, 2008) in een schets van de ontwikkelingen op de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt en de toenemende marktkoppeling binnen die markt.

3.2 Lange termijn scenario's ECN en PBL

De ramingen van ECN en PBL geven inzicht in de mogelijke ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in Nederland, en de daarbij opgestelde productiecapaciteit. De ramingen hebben een langere tijdshorizon dan de ramingen van TenneT (zie Paragraaf 3.3).

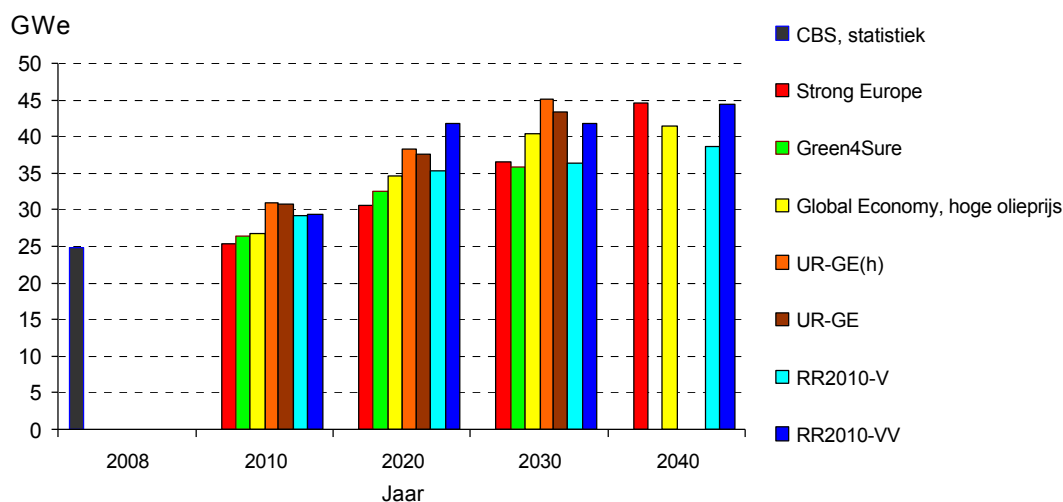
In 2004 zijn voorlopige resultaten van de lange termijn scenario studie Welzijn en Leefomgeving (WLO) beschikbaar gekomen. Die studie is door de diverse planbureaus en ECN in 2006 gepubliceerd (WLO, 2006). Eerste resultaten zijn al begin 2005 beschikbaar gekomen in de Referentieramingen Energie en Emissies 2005-2020 (ECN/MNP, 2005). De ECN/MNP referentieraming noemde geen enkel concreet nieuwbouwplan. Wel werd er in de scenario's SE en GE nieuwbouw verondersteld om aan de stijgende elektriciteitsvraag te voldoen. De omvang, het type en de brandstof van de nieuwbouw (kolen, gas, duurzaam of kern) was afhankelijk van de specifieke veronderstellingen binnen de scenario's. De raming uit 2005 projecteerde een verdere stijging van de elektriciteitsvraag in 2020 tot ca. 138 TWh, voor het scenario Strong Europe, met ca. 2%/jaar economische groei. Voor het scenario Global Economy (GE), met ca. 2,7%/jaar economische groei is de vraag veel hoger, ca. 157 TWh. De veronderstelde economische groei is een bepalende factor voor de elektriciteitsvraag, alsmede veronderstellingen over effecten van energiebesparing(sbeleid). In onderstaande figuur staan de diverse vraagprojecties samengevat, met een tijdshorizon tot 2030 en 2040. Het WLO-GE hoge olieprijs is in de jaren 2006-2008 door de rijksoverheid als uitgangspunt voor het energie- en klimaatbeleid genomen. Onder andere de eerste beoordeling Schoon en Zuinig is op dat scenario gebaseerd (ECN/PBL, 2007) en de 'Trendanalyse luchtverontreiniging' (ECN, 2008; 2008b) in opdracht van het ministerie van VROM.



Figuur 3.2 *Ontwikkeling finale elektriciteitsvraag Nederland, historisch 2000-2008, en 2010-2040 diverse scenario's uit periode 2006-2010*

Opgesteld vermogen aan productiecapaciteit

Het opgesteld vermogen in Nederland bedroeg eind 2008 ca. 25 GWe. In de diverse ramingen en scenario's kan dit groeien tot tussen 32 en 42 GW in 2020, tussen de 35 en 45 GW in 2030, en tussen de 38 en 45 GW in 2040, zie Figuur 3.3. In een aantal scenario's, zoals Strong Europe en Green4Sure is het aandeel windenergie hoog. In Green4sure is dat aandeel het hoogst. De corresponderende productie (per MW) van windenergie is veel minder dan voor conventioneel vermogen. Het opgesteld vermogen in 2030 is daarom in Green4Sure niet veel lager dan in Global Economy, hoewel in dat laatste scenario de elektriciteitsvraag veel hoger is (zie Figuur 3.2).



Figuur 3.3 *Ontwikkeling opgesteld vermogen productiecapaciteit in Nederland, 2010-2040 diverse scenario's uit periode 2006-2010*

3.3 Rapporten Monitoring leveringszekerheid door TenneT

Sinds 2005 brengt TenneT jaarlijks op verzoek van EZ, een rapport 'Monitoring leveringszekerheid' uit (TenneT, 2005; 2006, 2007, 2008). In de jaren 2005-2007 kijkt TenneT acht jaren vooruit. Met ingang van het rapport uit 2008 kijkt TenneT steeds vijftien jaar vooruit. In deze paragraaf zijn rapporten uit achtereenvolgens 2005 en 2008 uitgelicht. Ze beschrijven de situatie op het moment dat de nieuwbouwplannen bekend werden (2005) en de stand van zaken eind 2008.

3.3.1 Samenvatting TenneT rapporten

Voor de korte termijn, tot en met het zichtjaar 2015, stelt TenneT dat de leveringszekerheid in de periode verbetert door deze geplande (totale) nieuwbouw aan centrales in Nederland (TenneT, 2008). In 2005 stelde TenneT nog dat rond 2012 de importafhankelijkheid en de mate waarin de leveringszekerheid daardoor kwetsbaar is, zo is toegenomen dat dit een aandachtspunt kan worden, vooral als gevolg van internationaal afgenomen reservevermogen (TenneT, 2005).

Voor de periode 2009-2015 verschillen de inschattingen van TenneT gemaakt in 2008 en in 2005 beduidend. De verschillen zitten vooral in de inschatting van het opgestelde vermogen in de periode 2009-2015, en zijn verklaarbaar door de nieuwbouwplannen in die periode 2005 tot medio 2008. De door TenneT gehanteerde ontwikkeling in de elektriciteitsvraag blijft dezelfde. Voor het jaar 2012 wordt ten opzichte van 2004 met een stijging van 14% gerekend. Voor het jaar 2015 gaat TenneT uit van 137 TWh. Dit is vergelijkbaar met het niveau van het WLO Strong Europe scenario voor het jaar 2020.

Tabel 3.2 *Samenvatting TenneT rapporten Monitoring Leveringszekerheid uit 2005 en 2008*

	Opgesteld vermogen in GW		Procentuele groei in GW t.o.v. 2004 [%]		Groei in elektriciteitsvraag		
	Zoals ingeschat		Zoals ingeschat		Vraagprojectie	Groei t.o.v. 2004	
	in 2008	in 2005	in 2008	in 2005	TWh	in 2008	in 2005
2009	25,2	23,8	20	13	122	8%	8%
2012	36	24,6	71	17	129	14%	14%
2015	40,4		92		137	21%	
Gevoeligheidsvariant B (in 2008)							
2012	31,0		48				
2015	31,3		48				

3.3.2 Rapport 2008: 2007-2023

Korte termijn, tot en met 2015

Voor de korte termijn, tot en met het zichtjaar 2015, stelt TenneT dat de leveringszekerheid in de periode verbetert door deze geplande (totale) nieuwbouw aan centrales in Nederland. Daarbij gaat TenneT tevens in op extreme situaties:

“Toch kunnen er zich extreme situaties voordoen, waarover de beoordelingsmethodiek geen uitspraak doet, bijvoorbeeld situaties met koelwaterbeperkingen in de zomer (fase 2) en problemen met de gasvoorziening in extreem koude winters. Uit deze monitoring komt naar voren dat het systeem in de toekomst minder kwetsbaar zal zijn voor dergelijke situaties, omdat het grootste gedeelte van de aangemelde grootschalige nieuwbouw wordt gerealiseerd op kustlocaties en bij grote open wateren, waar weinig koelwaterbeperkingen zijn. Tevens is een deel van de aangemelde nieuwbouw niet meer gasgestookt. Deze diversificatie van brandstoffen is gunstig voor de voorzieningszekerheid.”

TenneT onderscheidt in het 2008 Monitoring rapport ook een gevoeligheidsvariant B. In plaats van ruim 14 GW aan nieuwbouwplannen voor grootschalig thermisch productievermogen in de periode tot en met 2015, wordt in variant B slechts 30% van deze plannen verondersteld door te gaan, 5 GW in plaats van 14,1 GW. TenneT concludeert hieruit: “Uit deze resultaten blijkt dat, ook indien slechts circa 30% van de voorgenomen nieuwbouwplannen grootschalig productievermogen tot en met 2015 zou worden gerealiseerd, er tot het einde van de zichtperiode voldoende productievermogen is om te voorzien in de Nederlandse elektriciteitsvraag”. Deze aanname van slechts realisatie van 30% van de voorgenomen nieuwbouwplannen komt meer in de buurt van wat ECN in haar ramingen en scenario’s in 2007 en 2008 heeft verondersteld voor de omvang van nieuwbouw in Nederland. ECN verwacht niet dat alle bij TenneT aangemelde plannen voor nieuwbouw van elektriciteitscentrales zullen worden gerealiseerd. Inmiddels¹⁸ is gebleken dat een aantal nieuwbouwplannen die er medio 2008 waren, inderdaad is afgeblazen.

Lange termijn, 2015-2023

Voor het zichtjaar 2023, meldt TenneT dat de grote onzekerheden op deze termijn tot een meer indicatief beeld leiden:

“Daaruit blijkt dat er ook in het jaar 2023 in principe voldoende aanbod mogelijk is om aan de binnenlandse vraag naar elektriciteit te voldoen, zij het dat dit steekjaar een grote mate van onzekerheid met zich meebrengt ten aanzien van de voornemens van producenten om nieuwbouw te realiseren en om vermogen uit bedrijf te nemen. Ook moet worden bedacht dat er grote onzekerheden zijn ten aanzien van de hoogte van de elektriciteitsvraag aan het eind van een zo lange zichtperiode. Alle ontwikkelingen kunnen niet nauwkeurig worden voorspeld, maar kunnen tegelijk wel een ma-

¹⁸ Situatie november 2010.

jeure impact hebben op de hoogte van de elektriciteitsvraag. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan grote penetraties van elektrische auto's of warmtepompen.”

TenneT houdt er voor de periode 2015-2023 rekening mee dat er ca. 5 GW productiecapaciteit uit bedrijf wordt genomen of ‘in de mottenballen gelegd’.

3.4 Piekvraag en opgesteld productievermogen

De hoogte van de piekvraag is mede afhankelijk van de groei in de elektriciteitsvraag die op haar beurt vooral door de economische groei wordt bepaald. De groei in de jaarlijkse elektriciteitsvraag is in de eerdere paragrafen aan de hand van diverse ramingen en scenario's beschreven.

3.4.1 Piekvraag versus de ‘echte piekvraag’

TenneT rapporteert jaarlijks de ontwikkeling van de door TenneT waargenomen ‘piekvraag’ in Nederland. De jaarlijkse TenneT Transportbalans rapporteert dan over de maximale belasting die TenneT in dat jaar heeft gemeten. De ‘echte’ piekvraag die optreedt, vertoont een zelfde trend als de gemiddelde elektriciteitsvraag maar is tevens afhankelijk van factoren die per jaar kunnen verschillen, zoals de invloed van het weer (hele koude winters). De piekbelasting zoals TenneT die normaliter waarneemt valt meestal in een van de donkere en koude wintermaanden (december of januari) en wordt gerapporteerd in de jaarlijkse Transportbalans. TenneT neemt niet alle elektriciteitsvraag waar. Er kan onderscheid worden gemaakt tussen de belasting van het hele Nederlandse elektriciteitssysteem en die van het transportnet. Een deel van de elektriciteitsvraag wordt namelijk gedekt door decentrale elektriciteitsproductie en resulteert niet in een belasting zoals door TenneT waargenomen op het transportnet.

3.4.2 TenneT Monitoring rapporten en TenneT Visie 2030

In het 2008 Monitoring rapport projecteert TenneT tot en met 2015 een piekvraag en reservefactoren. Daarbij wordt de basisvariant gehanteerd voor de omvang van de nieuwbouw aan grootschalig thermisch vermogen. De reservefactor is een eenvoudige maat die is gedefinieerd als:

$$\text{Reservefactor} = \text{Piekvraag} / \text{Opgesteld operationeel vermogen}$$

In het vooruitzicht voor 2023 komt TenneT tot een opgesteld totaal operationeel vermogen van 45,2 GW (basisvariant A), waarvan 10,1 stromingsbronnen (zoals windenergie). In de periode 2015-2023 wordt volgens opgaven bij TenneT ca. 3,0 GW in bedrijf genomen en 2,7 GW uit bedrijf genomen. Netto blijft dan het totaal operationeel productievermogen in 2023 ca. gelijk aan dat in 2015, ruim 40 GW.

In onderstaande tabel heeft ECN de waarden van TenneT verder aangevuld, door voor de periode 2015 tot 2030 de TenneT waarden voor de piekvraag te extrapoleren. ECN heeft hierin tevens waarden gebaseerd op de gevoeligheidsvariant B van TenneT opgenomen. ECN heeft een reservefactor bepaald zonder rekening te houden met stromingsbronnen, en zonder import. Dit komt overeen met een situatie met windstil weer, waarbij tevens is verondersteld dat import ook geen bijdrage kan leveren (bijvoorbeeld omdat het in Duitsland dan ook windstil weer is en daar alle capaciteit voor de Duitse elektriciteitsvraag nodig is). Uit de tabel blijkt dat de zo bepaalde reservefactor in 2008 zeer laag wordt (1,15) en dat vanaf 2012 weer een meer betrouwbare situatie ontstaat. De reservefactor neemt dan toe. Zonder nieuwbouw na 2015 en met aannames van ECN (gebaseerd op bedrijfseconomische gronden) over het uit bedrijf nemen van oudere centrales neemt de reservefactor na 2015 weer af. Zonder nieuwbouw van de kolencentrale rond 2013 zou deze reservefactor nog lager uitkomen. Op basis van gevoeligheidsvariant B komt de reservefactor in 2015 zonder de nieuwe kolencentrale net zo laag uit als in de jaren 2007-2009.

In 2008 is tevens een lange termijn TenneT visie verschenen ‘Visie 2030’ (TenneT, 2008b). Uit de TenneT Visie 2030 blijkt dat er twee scenario’s denkbaar zijn waarbij de piekvraag in 2030 nog groter wordt in 2030 dan uit de eerder geëxtrapolerde piekvraag. Voor de scenario’s ‘Groene revolutie’ en ‘Geld Regeert’ komt TenneT tot resp. 30 en 36 GW aan piekbelasting in 2030. Zonder nieuwbouw in de periode 2020-2030 wordt de reservefactor in 2030 dan erg laag.

Tabel 3.3 *Opgestelde vermogens, piekvraag en reservefactor*

Jaar	Operationeel vermogen (zonder stromingsbronnen) [GW]	Stromingsbronnen [GW]	Piekvraag [GW]	Reservefactor, 0% stromingsbronnen, 0% import
2004	21,0	1,1		
2005	21,1	1,3		
2006	21,8	1,5		
2007	23,2	1,6	18,5	1,17
2008	23,5	1,8	18,9	1,15
2009	25,2	2,3	19,2	1,19
2012	36,0	3,4	20,4	1,60
2015	40,4	5,0	21,6	1,64
<i>Gevoeligheidsvariant B (5 GW in plaats van 14,1 GW nieuwbouw)</i>				
2012	31,0	3,4	20,4	1,35
2015	31,3	5,0	21,6	1,21
Zonder RWE	29,7	5,0	21,6	1,19
Zonder Nuon	30,1	5,0	21,6	1,16
Aanname ECN, opgesteld operationeel vermogen zonder stromingsbronnen en zonder extra nieuwbouw ¹⁹			ECN extrapolatie piekvraag op basis 2007-2015 TenneT	
2020		37,4	23,5	1,59
2025		37,4	25,5	1,47
2030		37,4	27,4	1,36
Piekbelasting in 2030 volgens TenneT Visie 2030 scenario's				
2030	37,4	Groene Revolutie	30	1,15
2030	37,4	Geld Regeert	36	1,04

Tabel 3.4 *Geprojecteerde toename piekbelasting in TenneT scenario's Visie 2030*

TenneT Visie 2030 scenario's	Jaarlijkse groei maximale belasting [%]	Veronderstelde piekbelasting in 2030 [GW]
Groene revolutie	2	30
Duurzame transitie	1	24
Nieuwe burchten	0	20
Geld regeert	3	36

¹⁹ In de diverse scenario's en ramingen zal er wel extra nieuwbouw tussen 2020 en 2030 zijn, en ook stromingsbronnen. Deze aanname is bedoeld om te illustreren dat de nu geplande nieuwbouw ook in de periode na 2020 een bijdrage levert aan de leveringszekerheid.

3.5 Betrouwbaarheid, regelbaarheid en koelwaterproblematiek

Betrouwbaarheid

De nieuwe kolencentrale draagt positief bij aan de *betrouwbaarheid* op momenten van piekvraag. In de periode 2017 tot 2025 zullen naar verwachting van ECN van de bestaande centrales de meest inefficiënte (dus oudste) gas- en kolencentrales uit bedrijf worden genomen.

*Regelbaarheid*²⁰

De mate van *regelbaarheid* wordt belangrijker in een competitieve elektriciteitsmarkt met een fluctuerende vraag en met minder goed voorspelbare intermitterende hernieuwbare bronnen zoals windenergie. De nieuwe kolencentrales zijn daarom ontworpen om meer flexibel bedreven te kunnen worden, zoals bevestigd in het recente rapport van de TU Delft 'De regelbaarheid van elektriciteitscentrales' (TU Delft, 2009). De nieuwe kolencentrales hebben een groter regelbereik en kunnen op lagere deellast draaien dan oudere typen kolencentrales. De snelheid waarmee op- en afge-regeld kan worden is naar verwachting groter. Die snelheid kan worden uitgedrukt in het aantal MW_e per minuut waarmee kan worden geregeld. De omvang van de centrale speelt dus een rol, niet enkel de relatieve terugregelsnelheid van het productievermogen. Een gasturbine is procentueel wel sneller, maar het is vaak een veel kleinere eenheid dan een grote kolen- of gascentrale.

Tabel 3.5 *Vergelijking regelsnelheden*

	Capaciteit	Opstarttijd	Min Up	regelsnelheid	
	MW	h	h	MW/min.	%/min.
Poederkool	500 - 700	6	24	15 - 20	1,5 - 3,0
Conventionele gascentrale	630	5	6	10 - 20	1,5 - 3,0
Conventionele gascentrale met voorgeschakelde gasturbine	350	5,5	4	10 - 20	2,8 - 5,5
Kemcentrale	450	NA	NA	14	
Gasturbine (piek)	10 - 25	<<1	1	1 - 2	10-20
Kolenvergasser met gasturbine	250	24	24	8	3
STEG	120 - 350	2	4	4 - 10	3 - 5
Industriële warmtekrachteenheid (met stoomproductie)	100 - 450	2	4	3 - 14	2 - 4
Warmtekrachteenheid voor stadsverwarming (met heetwaterproductie)	24 - 250	2	4	1 - 8	2 - 4
Gasmotor		<1	n.v.t.	n.v.t.	
Afvalverbrander		24	n.v.t.	n.v.t.	
Windturbine	< 5	<<1	0		100%

Bron: TU Delft, 2009.

²⁰ De informatie voor het onderwerp 'Regelbaarheid' is gebaseerd op (TU Delft, 2009). Dat is dus gepubliceerd na 2008. Het rapport is gebaseerd op bekende gegevens uit eerdere jaren; zie referentielijst in het TU Delft rapport.

Tabel 3.6 *Regelbereik nieuwe typen centrales*

Type	Minimum deellast [%]
Gascentrale, STEG	
– 2 gasturbines, 1 stoomcyclus	20
– 1 gasturbine, 1 stoomcyclus	58
Kolencentrales	
– kolenvergasser, 2 gasturbines, 1 stoomcyclus	20
– kolenvergasser, 1 gasturbines, 1 stoomcyclus	31
– poederkool	30

Bron: TU Delft, 2009.

Koelwaterproblematiek

De vestiging van een kolencentrale aan een kustlocatie als de Eemshaven is gunstig in situaties dat andere centrales minder kunnen produceren door *koelwaterbeperkingen*, bijvoorbeeld als gevolg van hete zomers. Naar aanleiding van de hete zomer in 2003 en de toen opgetreden koelwaterproblematiek is er door de Rijksoverheid beleid in gang gezet om het Nederlandse productiepark minder gevoelig hiervoor te laten zijn (EZ, 2004). Ondanks de aanpassingen in het beleid, kunnen zich in de praktijk nog situaties voordoen waardoor bij hoge koelwatertemperaturen of een klein aanbod van koelwater of een combinatie van beide, elektriciteitscentrales hun productie moeten beperken. De kans van overschrijding van koelwaterbeperkingen (ondanks de doorgevoerde aanpassingen in het beleid) is in de Eemshaven kleiner dan wat geldt voor binnenlandse locaties. Hierdoor draagt vestiging van een kolencentrale in de Eemshaven dus meer bij aan het verhogen van de leveringszekerheid dan vestiging van een kolencentrale op een andere locatie.

4. Draagt de centrale bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik en aan het verlagen van emissies?

Antwoord: De kolencentrale draagt bij aan het verlagen van het primaire energiegebruik ten opzichte van een bestaande en oudere kolencentrale. In dat geval levert de centrale een bijdrage aan het verlagen van een aantal emissies dat de luchtkwaliteit beïnvloedt. Dit betreft emissies van stikstofoxiden (NO_x), zwaveldioxide (SO₂) en fijn stof.

Berekeningen tonen aan dat de kolencentrale in de beginperiode waarin de centrale in werking zal zijn tot de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen, een gascentrale in Nederland en kolenvermogen in Duitsland zal vervangen. Per saldo gaat het primaire fossiele energieverbruik en de CO₂-emissie in Nederland daardoor omhoog en in Duitsland omlaag. Tevens gaat de emissie van SO₂ en fijn stof op Nederlandse bodem omhoog in die periode tot de oudste kolencentrales uit bedrijf worden genomen.

Met de verwachte extra SO₂-emissie blijft het totale Nederlandse kolenpark wel binnen de in het SO₂-convenant afgesproken totaal aan SO₂-emissies.²¹ Op de langere termijn zorgt het uit bedrijf nemen van de oudere kolencentrales in Nederland tot een verlaging van de NO_x, SO₂ en stof emissies. Naar verwachting van ECN worden in de periode 2017-2025 de oudste kolencentrales (generatie '70-'80) uit bedrijf genomen.²² Dit leidt tot een verlaging van het primaire fossiele energieverbruik en een verlaging van emissies van CO₂, NO_x, SO₂ en fijn stof in Nederland. Dankzij die nieuwe kolencentrales is het op die termijn uit bedrijf nemen van die oudere kolencentrales bedrijfseconomisch verantwoord. De variabele kosten van productie worden dan te hoog. De emissies van die generatie kolencentrales staan in Figuur 4.1 vergeleken met de emissies van de twee nieuwe kolencentrales in de Eemshaven.

De Duitse kolencentrales die worden verdrongen, zijn nog minder efficiënt dan de Nederlandse '70-'80 generatie en leiden tot relatief nog hogere emissies, maar dan in Duitsland.

De Duitse regering voert een beleid dat is gericht op het sluiten van een aantal niet-rendabele kolenmijnen per 2018 (BMW, 2007). Deze kolenmijnen leveren thans kolen aan een doorgaans zeer nabij gelegen elektriciteitscentrale. De toekomst van deze centrales is daardoor ongewis: door de locatie van de centrale zal de aanvoer van kolen van andere bronnen tot extra kosten leiden wat de rentabiliteit van de oude centrales in Duitsland verder onder druk zal zetten.

Het merit order mechanisme zorgt er voor dat de nieuwe kolencentrale: (1) op korte termijn (een deel van) de productie van een minder efficiënte gascentrale zal vervangen, en (2) op de middellange termijn een oude en minder efficiënte kolencentrale zal kunnen vervangen. Dit zorgt voor minder inzet van aardgas en kolen bij eenzelfde hoeveelheid nationale elektriciteitsproductie.

In alle geschetste verdringingsgevallen zal de productie door de nieuwe kolencentrale tot minder uitstoot van NO_x leiden. Een nieuwe kolencentrale heeft namelijk een lagere NO_x-emissiefactor dan een oude gas- of oude kolencentrale. Alle centrales vallen onder het nationale NO_x-emissiehandelssysteem. Hierbij geldt een Performance Standard Rate (PSR). Voor het jaar 2010 is die PSR waarde op 40 gram/GJ brandstof gezet. Die waarde wordt per 2013 verlaagd tot 37 gram/GJ, waardoor de bijdrage van de grote NO_x-bronnen onder het landelijke plafond blijven. Uit

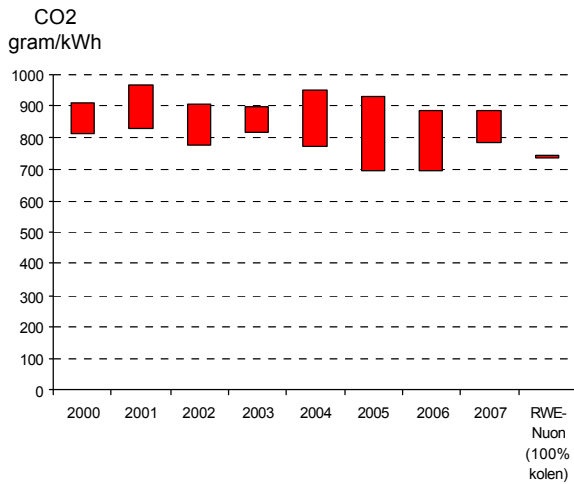
²¹ Deze conclusie is gebaseerd op de ECN Trendanalyse voor het ministerie van VROM (ECN, 2008), bij een totaal aan nieuwbouw van ruim 4000 MWe aan nieuwe kolencentrales. Dit is het totaal van vier nieuwe kolencentrales: twee op de Maasvlakte (E.ON en Electrabel) en de RWE en Magnum centrales in de Eemshaven.

²² In de ECN Trendanalyse voor VROM wordt verondersteld dat in 2020 twee van de oudste kolencentrales uit bedrijf zijn genomen (Amer8 en Gelderland centrale). De overige drie 'generatie '70-'80 kolencentrales, te weten de Maasvlakte eenheden en de kolencentrale Borsselle zijn naar verwachting van ECN in 2025 uit bedrijf genomen. De jaren '90 kolencentrales zijn in 2030 naar verwachting nog in bedrijf. Deze verwachtingen zijn gebaseerd op de veronderstelde aannames over de ontwikkelingen in fossiele brandstof- en CO₂ prijzen, elektriciteitsvraag en samenstelling van de elektriciteitsparken in Nederland en omliggende landen. De nieuwe kolencentrale kan na deze periode dan als vervangende productie van een oude kolencentrale in Nederland worden beschouwd.

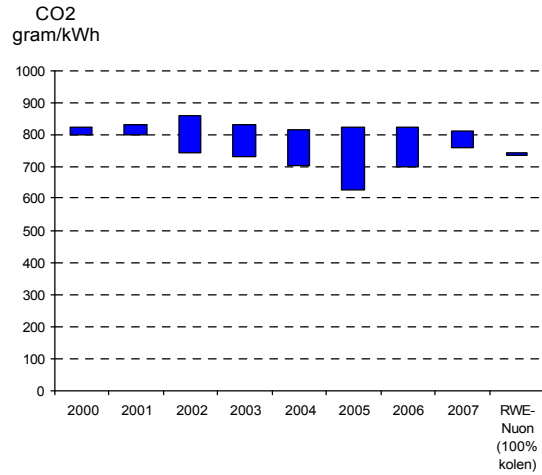
de waarden eerder gerapporteerd in (ECN, 2008b) volgen lagere waarden voor de nieuwe kolencentrales, wat betekent dat zij een overschot aan NO_x-rechten hebben en op de markt kunnen verkopen. In de praktijk zullen de toegestane vergunningsemissies (in termen van mg/Nm³ concentraties in de rookgassen) eerder beperkend zijn dan de bovengenoemde PSR waarde van 37 g/GJ brandstof.

CO₂ gram per kWh

Vergelijking met kolencentrales '70-'80



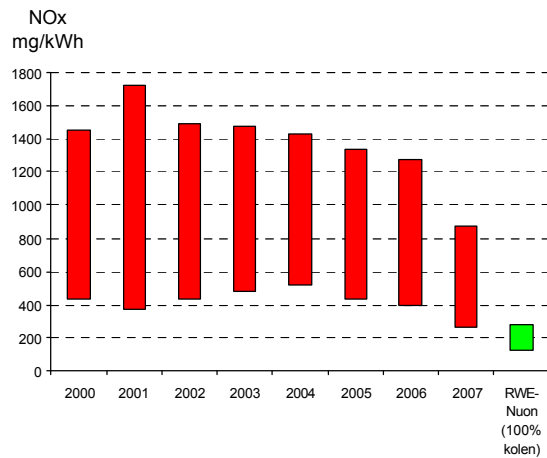
Vergelijking met kolencentrales '90



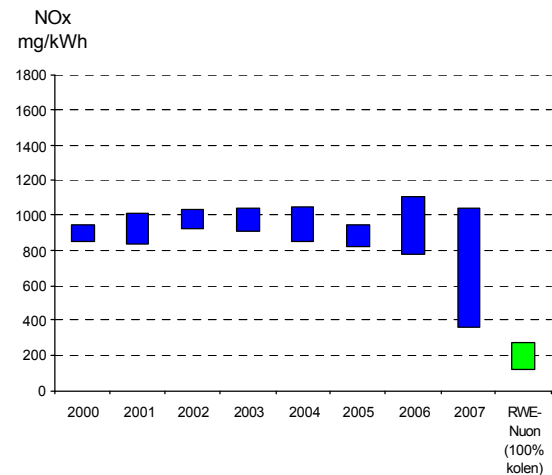
N.B. Vanaf jaren 2005-2007 is de CO₂-emissie voor sommige kolencentrales lager door het mee- en bijstoken van biomassa

NO_x mg per kWh

Vergelijking met kolencentrales '70-'80

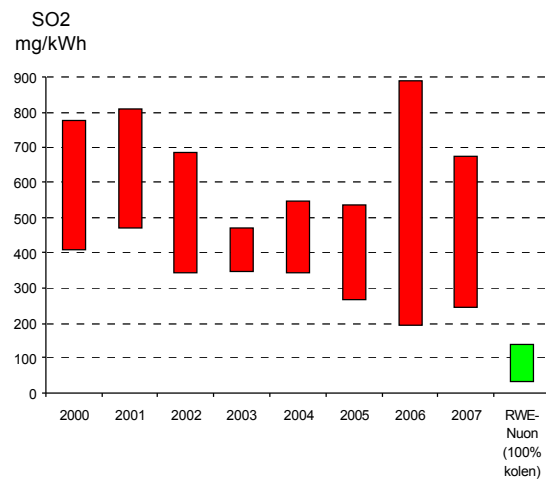


Vergelijking met kolencentrales '90

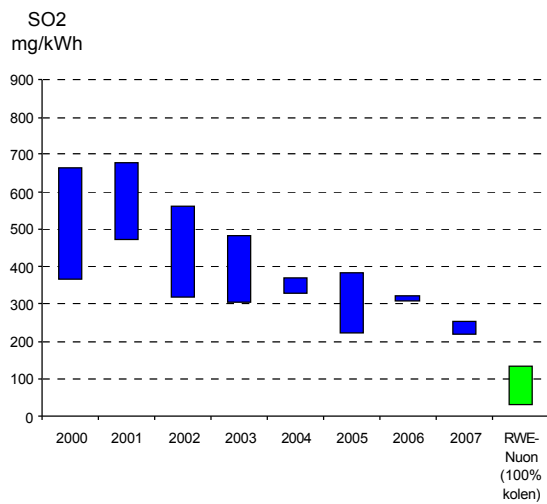


N.B. Vanaf 2007 is de laagste NO_x-emissie voor sommige kolencentrales lager door toepassing van DeNox-installaties.

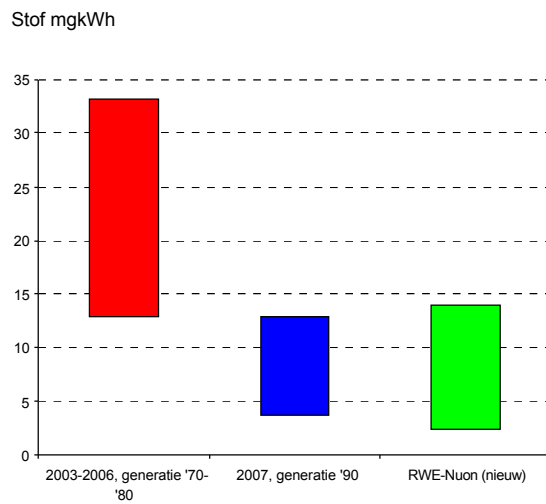
SO₂ mg per kWh
 Vergelijking met kolencentrales '70-'80



Vergelijking met kolencentrales '90



Stof mg per kWh



Figuur 4.1 *Bandbreedte emissieniveaus oude kolencentrales, generatie '70-'80 (links) en generatie '90 (rechts), vergeleken met nieuwe kolencentrales RWE en Nuon. Bronnen: MJV's uit jaren 2000-2007(deels eerder geanalyseerd door ECN, zie ook ECN, 2005)*

De bandbreedte geeft de laagst en hoogst waargenomen emissie weer, voor het bestaande kolenpark, en voor de betreffende jaren en generatie kolencentrales.

5. Welke bijdrage levert de centrale in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening?

Antwoord: De centrale kan op twee manieren een bijdrage leveren in de transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening, namelijk door het *mee- en bijstoken van biomassa en het toepassen van CO₂-afvang*.

In Energierapport 2008 (EZ, 2008) gaat EZ in op de transitie naar een duurzame energiehuishouding:

“Wat zijn nu de kernelementen van een duurzame energiehuishouding? Het gaat om een flexibel energiesysteem dat zich gemakkelijk aan kan passen aan snel veranderende omstandigheden. In essentie gaat het daarbij om drie dingen: schoner, slimmer en gevarieerder.

- **Schoner:** de belasting van het milieu kan drastisch omlaag, in het bijzonder de uitstoot van CO₂. Een reductie van 50% in Europa in 2050 ten opzichte van 1990 is mogelijk. Energiebesparing, duurzame energie, CO₂-afvang en –opslag (CCS) en kernenergie zijn daarvoor de aangewezen middelen.
- **Slimmer:** vraag en aanbod van energie kunnen slimmer aan elkaar worden gekoppeld door het gebruik van ICT (slimme meters en netten). Nieuwe combinaties van technieken en systemen zijn nodig, zowel kleinschalig (energieneutrale woningen etc.) als grootschalig (bijvoorbeeld een betere koppeling van energienetten met die van buurlanden).
- **Gevarieerder:** er is veel meer variatie in de energiehuishouding mogelijk: naast duurzame bronnen ook meer verschillende fossiele bronnen, uit verschillende landen en via verschillende transportroutes. Maar ook verschillende technieken en systemen, zowel grensoverschrijdend als lokaal.”

De term ‘klimaatneutraal’ in de vraag refereert aan het ‘Schoner’ van het Energierapport 2008. Daarin worden duurzame energie en CCS genoemd, naast energiebesparing en kernenergie.

Nieuwe kolencentrales hebben een mogelijke rol voor duurzame (hernieuwbare) energie en CCS. De ingediende plannen voor de nieuwe kolencentrale hebben de ambities om op termijn zowel meestook van biomassa als CO₂-afvang toe te gaan passen.

Ten eerste kan de kolencentrale door het *mee- en bijstoken van biomassa* een bijdrage leveren aan het halen van de hernieuwbare energie doelen van de Nederlandse overheid en van de Europese Commissie.

Voor het jaar 2020 is het hernieuwbare energiedoel 14% van de finale energievraag. In 2008 gold ook nog het nationale doel van 20% hernieuwbaar voor de primaire energievraag. De Nederlandse elektriciteitsproductie is een van de belangrijkste sectoren om dit doel te kunnen halen, zoals aangegeven in de eerste beoordeling van het Schoon & Zuinig programma (ECN, 2007), en later bevestigd in de tweede beoordeling van dit beleidsprogramma (ECN/PBL, 2009). Binnen de hernieuwbare elektriciteitsopties is meestook van biomassa een belangrijke optie, met veel technisch potentieel en relatief lage kosten ten opzichte van bijvoorbeeld windenergie op zee.

De nieuwe kolencentrales zijn ontworpen om op termijn een hoeveelheid biomassa als brandstof te gebruiken (ter indicatie is dat 10% (RWE) tot 30% (Nuon) op energiebasis, op basis van de MER's). De mate waarin biomassa zal worden ingezet is mede afhankelijk van het toekomstige hernieuwbare energiebeleid van de Nederlandse overheid.

Binnen de opties voor hernieuwbare elektriciteit scoort biomassa meestook relatief gunstig op de kosten ten opzichte van windenergie op zee.

Ten tweede kan door de kolencentrale te voorzien van een *CO₂-afvang* installatie, de centrale direct CO₂-uitstoot reduceren. Het toepassen van CO₂-afvang wordt in het Nederlandse en

Europese klimaatbeleid gezien als een noodzakelijke bijdrage om op de lange termijn tot verregaande vermindering van CO₂-emissies te komen.

De nieuwe kolencentrales zijn geschikt om niet alleen in een demonstratiefase tussen 2015 en 2025, maar ook nadien een belangrijke rol te spelen om de noodzakelijke technologische ontwikkeling en kostenreductie voor CO₂-afvang tot stand te brengen. Het toepassen van CO₂-afvang bij de nieuwe kolencentrales leidt tot minder netto elektriciteitsproductie dan zonder die CO₂-afvang.

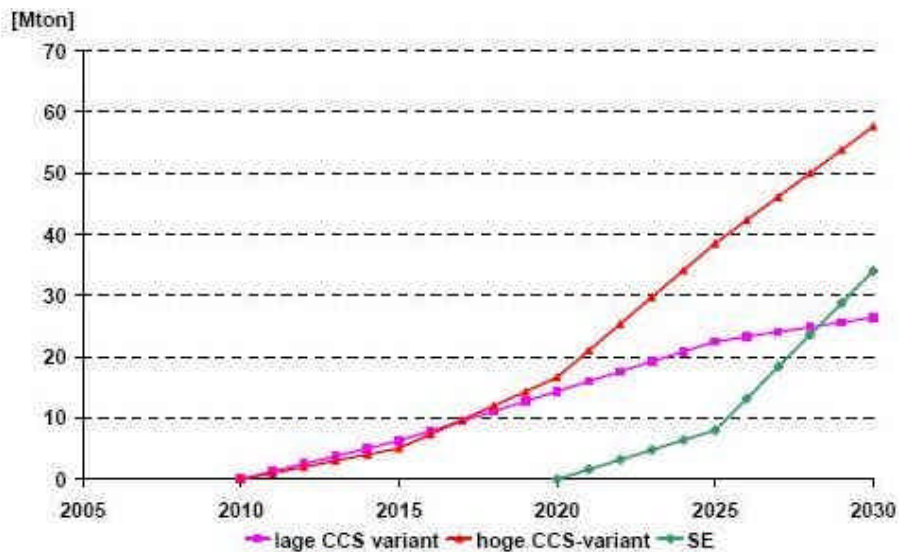
Het afvangen van CO₂, transporteren en opslag (in het Engels: Carbon Capture and Storage, CCS) is een van de belangrijkste opties om binnen Europa de lange termijn klimaatdoelstellingen te kunnen behalen. De Europese Commissie en internationale organisaties zoals het International Energy Agency van de OECD kennen aan de CCS een significante en noodzakelijke rol toe (EC, 2007; IEA, 2008; 2009).

Een combinatie van biomassa en CCS maakt het mogelijk om zelfs tot negatieve CO₂-emissies te komen. Echter, op dit moment kan de opgeslagen CO₂ van het gebruik van biomassa nog niet in het EU ETS worden verrekend. De verwachting is dat dit op langere termijn wel mogelijk wordt.

Nederland is door haar geografische ligging in Noordwest Europa, aan de Noordzee, zeer geschikt om CCS verder te ontwikkelen. Dat geldt voor de Eemshaven en tevens voor de Rijnmond/Rotterdam. Beide havens bieden gemakkelijke aanvoer van kolen en biomassa. In Noord-Nederland komen er op korte termijn lege aardgasvelden vrij die opslag van CO₂ mogelijk maken.

De scenario's WLO-Strong Europe (WLO, 2006) en het Green4Sure scenario (CE, 2007; ECN, 2007d)²³ zijn twee scenario's waarin zowel meestook van biomassa en CO₂-afvang bij nieuwe kolencentrales een rol speelt. In het WLO-SE scenario is het percentage biomassa meestook 20%. In het Green4Sure scenario loopt dit op tot 35%.

Ter illustratie staat in onderstaande figuur de omvang van CCS in de WLO-SE en Green4Sure scenario's.



Figuur 5.1 CO₂ afgevangen in het WLO-SE scenario en in Green4Sure (totaal bij elektriciteitscentrales, raffinaderijen en industrie). Dit laatste scenario kent een lage en hoge CCS variant

²³ ECN, 2007d: *Effecten op CO₂-emissie en energiegebruik van Green4sure*, ECN in opdracht van CE, ECN rapport ECN-E-07-034, april 2007. Het CE heeft overleg gehad over de veronderstelde inzet van beleidsinstrumenten met milieubeweging en werknemersorganisaties. ECN is voor de doorrekening aan de slag gegaan met de keuzes die door hen zijn gemaakt.

6. Draagt de centrale bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland?

Antwoord: De nieuwe kolencentrale draagt positief bij aan de betaalbaarheid van de energievoorziening van Nederland.

Doordat de kolencentrale een centrale met hogere variabele kosten uit de inzet volgorde verdringt, zal de gemiddelde groothandelsprijs voor elektriciteit naar verwachting dalen. Indicatieve berekeningen door ECN laten zien dat de elektriciteitsprijs voor de Nederlandse groothandelsmarkt in de periode 2013-2030 gemiddeld dan 1,5 tot 1,6 €/MWh lager wordt dan zonder de nieuwe kolencentrale, voor resp. de Nuon en RWE kolencentrale.²⁴ (zie ook Tabel A.1 in Bijlage A) Dit verschil kan worden omgeslagen over een geprojecteerde totale binnenlandse elektriciteitsvraag van 140 TWh/jaar, en levert dan een positief verschil voor afnemers van elektriciteit (voordeel) op van gemiddeld 210 tot 224 miljoen € per jaar, per centrale. De onrendabele top voor hernieuwbare elektriciteit wordt met een lagere elektriciteitsmarktprijs hoger. Uitgaande van de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (SDE, anno 2008), leidt de verlaging van de elektriciteitsprijs met 1,6 €/MWh., en 55 TWh²⁵ aan hernieuwbare elektriciteitsproductie, tot gemiddeld € 88 miljoen per jaar meer beslag op het SDE-budget. De hoogte van deze getallen is wel afhankelijk van de hoogte van de brandstofprijzen van steenkool, biomassa en aardgas, van de CO₂-prijs en van de investeringskosten van duurzame energie-installaties. Bij aardgasprijzen die sterker stijgen dan steenkoolprijzen, zal het voordeel groter worden. Bij een hogere CO₂-prijs zal het voordeel minder worden, omdat een hogere CO₂-prijs harder doorwerkt in de variabele kosten van een kolencentrale dan voor een gascentrale.²⁶

Door het hogere netto omzettingsrendement, ca. 46%, ten opzichte van de het gemiddelde netto omzettingsrendement van het bestaande kolenpark in Nederland, ca. 39%, zal een extra kolencentrale een gunstige positie innemen in de merit order, zie Bijlage A. Daarmee wordt een centrale met hogere variabele kosten verdrongen. Dat kan een oude gascentrale of een oude kolencentrale zijn, of een nieuwe gascentrale. De gemiddelde marktprijs van elektriciteit zal daardoor dalen. Door deze lagere marktprijs kan tevens een extra maar gering export effect optreden (zie ook Hoofdstuk 2). De kosten van productie in Nederland worden namelijk verlaagd door nieuw productievermogen met relatief lage variabele kosten van productie. Dat betreft niet alleen nieuwe kolencentrales, maar tevens efficiënte nieuwe gascentrales (59% omzettingsrendement), of windturbines met lage variabele kosten van productie.

Dit principe staat verder uiteengezet in Bijlage A van dit rapport.

²⁴ Aannames hierbij (gemiddelden in periode 2013-2030): steenkoolprijs van 2,3 €/GJ; aardgasprijs 20,3 ct/m³ en CO₂ prijs van 26 €/ton. De gemiddelde elektriciteitsmarktprijs in de periode is 64 €/MWh. De bedragen zijn uitgedrukt in €2008, en zonder rekening te houden met inflatie.

²⁵ Dit getal van 55 TWh is gebaseerd op een 35% aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie ten opzichte van een geprojecteerd elektriciteitsverbruik van 156 TWh in 2020, conform de ECN/PBL beoordeling van het Schoon & Zuinig programma (ECN/PBL, april 2009; EZ, 2009). De 35% hernieuwbare elektriciteit is een deel van de invulling van de 20% hernieuwbare energiedoelstelling van het vorige kabinet Balkenende IV.

²⁶ Overigens dragen kern-, wind- en zonne-energie ook bij tot een verlaging van de elektriciteitsprijs en dus tot een verhoging van de subsidiebehoefte.

Referenties

In de onderstaande lijst van referenties en bronnen is onderscheid gemaakt tussen bronnen en informatie die tot en met 2008 beschikbaar was, en informatie en recentere ontwikkelingen in 2009 en 2010.

Referenties tot en met december 2008

- AER (2008): *Brandstofmix in beweging*. Algemene Energieraad, januari 2008.
- AER (2008b): *Briefadvies 'Waterstof uit kolen'*. 2 september 2008.
- BMW (2007): *Eckpunkte einer kohlepolitischen Verständigung von Bund, Land Nordrhein-Westfalen (NRW) und Saarland, RAG AG und IGBCE*. Overeenkomst van 7 februari 2007.
- Commissie MER (2008): *Klimaatverandering in m.e.r.*
<http://docs1.eia.nl/cms/klimaatverandering/Klimaatverandering%20-%20artikel%20Toets.pdf>
- ECN (2005): Seebregts, A.J., C.H. Volkers: *Monitoring Nederlandse elektriciteitscentrales 2000-2004*, ECN-C-05-090, november 2005.
- ECN (2007): Seebregts, A.J.: *Beoordeling nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales in relatie tot de WLO SE- en GE-scenario's: een quickscan*. ECN-E-07-014, ECN, Petten, februari 2007.
- ECN (2007b): Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregts, C.B. Hanschke, F.D.J. Nieuwenhout: *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>.
- ECN (2007c): Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers: *Vragen over nieuwe kolencentrales in Nederland*, ECN-O-08-088, ECN-BS--07-037, Definitief v3, 13 december 2007.
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/o08008.pdf>
- ECN (2007d): Dril, A.W.N. van, L.W.M. Beurskens, Y.H.A. Boerakker, B.W. Daniëls, P. Kroon, A.J. Seebregts, C. Tigchelaar, C.H. Volkers: *Effecten op CO₂-emissie en energiegebruik van Green4sure*. ECN-E--07-034, Petten, 2007.
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--07-034>
- ECN (2008): Daniëls, B.W., A.J. Seebregts, P. Kroon: *Trendanalyse luchtverontreiniging. De effecten van het werkprogramma Schoon en Zuinig op de uitstoot van luchtverontreinigende stoffen*. ECN-E--08-002, mei 2008.
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08002.pdf>
- ECN (2008b): Seebregts, A.J., B.W. Daniëls: *Nederland exportland elektriciteit? Effecten van actuele nieuwbouwplannen en Schoon & Zuinig*. ECN-E--08-26, juni 2008.
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08026.pdf>
- ECN (2008c): Özdemir, Ö., M.J.J. Scheepers, A.J. Seebregts (2008): *Future electricity prices - Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets*. ECN-E--08-044, juni 2008.
<http://www.ecn.nl/docs/library/report/2008/e08044.pdf>
- ECN (2008): Scheepers, M.J.J.: *De toekomstige elektriciteitsinfrastructuur van Nederland*. ECN-O--8-006, Petten, mei 2008.
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-O--08-006>.
- EZ (2004): Tweede Kamer, vergaderjaar 2003–2004, 29 023, nr. 5. *Structurele maatregelen elektriciteitsproductie in tijden van hitte/droogte*. Brief Minister EZ, 16 juni 2004.
<https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-29023-5.html>

- EZ (2005): Brief 29023 nr. 12; *wetsvoorstel dossier 31934*.
- EZ (2008): *Energierapport 2008*.
- IEA (2008): *Energy Technology Perspectives 2008 - Scenarios and Strategies to 2050*. ISBN 978-92-64-04142-4, International Energy Agency, Paris, 2008.
- Kammen; D. M., K. Kapadia; M.Fripp (2004): *Putting Renewables to Work: How Many Jobs Can the Clean Energy Industry Generate?* University of California, Berkeley, Energy and Resources Group, Goldman School of Public Policy, April 2004.
- Nuon (2006): *Milieu-effectrapportage Multi-fuel centrale Eemshaven*, KEMA/Nuon, 50662128-Consulting 06-3535, oktober 2006.
- 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).
- TenneT (2005): *Monitoring Leveringszekerheid 2004-2012*. TenneT, Arnhem, april 2005.
- TenneT (2008): *Visie 2030*. Arnhem, februari 2008.
- TenneT (2008b): *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2007-2023*. TenneT, Arnhem, OBR 08-150, juni 2008.
- TK (2007): Tweede Kamer, vergaderjaar 2006–2007. *Aanhangsel van de Handelingen, Dossier 2002*. Vragen gesteld door de leden der Kamer, met de daarop door de regering gegeven antwoorden.
- Tilburg, X. van, A.E. Pfeiffer, J.W. Cleijne, G.J. Stienstra, S.M. Lensink (2007): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008. Conceptadvies onrendabele topberekeningen*. ECN-E--06-025, Amsterdam, februari 2007.
- UNEP/ILO (2008): *Green jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world*. Worldwatch Institute with technical assistance from Cornell University, ILR school Global Labor Institute UNEP, ILO, IOE, ITUC Green Jobs Initiative, September 2008.

Referenties 2009 en 2010 (recentere ontwikkelingen en bronnen)

- CE (2009): *Duurzaamheid elektriciteitsmarkt?* CE Delft, oktober 2009 (rapport in opdracht van Stichting Natuur en Milieu).
- CPB/PBL (2010): *Keuzes in Kaart 2011-2015 - Effecten van negen verkiezingsprogramma's op economie en milieu*. Centraal Planbureau en Planbureau voor de Leefomgeving, Bijzondere Publicatie, No 85, Den Haag, Bilthoven, mei 2010.
- D-cision (2010): Hakvoort, R., J. Meeuwse: *Ontwikkeling van de brandstofmix van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening - Analyse en synthese van recente studies*. D-cision B.V., Zwolle, maart 2010.
- EC (2010): *EU Energy Trends 2030 - Update 2009*. European Commission, Brussels, September 2010.
- ECN (2009): Seebregts, A.J., H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, S.M. Lensink, A.J. van der Welle, W. Wetzels: *Brandstofmix elektriciteit 2020, inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen*. ECN-E--09-046, december 2009.
- ECN (2010): Seebregts, A.J., H.J.M. Snoep, J. Van Deurzen, P. Lako, A.D. Poley (2010): *Kernenergie & Brandstofmix - Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008*. ECN-E--10-033, maart 2010.
- ECN/PBL (2009): Dril, A.W.N. van (coörd.): *Verkenning Schoon en Zuinig*. ECN rapport ECN-E--09-022, april 2009.
- ECN/PBL (2009b): Daniëls, B.W., W. van der Maas (coörd.): *Actualisatie referentieraming energie en emissies 2010-2020*. ECN rapport ECN-E--09-004, augustus 2009.
- ECN/PBL (2010b): Daniëls, B.W., H.E. Elzenga (coord.): *Aanvullende beleidsopties Schoon en Zuinig*. ECN rapport ECN-E--10-015, Petten, april 2010.
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--10-015>²⁷
- EZ (2009): *Stimulering duurzame energieproductie*. Nr. 53, Brief van de Minister van Economische Zaken, 17 april 2009.
- EZ (2009c): *Beleidsbrief CCS*. Brief van Ministers EZ en VROM aan Tweede Kamer, ET/ED 9110811, 23 juni 2009.
- EZ (2009b): *Beantwoording Kamervragen, gesteld tijdens AO van 3 maart j.l.*, ET/ED/ 9072297, 17 april 2009.
- IEA (2010): *Energy Technology Perspectives 2010 - Scenarios & Strategies to 2050*. OECD/IEA, International Energy Agency, 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France, July 2010.
- KEMA (2010): Veen, W. van der, N. Moldovan, G. Stienstra, E. Benz, C. Hewicker. *Integratie van wind energie in het Nederlandse elektriciteitssysteem in de context van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt*. KEMA, rapport 030920572-Consulting 10-0198, maart 2010.
- Lensink, S.M., A.E. Pfeiffer (2009): *Onrendabele top meestook (indicatief)*. ECN-BS--09-031, Petten, 5 oktober 2009.
- Mozaffarian, M., A. Boersma, X. van Tilburg (2009): *Mee- en bijstook van biomassa in fossiele centrales*. ECN-BS--09-019, Petten, 5 oktober 2009.
- Mozaffarian, M., A.E. Pfeiffer, S.M. Lensink (2010): *Basisbedrag voor mee- en bijstook van biomassa in kolengestookte centrales bij bestaande installaties*. ECN-BS--10-003, Petten, 2 februari 2010.

²⁷ Hieruit in het bijzonder de paragrafen 4.3.4 Bij- en meestook kolencentrales (pagina 35), 4.4 Meestookverplichting tot 30% in combinatie met SDE (pag. 38), 6.3.6 Normering CO₂-emissies elektriciteitscentrale, 350 gram/kWh (pag. 87), 6.3.7 CCS verplichting (pag. 90).

- NEN (2009): *NTA 8080. Duurzaamheidscriteria voor biomassa ten behoeve van energiedoelinden*. <http://www2.nen.nl/nen/servlet/dispatcher.Dispatcher?id=274031>
- Nuon (2009): *Kolenvergassing bij Nuon*. oktober 2009.
http://www.nuon.com/nl/Images/kolenvergassing_Nr2-NL_tcm164-160957.pdf
- OECD (2010): *Projected Cost of Electricity Generation - 2010 Edition*. OECD, International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA). Paris, March 2010.
- Procede Biomass BV, WUR-AFSG, WUR-PRI, WUR-LEI (2009): *Ontwikkelingen in de beschikbaarheid van biomassa voor bij- en meestook in Nederlandse kolencentrales*. DENB086018, Wageningen, februari 2009.
- TenneT (2009): *Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024*. OBR 09-176, TenneT, Arnhem, http://www.tennet.org/images/176_rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2008-2024_NL_tcm41-18181.pdf (gedownload en beschikbaar in augustus 2009).
- TenneT (2010): *Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2009-2025*. TenneT TSO B.V., OBR 2010-128, juni 2010 (via EZ ontvangen).
- TK (2010): Tweede Kamer, vergaderjaar 2009–2010, 31 362, nr. 12. *Omtrent Voorstel van wet van het lid Vendrik tot wijziging van de Wet belastingen op milieugrondslag in verband met het beperken van de emissies van broeikasgassen door kolengestookte elektriciteitscentrales (beperking emissies kolencentrales)*. Brief van de Minister van Financiën, 28 mei 2010.
- TU Delft (2009): *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales*. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, TU Delft, 20 april 2009 (beschikbaar gekomen in september 2009 n.a.v. EZ persbericht).
- VROM (2009): *Antwoord van minister Cramer (Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer)* (ontvangen 25 juni 2009). AH 3076, 2009Z10153.

Bijlage A De inzet van centrales: het principe van de ‘merit order’

A.1 Inleiding

Omdat de elektriciteitsproductie wordt aangelegd om ook op de absolute piekmomenten te kunnen leveren, is er altijd sprake van meer aanbod dan vraag. ‘Overcapaciteit’ is dus een essentieel principe om de betrouwbaarheid van levering op elk moment te kunnen garanderen. De elektriciteitsmarktprijs zal in een dergelijke situatie door de vragende partijen worden gedicteerd: zij kiezen de goedkoopste combinatie om aan de vraag te beantwoorden.

Het principe waarmee producenten hun centrales operationeel en bij voorkeur inzetten om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, is het zogenoemde ‘merit order’ principe. Dit betekent dat producenten hun centrales willen inzetten op basis van de laagste variabele kosten. Hiermee produceren de energiebedrijven op de meest bedrijfseconomisch optimale manier elektriciteit. Het leidt tevens tot een economisch optimum. De groothandelsmarktprijs voor elektriciteit is volgens dit principe ook zo laag mogelijk. Een ander voor de hand liggend principe is dat producenten niet zullen produceren als de variabele kosten van productie hoger liggen dan de prijs die zij voor de elektriciteit ontvangen.

A.2 Variabele kosten en de merit order

De variabele kosten van productievermogen bestaan uit:

- 1) Brandstofkosten, van kolen, aardgas, biomassa of uranium.
- 2) De kosten van emissierechten voor uitstoot van CO₂: dit geldt voor kolen- en gascentrales. Deze kosten zijn met de brandstofkosten afhankelijk van het netto omzettingsrendement waarmee elektriciteit wordt geproduceerd. Naarmate het omzettingsrendement hoger is, zijn de brandstof- en CO₂-kosten lager.
- 3) Terugregel- en opstartkosten: indien een centrale moet opstarten, zijn er extra opstartkosten mee gemoeid.
- 4) Overige variabele kosten van beheer en bediening.

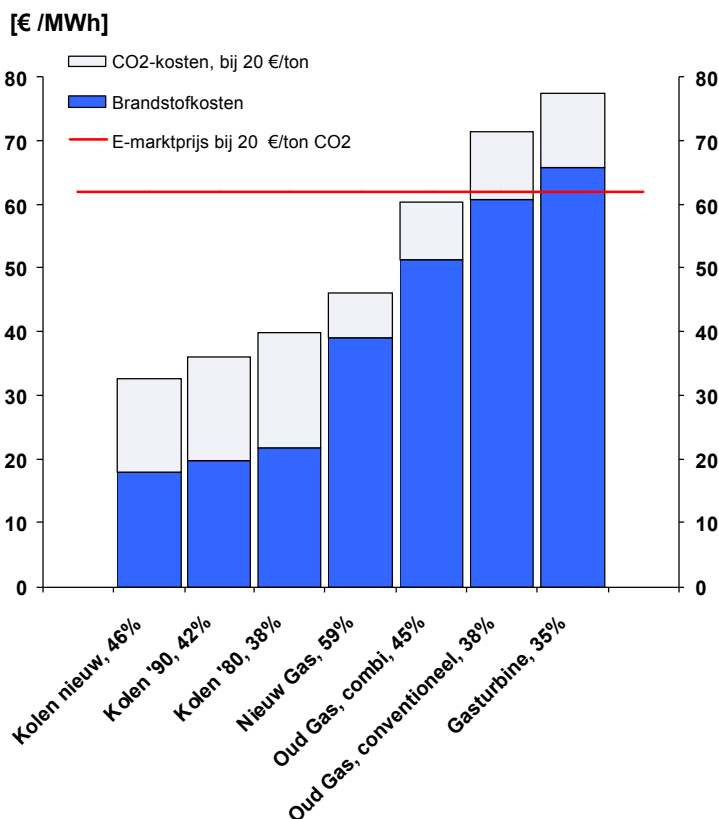
Het zijn vooral de eerste twee categorieën variabele kosten die bepalend zijn. Om die reden heeft bijvoorbeeld windproductievermogen veel lagere variabele kosten van productie dan kolen- en gascentrales. Ook kerncentrales hebben relatief lage variabele kosten.

In het vervolg van deze bijlage zijn de illustratieve figuren gebaseerd op deze eerste twee categorieën kosten. Met uitzondering van een kerncentrale zijn bij de overige typen centrales de opstartkosten en overige variabele kosten relatief beperkt ten opzichte van de brandstofkosten en de kosten van CO₂-emissierechten.

De CO₂-prijs komt overeen met de ondergrens zoals gebruikt door ECN en PBL in de 1^e beoordeling Schoon & Zuinig (‘EU-laag’ variant) (ECN/PBL, 2007). Deze waarde komt overeen met de waarde zoals in de nieuwste referentieraming Energie en Emissies 2010-2020 gebruikt (ECN/PBL, 2010).

De brandstof- en CO₂-kosten staan tevens in Figuur A.1 weergegeven. Uit deze figuur blijkt tevens de merit order van de getoonde oude en nieuwe typen fossielgestookte centrales. Ter indicatie is tevens de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de groothandelsmarkt getoond.

Producenten zullen de productie-eenheden in willen zetten met de laagste variabele kosten. Daarmee hebben zij de grootste marge ten opzichte van de marktprijs, en dus de grootste opbrengst.



Figuur A.1 Brandstof- en CO₂-kosten voor nieuw en bestaand kolen- en aardgasgestookt productievermogen, en gemiddelde Nederlandse elektriciteitsmarktprijs in 2020 (gemiddeld over het jaar)

In operationele zin zal op de korte termijn, van 2013 tot het uit bedrijf nemen van oudere kolencentrales in Nederland, een nieuwe kolencentrale vooral gasgestookt vermogen in Nederland vervangen, en uit de inzetvolgorde verdringen. Op de langere termijn, na 2020, kan een nieuwe kolencentrale ook modernere gascentrales en dan nog draaiende generatie '90 oude kolencentrales uit de inzetvolgorde verdringen. De oudste vijf kolencentrales worden naar verwachting van ECN in de periode 2017 tot 2025 uit bedrijf worden genomen. Naast het verdringen van gasgestookt vermogen of een oudere kolencentrale, wordt door de productie van de nieuwe kolencentrale er een gedeelte netto naar het buitenland geëxporteerd. De variabele productiekosten van nieuwe Nederlandse kolencentrales zijn namelijk lager dan die van de bestaande Duitse kolencentrales. De nieuwe Nederlandse kolencentrales kunnen daarom de productie van die Duitse centrales verdringen, zeker waar deze in handen zijn van dezelfde onderneming als in Nederland. Bedrijven als RWE/Essent en Vattenfall/Nuon zullen hun Noordwest-Europese portfolio aan productiecapaciteit zo efficiënt mogelijk willen in zetten.

A.3 Vaste kosten en afgeschreven centrales

De vaste kosten (kapitaalkosten en vaste B&O kosten) spelen geen rol bij de dagelijkse inzet beslissing van de producenten. De vaste kosten moeten de producenten terug verdienen uit het verschil tussen de marktprijs en de variabele kosten van productie. Als de vaste kosten groter zijn dan de opbrengst, dan is het logisch dat een centrale sluit. Dit geldt voor afgeschreven centrales die dus geen kapitaalkosten meer hebben.

A.4 Indicatieve berekeningen van effecten

Bij de beantwoording van de vragen heeft ECN bovenstaande mechanismen gebruikt om een aantal effecten indicatief en qua orde van grootte te schatten. Dit betreft:

- de mate van *afhankelijkheid van de inzet van aardgas* voor elektriciteitsproductie,
- *export van elektriciteit* naar het buitenland,
- hoogte van de *groothandelsmarktprijs voor geleverde elektriciteit* in Nederland.

De effecten zijn bepaald op basis van berekeningen met een elektriciteitsmarktmodel en ten opzichte van een referentiescenario. Het referentiescenario geeft een mogelijke ontwikkeling aan. Dit referentiescenario laat voor Nederland een netto export van elektriciteit zien tot de periode waarin de oudste Nederlandse kolencentrales (generatie '70-'80) uit bedrijf worden genomen (2017-2025). Die trendmatige ontwikkeling van Nederland, waarin Nederland van netto importeur in dit scenario naar netto exporteur van Nederland, wordt vooral veroorzaakt door de aantrekkelijkheid van Nederland voor nieuwbouw van elektriciteitscentrales. De aanwezigheid van locaties met zeewaterkoeling maakt Nederland tot een aantrekkelijke vestigingsplaats (zie onder andere ECN, 2008, 2008b). De realisatie van dit scenario is onder andere afhankelijk van de ontwikkelingen in de buurlanden (prijzontwikkelingen, (des-)investeringen enz.).

Tabel A.1 *Samenvatting van door ECN berekende gemiddelde effecten voor de periode tot de situatie dat de oudste kolencentrales nog in bedrijf zijn*²⁸

	RWE	Magnum	Opmerkingen
Netto productiecapaciteit [MW] centrale	1560	1200	
Netto productie centrale [TWh]	11,6	6,5 ²⁹	Magnum: 800 MW kolen/biomassa; 400 MW aardgas
uren	7436	5399	Magnum, aardgasdeel leidt tot minder draaiuren dan bij 100% kolen
<i>Vershil, in TWh productie, en netto export</i>	Zonder	Zonder	
Productie nieuwe kolencentrale [TWh]	-11,6	-6,5	
Bij eerder verdrongen gascentrales [TWh]	7,9	3,4	
Meer import van Duitse kolencentrale [TWh]	3,7	3,0	Zonder de kolencentrale, dus MINDER netto export
<i>Vershil in brandstofinzet, in PJ</i>	Zonder	Zonder	
Kolencentrale [PJ]	-90,8	-43,5	
Bij gascentrales [PJ]	50,5	16,8	Zonder de kolencentrale, dus MEER aardgasinzet in NL elektriciteitsproductie
Bij Duitse kolencentrale [PJ]	38	31	
<i>Hogere groothandelsprijs</i> [€/MWh]	Zonder 1,6	Zonder 1,5	Zonder de kolencentrale, dus een HOGERE elektriciteitsmarktprijs

²⁸ Die zullen tussen 2017 en 2015 uit bedrijf worden genomen. Deze kwantitatieve resultaten zijn indicatief en hangen af van de gemaakte veronderstellingen over brandstof- en CO₂-prijzen, en samenstelling van de productieparken in Nederland en Duitsland. De effecten zijn indicatief voor de beginperiode waarin de nieuwe kolencentrale zal produceren, tot aan de periode dat de oudste kolencentrales in Nederland uit bedrijf zullen zijn. Naar verwachting van ECN worden in de periode 2017-2025 de oudste kolencentrales (generatie '70-'80) uit bedrijf genomen.

²⁹ De draaiuren en de productie van beide kolencentrales zijn in deze berekeningen van ECN gebaseerd op een elektriciteitsmarktmodel en een referentiescenario, dat is doorgerekend voor de periode 2013-2030. Deze trendmatige en robuuste ontwikkeling is in lijn met eerdere verwachtingen van ECN en TenneT, zie o.a. (ECN, 2008b) en TenneT (2008)"b).

		RWE	Magnum	Opmerkingen
Gemiddelde groothandelsprijs, met kolencentrale	[€/MWh]	64,0	64,1	
Relatieve verlaging met kolencentrale		2,4%	2,3%	
Veronderstellingen brandstof- en CO ₂ - prijzen				
Steenkool	[€/GJ]	2,3		
Aardgas	[ct/m ³]	20,3		
CO ₂	[€/ton]	26		

Bijlage B Lijst van bestaande centrales

In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van de bestaande centrales in Nederland, met daarbij de productiecapaciteit (MW_e), en jaar in bedrijf. In vet zijn de centrales gezet die naar verwachting van ECN in de periode 2017-2025 uit bedrijf zullen worden genomen.

Tabel B.1 *Overzicht bestaande centrales in Nederland*

Producent	Naam eenheid/ centrale	Type eenheid	Hoofd brandstof	Nominaal Vermogen [MW _e]	In bedrijf
Electrabel	Almere-1	STEG	Gas	67	1988
	Almere-2	STEG	Gas	53	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	120	2004
	Nuon	Diemen-33	STEG	Gas	249
Hemweg-7		Combi	Gas	599	1979
Hemweg-8		Kolen	Kolen	630	1995
Ijmuiden1		STEG	Hoogoven gas	145	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	360	1987
Velsen-GT1		Gasturbine	Gas	26	1976
Buggenum-7 (Willem-Alexander)		KV-STEG	Kolen	250	1994
E.ON		Gallilei-1	Stadsverwarming	Gas	209
	Maasvlakte-1	Kolen	Kolen	520	1989
	Maasvlakte-2	Kolen	Kolen	520	1988
	UCML	STEG	Gas	77	2004
	Roca-1	STEG	Gas	25	1983
	Roca-2	STEG	Gas	25	1983
	Roca-3	STEG	Gas	220	1997
Essent	Amer-8	Kolen	Kolen	645	1981
	Amer-9	Kolen	Kolen	600	1994

Producent	Naam eenheid/ centrale	Type eenheid	Hoofd brandstof	Nominaal Vermogen [MW _e]	In bedrijf
	Donge-1	STEG	Gas	121	1977
	Geleen	STEG	Gas	190	2000
	Moerdijk-1	STEG	Gas	339	1998
	Maasbracht-A (Claus)	Conventioneel	Gas	638	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	449	1974
Intergen	Rijnmond Ener- gie	STEG	Gas	820	2004

Bijlage C Lijst van veronderstelde nieuwbouwplannen

Eind 2008 hield ECN rekening met het doorgaan van de volgende nieuwbouwplannen:

Tabel C.1 *Nieuwbouwplannen centraal vermogen ('elektriciteitscentrales'), 2008- 2020*

Bedrijf	Locatie	Capaciteit [MW _e]	In bedrijf	Type	Elektrisch rendement (netto)	Status
Verondersteld als daadwerkelijke nieuwbouw in ramingen						
<i>Gasgestookt</i>						
Delta	Sloegebied (Sloecentrale)	870	2009	STEG	58%	Inmiddels al in bedrijf
Electrabel	Flevocentrale	870	2009	STEG	59%	Bijna in bedrijf
Enecogen	Rijnmond	840	2011	STEG	58%	In aanbouw
RWE/Essent	Moerdijk	400	Eind 2011	STEG, WKK	58% ⁴⁾	Beschikking 28-5- 2008
RWE/Essent	Maasbracht (Maasbracht- C)	+635	2011	Maasbracht-B wordt STEG	58% ⁵⁾	Contracten mei 2008
Intergen ³⁾	Rijnmond	420	2010	STEG	58%	In aanbouw
Vattenfall/ Nuon ¹⁾	Eemshaven (Magnum)	1200	2012	STEG	56%	In aanbouw
Corus	IJmuiden	525	2013	HO-gas, ketels en WKK	nb	Startnotitie 16-10- 2008
	Totaal	5859				
<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
	Totaal	3470				

Noten bij bovenstaande Tabel

- 1) Omzettingsrendement is sterk afhankelijk van de brandstofmix. Bij 100% inzet van aardgas is het rendement 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%). Vooral nog is geen biomassa meestook verondersteld (nog geen SDE-regeling).
- 3) Bouw gestart in januari 2008 (Persberichten, Intergen en Oxxio, 2007). Naam is inmiddels 'Maasstroom Energie'.
- 4) MER. Vollasturen 7000 (verwachting, als start/stop eenheid) en 8200 (worst case t.a.v. emissies, dan basislasteendheid). 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 kolencentrales 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).