



Energy research Centre of the Netherlands

Kernenergie & Brandstofmix

Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008

A.J. Seebregts (ECN)

H.J.M. Snoep (ECN)

J. Van Deurzen (ECN)

P. Lako (ECN)

A.D. Poley (NRG)

Verantwoording

Dit rapport beschrijft onderzoek naar de effecten van nieuwe kerncentrales op de brandstofmix van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening op de termijn tot 2040. Het onderzoek is uitgevoerd in opdracht van het Ministerie voor Economische Zaken (EZ) en het Ministerie voor VROM. De rapportage is bedoeld ter uitwerking van de drie kernenergiescenario's die het kabinet in het Energierapport 2008 aan de Tweede Kamer heeft toegezegd. Het eerste concept van het deelrapport 'Kernenergie & Brandstofmix' heeft gediend om het consultatietraject met stakeholders in de periode september 2009-februari 2010 van feitelijke informatie te voorzien. Dat concept rapport was bekend onder nummer ECN-X-09-058. Onder verantwoordelijkheid van NRG is een tweede deelrapport 'Kernenergie & Randvoorwaarden' gemaakt.

Het onderzoeksproject staat bij ECN geregistreerd onder nummer 5.0289. Bij NRG is het geregistreerd onder projectnummer 2.2490 (contactpersoon NRG: Roland Jansma). Contactpersoon voor dit onderzoek bij EZ is drs. A. Dekkers. Contactpersoon bij ECN voor dit rapport is Ad Seebregts (seebregts@ecn.nl).

Door EZ is een begeleidingscommissie ingesteld, bestaande uit: De heren A. Dekkers, W. van der Heul en M. Buys (allen EZ) en mevrouw G. Delfini en de heer J. Bremmer (beiden VROM).

Eerdere conceptrapportages zijn in augustus 2009 extern gereviewd door: de heren Rob Aalbers en Paul Koudstaal van het Centraal Planbureau (CPB), de heer Gert van der Lee van TenneT, en Tom Kram, Sonja Kruitwagen en Ruud van den Wijngaart van het Planbureau voor Leefomgeving (PBL).

ECN wil zowel de leden van de ambtelijke begeleidingscommissie en de externe reviewers hierbij hartelijk dank zeggen voor hun opmerkingen en suggesties. Het review betekent niet dat de genoemde instituten met de inhoud van dit rapport instemmen of op enigerwijze verantwoordelijk zijn voor de inhoud. Ten slotte wil ECN de diverse betrokkenen en deskundigen danken voor hun opmerkingen die zij schriftelijk hebben ingebracht na de eerste stakeholder bijeenkomst of mondeling tijdens de verschillende stakeholder bijeenkomsten (21 september, 17 november en 16 december 2009). ECN heeft daarbij zo veel mogelijk de opmerkingen verwerkt in dit rapport, voor zover feitelijk van aard en relevant binnen de context en het doel van dit rapport. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van dit rapport ligt bij ECN en NRG.

Naast de genoemde ECN auteurs hebben de volgende ECN collega's een bijdrage geleverd: Bert Daniëls (scenario uitgangspunten en review), Sander Lensink (hernieuwbare elektriciteitsproductie), Coen Hanschke en Pieter Kroon (aanneemvraag door elektrische auto's), Martin Scheepers (review) en Jaap Jansen (review financiering issues). De interne co-reader was Sander Lensink. De NRG bijdragen aan dit rapport betreffen de paragrafen over uraniumvoorraden in Hoofdstuk 6 over betrouwbaarheid, en over radiologische effecten en externe veiligheid in Hoofdstuk 7 over milieueffecten ('Schoon').

Abstract

This report, prepared for Ministries of Economic Affairs (EZ) and of the Environment (VROM), presents facts and figures on new nuclear energy in the Netherlands, in the period after 2020. The information is meant to support a stakeholder discussion process on the role of new nuclear power in the transition to a sustainable energy supply for the Netherlands. The report covers a number of issues relevant to the subject. Facts and figures on the following issues are presented:

- Nuclear power and the power market (including impact of nuclear power on electricity market prices).
- Economic aspects (including costs of nuclear power and external costs and benefits, impact on end user electricity prices).
- The role of nuclear power with respect to security of supply.

- Sustainability aspects, including environmental aspects.
- The impact of nuclear power in three ‘nuclear energy scenarios’ for the Netherlands, within the context of a Northwest European energy market:
 - 1a No new nuclear power in the Netherlands (‘Base case’).
 - 1b After closure of the existing Borssele nuclear power plant by the end of 2033, the construction of new nuclear power plant that will operate in 2040. That plant is assumed to be designed not to have a serious core melt down accident (e.g. PBMR)¹ (200 to 500 MW_e).
 - 2 New nuclear power shortly after closure the Borssele nuclear power plant in 2033 (1000 to 1600 MW_e, Generation 3).
 - 3 New nuclear power plants shortly after 2020 (2000 to 5000 MW_e, Generation 3).

Two electricity demand scenario background scenario variants have been constructed based on an average GDP growth of about 2% per year up to 2040. The first variant is based on a steadily growing electricity demand and on currently established NL and EU policies and instruments. It is expected to be largely consistent with a new and forthcoming reference projection ‘Energy and Emissions 2010-2020’ for the Netherlands (published by ECN and PBL in 2010). A lower demand variant is based on additional energy savings and on higher shares of renewable electricity generation in particular wind energy. The study reported here has its focus mainly on the time period after 2020. Current trends in new build electricity production capacity determine the evolution up to 2020. The Netherlands appears to be a quite attractive location within North-western Europe.

¹ Op aangeven van NRG wordt de term ‘inherent veilig’ zoals in het Energierapport 2008 bij dit scenario 1b wordt genoemd, niet gebruikt. NRG zal in Pijler 2 ‘Kernenergie & Randvoorwaarden’ dit onderwerp en de bijbehorende definitie behandelen.

Inhoud

Lijst van tabellen	6
Lijst van figuren	7
Lijst van afkortingen	9
Samenvatting	12
S.1 Betaalbaarheid	13
S.2 Betrouwbaarheid	16
S.3 Milieueffecten en externe veiligheid	17
1. Inleiding	19
1.1 Kader	19
1.2 Doel van deze studie	19
1.3 Aanpak en reikwijdte	20
1.4 Interpretatie kernenergiescenario's	20
1.5 Leeswijzer	22
2. Nieuwe informatie sinds Fact Finding Kernenergie 2007	24
2.1 Huidige stand van zaken kernenergie en kernenergiebeleid	24
2.2 Overige relevante nieuwe informatie	26
2.3 Ontwikkeling Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt	27
3. Rol van kernenergie in recente toekomstscenario's	30
3.1 Nederland	30
3.2 Europese Unie	32
3.3 Mondiaal	38
4. SA en SB achtergrondscenario's	42
4.1 Veronderstellingen	42
4.2 Elektriciteitsmarktprijzen, brandstofinzet en emissies	46
4.3 Doorkijk van 2040 tot 2060: enkele indicaties	48
5. Kernenergie en Betaalbaarheid	50
5.1 Hoe komt de elektriciteitsmarktprijs tot stand?	50
5.2 Welke elektriciteitsmarktprijzen kunnen we verwachten?	51
5.3 Invloed op elektriciteitsmarktprijzen voor eindverbruikers	53
5.4 Wat is de kostprijs van kernenergie?	55
5.4.1 OECD IEA/NEA kostenstudie 2010	59
5.4.2 Kostenvergelijking kerncentrales in Noordwest Europa	61
5.4.3 Kostenescalaties 2004-2008: kentering?	63
5.4.4 Kostenontwikkeling lange termijn: gebruik van leercurves	64
5.4.5 Kosten Generatie IV: geen goede schattingen beschikbaar	65
5.4.6 Kostenvergelijking nucleair, fossiel en hernieuwbaar Nederland	65
5.5 Op basis van welke andere overwegingen dan kostprijs maken energieproductiebedrijven een investeringsbeslissing?	68
5.6 Business case en financieringsaspecten voor nieuwe kerncentrales in Nederland	68
5.7 Indirecte en externe kosten en baten van kernenergie	69
5.7.1 Externe kosten van elektriciteitsopwekking	69
5.7.2 Externe kosten van ernstige reactorongevallen	70
5.7.3 Wako, kosten van verzekeringspremies en aansprakelijkheid	73
5.7.4 Indirecte kosten	75
5.7.5 Wat zijn de directe en indirecte baten van kernenergie?	75
5.7.6 Werkgelegenheidseffecten	76
6. Kernenergie en Betrouwbaarheid	78

6.1	Leveringszekerheid: technische inpassing nieuwe kerncentrales	78
6.1.1	Inpassing grote eenheden	78
6.1.2	Regelbaarheid en flexibiliteit	78
6.2	Lange termijn voorzieningzekerheid	80
6.2.1	Diversificatie	80
6.2.2	Conventionele uraniumvoorraden	80
7.	Kernenergie en Milieueffecten ('Schoon')	82
7.1	Radiologische milieueffecten en externe veiligheid	82
7.2	Broeikasgassen en luchtkwaliteit	85
7.3	Bijdrage kernenergie in Nederland aan een klimaatneutrale energiehuishouding	90
	Referenties	92
Bijlage A	Terms Of Reference 'Kernenergie & Brandstofmix'	98
A.1	Inhoudelijke aspecten	98
A1.1	Aanleiding	98
A1.2	Probleemstelling	98
A1.3	Vraagstelling	99
A1.4	Waarvoor worden uitkomsten benut	101
A1.5	Eindresultaat/afbakening	101
A1.6	Raakvlakken & afhankelijkheden, niet uitputtend	101
A1.7	Methode van dataverzameling	102
A.2	Activiteitenplan (hoe sneller hoe beter)	102
A.3	Beheersplan	102
Bijlage B	Nederland en (NW) EU Opgesteld elektriciteits-productievermogen	104
B.1	Nederland 2009-2040	104
B.3	EU-27 tot 2030	106
B.4	Uitgelicht: ontwikkeling Noordwest Europa	107
B.5	Nieuwe EU Baseline (December 2009)	107
Bijlage C	Details kostenstudies	108
C.1	Kostenstudie ECN e.a.: Kernenergie, fossiel en hernieuwbare opwekking	108
C.2	Kostenschattingen EPR	109
C.3	EPRI en IEA 2008	109
C.4	OECD IEA/NEA Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition	112
Bijlage D	Regelbaarheid elektriciteitscentrales	115
Bijlage E	Emissiefactoren en radiologische effecten	117
Bijlage F	Samenvatting gevoeligheidsanalyses	119

Lijst van tabellen

Tabel 2.1	<i>Bronnen voor nieuwe kostenschattingen sinds FFK 2007</i>	26
Tabel 2.2	<i>Nieuw geplande of onderzochte extra interconnectie verbindingen Nederland</i>	27
Tabel 2.3	<i>Ontwikkeling in saldo extra opgestelde productiecapaciteit in Noordwest-Europese landen, 2020-2030 t.o.v. 2005, en groei in de elektriciteitsvraag in diezelfde periode, volgens (EC, 2008) (Oude EU Baseline 2008)</i>	29
Tabel 3.1	<i>Overzicht beschouwde scenario studies, EU en mondiaal</i>	30
Tabel 3.2	<i>Opgesteld kernenergievermogen binnen EU-27 en trendmatige ontwikkeling tot 2030 (in GW)</i>	34
Tabel 3.3	<i>Brandstofmix volgens EU 2009 Baseline en Eurelectric 'Power Choices' in 2050</i>	37
Tabel 3.4	<i>Rol kernenergie in mondiale scenariostudies tot 2050, 2007=372 GW</i>	39
Tabel 4.1	<i>Samenvatting veronderstellingen scenario's voor elektriciteitsvraag en prijzen</i>	44
Tabel 4.2	<i>Invulling hernieuwbare en andere opwekkingstechnologie</i>	45
Tabel 4.3	<i>Ambities in visie Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening</i>	49
Tabel 5.1	<i>Indicatie gemiddelde elektriciteitsmarktprijzen SA en SB, 2030-2040, in €/MWh</i>	52
Tabel 5.2	<i>Verschillen in elektriciteitsprijzen groothandelsmark (€/MWh)t, SA zonder nieuwe kerncentrales vergeleken met de drie kernenergiescenario's, 2030-2040 en SB, 1a.</i>	54
Tabel 5.3	<i>Toelichting op omvang nieuwe kernenergievermogen</i>	54
Tabel 5.4	<i>Overzicht van algemeen gemaakte veronderstellingen in OECD kostenschattingen</i>	60
Tabel 5.5	<i>Schatting productiekosten nieuwe kerncentrales voor EU landen en Zwitserland, conform LCOE methode en OECD rapport*</i>	62
Tabel 5.6	<i>Overzicht gehanteerde parameters financiering nieuwe kerncentrales, indicatie voor EU- markt, en op basis van Amerikaanse studies uit OECD rapport</i>	69
Tabel 6.1	<i>Regelbaarheid nieuwe typen centrales</i>	79
Tabel 7.1	<i>Reguliere emissies [GBq/a] naar lucht en water en hun relatieve dosisbijdragen voor moderne kerncentrales genormeerd op een eenheidsvermogen van 1000 MW_e</i>	84
Tabel 7.2	<i>Samenvatting effecten op CO₂ en NO_x, SO₂ en fijn stof (directe emissies van elektriciteitsproductie). Emissies betreffen jaarlijkse emissies, op Nederlands grondgebied</i>	86
Tabel 7.3	<i>Directe CO₂ -emissies, gram per kWh, elektriciteitsproductie</i>	87
Tabel 7.4	<i>Overzicht CO₂-emissies centrale elektriciteitsopwekking, SA en SB, 2020-2040 (in Mton/jaar). Emissies betreffen jaarlijkse emissies, op Nederlands grondgebied</i>	87
Tabel S.1	<i>Uitgangspunten achtergrondscenario's, situatie in het jaar 2040</i>	12
Tabel S.2	<i>Beleidsthema's en onderzochte aspecten voor rol van nieuwe kerncentrales in Nederland</i>	13
Tabel S.3	<i>Effecten op elektriciteitsmarktprijs</i>	14
Tabel S.4	<i>Raming productiekosten nieuwe kerncentrales in Nederland en Europa</i>	14
Tabel S.5	<i>Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen, in €/MWh (Gebaseerd op: OECD, 2010)</i>	14
Tabel S.6	<i>Vermeden fossiele emissies bij inzet van kernenergie in plaats van kolen- of aardgasgestookte centrales.</i>	18
Tabel B.7	<i>Totaal opgesteld vermogen elektriciteitsproductie, in GWe (netto)*</i>	106
Tabel B.8	<i>Opgesteld productievermogen, 2005 en groei in 2020 en 2030*</i>	107
Tabel C.1	<i>Aannames kostenfactoren nieuwe kerncentrale in Europa (ECN/AEA, 2008)*</i>	109

Tabel C.1	<i>Samenvatting nieuwe kerncentrales, EPRI</i>	109
Tabel C.2	<i>IEA 2008: schattingen voor 2015 en 2030, Europa</i>	111
Tabel C.3	<i>Overzicht OECD kostenschattingen nieuwe kerncentrales, 2015 in bedrijf*</i>	112
Tabel C.4	<i>Nuclear power plants: Levelised costs of Electricity in US dollars per MWh</i>	113
Tabel C.5	<i>Financial assumptions</i>	114
Tabel E.1	<i>Aannames emissiefactoren</i>	117
Tabel F.1	<i>Omschrijving effecten in gevoeligheidsanalyses</i>	119

Lijst van figuren

Figuur 1.1	<i>Ontwikkeling van opgesteld nucleair vermogen per kernenergiescenario, met bandbreedte</i>	21
Figuur 2.1	<i>Schematisch overzicht interconnectieverbindingen (In GW maximaal) Noordwest-Europa, projectie 2020. Mogelijke verbinding met Denemarken of 2^e NorNed niet getekend.</i>	28
Figuur 3.1	<i>Procentuele groei in het elektriciteitsproductievermogen in Noordwest Europa (gebaseerd op EC, 2008)</i>	33
Figuur 3.2	<i>Ontwikkeling procentuele aandeel kernenergie in totaal opgesteld vermogen elektriciteit, 2005 tot 2030, EU-27 lidstaten met kernenergie in de (toekomstige) brandstofmix, volgens (EC, 2008)</i>	35
Figuur 3.3	<i>Ontwikkeling procentuele aandeel kernenergie in totale elektriciteitsproductie, 2005 tot 2030, EU-27, en lidstaten Noordwest Europa, volgens (EC, 2008)</i>	36
Figuur 3.4	<i>Eurelectric Power Choices, brandstofmix elektriciteitsproductie voor EU, in jaar 2050 (boven: totale mix; onder: onderverdeling hernieuwbare bronnen (Bron: Eurelectric, 2009)</i>	38
Figuur 3.5	<i>IEA ETP uitkomst 2050 voor de mondiale elektriciteitsvoorziening in een Baseline scenario en 2 CO₂-reductiescenario's (ACT en BLUE) voor 2050</i>	40
Figuur 3.6	<i>Benodigde jaarlijkse mondiale investeringen in nieuw vermogen tot 2050 in twee CO₂-reductiescenario's, volgens IEA ETP studie. Alle technologieën zijn nodig om de reducties te kunnen halen</i>	40
Figuur 3.7	<i>CO₂-reductiekosten in 2050, in BLUE scenario van IEA ETP studie</i>	41
Figuur 4.1	<i>Elektriciteitsvraag in SA en SB, en vergelijking met eerdere scenario's voor Nederland</i>	46
Figuur 5.1	<i>Vraag- en aanbodcurve bepalen de elektriciteitsprijs: illustratie van het mechanisme</i>	50
Figuur 5.2	<i>Indicatie gemiddelde baseload elektriciteitsprijzen Nederlandse groothandelsmarkt 2010-2030</i>	52
Figuur 5.3	<i>SA en SB elektriciteitsmarktprijzen 2030-2040 en vergelijking met variabele kosten (brandstof en CO₂) van nieuwe kolen- en gascentrales, voor het jaar 2020, 2030 en 2040.</i>	53
Figuur 5.4	<i>Directe kosten van elektriciteitsopwekking vanuit investeerdersperspectief (totaal van vaste en variabele kosten), ECN schattingen voor nieuw productievermogen dat in periode 2015-2020 stroom gaat leveren</i>	56
Figuur 5.5	<i>Kosten kernenergie voor exploitant, uitgesplitst naar kapitaalskosten, brandstof- en Bediening & Onderhoud, B&O (rechts). Brandstof- en splijtstofcycluskosten uitgesplitst (links).</i>	57
Figuur 5.6	<i>Productiekosten nieuwe kerncentrales in OECD landen, in euro/MWh, gebaseerd op (OECD, 2010). Centrales die tussen 2015 en 2020 gaan produceren</i>	62
Figuur 5.7	<i>Leercurves kosten hernieuwbare en fossiele opwekkingsopties</i>	64
Figuur 5.8	<i>Indicatie van leerpotentieel kostenontwikkeling toekomstige technologie</i>	65

Figuur 5.9	<i>Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, nieuwe centrales en installaties rond 2015 in bedrijf (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro). Het betreft de opwekkingskosten. Eventuele (gesocialiseerde) netwerkkosten of externe kosten zitten niet in bovenstaande kostenschattingen</i>	66
Figuur 5.10	<i>Externe kosten verschillende vormen van elektriciteitsopwekking, periode 2020-2030 (Gebaseerd op CASES en NEEDS projecten, 2008)</i>	70
Figuur 7.1	<i>Stralingsbelasting van de Nederlandse bevolking vanuit diverse bronnen</i>	83
Figuur 7.2	<i>Vermeden CO₂-emissies in Mton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 en 3,, bij vervanging van kolen of gas (SA) of kolen met CCS (SB). Het betreft 'fysieke' CO₂-emissies (uit Nederland schoorstenen).</i>	88
Figuur 7.3	<i>Vermeden emissie NO_x in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen of gas</i>	88
Figuur 7.4	<i>Vermeden emissie SO₂ in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen</i>	89
Figuur 7.5	<i>Vermeden emissie (Fijn) Stof in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen</i>	89
Figuur 7.6	<i>CO₂-emissies voor gehele levenscyclus voor verschillende vormen van elektriciteitsopwekking, voor het jaar 2050 (Bron: PBL, 2009)</i>	90
Figuur S.1	<i>Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, van nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen, 5% disconteringsvoet (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro)</i>	15
Figuur S.2	<i>Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, van nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen. 10% disconteringsvoet (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro)</i>	15
Figuur B.1	<i>Opgesteld vermogen einde 2008 en 2020, en nieuwbouw, UR-GE en UR-GE(h) ramingen.</i>	104
Figuur B.2	<i>Opgesteld productievermogen, 2000, 2020 en 2020, volgens (EC, 2008)</i>	107

Lijst van afkortingen

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor.
AEA	Brits onderzoeksbureau op gebied van energie
ALARA	As Low As Reasonably Achievable: zo laag als redelijkerwijs mogelijk.
AMPERE	Belgische commissie voor de 'Analyse van de Middelen voor Productie van Elektriciteit en de Reëvaluatie van de Energievectoren'.
AMvB	Algemene Maatregel van Bestuur.
ASN	L'Autorité de Sûreté Nucléaire, instantie die namens Franse overheid toeziet op nucleaire veiligheid en stralingshygiëne.
BBP	Bruto Binnenlands Product.
Bq	Becquerel, is gelijk aantal kernen dat per seconde radioactief vervalst.
B&O	Bediening en Onderhoud.
BWR	Boiling Water Reactor.
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ afvang en opslag).
CDM	Clean Development Mechanism.
CFR	Code of Federal Regulations, regelgeving in de VS.
CORA	Commissie Opberging Radioactief Afval.
COVRA	Centrale Organisatie voor Radioactief Afval.
CPB	Centraal PlanBureau.
CPI	Consumentenprijsindex.
E	Energie (vaak uitgedrukt in eenheid MWh).
ECN	Energieonderzoek Centrum Nederland.
EIA	Energie-investeringsaftrek.
EPR	European Pressurized (light water) Reactor, een modern type kernreactor.
EPZ	N.V. Elektriciteits-Productiemaatschappij Zuid-Nederland (exploitant van de kerncentrale Borssele).
ESBWR	Economic Simplified Boiling Water Reactor.
ETP	Energy Technologies Perspectives, Scenario studie van het IEA voor het jaar 2050.
ETS	Emission Trading System, Europees handelssysteem voor CO ₂ -emissies.
EU	Europese Unie.
FFK	Fact Finding Kernenergie studie van ECN voor SER uit 2007 (Scheepers et al, 2007).
GBq	Gigabecquerel, is gelijk aan miljard Bq.
GE	Global Economy, een van de vier WLO toekomstscenario's. GE heeft een hoge economische groei, en geen post-Kyoto-klimaatbeleid.
GMHTR	Gas cooled Modulair High Temperature Reactor.
HABOG	Hoog radioactief afvalbehandelings- en opslaggebouw.
HDO	sector Handel, Diensten en Overheid (economische sector).
HEU	High Enriched Uranium.
HTR-PM	High Temperature Reactor Pebble-bed Module.
HTTR	High Temperature Engineering Test Reactor.
IAEA	International Atomic Energy Agency, onderdeel van de Verenigde Naties.

ICRP	International Commission on Radiological Protection.
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.
JI	Joint Implementation.
KCB	Kerncentrale Borssele.
KSA	Kern Splijtings Afval, dit is warmteproducerend afval uit opwerking van gebruikte splijstof.
KV-STEG	Kolenvergassing met geïntegreerde stoom- en gasturbine.
kWh	kiloWatt.uur, een eenheid van energie (1 kWh = 3,6 MJ).
LCOE	Levelised Cost Of Electricity.
mensSv	Mens-sievert, maat voor collectieve stralingsdosis.
MEP	Subsidieregeling Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie.
MER	Milieu-effect rapportage.
MKBA	Maatschappelijke kosten-batenanalyse.
MNA	Multilateral Nuclear Approach, ook wel vertaald met 'Multinational Nuclear Approach'.
MNP	Milieu en Natuurplanbureau.
MOX	Mixed oxide fuel, aanduiding voor splijstof bestaande uit oxiden van uranium en plutonium.
NEA	Nuclear Energy Agency, , onderdeel van OESO/OECD.
NEC	National Emission Ceiling, nationaal emissieplafond.
NORM	Naturally Occurring Radioactive Material. Voorbeelden zijn K-40, uranium en thorium in steenkool.
MJ	megajoule = 10^6 Joule (eenheid voor energie).
MWh	Megawattuur, een eenheid van energie (1000 kWh = 1 MWh).
NPT	Treaty on the Non-Proliferation of Nuclear Weapons, ook genoemd non-proliferatieverdrag.
NRG	Nuclear Research and consultancy Group.
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development, in het Nederlands de OESO genaamd, Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling.
OSPAR	The Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic (the 'OSPAR Convention'), ter tekening voorgelegd in 1992 na bijeenkomst van de 'Oslo and Paris Commissions'.
P&T	Partitioning and Transmutation.
PBL	PlanBureau voor de Leefomgeving.
PBMR	Pebble Bed Modular Reactor.
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle.
PJ	Petajoule, eenheid voor energie (1 PJ = 1 miljard MJ).
PDE	Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (onderdeel van Energietransitie).
POWERS	Model voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt en elektriciteitsproductie (ECN).
PSA	Probabilistic Safety Assesment.
PSI	Proliferation Security Initiative.

PSR	Performance Standard Rate, emissienorm op g/GJ brandstof basis, gebruikt in het nationale NO _x -emissiehandelssysteem.
PWR	Pressurized Water Reactor.
RDD	Radioactive Dispersion Device ('dirty bomb').
Re	Radiotoxiciteitsequivalent (eenheid: Bq), een maat voor de giftigheid van een radioactieve stof bij inademing of inslikken. Inademen of inslikken van 1 Re van een radioactieve stof heeft een dosis van 1 sievert tot gevolg.
REPU	Reprocessed uranium, ook wel geschreven als RepU; uranium teruggewonnen uit opwerking.
RR	Referentieramingen energie en emissies 2005-2020 (ECN/MNP, 2005).
SA	Een van de twee voor deze studie geconstrueerde achtergrondscenario's. SA is het scenario met de hoogste elektriciteitsvraag. CO ₂ -prijzen tot 50 €/ton in 2040.
SB	Een van de twee voor deze studie geconstrueerde achtergrondscenario's. SB is het scenario met de laagste elektriciteitsvraag. Tevens met meer windenergie en kolencentrales met CCS. CO ₂ -prijzen tot 100 €/ton in 2040.
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 stoom- en gasturbine.
SV	Beleidsvariant uit nieuwe ECN/PBL referentieraming energie en emissies 2010-2020, Vastgesteld beleid. Studie wordt in 2010 gepubliceerd.
SVV	Beleidsvariant uit nieuwe ECN/PBL referentieraming energie en emissies 2010-2020, Vastgesteld plus Voorgenomen beleid. Studie wordt in 2010 gepubliceerd.
Sv	Sievert, eenheid van stralingsdosis.
TK	Tweede Kamer.
TRU	Transuranen, alfa straling uitzendende stoffen zoals isotopen van plutonium, americium en curium.
TWh	TeraWatt.uur, een eenheid van energie (1 TWh is 1 miljard kWh).
UF6	Uraniumhexafluoride.
UN	United Nations (Verenigde Naties).
UNSCEAR	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation.
UNSCR	United Nations Security Council Resolution.
URL	Underground Research Laboratory.
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.
US NRC	US Nuclear Regulatory Commission (kortweg: NRC), toezichthoudende instantie betreffende nucleaire veiligheid in de US.
VN	Verenigde Naties.
VS	Verenigde Staten (van Amerika).
WANO	World Association of Nuclear Operators, internationale organisatie van bedrijvers van kerncentrales.
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).

Samenvatting

Kader

In het Energierapport 2008 wordt vermeld dat het kabinet geen enkele energieoptie op voorhand uitsluit. In de geliberaliseerde Europese elektriciteitsmarkt nemen de marktpartijen de investeringsbeslissingen. Het kabinet kan daarbij randvoorwaarden stellen. Het kabinet is met de SER van mening, dat het wenselijk is om over de eventuele inzet van kernenergie met betrokkenen en deskundigen te discussiëren, ondersteund door een continu proces van *fact finding*. Als basis hiervoor zijn in het Energierapport drie scenario's geschetst voor de mogelijke inzet van kernenergie:

- Scenario 1, variant a: geen nieuwe kerncentrales.
- Scenario 1, variant b: geen nieuwe kerncentrales, tenzij inherent veilig.
- Scenario 2: enkel kerncentrale Borssele vervangen in 2033.
- Scenario 3: nieuwe kerncentrales na 2020.

Door een ambtelijke projectgroep zijn de scenario's langs drie pijlers uitgewerkt: (1) kernenergie & brandstofmix, (2) kernenergie & randvoorwaarden en (3) kernenergie & maatschappij.

Werkwijze

Dit rapport ondersteunt de uitwerking langs de eerste pijler kernenergie & brandstofmix. Het gaat daarbij in op de effecten van de kernenergiescenario's op de thema's betaalbaar, betrouwbaar en schoon. Hiertoe heeft ECN twee achtergrondscenario's ontwikkeld, SA en SB, die de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening schetsen binnen de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. De uitgangspunten van de twee achtergrondscenario's zijn in overleg met de EZ/VROM begeleidingscommissie vastgesteld, zie Tabel S.1.

Tabel S.1 *Uitgangspunten achtergrondscenario's, situatie in het jaar 2040*

Achtergrondscenario	Elektriciteitsvraag Nederland [TWh]	Omvang wind [GW]	CO ₂ -prijs [€/ton CO ₂]
SA, 'trendmatig'	149	13	50
SB, 'normatief'	128	21	100

Geen van beide achtergrondscenario's gaat uit van extra kernenergie. In het achtergrondscenario SB is toegewerkt naar een elektriciteitsvoorziening waarin in de periode 2010-2040 het aandeel hernieuwbare elektriciteit flink toeneemt: in 2020 35% en in 2040 60%. Het achtergrondscenario SA is meer trendmatig; het kent een grotere elektriciteitsvraag en minder hernieuwbare elektriciteit.

Een kerncentrale wordt doorgaans ingezet als basislasteenheid, dankzij zijn zeer lage variabele kosten. Ook bij een nieuwe kerncentrale zal een hoog aantal vollasturen bedrijfseconomisch belangrijk zijn vanwege de relatief hoge investeringskosten. Een nieuwe kerncentrale zal naar verwachting daarom vooral concurreren met andere eenheden met lage variabele kosten, zoals (nieuwe) kolencentrales. Deze studie hanteert als basis de veronderstelling dat producenten bij een investering in een nieuwe kerncentrale, een investering in een nieuwe kolencentrale in de scenario's zonder extra kernenergie niet meer doen. In een aantal gevoeligheidsanalyses zijn ook situaties onderzocht waarin een nieuwe kerncentrale juist in de plaats komt van een nieuwe gascentrale, en waarin een nieuwe kerncentrale als extra capaciteit gebouwd wordt en dus niet als vervanging van een andere nieuwe centrale. In deze beide gevallen leidt dit tot grotere verschuivingen in de volgorde waarin centrales worden ingezet (de zogenoemde *merit order*) dan in de situatie dat een nieuwe kerncentrale in de plaats van een nieuwe kolencentrale zou komen.

Reikwijdte

De effecten van de inzet van nieuwe kerncentrales in Nederland zijn geraamd op de thema's betaalbaar, betrouwbaar en schoon. Daarbij is per thema naar diverse aspecten gekeken, deze staan in Tabel S.2.

Tabel S.2 *Beleidsthema's en onderzochte aspecten voor rol van nieuwe kerncentrales in Nederland*

Thema	Aspecten
Betaalbaarheid	Elektriciteitsmarktprijzen <ul style="list-style-type: none">• groothandelsmarkt• eindverbruikers Productiekosten <ul style="list-style-type: none">• nieuwe kerncentrale• vergelijking met andere opwekkingsvormen Externe kosten <ul style="list-style-type: none">• gezondheidsschade• kosten van effecten klimaatverandering Externe baten <ul style="list-style-type: none">• economische effecten• nucleaire onderzoeksinfrastructuur• werkgelegenheid Indirecte kosten
Betrouwbaarheid	Inpassing grote eenheden Regelbaarheid en flexibiliteit Brandstofdiversificatie in (Noordwest) Europees perspectief Uraniumvoorraden
Milieueffecten	Radiologische milieueffecten Externe veiligheid Broeikasgassen, met name CO ₂ Luchtkwaliteit <ul style="list-style-type: none">• NO_x• SO₂ en• Fijn stof

S.1 Betaalbaarheid

Elektriciteitsmarktprijzen

Uitbreiding van kernenergie in plaats van nieuwe kolengestookte centrales conform kernenergiescenario's 1b en 2 heeft geen tot nauwelijks effect op de elektriciteitsprijs van de groothandelsmarkt. Voor kernenergiescenario 3 is het verschil maximaal ca. 0,3 €/MWh in het geval dat er 2000 MW of meer kernenergievermogen in de plaats van kolenvermogen wordt geplaatst. Indien nieuwe kerncentrales als extra productiecapaciteit worden gebouwd, dan kunnen er grotere marktprijs effecten ontstaan. Als er in 2034 2000 MW extra kernenergie wordt geplaatst (kernenergiescenario 3), wordt de elektriciteitsmarktprijs met 0,8 €/MWh lager. Ter vergelijking voor deze effecten: de marktprijs in de beschouwde periode 2020-2040 bevindt zich tussen de 60 tot 80 €/MWh, afhankelijk van de hoogte van de CO₂-prijs. De elektriciteitsprijs voor eindgebruikers zal - ook als elektriciteit afgenomen wordt via langetermijncontracten - in grote mate de bewegingen van de elektriciteitsmarktprijs volgen.

Tabel S.3 *Effecten op elektriciteitsmarktprijs*

Situatie (aanname)	Effect	Referentie
In plaats van nieuwe kolencentrales	Maximaal 0,3 €/MWh lager (- 0,5%)	Electriciteitsmarktprijs is 60 tot 80 €/MWh in de periode 2020-2040
In plaats van nieuwe gascentrales of als extra vermogen	Maximaal 0,8 €/MWh lager (- 1%)	

Kostprijs nieuwe kerncentrales in 2020

De productiekosten van nieuwe kerncentrales in Nederland kunnen worden geraamd tussen de 43 en 71 €/MWh, op basis van een recente OECD-studie². Dit betreft de kosten om een nieuwe kerncentrale te exploiteren die over ca. 10 jaar in bedrijf kan komen. De bandbreedte in de literatuur is groter. Door verschillende uitgangspunten ten aanzien van brandstofprijzen, disconteringsvoeten, afschrijvingsduur en capaciteitsfactoren zijn veel studies onderling moeilijk vergelijkbaar. Zie Tabel S.4 voor een overzicht. De raming van de OECD wordt in dit rapport als leidend beschouwd.

Tabel S.4 *Raming productiekosten nieuwe kerncentrales in Nederland en Europa*

Studie	Bandbreedte
OECD, Nederland	43 tot 71 € ₂₀₀₈ /MWh
OECD, andere EU landen	34 tot 83 € ₂₀₀₈ /MWh
Nieuwe Franse EPR, 2008	54 € ₂₀₀₈ /MWh
ECN/AEA, 2008	38 en 82 € ₂₀₀₇ /MWh
Fact Finding Kernenergie, 2007 (literatuurstudies uit 2003-2006)	31 tot 80 € ₂₀₀₆ /MWh

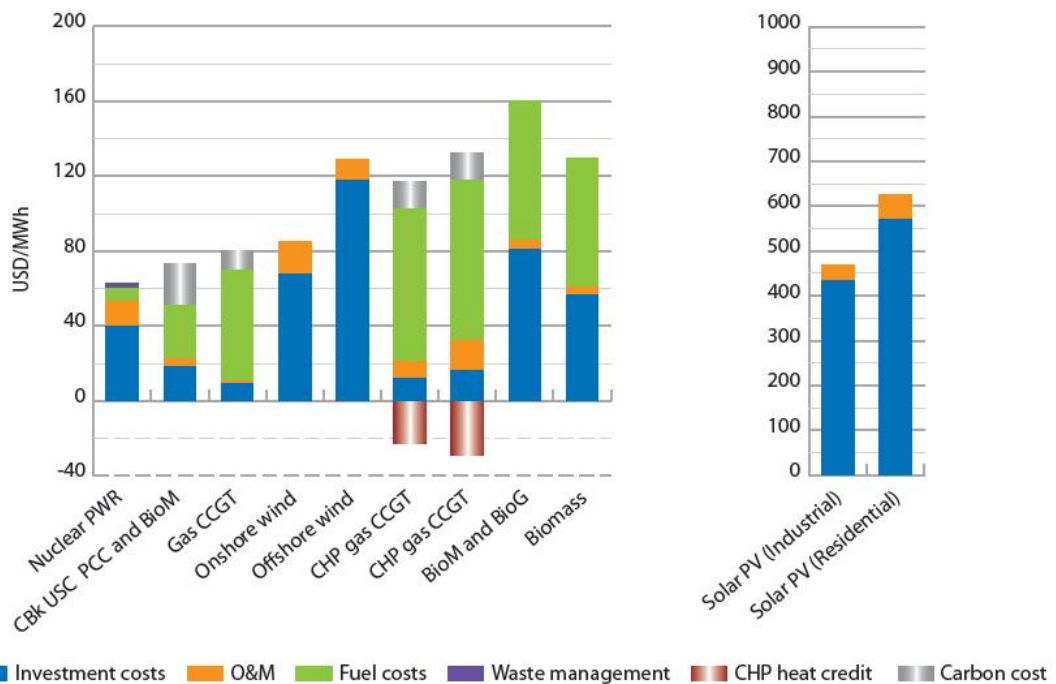
Kernenergie in vergelijking tot andere opwekkingsvormen

Of nieuwe kerncentrales elektriciteit kunnen opwekken tegen hogere of lagere kosten dan andere opwekkingsinstallaties hangt sterk af van de financieringsaspecten en gehanteerde disconteringsvoeten. Met name in de rangschikking tussen kapitaalsintensieve opties (zoals kernenergie of windenergie) en brandstofintensieve opties (zoals kolen of gas), speelt de gehanteerde disconteringsvoet een haast bepalende rol, zie Tabel S.5. In Figuur S.1 en Figuur S.2, zijn de oorspronkelijke schattingen in USD/MWh gegeven.

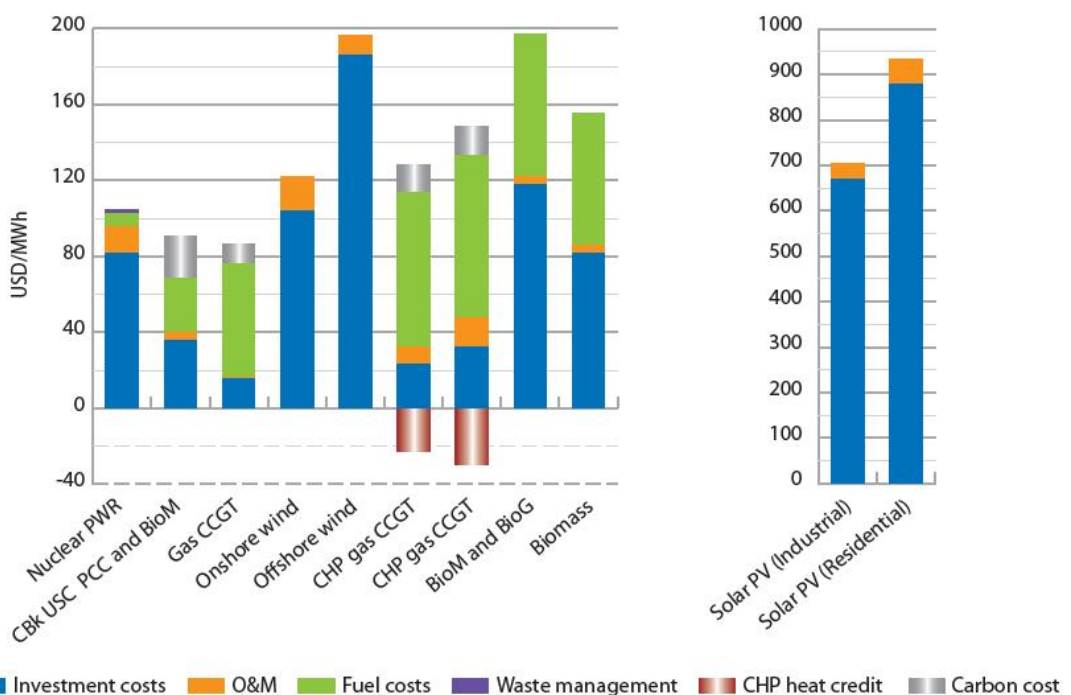
Tabel S.5 *Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen, in €/MWh (Gebaseerd op: OECD, 2010)*

	Laag 5%	Hoog 10%
Kernenergie	43	71
Poederkool (met 20% biomassa meestook)	56	68
Aardgas, STEG	53	56
Wind op land	58	83
Wind op zee	88	134
WKK, STEG (klein)	70	81
WKK, STEG (groot)	64	72
Bio-vergasser (kleinschalig)	109	134
Biomassa, vast (kleinschalig)	88	106
Zon-PV (groter systeem)	426	636
Zon-PV (kleiner systeem)	426	636

² OECD (2010): *Projected Cost of Electricity Generation - 2010 Edition*, OECD, International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, 25 March 2010.



Figuur S.1 Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, van nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen, 5% disconteringsvoet (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro)



Figuur S.2 Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, van nieuwe centrales en installaties die rond 2015 in bedrijf kunnen komen. 10% disconteringsvoet (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro)

Na 2020 kunnen innovaties en toegenomen praktijkervaring leiden tot een kostendaling bij duurzame technieken en toepassing van CCS. Belangrijkste onzekerheid bij kernenergie blijft de hoogte van de investeringskosten.

Kosten vergunningsverlening en aansprakelijkheid

Momenteel dragen exploitanten van kerninstallaties bij aan de financiering van de vergunningsverlening en het overheidstoezicht met een financiële bijdrage. De hoogte van de bijdrage is wettelijk vastgesteld. In geval van een kernongeval is de betreffende exploitant, conform het verdrag van Parijs, aansprakelijk tot een bedrag van maximaal € 340 mln. Dit bedrag zal worden verhoogd tot € 700 mln. Daarnaast stelt de Staat, deels conform internationale verdragen en deels op basis van nationale wetgeving, aanvullende publieke middelen beschikbaar waardoor een dekking van in totaal max. € 2,3 mld. wordt gegarandeerd. De hoogte van de totale dekking zal worden verhoogd tot € 3,2 mld. De exploitant betaalt aan de Staat een vergoeding voor de aanvullende dekking.

Externe kosten en baten

Externe kosten zijn kosten die nergens in het systeem zijn geïnternaliseerd. Dit betreft bijvoorbeeld gezondheidsschade door luchtverontreiniging en de kosten van klimaatverandering. Op basis van Europese studies blijkt dat de externe kosten van kernenergie laag zijn, ca. 2 €/MWh en vergelijkbaar met die van windenergie. Voor aardgas en kolen liggen die kosten op resp. 10 €/MWh en 20-30 €/MWh. In deze Europese studies worden de externe kosten van kernenergie zijn als gevolg van een ernstig reactorongeval niet opgenomen. Kostenschattingen uit andere literatuur liggen hiervoor tussen 0,04-0,4 €/MWh³ en minimaal 5 €/MWh⁴. De berekeningsmethodes verschillen echter wezenlijk van elkaar, en zijn beide wetenschappelijk-methodologisch niet geaccepteerd.

In het externe risicobeleid, is voor wat betreft dodelijke slachtoffers, wel een manier gevonden om 'kleine kans - grote effecten' te wegen. Deze weging wordt in de norm voor het groepsrisico verwerkt. Naarmate het aantal dodelijke slachtoffers toeneemt, wordt de geaccepteerde kans daarop 'kwadratisch' verlaagd: voor elke 10 x groter aantal slachtoffers dient de bijbehorende kans 100 keer kleiner te zijn. Echter, wat gevolgen betreft gaat het in deze risiconormen dan om dodelijke slachtoffers (groepsrisico) en het sterfte risico (individueel risico). Voor externe kosten gekoppeld aan materiële schade door ernstige ongevallen is er nog geen dergelijke norm en bijbehorende geaccepteerde berekeningsmethode. Er is geen methode en normering die respectievelijk wetenschappelijk en maatschappelijk geaccepteerd zijn.

Dat is ook de reden waarom Europese externe-kostenstudies berekeningen van externe kosten van 'kleine kans - ernstige ongevallen' uit de weg gaan. Men vermeldt wel dat de kosten van ernstige reactorongevallen niet in de externe-kostenschattingen zitten.

Het is een politieke en maatschappelijke discussie welke normen gehanteerd worden voor zaken die met risico-perceptie of risico-aversie hebben te maken, en met gevolgen in termen van materiële schade.

Werkgelegenheid en economische effecten

Externe baten kunnen liggen in toenemende werkgelegenheid en gunstige economische effecten. Uitbreiding van kernenergie in Nederland stimuleert naar verwachting het nucleaire onderzoek in Nederland, vooral bij onderzoeksinstituten en universiteiten. Een nieuwe kerncentrale vergroot de nucleaire sector in Nederland. Hierdoor is er mogelijk een (gering) positief economisch effect op de regio waar een kerncentrale staat. Deze effecten zijn in de Fact Finding Kernenergie 2007 voor de SER al benoemd en beschouwd. De onderhavige studie heeft die effecten niet opnieuw beschouwd of geanalyseerd.

S.2 Betrouwbaarheid

Inpassing grote eenheden, regelbaarheid en flexibiliteit

³ Oorspronkelijke getal 0,03 tot 0,3 £/MWh, studie voor Verenigd Koninkrijk.

⁴ Studie van CE voor Greenpeace.

Bij onverwachte uitval van een kerncentrale komt de betrouwbaarheid van de elektriciteitslevering niet meer of minder in gevaar dan bij onverwachte uitval van een kolencentrale. De mate van regelbaarheid wordt belangrijker in een elektriciteitsmarkt met steeds meer minder voorspelbare intermitterende hernieuwbare bronnen, zoals windenergie. Zowel nieuwe kolencentrales als nieuwe kerncentrales worden daarom ontworpen om meer flexibel bedreven te kunnen worden. Nieuwe kern- en kolencentrale kunnen tot ca. 20% van het vermogen teruggeregeld worden. Nieuwe kerncentrales hebben geen noemenswaardig effect op inpassing in en regelbaarheid of flexibiliteit van het elektriciteitssysteem.

Diversificatie

De voorzieningszekerheid verbetert doorgaans bij een grote spreiding in technologie, brandstof en aanvoerroutes. Het aandeel kernenergie aan de elektriciteitsproductie in Europa is nu ca. 30%. Binnen Noordwest Europa, met daarbij Frankrijk, ligt dat aandeel nog hoger. Toevoeging van enkele nieuwe kerncentrales aan Noordwest-Europese productieparken met een beperkt aandeel kernenergie, leidt daarom tot een beperkte verbetering van de middellange tot lange-termijnvoorzieningszekerheid op de Noordwest-Europese markt. Het toevoegen van kerncentrales in Nederland levert dezelfde bijdrage als de situatie dat die kerncentrales in andere Noordwest-europese landen worden gebouwd.

Uraniumvoorraden

De uraniumvoorraad is bij een prijs tot 130 USD/kg circa 5,5 miljoen ton. Dat is voldoende voor circa 100 jaar bij gelijkblijvend gebruik. Met verbeterde technieken is er nog 10 miljoen ton aan conventionele voorraden extra winbaar. Voorts zijn onconventionele voorraden van uranium aanwezig in fosfaatafzettingen (22 miljoen ton) en in zeewater (4000 miljoen ton bij 3 tot 4 ppb). De productiecapaciteit van de bestaande uraniummijnen is echter beperkt en zal een groeiende vraag op korte termijn (rond 2015) slechts moeizaam kunnen volgen.

S.3 Milieueffecten en externe veiligheid

Radiologische effecten

De milieueffecten van kernenergie worden vooral bepaald door de ioniserende straling, emissies van radioactieve stoffen en radioactief afval. De stralingsniveaus en emissies naar lucht en water moeten voldoen aan vergunningslimieten. Door de vergunningslimieten in de huidige praktijk blijven de doses voor omwonenden onder de wettelijke limieten. Onafhankelijk van het type kerncentrale bedraagt de maximaal jaarlijks te ontvangen additionele dosis 0,01% van de dosis die jaarlijks wordt ontvangen door natuurlijke stralingsbronnen en medische toepassingen.

Externe veiligheid

Aan industriële installaties, waaronder kerncentrales, worden eisen gesteld ten aanzien van het risico op overlijden ten gevolge van ongevallen. De huidige installaties in Nederland ten behoeve van kernenergie halen deze eisen ruimschoots, ten aanzien van zowel individueel risico als groepsrisico. Van nieuwe kerncentrales mag volgens NRG verwacht worden dat zij beter scoren dan de huidige kerncentrale Borssele, wat impliceert dat de externe veiligheid ook bij toekomstige centrales ruim binnen de bestaande veiligheidsnormen blijft.

Vermeden CO₂-emissies en andere emissies naar lucht

Een kerncentrale heeft lage variabele kosten en zitten daarom vooraan in de inzetvolgorde. Voor de emissies binnen Nederland is niet zozeer de omvang van het opgestelde vermogen relevant, maar de mate waarin dit vermogen daadwerkelijk wordt ingezet. Een nieuwe kerncentrale zal in de praktijk vooral duurdere fossiele centrales verdringen. Of dit ook zal leiden tot minder feitelijke emissies in Nederland is daarbij mede afhankelijk van mutaties in de import naar of de export vanuit Nederland. De verwachting is dat Nederland exporterend land van elektriciteit zal gaan worden. De inzet van nieuwe kerncentrales leidt tot vermindering van productie van elektriciteit uit fossiele brandstoffen, zie Tabel S.6. Verbranding van deze fossiele brandstoffen leidt

tot uitstoot van CO₂, NO_x, SO₂ en fijn stof. Het grootste effect ontstaat als nieuwe kolencentrales worden vervangen of worden verdrongen uit de merit order door nieuwe kerncentrales. Extra kerncentrales hebben ruwweg hetzelfde effect als een nieuwe kerncentrale die in de plaats van een nieuwe gascentrale komt.

Tabel S.6 *Vermeden fossiele emissies bij inzet van kernenergie in plaats van kolen- of aardgasgestookte centrales.*

Scenario	1b (laag)	3 (hoog)
Nieuw vermogen aan kernenergie	200 MW	5000 MW
<i>Nieuwe kolencentrale</i>		
CO ₂ [Mton]	1,2	29,2
NO emissie [kton]	0,2	5,2
SO ₂ -emissie [kton]	0,2	4,0
Stof emissie [kton]	0,01	0,3
<i>Nieuwe gascentrale (STEG)</i>		
CO ₂ [Mton]	0,5	13,7
NO _x -emissie [kton]	0,1	3,1
<i>Kolencentrale, met 75% CO₂-afvang</i>		
CO ₂ [Mton]	0,4	9,1

Noot: Emissies betreffen jaarlijkse emissies.

De CO₂-uitstoot door elektriciteitsproductie uit fossiele brandstoffen valt onder het Europese CO₂-emissiehandelssysteem. Kernenergie leidt weliswaar tot minder inzet van fossiele brandstoffen, en in eerste instantie tot minder CO₂-uitstoot. Door het generieke emissieplafond binnen het emissiehandelssysteem zal deze mindere CO₂-uitstoot bij de elektriciteitsproductie echter leiden tot verminderde emissiereductie (of zelfs verhoogde emissie) in andere industriële sectoren. Het totaal aan CO₂-emissies binnen het emissiehandelssysteem is immers geplafonneerd.

Indirecte CO₂-emissies van kernenergie gedurende de levenscyclus

Voor bestaande kerncentrales geeft de literatuur waardes voor indirecte CO₂-emissies van 5 tot 65 gram CO₂ per kWh. Voor Europese kerncentrales zijn emissies berekend van 8 tot 32 gram CO₂ per kWh. Ter vergelijking zijn voor windenergie CO₂-emissies berekend van 6 tot 23 gram per kWh en voor elektriciteit afkomstig van huidig type zonnepanelen 30 tot 100 gram CO₂ per kWh. Dit maakt dat de CO₂-emissies per geproduceerde kWh van kernenergie gedurende de levenscyclus van een kerncentrale vergelijkbaar met die van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

1. Inleiding

1.1 Kader

In het huidige Regeerakkoord is vastgelegd dat er tijdens deze kabinetsperiode geen kerncentrale wordt gebouwd. Het Energierapport 2008 (EZ, 2008) vermeldt dat het kabinet op voorhand geen enkele energieoptie uitsluit: het is nog te vroeg om een definitief antwoord te geven op de vraag welke plaats kernenergie in ons land in de toekomstige energievoorziening moet innemen. In de geliberaliseerde Europese elektriciteitsmarkt nemen de marktpartijen de investeringsbeslissingen. Het kabinet kan daarbij randvoorwaarden stellen.

Het kabinet is met de SER (SER, 2008) van mening, dat het wenselijk is dat hierover met betrokkenen en deskundigen een discussie plaatsvindt op basis van een continu proces van ‘fact finding’. Als basis hiervoor is in het Energierapport een drietal scenario’s geschetst voor de mogelijke inzet van kernenergie. Deze scenario’s zijn:

- Scenario 1a: geen nieuwe kerncentrales, of
- Scenario 1b: geen nieuwe kerncentrales, tenzij inherent veilig⁵
- Scenario 2: kerncentrale Borssele vervangen in 2033,
- Scenario 3: nieuwe kerncentrales na 2020 (naast vervanging Borssele).

In het voorjaar van 2010 zal de uitwerking van deze scenario’s naar de Tweede Kamer worden gestuurd. Een volgend kabinet kan deze documentatie gebruiken om op een verantwoorde wijze een besluit te nemen over de mogelijke rol van kernenergie in de brandstofmix voor de elektriciteitsopwekking in Nederland.

De EZ/VROM projectgroep ‘Uitwerking kernenergiescenario’s’ is belast met de uitwerking van de scenario’s. De uitwerking loopt langs drie pijlers, te weten:

- 1) Kernenergie & Brandstofmix,
- 2) Kernenergie & Randvoorwaarden, en
- 3) Kernenergie & Maatschappij.

1.2 Doel van deze studie

Deze studie ondersteunt de uitwerking van de eerste pijler ‘Kernenergie & Brandstofmix’. ECN is gevraagd om de effecten van de kerncentralescenario’s in te schatten op de beleidsthema’s Betaalbaarheid, Betrouwbaarheid en Milieueffecten (‘Schoon’). De Terms of Reference voor dit onderzoek is weergegeven in Bijlage A.

Pijler 2 wordt uitgewerkt in het deelrapport van NRG ‘Kernenergie & Randvoorwaarden’ (NRG, Poley et al, 2010). Daarin worden thema’s behandeld die specifiek te maken hebben met kernenergie zoals veiligheid, non-proliferatie en radioactief afval.

Pijler 3 komt aan de orde als onderdeel van stakeholder-bijeenkomsten, zie het verslag daarover (AEF, 2010).

1.3 Aanpak en reikwijdte

Aanpak

Als werkwijze is eerst relevante informatie in kaart gebracht, die nieuw is ten opzichte de ECN “Fact Finding Kernenergie 2007” studie (FFK, Scheepers et al, 2007). Deze informatie is verwerkt in dit rapport. De Fact Finding Kernenergie 2007 studie biedt in aanvulling op dit rapport nog extra informatie. Vervolgens is op basis van de Terms of Reference een aantal deelvragen geformuleerd op de thema’s Betaalbaarheid, Betrouwbaarheid, en Milieueffecten (‘Schoon’), waarop in dit rapport een antwoord wordt gegeven. Daar waar kwantificering mogelijk is - vaak zeer indicatief gezien het grote aantal onzekere factoren - is dat gebeurd via gedeeltelijke doorrekening met het ECN modellensysteem voor de centrale elektriciteitsvoorziening. Bij de kwantitatieve analyse is gebruik gemaakt van bestaande en recente literatuur. Dit betreft onder andere recente scenariostudies en kostenstudies. Gezien de beperkte looptijd en de beschikbare tijd voor deze studie is in de beschouwde literatuur en studies een selectie gemaakt.

Eerdere versies van dit rapport zijn besproken met de ambtelijke begeleidingscommissie van VROM en EZ. Ten aanzien van de uitgangspunten van de studie en een aantal veronderstellingen in de SA-, SB- en de kernenergiescenario’s, heeft ECN in overleg met de opdrachtgevers keuzes gemaakt. De oorspronkelijke studieopzet (medio juni 2009) en versie C (20 augustus 2009) van dit rapport zijn van opmerkingen en suggesties voorzien door door het CPB, het PBL en TenneT.

Gezien het korte tijdsbestek waarin de onderhavige studie moest worden uitgevoerd (juni-augustus 2009) is daarom vooral gebruik gemaakt van veronderstellingen ten aanzien van de elektriciteitsvraag en het toekomstige aanbod van productievermogen. Normaliter worden in de ECN referentieramingen en scenario’s zowel vraag als aanbod als resultaat van een meer gedetailleerde sector- en economische analyse bepaald. Aan de aanbod kant is deels gebruik gemaakt van de laatste actualisatie van de referentieraming Energie en Emissies 2008-2020 (ECN, 2009b). De daarin veronderstelde nieuwbouw en uitbedrijfname van productievermogen tot en met het jaar 2015 worden als behoorlijk robuust gezien, ondanks de grote onzekerheden door de economische crisis en mogelijke effecten op investeringen en de hoogte van de elektriciteitsvraag. Zowel in SA als SB is de veronderstelde nieuwbouw in de periode na 2015 veel lager en deze nieuwbouw komt later tot stand. Reden hiervoor is de lagere elektriciteitsvraag dan in het oudere UR-GE scenario is verondersteld (ECN, 2009b).

1.4 Interpretatie kernenergiescenario’s

Aan de drie genoemde kernenergiescenario’s is deze studie de volgende invulling gegeven:

Scenario 1a: geen nieuwe kerncentrales

In dit scenario blijft de kerncentrale Borssele (ca. 485 MW_e netto⁶) in bedrijf tot en met 2033, waarna deze wordt ontmanteld.

Scenario 1b: geen nieuwe kerncentrales, tenzij inherent veilig

Dit scenario is met betrekking tot de huidige kerncentrale Borssele gelijk aan scenario 1a. Het Energierapport gaat ervan uit dat er voor 2030 geen inherent veilige kerncentrales commercieel beschikbaar zullen zijn. Dit komt overeen met de verwachte beschikbaarheid van HTR-reactoren, passend bij de voor de huidige discussie gekozen invulling van het begrip inherente veiligheid. De benodigde tijd voor opbouw van internationale ervaring en vervolgens nog de bouwtijd van de centrales wordt geschat op ca. 10 jaar. In het scenario 1b wordt tussen de 200 MW en 500 MW van zo’n type in bedrijf genomen.

⁶ Bron: EPZ, J. van de Capelle. Bruto is het 510 MW Het gemiddelde netto vermogen kan per jaar verschillen. In koude jaren is het netto vermogen meestal hoger, omdat kouder koelwater de centrale energetisch efficiënter maakt.

Scenario 2: kerncentrale Borssele vervangen in 2033

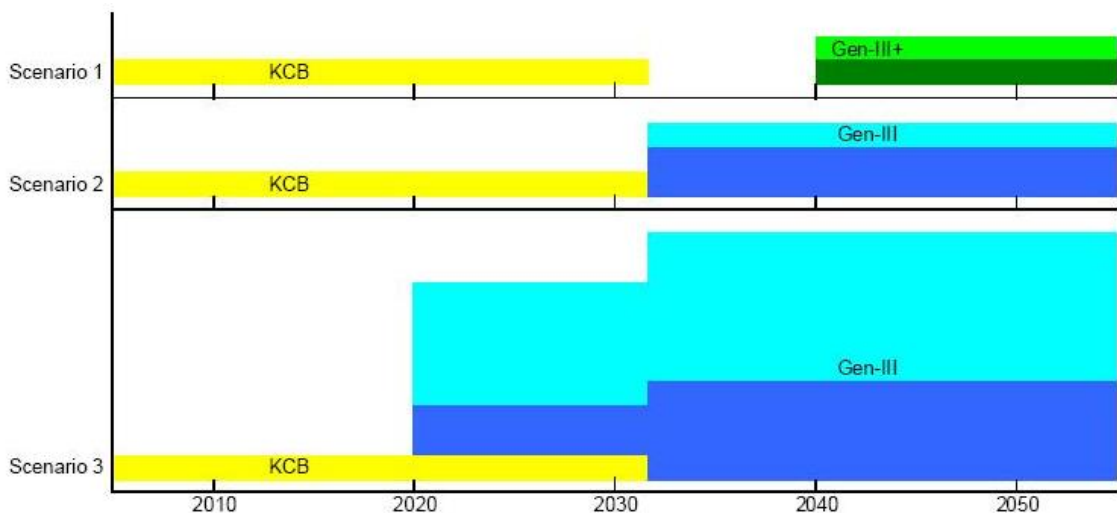
Dit scenario is m.b.t. de huidige kerncentrale Borssele gelijk aan scenario 1a.

Vanwege het tijdstip van vervanging van de kerncentrale Borssele in 2033 is dit alleen mogelijk door een centrale van generatie-III. In scenario 2 wordt aangenomen dat in 2033 een nieuwe kerncentrale in gebruik wordt genomen (vermogen tussen 1000 en 1600 MW_e).

Scenario 3: nieuwe kerncentrale(s) na 2020 (naast vervanging Borssele)

Dit scenario is met betrekking tot de huidige en vervangende kerncentrale Borssele gelijk aan scenario 2. Daarnaast wordt in dit scenario aangenomen dat in 2020 tussen de 1000 MW_e en 3500 MW_e additioneel kernvermogen beschikbaar komt. Vanwege het tijdstip en de benodigde voorbereidings- en bouwtijd (7-10 jaar) zijn dat dan aanvankelijk centrales van generatie-III. Overigens zou na 2040 een deel van het dan te installeren vermogen door centrales van generatie III+ kunnen worden ingevuld.

Onderstaande figuur geeft een beeld van het opgestelde kernenergievermogen per scenario, inclusief de bandbreedte daarin (lichtere tint). Opvallend is dat in scenario 1b er tussen 2033 en 2040 geen kerncentrale in bedrijf zal zijn in Nederland.



Figuur 1.1 *Ontwikkeling van opgesteld nucleair vermogen per kernenergiescenario, met bandbreedte*

Basis voor de kernenergiescenario's

- De kernenergiescenario's zijn in de Terms of Reference (ToR) van het project vastgelegd door de interdepartementale projectwerkgroep "Uitwerking van kernenergiescenario's" van VROM en EZ. Ze vinden hun oorsprong in het 'Energierapport 2008' van het Ministerie van Economische Zaken.
- Verbijzonderingen, zoals verwacht opgesteld kernenergievermogen in de drie kernenergiescenario's, zijn tot stand gekomen tijdens communicatie tussen ECN/NRG en de bovengenoemde projectwerkgroep.
- Bij alle scenario's wordt aangenomen dat er een tijdspanne van in totaal 10 jaren nodig is voor de voorbereiding (inclusief vergunningtraject), de bouw en de ingebruikstelling van een kerncentrale. Voorbeeld: moet een centrale in 2020 elektriciteit gaan produceren, dan moet de voorbereiding in 2010 starten.
- Bij de scenario's wordt er tevens van uitgegaan, dat er eerst elders (dus in het buitenland) ervaring moet zijn opgedaan met het te kiezen type kerncentrale, alvorens deze met succes een vergunningtraject in Nederland kan gaan doorlopen.

1.5 Leeswijzer

Dit deelrapport 'Kernenergie & Brandstofmix' bestaat, naast deze inleiding, uit een zevental hoofdstukken.

In Hoofdstuk 2 wordt kort samengevat welke *nieuwe informatie sinds de Fact Finding Kernenergie 2007* is verschenen die relevant is voor deze studie en de analyse van de drie kernenergiescenario's. In dit hoofdstuk wordt tevens de ontwikkeling van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt beschreven.

In Hoofdstuk 3 wordt kort ingegaan op de *rol van kernenergie nu* (stand van zaken medio 2009). Dit is een update van de beschrijving in Paragraaf 9.1 van de Fact Finding Kernenergie 2007 studie. Tevens wordt in dit hoofdstuk een samenvatting gegeven van *de rol van kernenergie in de volgende recente scenario studies*:

- 1) NEA Nuclear Energy Outlook.
- 2) IEA Energy Technology Perspectives.
- 3) World Energy Outlook 2008.
- 4) EU Trends to 2030 - update 2007 (april 2008).
- 5) Visie2030 (TenneT, 2008).
- 6) Eurelectric 'Power Choices' - Pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050' (Eurelectric, 2009).

Voor eerdere studies wordt verwezen naar de Fact Finding Kernenergie 2007 studie.

In Hoofdstuk 4 worden de uitgangspunten beschreven van scenario's tegen de achtergrond waarvan de impact van de inzet van kernenergie geanalyseerd wordt. Het gaat om een tweetal achtergrondscenario's:

- 1) SA: Dit achtergrondscenario gaat uit van het huidig vastgesteld beleid, waarbij de projectie van de elektriciteitsvraag ten dele overeenkomt met de uitgangspunten van de komende nieuwe referentieraming van ECN en PBL.⁷
- 2) SB: Dit achtergrondscenario gaat uit van extra besparing op energie en elektriciteit, extra inzet van hernieuwbare elektriciteit (tot 60% in 2040) en verdere elektrificatie van de energievoorziening bijvoorbeeld door groei in het elektrisch vervoer.

De impact van de inzet van nieuwe kerncentrales in de twee achtergrondscenario's wordt in de volgende drie hoofdstukken beschreven:

Impact op 'Betaalbaar' in Hoofdstuk 5. Hierin wordt beschreven hoe de elektriciteitsprijs in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt tot stand komt en wordt nagegaan of vervanging van kolenvermogen door kernenergie daar invloed op zou kunnen hebben. Tevens wordt de concurrentie tussen kernenergie en andere elektriciteitsproductietechnologieën besproken, door de kosten van opwekking met elkaar te vergelijken.

De impact op 'Betrouwbaar' wordt behandeld in Hoofdstuk 6. Aan de orde komen:

- De inpassing van kernenergie in een elektriciteitsstelsel met een toenemend aandeel van intermitterende hernieuwbare elektriciteit.
- De inzet van relatief grote productie-eenheden (1000 tot 1600 MW) in een elektriciteitsstelsel waar nu de grootste eenheid ruim 600 MW is. De in aanbouw zijnde kolencentrale van E.ON op de Maasvlakte is al een grote eenheid van netto 1070 MW_e.

⁷ Die nieuwe ECN/PBL referentieraming zal naar verwachting medio 2010 worden gepubliceerd. In die raming wordt uitgegaan van het huidige vastgesteld energie-, klimaat en milieubeleid. De uitgangspunten van die nieuwe raming zijn pas begin september 2009 vastgesteld, nadat de analyses voor deze 'Kernenergie & Brandstofmix' studie zijn afgerond.

- De hoeveelheid beschikbare uraniumreserves, zoals nader toegelicht en beschreven in het deelrapport ‘Kernenergie & Randvoorwaarden’. Het onderhavige deelrapport zal volstaan met een samenvatting en verwijzing naar het andere deelrapport.

De impact op *Milieueffecten* (‘Schoon’) wordt beschreven in Hoofdstuk 7. Het betreft hier vooral de milieuaspecten van de inzet van kernenergie waarbij tevens een vergelijking wordt gemaakt met een aantal andere vormen van elektriciteitsopwekking, zowel op basis van steenkool en aardgas, als hernieuwbare vormen van opwekking (windenergie, biomassa, zon PV).

Nieuwe referentieraming ECN/PBL (ECN/PBL, 2010) was niet beschikbaar voor de deze kernenergie & brandstofmix studie

In opdracht van de ministeries van VROM en EZ hebben ECN en PBL een nieuwe referentieraming ‘Energie en Emissies 2010-2010’ gemaakt. Die studie zal naar verwachting pas medio 2010 gereed zijn. De keuze van de belangrijkste veronderstellingen zijn pas in september 2009 vastgesteld. Die nieuwe referentieraming zal tevens de basis vormen voor een beleidsevaluatie van het Schoon & Zuinig beleidsprogramma voor een nieuw ‘Optiedocument Energie en Emissies 2020-2030’ dat pas na het verschijnen van deze studie zal verschijnen. Zowel nieuwe raming als het nieuwe Optiedocument geven een beeld van de totale energievoorziening van Nederland.

Het in dit ‘Kernenergie & Brandstofmix’ rapport geformuleerde SA achtergrondscenario (trendmatig scenario) dient niet te worden opgevat als benadering van de nieuwe referentieraming ‘Energie en Emissies 2010-2020’ t.a.v. de elektriciteitsvoorziening in Nederland. De SA en SB achtergrondscenario’s zijn alleen bedoeld om de mogelijke rol van nieuwe kernenergie in Nederland in de periode na het jaar 2020 te schetsen. Ze beogen daarmee vooral een basis te bieden voor een discussie over de relevante beleidsthema’s en -vragen, en de rol die kernenergie daarin al dan niet kan spelen (‘plussen en minnen’).

2. Nieuwe informatie sinds Fact Finding Kernenergie 2007

Sinds het afronden van de ECN-studie Fact Finding Kernenergie studie (Scheepers et al, 2007, ECN-B-07-015, verder afgekort als FFK 2007), zijn er nieuwe studies verschenen. Een aantal van deze studies wordt in deze sectie kort toegelicht. In de volgende hoofdstukken zal specifiek naar deze studies worden verwezen, daar waar informatie uit die studies is benut voor het schatten van de impact van nieuwe kerncentrales in Nederland. In dit hoofdstuk zal tevens kort worden ingegaan op de politieke ontwikkelingen ten aanzien van het sluiten van kerncentrales of de plannen voor nieuwe kerncentrales in een aantal EU landen. Dat is vooral van belang voor de landen in de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt waarmee Nederland elektriciteit kan uitwisselen. De totale omvang en de samenstelling van de productieparken in die landen bepalen - in nauwe samenhang met brandstof- en CO₂-prijzen - de onderlinge concurrentieverhoudingen en marktprijs in de betreffende landen. De omvang en groei in de interconnectieverbindingen bepalen in hoeverre deze prijsverschillen kunnen leiden tot verschuivingen in import of export van elektriciteit. Paragraaf 2.3 gaat in op deze ontwikkelingen in de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt.

2.1 Huidige stand van zaken kernenergie en kernenergiebeleid

Mondiaal

Wereldwijd zijn er op dit moment (augustus 2009) 436 kerncentrales in bedrijf met een totaal netto vermogen van 370 gigawatt (GW) (IAEA, 2009, PRIS). Hiermee wordt in 15% van de wereldelektriciteitsvraag en 6% van de wereldenergievraag voorzien (IEA, 2008; IAEA, 2009). Momenteel zijn er 52 kerncentrales in aanbouw, vooral in het Verre Oosten (IAEA, 2009).

Europese Unie

Momenteel staan er 143 kerncentrales in de 27 lidstaten van de Europese Unie met een totaal (bruto) vermogen van 131 gigawatt. In 2005 kwam de productie overeen met 31% van de Europese elektriciteitsvraag.

Over de rol van kernenergie wordt in de Europese landen nogal verschillend gedacht.

Groei in aantal EU landen

In een aantal Europese landen is tussen nu en 2020 sprake van groei in het opgestelde kernenergievermogen. Dit betreft Frankrijk, Finland en de nieuwe lidstaten Litouwen en Roemenie. Het Poolse kabinet heeft bekend gemaakt al in 2020 een nieuwe kerncentrale in bedrijf te willen hebben (ANP, 2009). Deze nieuw te bouwen kerncentrale moet Polen minder afhankelijk maken van kolen die momenteel 90% van de Poolse elektriciteitsmix uitmaken. Finland en Frankrijk hebben besloten kernenergie in hun nationale energievoorziening te handhaven of uit te breiden. In Finland is een nieuwe kerncentrale (type EPR) in aanbouw. Er bestaat een plan voor nog een nieuwe kerncentrale. In Frankrijk is ook een nieuwe kerncentrale van het type EPR in aanbouw (Flamanville 3). Inmiddels is het besluit genomen een tweede eenheid van het reactortype EPR te bouwen (EdF, 2009). In juli 2009 heeft de Italiaanse senaat een wet goedgekeurd die een einde maakt aan het embargo op kernenergie dat sinds 1987 van kracht was. Die wet moet nog worden uitgewerkt in AmvB's. (Nuclear Forum, 2009).

De overheid heeft in het Verenigd Koninkrijk gekozen voor een groei van kernenergie. De Britse overheid is actief in het stroomlijnen van het vergunningstraject. De instanties zouden binnen 1 jaar moeten besluiten over een vergunningaanvraag. Het standpunt van de overheid in het Verenigd Koninkrijk is dat kernenergie in de energievoorziening een rol zou moeten blijven spelen. De Britse overheid overweegt het bouwen van nieuwe kerncentrales mogelijk te maken. Een aantal Europese energieproductiebedrijven heeft al belangstelling getoond deze nieuwe

kerncentrales te willen bouwen. De belangstelling voor nieuwe kerncentrales heeft geleid tot diverse kostenstudies (beschreven in de FFK 2007), en onder andere kosten-batenanalyses.⁸

Geen kernenergie in aantal EU landen

In EU landen als Denemarken, Ierland, en Oostenrijk ontbreekt zowel politiek als maatschappelijk draagvlak voor kernenergie.

Uitfasering in aantal EU landen opgeschort

Landen als Duitsland, België en Zweden hebben enkele jaren geleden besloten de rol van kernenergie in de nationale energievoorziening op termijn te beëindigen (uit te faseren). Zowel Duitsland (CDU/CSU/FDP, 2009) als België hebben de uitfasering opgeschort. In Zweden zijn twee kerncentrales gesloten, maar sluiting van de overige kerncentrales is nog niet zeker. Er lopen diverse programma's om het vermogen van de bestaande kerncentrales te verhogen, wat zou leiden tot toename van het opgesteld vermogen (zie ook (EC, 2010)). Momenteel wordt in Zweden zelfs de bouw van nieuwe kerncentrales overwogen. Het Zweedse kabinet heeft in februari 2009 een nieuw energiebeleid geformuleerd, met daarin het plan om de bestaande kerncentrales te vervangen door nieuwe kerncentrales. Het haalt daarmee een streep door het moratorium op nieuwe kerncentrales dat 30 jaar geleden werd ingesteld. (o.a. Trouw, 2009). Tevens heeft SKB, de Zweedse beheerder van splijtstoffen en radioactief afval, beslist om in Forsmark een definitieve berging voor gebruikte splijtstof te bouwen. Als die in 2023 in gebruik wordt genomen, zal dit een van de eerste permanente bergingsplaatsen voor langlevend hoogradioactief afval ter wereld zijn.

Duitsland is als buurland en land waarmee veel interconnectie is, een belangrijk land voor Nederland. Op dit moment is Nederland netto een importeur van Duitse stroom. Echter, de combinatie van sterke groei van productiecapaciteit in Nederland, hogere CO₂ prijzen binnen het Europese ETS, en het uitfaseren van kerncentrales maakt dat Nederlandse productie goedkoper wordt ten opzichte van het Duitse park. In een aantal eerdere ECN studies is die ontwikkeling al geschetst (zie o.a. Özdemir et al, 2008, Seebregts & Daniels, 2008; ECN/PBL, 2009). Volgens de eigen Duitse referentieramingen worden de kerncentrales grotendeels vervangen door centrales gestookt op steenkolen, bruinkool en aardgas. Ondanks de groei in windenergie in Duitsland, leidt dit tot een toename van de CO₂-emissiefactor van het Duitse productiepark. Hierbij worden kerncentrales met lagere variabele kosten vervangen door fossielgestookte centrales met veel hogere variabele productiekosten.

Op dit moment wordt in Duitsland echter niet meer vastgehouden aan het uitfaseren van de bestaande kerncentrales (de zogenaamde 'Atomausstieg'). De nieuwe coalitie van CDU/CSU/FDP heeft de uitfasering opgeschort. Zelfs levensduurverlenging wordt onderzocht. Wel blijft men vast nieuwbouw van kerncentrales weigeren. Het in bedrijf houden van de Duitse kerncentrales en tegelijkertijd het minder investeren in nieuwe fossiele opwekkingscapaciteit in Duitsland, zal de export naar Duitsland doen verminderen. Ter illustratie: in een gevoeligheidsanalyse in de oudere raming (ECN/PBL, 2009b), loopt - bij een CO₂-prijs van 35 €/ton, de netto export naar Duitsland in het jaar 2020 met ca. 6 TWh terug indien de kerncentrales niet worden uitgefaseerd en er een zelfde omvang aan nieuw gepland fossiel vermogen niet wordt gebouwd. Het politieke besluit tot het versneld uitfaseren van de kerncentrales heeft eerder in Duitsland geleid tot plannen voor nieuwbouw van kolencentrales en gascentrales. In de oude EU baseline (EC, 2008) is in 2020 het aandeel nucleaire elektriciteitsproductie teruggelopen tot 34 TWh (met ca. 4 GW opgesteld vermogen). In 2000 was dit ca. 170 TWh (met bijna 24 GW opgesteld kernenergievermogen).

⁸ Zie o.a. Kennedy, 2007, die studie wordt in Hoofdstuk 5, Paragraaf 5.6 nader toegelicht. Het betreft een beperkte kosten-baten analyse met vooral de vergelijking tussen kernenergie en gascentrales, in de specifieke context van het VK.

Nederland: Kerncentrale Borssele sluit uiterlijk eind 2033

De kerncentrale Borssele, met netto vermogen 485 MW_e⁹ is sinds 1973 in bedrijf. De centrale levert ca. 4 TWh netto elektriciteit per jaar, goed voor ruim 3% van de Nederlandse elektriciteitsvraag. In de jaren negentig heeft deze kerncentrale een omvangrijke revisie ondergaan waardoor de technische veiligheid is verbeterd. In 2006 is met het Borssele Convenant afgesproken dat de kerncentrale uiterlijk eind 2033 zal sluiten.

2.2 Overige relevante nieuwe informatie

Scenario studies

Verschillende scenariostudies op nationaal, Europees of mondiaal niveau, schetsen mogelijke ontwikkelingen voor de toekomstige elektriciteitsvoorziening, al dan niet met een rol voor kernenergie. Dit soort studies is destijds ook in de FFK 2007 beschouwd. Hoofdstuk 3 geeft een overzicht van een aantal recente scenariostudies uit 2008 en de rol van kernenergie daarin. Het betreft studies op de termijn van 2030 tot 2050. Het betreft de volgende studies:

- EU Trends to 2030 studie (EC, 2008).
- IEA World Energy Outlook 2008 (IEA, 2008b).
- IEA Energy Technology Perspectives (IEA, 2008).
- NEA Nuclear Energy Outlook (NEA, 2008).
- IAEA (2008).
- TenneT Visie2030 (TenneT, 2008; Scheepers et al, 2007b).
- TenneT Monitoring Leveringszekerheid 2008-20024 (TenneT, 2009d).
- Eurelectric 'Power Choices' - Pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050' (Eurelectric, 2009).

Kostenstudies

Behalve boven genoemde scenariostudies, zijn nieuw verschenen kostenstudies sinds medio 2007 van belang. Die studies zijn:

Tabel 2.1 *Bronnen voor nieuwe kostenschattingen sinds FFK 2007*

Bron	Zichtjaren kostenschattingen
IEA, 2008	2015 en 2030 (World Energy Outlook), met aparte schattingen voor Europa.
ECN, 2008	2015-2020 (Studies voor DG ENV, EZ), samengevat in ECN-BS-08-028 en (Seebregts & Groenenberg, 2009).
EPRI, 2008	2015 en 2025, Schattingen representatief voor Verenigde Staten.
JRC, 2008	Tzimas et al., 2008.
EdF, 2008	Nieuwe kerncentrale van type EPR, Flamanville 3, update kosten: was € ₂₀₀₆ 46/MWh; nu € ₂₀₀₈ 54/MWh (Persbericht EdF, 4 december 2008).

Studies inpasbaarheid nieuw conventioneel vermogen in combinatie met veel windenergie

Naast de scenario- en kostenstudies zijn nieuwe studies en informatie van belang die te maken hebben met de inpasbaarheid van nieuwe kolen- en kerncentrales in een elektriciteitsvoorziening waarin tevens een sterke groei in het intermitterende hernieuwbare vermogen wordt verwacht. Relevante studies en rapporten zijn:

- Essay Toekomstige elektriciteitsinfrastructuur (Scheepers, 2008).
- Het 'Future Electricity Prices' project voor EZ (Özdemir et al, 2008).
- Visie van het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (PDE, 2008b).
- Het promotieonderzoek van Bart Ummels (Ummels, 2009).

⁹ In 2007 is het netto vermogen van de centrale tot deze omvang verhoogd met ca. 35 MWe door vervanging van de oude turbines.

- Studie over congestiemanagement voor Duitsland met het ECN-model COMPETES (Özdemir et al., 2009).
- AER ‘De ruggengraat van de energievoorziening - Advies Energieraad over de energie-infrastructuur’ (AER, 2009, persbericht 2 september 2009).
- NRG-studie over de regelbaarheid van nieuwe typen kerncentrales (NRG, 2009b).
- Studie regelbaarheid van elektriciteitscentrales (TU Delft, 2009).
- Studies voor EZ over inpasbaarheid windenergie, door KEMA (KEMA, 2010) en D-cision (D-cision, 2010).

Stand van zaken nieuwbouw elektriciteitscentrales Nederland

In Nederland zal er tot 2015 veel nieuwe fossiele productiecapaciteit bijkomen. Het betreft ca. 3500 MW aan kolencentrales en ca. 5,5 GW aan nieuwe gascentrales, zie (ECN/PBL, 2009b). Het aantal plannen voor nieuwe centrales telt op tot ca. 25 GW voor de periode tot en met 2016 (TenneT, 2009d). Dit is de totale omvang die bij TenneT is aangemeld. Hiervan heeft 9 GW een aansluitcontract met TenneT. Voor de periode na 2016 is bij TenneT 5 GW aan nieuw kernenergievermogen aangemeld.

Delta: startnotitie voor tweede kerncentrale Borssele ingediend

Delta heeft eind juni 2009 een startnotitie ingediend voor een tweede kerncentrale in het Sloegebied (Delta, 2009). Omvang is maximaal 2500 MW, en beoogd jaar van in bedrijf is 2018. Dat is dus 9 jaar, gerekend vanaf de indiening van de startnotitie.

2.3 Ontwikkeling Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt

Deze paragraaf beschrijft de ontwikkeling van de interconnecties tussen Nederland en de rest van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. Tevens wordt in meer detail de omslag naar ‘Nederland exportland elektriciteit’ besproken.

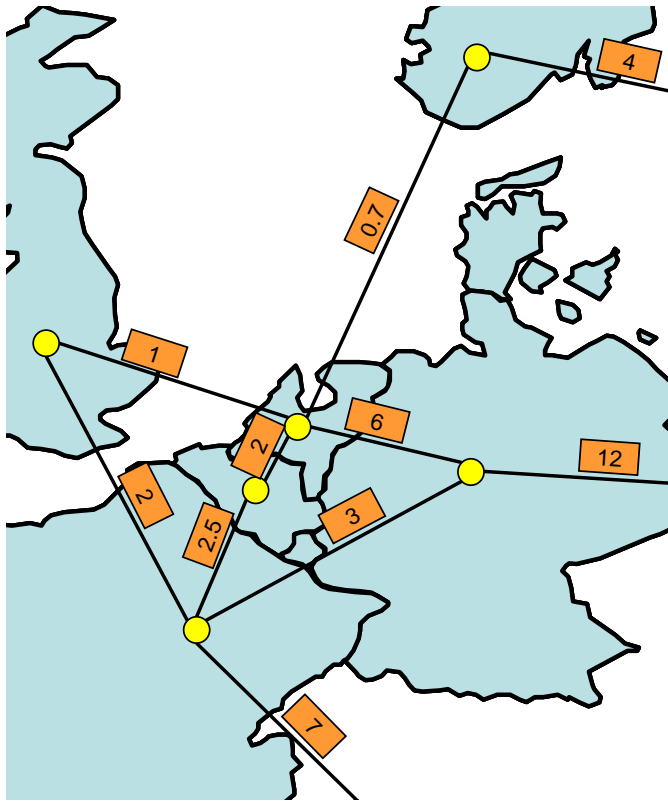
Interconnectie verbindingen: verdere toename verwacht

Via interconnecties met buitenlandse elektriciteitsmarkten kan Nederland, afhankelijk van de prijsverschillen tussen de nationale markten, elektriciteit importeren of exporteren. Nederland wisselt al geruime tijd elektriciteit uit met België, Frankrijk en Duitsland. Sinds 2008 is de Nor-Ned verbinding met Noorwegen (700 MW) operationeel. De BritNed verbinding met het VK wordt operationeel in 2011 en zal een omvang hebben van 1000 MW.

Inmiddels is er ook zekerheid over een extra verbinding tussen Nederland en Duitsland (rond 2013, tussen 1000 en 2000 MW). Daarnaast onderzoekt TenneT de mogelijkheid van een nieuwe verbinding tussen Nederland en Denemarken (CoBra-kabel). Het doel van CoBra is om de integratie van meer duurzame (wind)energie in de Nederlandse en Deense elektriciteitsvoorziening te bevorderen. Daarnaast past de verbinding in de ambitie van de Europese Unie om een sterker en beter geïntegreerd elektriciteitstransportnet te creëren (EC, 2007 ‘Energy Package’).

Tabel 2.2 *Nieuw geplande of onderzochte extra interconnectie verbindingen Nederland*

Verbinding	Land	Omvang	Gereed, status
BritNed	Verenigd Koninkrijk	1000 MW	2011 (2008 bouw gestart)
	Duitsland (Doetinchem-Wesel)	1000 tot 2000 MW	2013 (besluit genomen) SA en SB veronderstellen 1500 MW extra
CoBra	Denemarken	600-700 MW	2016 (2009: business case; in 2012 zijn details bekend, dan een besluit) Met Energinet.dk (Deense TSO) Europese subsidie aangevraagd voor deze verbinding
NorNed2	Noorwegen	Niet bekend	Niet in SA en SB verondersteld



Figuur 2.1 Schematisch overzicht interconnectieverbindingen (In GW maximaal) Noordwest-Europa, projectie 2020. Mogelijke verbinding met Denemarken of 2^e NorNed niet getekend.

TenneT schetst in haar Visie2030 een verdere toename van de interconnectie in 2030 (TenneT, 2008). Zo gaat het Groene Revolutie scenario in 2030 uit van een verbinding met Denemarken van 1300 MW en een tweede NorNed-kabel van 1300 MW (vergelijk ook met Tabel 2.2).

Resultaat uit de recente actualisatie van de referentieramingen: omslag naar Nederland exportland is robuust

Op de termijn van 2012 en daarna, en bij de relatief hoge CO₂-prijzen, is de omslag van Nederland naar netto exporteur van elektriciteit vrij robuust, zo blijkt uit eerdere ECN studies (Ozdemir et al, 2008; Seebregts & Daniëls, 2008; ECN/PBL, 2009, 2009b). De CO₂-prijzen die veel hoger liggen dan in de oude raming (ECN/MNP, 2005) is verondersteld, en daarbij tevens de extra nieuwbouw, zijn de belangrijkste factoren die de concurrentiepositie van de Nederlandse elektriciteitsproductie verbeteren. Het Duitse park kan zich minder snel aan deze omstandigheden aanpassen. Tevens biedt Nederland een extra voordeel dankzij kustlocaties met voldoende koelwatermogelijkheden en relatief goedkopere aanvoerkosten voor steenkool. Dit voordeel blijkt ook uit de hausse van de huidige nieuwbouwplannen in Nederland, waaronder die van producenten van Duitse oorsprong (E.ON, RWE).

Een deel van de export wordt veroorzaakt doordat in het Duitse productiepark de kerncentrales worden uitgefaseerd en doordat het vervangende nieuwe vermogen grotendeels fossiele energiedragers benut. Het betreft dan een combinatie van bruinkool-, steenkool- en gascentrales. Een gevoeligheidsanalyse waarbij het Duitse nucleaire vermogen na 2015 niet meer wordt uitgefaseerd en waarbij er navenant minder nieuw fossiel vermogen wordt geplaatst, heeft effecten op het exportsaldo met Duitsland. Dat loopt dan terug met ca. 6 TWh. Bij de inschatting van onzekere factoren is hiermee in de actualisatie van de referentieramingen (ECN/PBL, 2009b) rekening gehouden. Voor de achtergrondscenario's SA en SB treden effecten van dezelfde orde grootte op indien de kerncentrales in Duitsland voorlopig niet worden uitgefaseerd. Inmiddels is dat een politieke realiteit (CDU/CSU/FDP, 2009). De meest recente eigen Duitse referentie-

ramingen gaan uit van die uitfasering en vervanging. Een nucleaire uitfasering was eerder tevens voor België voorzien. Echter, de Belgische regering heeft deze uitfasering inmiddels opgeschort. In het Verenigd Koninkrijk (VK) wil men voor 2020 de oudste kerncentrales door nieuwe kerncentrales vervangen. Inmiddels wil de Britse overheid na 20120 netto groei in het kernenergievermogen. Het vervangende vermogen in het VK voor oude kolencentrales zal grotendeels uit gascentrales bestaan, hetgeen naar verwachting ook leidt tot netto export van Nederland naar het VK (via de BritNed kabel).

Ontwikkelingen in productiecapaciteit van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt

De verwachte ontwikkeling van de productiecapaciteit in de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt is gebaseerd op het EU baseline Trends to 2030 scenario (zie ook Paragraaf 3.2).¹⁰ Tabel 2.3 geeft een overzicht van de ontwikkeling van de netto extra capaciteit in Nederland en de landen waarmee interconnectieverbindingen zijn of zijn gepland. Deze tabel is gebaseerd op (EC, 2008) zodat de getallen ook onderling goed kunnen worden vergeleken. Het is duidelijk dat Nederland, zowel in absolute zin als zeker in relatieve zin, een trend naar veel meer nieuwe productiecapaciteit te zien geeft. De netto ontwikkeling die het EU baseline scenario voor Nederland tot 2020 schetst, komt globaal goed overeen met wat ECN in de laatste actualisatie van de referentieramingen projecteert (ECN-E-09-010). ECN voorziet echter een nog hogere groei, tot 38 GW in 2020. In (EC, 2008) is een groei tot 32 GW aangegeven. De groei in productievermogen kan worden vergeleken met de groei in de elektriciteitsvraag in de betreffende landen.

Tabel 2.3 *Ontwikkeling in saldo extra opgestelde productiecapaciteit in Noordwest-Europese landen, 2020-2030 t.o.v. 2005, en groei in de elektriciteitsvraag in diezelfde periode, volgens (EC, 2008) (Oude EU Baseline 2008)*

	Extra in GW t.o.v. 2005			Extra in % t.ov. 2005			Groei in vraag t.o.v. 2005	
	2020	2025	2030	2020 [%]	2025 [%]	2030 [%]	2020 [%]	2030 [%]
Nederland ¹¹	12,2	14,2	16,1	61	72	81	34	41
DE	28,1	32,7	29,2	23	27	24	13	16
B	5,3	6,6	6,9	35	43	45	25	31
FR	5,0	0,2	1,9	4	0	2	15	18
NO	12.6	15.2	18.0	42	51	61		
VK	5,4	12,5	18,0	6	14	20	14	18
K	-0,8	0,0	0,2	-6	0	1	13	16

¹⁰ ECN heeft in eerdere studies deze informatie benut, zie o.a. ECN-E-08-044 (Ozdemir et al, 2008) voor termijn tot 2020 t.a.v. nieuwbouw buitenland, en ECN-E-08-026 (Seebregts & Daniels, 2008) voor specifiek de ontwikkeling tot 2030 in Duitsland. Naast deze bronnen zijn verder beschouwd de RWE Facts & Figures (RWE, 2009), en UCTE forecasts (UCTE, 2009). Daarbij dient te worden opgemerkt dat de UCTE forecasts afwijken van de EU Trends to 2030 baseline.

¹¹ ECN hanteert voor Nederland andere waarden dan deze EU Baseline uit 2008.

3. Rol van kernenergie in recente toekomstscenario's

Dit hoofdstuk beschrijft kort de toekomstige rol van kernenergie aan de hand van recent gepubliceerde scenario studies. Daarbij worden afzonderlijk Nederland (Paragraaf 3.1), de Europese Unie (Paragraaf 3.2) en de mondiale ontwikkelingen (Paragraaf 3.3) belicht. Onderstaande Tabel 3.1 geeft een overzicht van deze scenario studies. In de diverse scenario studies wordt meestal een bewuste keuze gemaakt in de vorm van een veronderstelde ontwikkeling van kernenergie. Daarbij kan onderscheid worden gemaakt tussen de meer trendmatige referentiescenario's ('baseline', 'business as usual') en scenario's waarbij gericht wordt toegewerkt naar het halen van langetermijn doelstellingen, zoals het behalen van een bepaald percentage aan CO₂-reductie in het zichtjaar vergeleken met het basisjaar 1990. Deze laatste categorie scenario's worden vaak als normatieve scenario's aangeduid. Vooral in de scenario's waarbij naar een CO₂-reductie wordt gestreefd, gaat dit meestal gepaard met een toename van kernenergie. Het Greenpeace Energy Revolution en het Green4Sure scenario's zijn daarin een uitzondering (zie ook FFK 2007 voor details over die studies).

Tabel 3.1 *Overzicht beschouwde scenario studies, EU en mondiaal*

Bron/ Referentie	Zichtjaren	Aantal verschillende scenario's
<i>Mondiaal en Europees</i>		
EC, 2008, 'Trends to 2030' - update 2007	2020 en 2030	1: Baseline, Trendmatig.
Eurelectric, 2009, Power Choices, 2009	2050	1. Baseline; 2. Power Choices (-75% CO ₂ reduction in 2050)
NEA, Nuclear Energy Outlook	2020, 2030, 2050	3: Phase-out; Low + High (tav aandeel nucleair).
IEA, World Energy Outlook 2008	2015 en 2030	3: Baseline plus 2 CO ₂ -reductie scenario's.
IEA, Energy Technology Perspectives	2050	3: Baseline plus 2 CO ₂ -reductie scenario's (ACT en BLUE).
<i>Nederland, binnen Noordwest-Europese context</i>		
Nieuwe referentieramingen ECB/PBL, 2010	2010-2040 (focus op 2020)	2 Beleidsscenario's - SV: Scenario met Vastgesteld beleid - SVV: Scenario met Vastgesteld en Voorgenomen beleid
Actualisatie referentieramingen ECN/PBL, 2009b	2020/2030	2 scenario's, geënt op WLO-GE: UR-GE en UR-GE(h).
WLO, 2006	2040	Vier, waarvan 1 met nieuwe kerncentrales in Nederland (zie ook FFK, 2007).
Green4Sure, 2007	2030	1 scenario, variant op WLO Strong Europe scenario (zie ook FFK, 2007).
TenneT, 2008, Visie2030	2030	Vier toekomstbeelden voor 2030.

3.1 Nederland

Nieuwe ECN/PBL-referentieramingen 2010

ECN en PBL hebben in het najaar van 2009 in opdracht van VROM/EZ nieuwe referentieramingen gemaakt (ECN/PBL, 2010). Die ramingen zullen de basis worden voor een nieuwe beleidsevaluatie van het Schoon & Zuinig-programma. Die evaluatie zal in 2010 plaatsvinden. In de nieuwe ramingen houden ECN en PBL rekening met de effecten van de economische crisis.

Twee belangrijke beleidsvarianten zijn doorgerekend:

- ‘RR2010 V’ Een raming op basis van vastgesteld Nederlands en EU beleid.
- ‘RR2010 VV’ Een raming op basis van vastgesteld Nederlands en EU beleid, plus voorgenomen Nederlands beleid.

De rapportage voor deze nieuwe ramingen zal in 2010 gereed komen. Op de volgende punten verschillen de ramingen in belangrijke mate van de eerdere ramingen uit 2005 en 2009:

- In de jaren 2009 en 2010 een netto economische krimp.
- In de jaren 2011-2020 een gemiddelde economische groei van ca. 1,7% per jaar.

De eerder speciaal voor deze studie ‘Kernenergie & Brandstomix’ gemaakte achtergrondscenario’s SA en SB (zie Hoofdstuk 4) zijn vergeleken met de RR2010 ramingen. Details van deze vergelijking staan in Bijlage 2 weergegeven. De conclusies ten aanzien van de drie kernenergiescenario’s ten aanzien van Betaalbaarheid, Betrouwbaarheid en Milieu-effecten, zijn in die bijlage ook tegen de achtergrond van de nieuwe referentieraming getoetst op hun robuustheid.

ECN/PBL eerdere referentieramingen (2005-2009)

De referentieramingen van ECN en PBL in de afgelopen jaren (ECN/MNP, 2005; ECN/PBL, 2009) gaan uit van het sluiten van de kerncentrale Borssele eind 2033, conform de afspraken die in 2006 in het Borssele Convenant zijn gemaakt. Binnen de context van de gehanteerde veronderstellingen in die ramingen zijn nieuwe kerncentrales niet waarschijnlijk.

In de lange termijn WLO studie, met zichtjaar 2040, was in 1 van de 4 scenario’s een rol voor nieuwe kerncentrales voorzien. Dit betrof het Transatlantic Markets scenario.

TenneT: Visie2030 (2008)

In drie van de vier scenario’s voor 2030, met uitzondering van het Duurzame Transitie scenario, voorziet TenneT 2000 tot 3000 MW aan nieuwe kerncentrales in Nederland. De TenneT scenario’s zijn destijds door ECN beoordeeld (Scheepers et al, 2007b)¹²

Een aantal kengetallen uit de scenariostudies voor Nederland staan samengevat in Hoofdstuk 4. In Hoofdstuk 4 wordt de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag in deze referentieramingen en scenario’s geschetst, en vergeleken met de elektriciteitsvraagprojecties die voor deze studie zijn gebruikt. De toekomstige gemiddelde jaarlijkse groei voor de periode na 2020 loopt in die bestaande scenario’s uiteen tussen de 0% (Greenpeace Energy Revolution scenario uit 2006) tot ca. 1,5% (WLO Global Economy scenario, WLO-GE). Het WLO-GE scenario heeft een gemiddelde economische groei van bijna 3%/jaar. Hieruit blijkt er een gedeeltelijke ontkoppeling is van economische groei en groei in de elektriciteitsvraag.

Andere scenariostudies voor Nederland

De Greenpeace, WLO en Green4Sure scenario’s uit 2006 en 2007 zijn in de Fact Finding Kernenergie 2007 in meer detail omschreven. Die beschrijvingen worden in dit rapport niet herhaald.

ECN voorziet omslag naar export elektriciteit

Nederland is momenteel netto een importeur van elektriciteit. Het saldo lag in de periode 2000-2007 tussen de 16 en ruim 21 TWh. De piek van ruim 21 TWh in 2006 was vooral te wijten aan de hoge aardgasprijzen die import van kolenstroom uit Duitsland extra aantrekkelijk maakte. Een groot deel van de import komt uit landen als Frankrijk en Duitsland. Die twee landen wekken resp. ca. 80 en 25% van hun elektriciteit op met kernenergie. Onder de veronderstelling dat die geïmporteerde stroom aan de gemiddelde brandstofmix van die twee landen voldoet, betekent dit dat Nederland elektriciteit importeert die afkomstig is van kerncentrales in het buitenland.

¹² ‘Invloed van innovatieve technologie op de toekomstige elektriciteitsinfrastructuur’, ECN-E--07-068 (Scheepers et al, 2007b). In de Bijlage A bij dat ECN rapport staan de vier TenneT scenario’s beschreven.

De omvang van elektriciteitsimport wordt bepaald door prijsverschillen van elektriciteit met het buitenland en door de beschikbare capaciteit voor elektriciteitstransport. Vanwege het relatief hoge aandeel van gascentrales in de Nederlandse elektriciteitsproductie en de daardoor structureel hogere elektriciteitsprijzen, is doorgaans sprake van import. Echter, op sommige momenten wordt ook elektriciteit geëxporteerd. In de ramingen en verkenningen die ECN sinds 2007 heeft gemaakt, wordt steevast een omslag naar netto export voorzien, binnen de context van de gemaakte veronderstellingen.¹³

TenneT: Monitoring leveringszekerheid 2008-2024

TenneT schetst in (TenneT, 2009d) de ontwikkeling van opgestelde vermogen voor elektriciteitsproductie tot 2024, op basis van de plannen die producenten hebben aangemeld.

TenneT veronderstelt voor de elektriciteitsvraag steeds een een-op-een relatie van groei elektriciteitsvraag en economische groei. Zowel historie als de langetermijn WLO scenario's laten een geheel andere ontwikkeling zien.

TenneT komt voor het jaar 2016 al tot een opgesteld vermogen van ruim 45 GW (waarvan 5,6 GW aan windenergie), en een elektriciteitsvraag van 127,5 TWh. TenneT stelt dat dit in 2016 een exportpotentieel van bijna 16 GW betekent.

Import van kernenergie uit het buitenland

Op dit moment importeert Nederland elektriciteit uit Frankrijk, Duitsland, België, Noorwegen en Verenigd Koninkrijk. In 2005 bestond de productiemix van Frankrijk en Duitsland uit resp. 80 en 25% elektriciteit uit kerncentrales.

3.2 Europese Unie

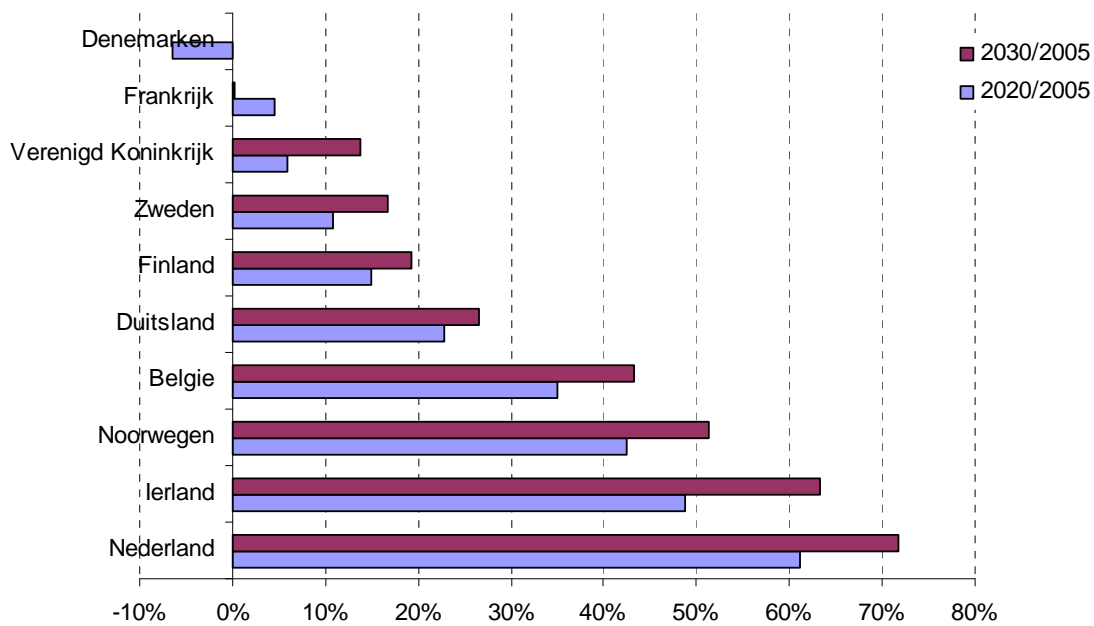
EU Baseline 'Trends to 2030' (2008)

De recentste publiek beschikbare EU Baseline 'Trends to 2030 - Update 2007 (EC, april 2008) geeft een indicatie van de rol van kernenergie in de EU tot 2030.¹⁴

De verwachte productieparken in de andere landen van Noordwest Europa waarmee gerekend wordt in de achtergrondscenario's in Hoofdstuk 4 zijn gebaseerd op dit trendmatige EU scenario. Hieraan is eerder in paragraaf 2.3 aandacht aan besteed. In Bijlage 2 staan voor de EU-27 en Noordwest Europa de ontwikkeling in de productiecapaciteit verder samengevat. Nederland hoort binnen Europa relatief gezien tot de grootste groeiers, zie ook Figuur 3.1. In 2020 is het vermogen ten opzichte van 2005 met meer dan 60% gegroeid. Daarbij wordt voor het jaar 2020 32 GW verondersteld. Ter vergelijking: ECN komt in ECN-E-09-10 tot bijna 38 GW in 2020; TenneT komt in (TenneT, 2009d) op basis van aanmeldingen al tot 45 GW in het jaar 2016.

¹³ In de actualisatie van de actualisatie referentieramingen 2008-2020 is er tot en met 2008 ook sprake van een aanzienlijke netto import. Vanaf 2009 start de omslag naar netto export. In 2011 is die al ruim 7 TWh, om uiteindelijk in 2015 een maximum van ca. 30 TWh te bereiken. Uiteindelijk resulteert rond 2020 een netto exportsaldo van ca. 25 TWh. De omslag wordt vooral veroorzaakt door de extra nieuwbouw in Nederland en verder versterkt door de relatief hoge CO₂ prijs van 35 €/ton CO₂ die in die ramingen (ECN/PBL, 200b) is verondersteld.

¹⁴ In januari 2010 heeft ECN informatie over de nieuwe 'EU Baseline 2009' ontvangen. Die informatie is samengevat in Bijlage 2. Belangrijkste verschil met de (EC, 2008) studie is een lagere economische groei, en daarmee een lagere elektriciteitsvraag. Tevens is het aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie wat hoger. In het nieuwe EU Baseline scenario zijn de effecten van de recente economische crisis en het sinds begin 2008 vastgestelde Europese klimaat- en energiebeleid verwerkt.



Figuur 3.1 *Procentuele groei in het elektriciteitsproductievermogen in Noordwest Europa (gebaseerd op EC, 2008)*

Het aandeel van kernenergie in het totaal opgesteld productievermogen in de EU-27 is momenteel bijna 20%. In de trendmatige ontwikkeling loopt dit terug naar 13 en 11% in resp. 2020 en 2030. Dit is een teruggang van 127 Gigawatt in 2005 naar 97 Gigawatt in 2030.

Het aandeel van kernenergie in de totale elektriciteitsproductie ligt hoger. Voor de EU-27 is het aandeel nu ca. 30%. In de trendmatige ontwikkeling loopt dit in 2020 en 2030 terug naar iets meer dan 20%, zie Figuur 3.3.

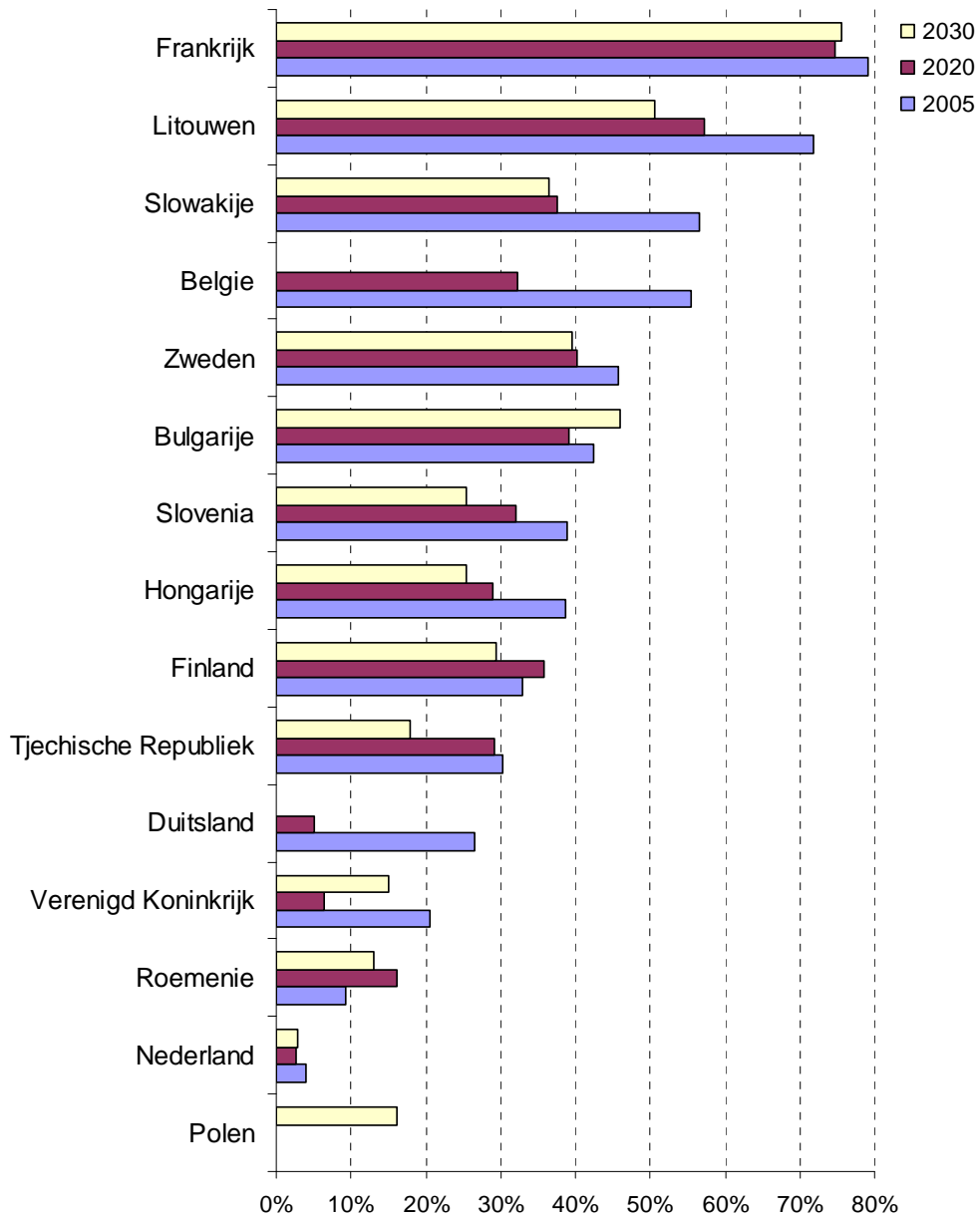
De belangrijkste reden van het teruglopen is dat in landen als Duitsland en België er politiek besloten is tot uitfasering van kernenergie. Inmiddels is in het najaar van 2009 bekend geworden dat zowel de nieuwe Duitse regeringscoalitie en het Belgische kabinet de uitfasering van kerncentrales zullen uitstellen. In Duitsland zal levensduurverlenging van de bestaande kerncentrales nader worden onderzocht. Wel wijst de CDU/CSU/FDP coalitie de bouw van nieuwe kerncentrales af (CDU/CSU/FDP, 2009).

Tabel 3.2 *Opgesteld kernenergievermogen binnen EU-27 en trendmatige ontwikkeling tot 2030 (in GW)*

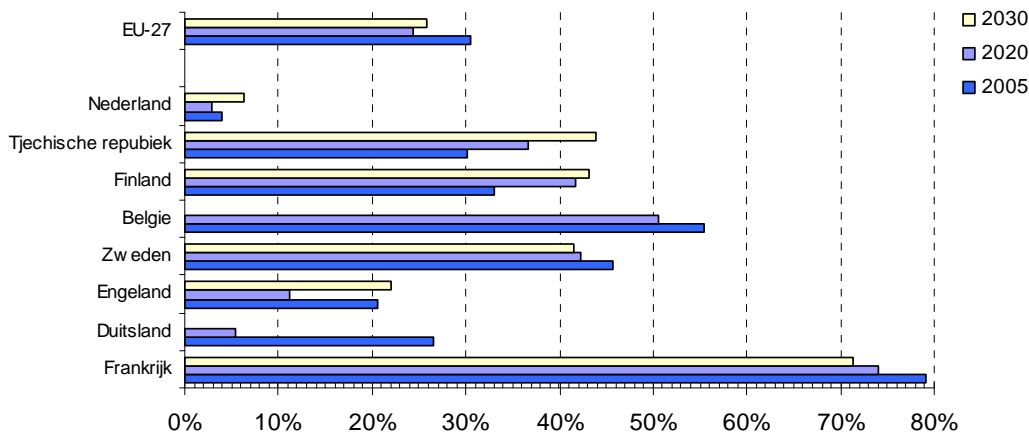
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Opmerkingen n.a.v. recente ontwikkelingen
Frankrijk	62,6	62,8	64,6	64,7	55,3	55,4	Groei tot 2020, daarna wat afbouw
Duitsland	20,7	15,6	12,2	4,1	0,0	0,0	Uitfasering uitgesteld door nieuwe CDU/CSU/FDP regeringscoalitie
Verenigd Koninkrijk	11,8	10,7	9,3	4,4	5,6	8,7	
Zweden	9,6	9,0	9,4	9,4	9,4	9,4	Geen uitfasering meer, zelfs plannen voor nieuwe kerncentrales
Slovenia	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7		
België	5,8	5,9	5,3	4,1	1,2	0,0	Uitfasering inmiddels uitgesteld
Tjechische Republiek	3,5	3,5	3,5	3,5	4,1	2,6	
Finland	2,7	2,7	4,2	4,2	4,2	3,7	
Bulgarije	2,7	1,9	1,9	2,9	3,8	3,8	
Slowakije	2,4	1,7	2,0	2,1	2,4	2,5	
Hongarije	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Litouwen	1,2	0,0	0,0	1,5	1,5	1,5	
Slovenia	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
Roemenie	0,7	1,3	1,3	1,7	1,8	1,8	
Nederland	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
Polen	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	4,4	Polen wil inmiddels al in 2020 de eerste kerncentrale in bedrijf hebben
EU-27, totaal in GW (netto)	126,6	118,1	116,7	105,7	94,5	96,8	

De overige EU-27 lidstaten hebben geen kernenergie. Dit zijn de landen Cyprus, Denemarken, Estland, Griekenland, Ierland, Italië, Letland, Luxemburg, Malta, Oostenrijk en Portugal.

Bron: EC, 2008.



Figuur 3.2 *Ontwikkeling procentuele aandeel kernenergie in totaal opgesteld vermogen elektriciteit, 2005 tot 2030, EU-27 lidstaten met kernenergie in de (toekomstige) brandstofmix, volgens (EC, 2008)*



Figuur 3.3 *Ontwikkeling procentuele aandeel kernenergie in totale elektriciteitsproductie, 2005 tot 2030, EU-27, en lidstaten Noordwest Europa, volgens (EC, 2008)*

Nieuwe EU baseline 2009

Eind 2009 is door DG TREN/NTUA een nieuw baseline scenario voor de EU-27 en de lidstaten gemaakt. Deze resultaten zijn voor ECN begin 2010 beschikbaar gekomen. In die baseline zijn de effecten van de economische crisis en het meest recente vastgestelde EU beleid verwerkt. Het scenario komt daarom ten opzichte van de vorige ‘Trends to 2030 - update 2007’ baseline (EC, 2008) uit op:

- Een lagere elektriciteitsvraag in de periode 2010-2030.
- Een groter aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie.

In tegenstelling tot de nieuwe ECN/PBL referentieraming (ECN/PBL, 2010) houdt de nieuwste Europese baseline nog geen rekening met het uitstellen van de uitfasering van kernenergie in Duitsland en België. De veronderstelde economische groei komt wel goed overeen met deze laatste ECN/PBL ramingen.

Samenvattend blijkt dat de trend in economische groei en elektriciteitsvraag in de nieuwe EU Baseline 2009 tendeert naar het achtergrondscenario dat ECN in het scenario SB en de nieuwe referentieramingen SV en SVV (ECN/PBL, 2010) heeft verondersteld of heeft geraamd.

In 2030 is het aandeel hernieuwbaar in de EU-27 mix gegroeid tot 32%. In 2005 was dit nog 14%. Het aandeel kernenergie daalt van 30% tot 26%, maar neemt in absolute zin toe met ca. 80 TWh (van ca. 940 TWh in 2005 naar 1020 TWh in 2030). Het fossiele aandeel daalt van 55% naar 42%. Vanaf 2020 wordt er CO₂ afgevangen. Dit beeld ten aanzien van CCS komt dus overeen met het SB achtergrondscenario (zie Hoofdstuk 4). De totale hoeveelheid afgevangen CO₂ loopt van 36 Mton in 2020 op tot 272 Mton CO₂ in 2030.

De totale CO₂-emissies van de EU-27 elektriciteitsproductie bedragen in 2005 naar schatting 1600 Mton CO₂. In 2020 en 2030 is dit gedaald tot respectievelijk ca. 1506 en 1335 Mton.

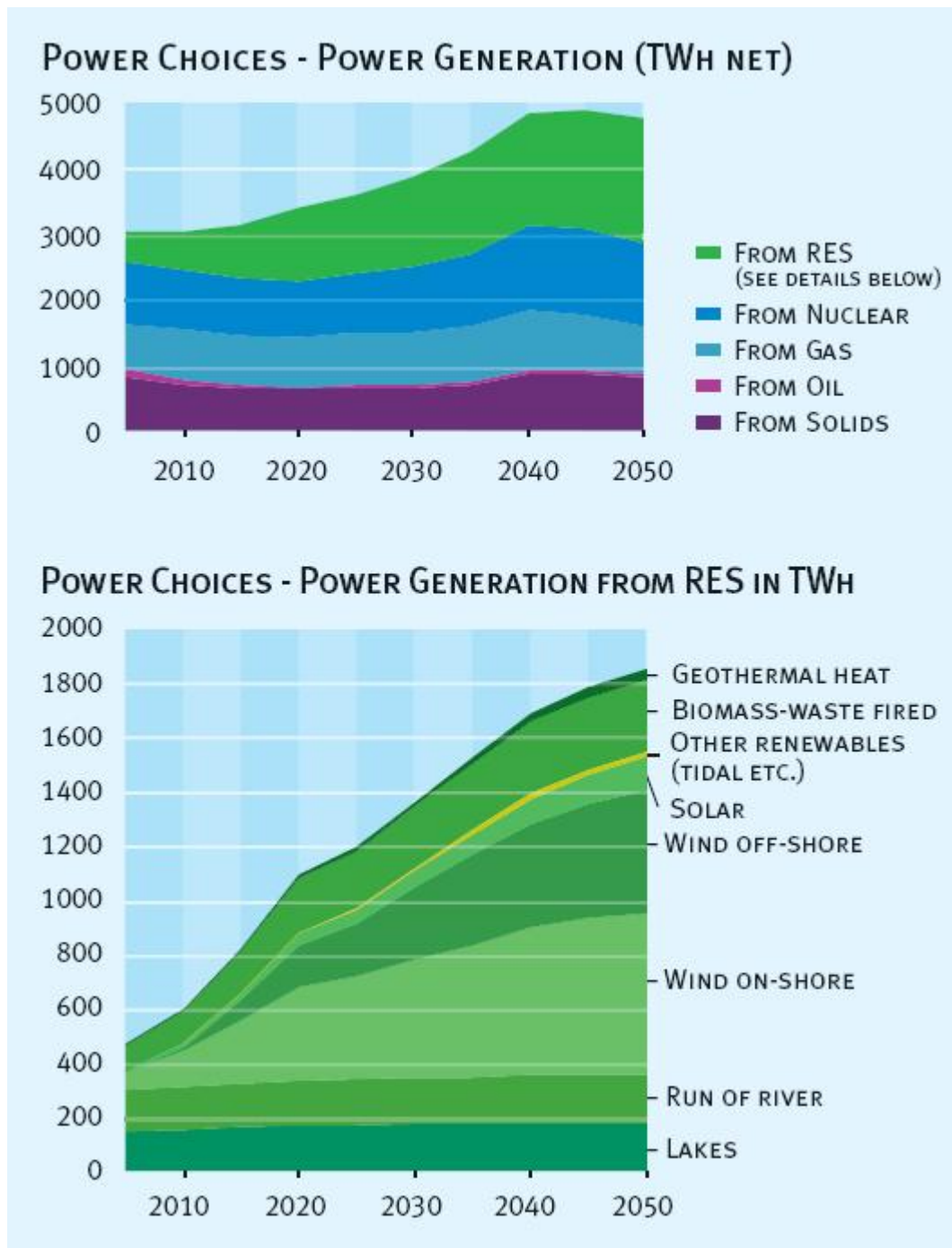
Nieuwe Eurelectric scenario studie voor het jaar 2050

Eurelectric heeft eind 2009 een behalve een ‘Baseline’ een ‘Power Choices’ scenariobeeld voor het jaar 2050 geschetst. Het scenario is een normatief scenario waarin voor het jaar 2050 is toegerekend naar een elektriciteitsvoorziening die zo goed als CO₂ arm is. In het scenario dalen de emissies tot 128 Mton CO₂. Dat komt overeen met een gemiddelde emissiefactor van 22 gram/kWh. In 2005 was dit gemiddelde nog gelijk aan 360 gram/kWh. In het beeld wordt elektriciteit voor de transportsector een belangrijke energiedrager. Vanaf 2025 wordt CCS verondersteld commercieel en concurrerend te zijn. De resulterende brandstofmix is weergegeven in Tabel

3.3. De totale bruto productie in 2050 is ca. 4750 TWh. Dit ligt ruim 550 TWh, zo'n 14 % hoger dan de elektriciteitsproductie in het jaar 2030 uit het meest recente EU Baseline scenario (EC, 2010). Dat komt voor voor het jaar 2030 op bijna 4200 TWh uit. De ontwikkeling van de brandstofmix tot en met 2050 staat weergegeven in Figuur 3.4.

Tabel 3.3 *Brandstofmix volgens EU 2009 Baseline en Eurelectric 'Power Choices' in 2050*

Brandstofmix mix, EU-27	EU Baseline 2009, Relatieve aandelen in elektrici- teitsproductiemix				Eurelectric, 2050			
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	Aan- deel	In TWh
Hernieuwbaar	14%	19%	23%	26%	29%	32%	38%	1800
(waarvan windenergie)	2%	5%	8%	11%	13%	15%	(56%)	1008
Nucleair	30%	28%	26%	24%	25%	26%	27%	1300
Fossiel, totaal	55%	53%	51%	50%	46%	42%	35%	1645
Waarvan kolen	30%	27%	26%	25%	23%	22%		
Aardgas	20%	23%	22%	22%	21%	18%		
Overige gassen	1%	1%	1%	1%	1%	1%		
Olie	4%	2%	2%	2%	2%	1%		
Totaal, in TWh (netto productie)	3077	3152	3390	3615	3801	3941		4745
Fossiel met CCS							30%	1414
Overige fossiel							5%	231
CO ₂ -emissies van elektriciteitsproductie	1600	1644	1500	1506	1473	1335		
Afgevangen CO ₂ , in Mton CO ₂	-	-	-	36	113	272		



Figuur 3.4 *Eurelectric Power Choices, brandstofmix elektriciteitsproductie voor EU, in jaar 2050 (boven: totale mix; onder: onderverdeling hernieuwbare bronnen (Bron: Eurelectric, 2009)*

3.3 Mondiaal

Eind 2007 was er wereldwijd 372 GW aan kernenergievermogen opgesteld, gelijk aan 15% van de mondiale totale productiecapaciteit (IEA, 2008). Tabel 3.4 geeft voor een aantal mondiale scenario's aan hoe het kernenergievermogen zich zou kunnen ontwikkelen. In de normatieve scenario's die inzetten op forse reducties in CO₂-emissies, wordt een groei van het kernenergievermogen voorzien.

Tabel 3.4 *Rol kernenergie in mondiale scenariostudies tot 2050, 2007=372 GW*

Studie	Scenario	2030	Groei 2007-2030		2050	Groei 2007-2050	
		[GW]	[GW]	[%]	[GW]	[GW]	[%]
ETP 2008	Baseline scenario				1250	878	236
	BLUE en ACT scenario				2000	1628	438
WEO 2008	Reference scenario	464	92	25			
	550 Policy scenario	560	188	50			
	450 Policy scenario	703	331	89			
NEA 2008	Phase-out scenario	75	-297	-80	0	-372	-100
	Low scenario	404	32	9	576	204	55
	High scenario	619	247	66	1418	1046	281

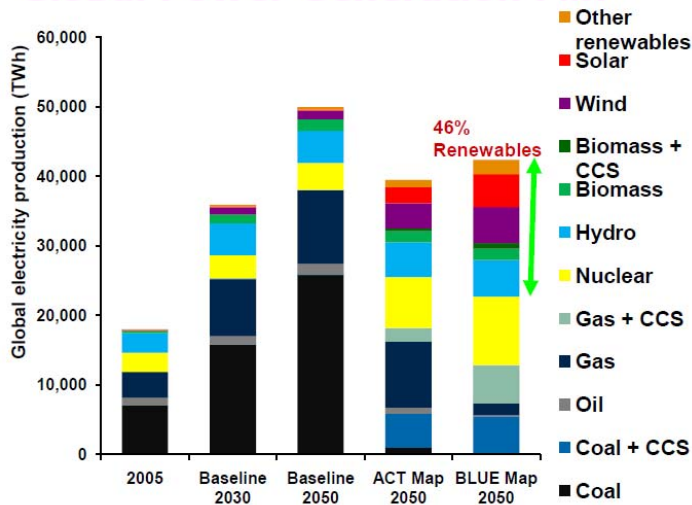
Uitgelicht: IEA Energy Technology Perspectives

Het IEA heeft in 2008 het Energy Technologies Perspectives (ETP) rapport gepubliceerd. In dat rapport staan een drietal emissiescenario's tot 2050, te weten een Baseline scenario en twee CO₂-emissiereductiescenario's. Het Baseline scenario, waarin geen wijziging van beleid is verondersteld, leidt in 2050 tot een toename van de CO₂-uitstoot met ruim 130% ten opzichte van 2005. Het meest verstrekkende reductiescenario ('BLUE') leidt tot een halvering van de emissie van CO₂ in 2050 ten opzichte van de emissie in 2005. Bij het BLUE scenario is 29.000 miljard euro nodig aan extra investeringen ten opzichte van het referentiescenario. Dit komt overeen met een verlaging van 1,1% van het mondiale Bruto Binnenlands Product (BBP) op die termijn, ten opzichte van het referentiescenario. Volgens het IEA moeten alle landen jaarlijks 1% van hun BBP aan nieuwe technologieën besteden om de halvering van de uitstoot van CO₂ te realiseren. De investeringen zouden zich onder andere moeten richten op een fors aandeel (meer dan 40%) energiebesparende technologie, de bouw van 17.500 windparken, CO₂-afvang bij zowel de industrie als bij elektriciteitsproductie en de bouw van 32 kerncentrales per jaar. De kosten voor de laatste 5 miljard ton om in 2050 tot een emissiereductie van 50 miljard ton CO₂ per jaar te komen, worden geschat op meer dan 200 dollar per vermeden ton CO₂.

In de ETP studie wordt geconcludeerd dat voor een mondiale reductie van 50% in 2050 alle beschikbare opties (energiebesparing, hernieuwbaar, schoon fossiel en kernenergie) nodig zijn, en dat er in vergelijking met historische gegevens enorm dient te worden geïnvesteerd in nieuwe capaciteit (zie Figuur 3.6).

De CO₂-reductiekosten van technologieën nodig in het BLUE scenario staan weergegeven in Figuur 3.7.

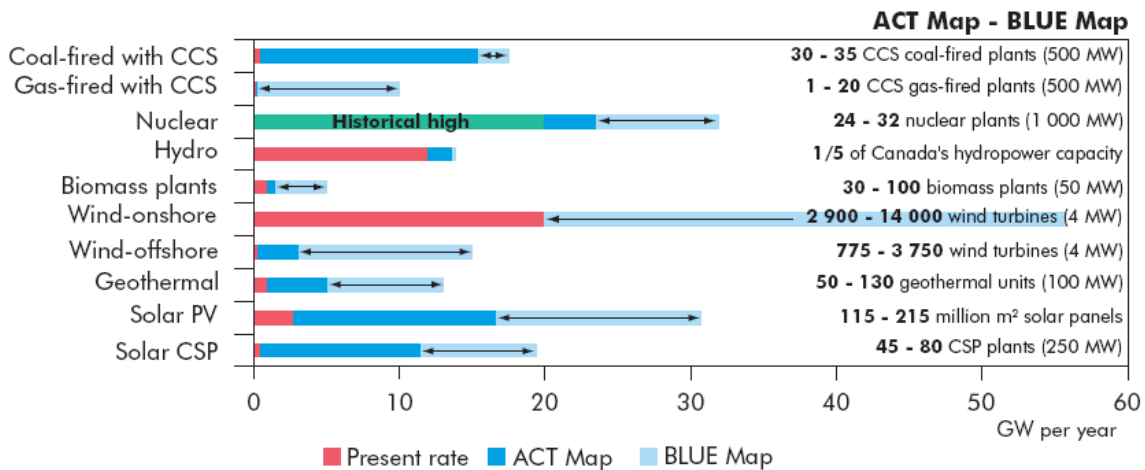
Global Power Generation Mix



In support of the G8 Plan of Action

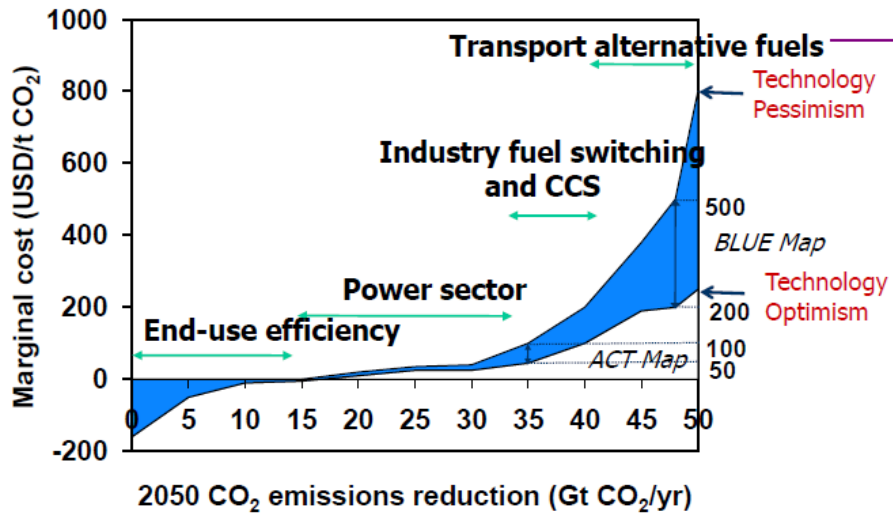
© OECD/IEA - 2008

Figuur 3.5 IEA ETP uitkomst 2050 voor de mondiale elektriciteitsvoorziening in een Baseline scenario en 2 CO₂-reductiescenario's (ACT en BLUE) voor 2050



Figuur 3.6 Benodigde jaarlijkse mondiale investeringen in nieuw vermogen tot 2050 in twee CO₂-reductiescenario's, volgens IEA ETP studie. Alle technologieën zijn nodig om de reducties te kunnen halen

Cost of Emissions Reductions



To bring emissions back to current levels by 2050 options with a cost up to USD 50/t are needed. Reducing emissions by 50% would require options with a cost up to USD 200/t, possibly even up to USD 500/t CO₂

In support of the G8 Plan of Action

© OECD/IEA - 2008

Figuur 3.7 CO₂-reductiekosten in 2050, in BLUE scenario van IEA ETP studie

4. SA en SB achtergrondscenario's

Om de effecten van nieuwe kerncentrales in Nederland te schetsen ten aanzien van de thema's Betaalbaarheid, Betrouwbaarheid en Milieueffecten ('Schoon'), heeft ECN twee nieuwe achtergrondscenario's gemaakt, SA en SB. Deze schetsen de ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, als onderdeel van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt, tot het zichtjaar 2040. De uitgangspunten van de twee achtergrondscenario's zijn in overleg met de EZ/VROM begeleidingscommissie vastgesteld. De ontwikkelingen tot 2040 zijn uiteraard onzeker. De achtergrondscenario's geven zicht op de belangrijkste onzekerheden.

In deze achtergrondscenario's zit geen extra kernenergie en ze zijn daarmee uitwerkingen van het 1a kernenergiescenario 'Geen nieuwe kerncentrales in Nederland'. De achtergrondscenario's worden in de volgende hoofdstukken gebruikt om de impact van de drie kernenergiescenario's 1b, 2 en 3 te analyseren.

Paragraaf 4.1 vat de belangrijkste veronderstellingen van de achtergrondscenario's samen. Paragraaf 4.2 beschrijft welke grootheden voor de twee achtergrondscenario's worden uitgerekend. Die kwantitatieve grootheden zijn nodig om in de volgende hoofdstukken de effecten van de drie kernenergiescenario's te bepalen. De ontwikkelingen tot 2040, dertig jaar in de toekomst, zijn inherent al zeer onzeker. Die onzekerheden zijn op de termijn tot 2060 nog groter. Daarom wordt in paragraaf 4.3 slechts indicatief en niet kwantitatief een doorkijk na 2040 gegeven.

4.1 Veronderstellingen

In zowel SA als SB wordt uitgegaan van eenzelfde economische ontwikkeling met een gemiddelde groei in het BBP van 2% per jaar tot het jaar 2040. Deze groei ligt daarmee lager dan in het WLO Global Economy (GE) scenario dat, met een gemiddelde groei van ca. 2,75% per jaar tot 2040, vanaf 2005 als 'het' referentiescenario voor het Nederlandse energie- en klimaatbeleid is gehanteerd. Ook de brandstofprijzen zijn identiek in SA en SB; ze zijn gebaseerd op het UR-GE-scenario. In beide achtergrondscenario's wordt geen rekening gehouden met eventueel verminderde beleidsinzet - door Nederland of de EU - voor CO₂-reductie, energiebesparing en duurzame energie. Een dergelijke mindere beleidsinzet leidt tot een andere ontwikkeling in de productiecapaciteit en een andere - hogere - elektriciteitsvraag. Zo'n ontwikkeling is verder niet geanalyseerd in deze studie. Wel kan worden geconcludeerd dat in dat geval er meer ruimte is voor nieuwbouw na 2015, en er dus meer mogelijkheden zijn voor nieuwe centrales, waaronder mogelijk kerncentrales.

SA

Het eerste beeld 'SA' schetst een trendmatige ontwikkeling op basis van vastgesteld kabinetsbeleid en beleidsinstrumenten in Nederland en het beleidsinstrumentarium van de Europese Unie. De ontwikkeling van de elektriciteitsproductiecapaciteit tot en met 2015 is gebaseerd op de recente actualisatie van de referentierammingen Energie en Emissies 2008-2020 (ECN/PBL, ECN-E-09-010). Voor de buurlanden binnen is uitgegaan van het 'Trends to 2030' scenario van de Europese Commissie (EC, 2008). De elektriciteitsvraagontwikkeling voor Nederland is gebaseerd op het WLO Strong Europe scenario. Dat scenario ging namelijk ook uit van een economische groei van gemiddeld zo'n 2% per jaar.

SB

Het tweede beeld 'SB' schetst een normatieve en exogeen bepaalde ontwikkeling waarin wordt uitgegaan van een grotere beleidsinspanning ten opzichte van het SA scenario. De veronderstelde beleidsinspanning richt zich op:

- een hoger energiebesparingstempo,

- een grotere inzet van hernieuwbare elektriciteitsproductie,
- grootschalig afvangen van CO₂ bij kolencentrales na 2025, en
- een toenemende elektrificatie van de energievoorziening door een groei in het vervoer met elektrische auto's.

De elektriciteitsvraagontwikkeling voor Nederland is gebaseerd op het Green4Sure scenario (in 2007 door milieu- en vakbeweging opgesteld) met daarbij opgeteld de extra vraag van elektrische auto's.

In beide scenario's is een beperkte groei in de interconnectieverbindingen met buurlanden verondersteld. Op de termijn is een nog grotere groei in deze interconnectie denkbaar (zie ook TenneT, 2009). Deze nog grotere groei biedt op de lange termijn meer ruimte voor export of import van elektriciteit.

De belangrijkste veronderstellingen van de SA en SB achtergrondscenario's zijn samengevat in Tabel 4.1.

Tabel 4.1 *Samenvatting veronderstellingen scenario's voor elektriciteitsvraag en prijzen*

Aspect	Trendmatig 'Vastgesteld beleid' SA	Normatief 'Beleidsintensieve variant' SB
<i>Economie en vraag</i>		
Gemiddelde jaarlijkse groei Bruto Binnenlands Product (BBP), periode 2009-2040	2020-2040: ca. 2%/jaar (a la WLO Strong Europe)	Idem als in SA
Finale elektriciteitsvraag [TWh]	2007: ca. 118 2020: 140 ¹⁵ 2040: 149	2020: 120 2040: 128
<i>Brandstof- en CO₂-prijzen</i>		
CO ₂ -prijs ¹⁶	20 €/ton tot 2020 Daarna oplopend tot 50 €/ton in 2040	20 €/ton CO ₂ tot 2020 Daarna oplopend tot 100 €/ton in 2040
Aardgasprijs [€/GJ]		Conform UR-GE ¹⁷ ca. 7 €/GJ
Kolenprijs [€/GJ]		Conform UR-GE, ca. 2,3 €/GJ
Olieprijs [\$/vat]		Conform UR-GE, ca. 70 \$/vat
<i>Beleid</i>		
Beleid, <i>algemeen</i>	EU plus Schoon & Zuinig	'Past' bij het voorgenomen en aanvullende beleid en na 2020 bij een mondiaal klimaatbeleid
Beleid <i>hernieuwbare energie</i>	SDE, aannames actualisatie referentieraming 2008-2020	Beleid dat 'past' bij deze normatieve variant: - Financiering SDE via opslag elektriciteitsprijs, kan leiden tot 35% hernieuwbare elektriciteit in 2020 (zie mix ECN-E-09-022) - 'Stopcontact op zee'

Noten bij tabel: € zijn €₂₀₀₈ en \$ zijn USD2008.

¹⁵ In verband met de opmerking van TenneT op de eerste opzet voor het SA scenario, dat de geprojecteerde elektriciteitsvraag te laag zou zijn, gezien de toenemende elektrificatie, is besloten op de elektriciteitsvraag op een wat hoger niveau te zetten. In feite betekent dit dat in de projectie tot 2020 minder rekening wordt gehouden met de mogelijke effecten van de economische crisis. Wel resulteert een substantieel lagere elektriciteitsvraag dan in de recentste actualisatie van de referentieramingen (UR-GE, zie (ECN/PBL, 2009b), ECN-E-0-010, met 156 TWh in 2020).

¹⁶ De CO₂ prijs die ECN/PBL in de nieuwe raming tot 2020 hanteren, is 20 €/ton CO₂ in de periode 2013-2020. De verdere stijging tot 50 (SA) of tot 100 (SB) in het zichtjaar 2040, zijn aannames in de voorliggende studie 'kern-energie & brandstofmix'.

¹⁷ De brandstofprijzen voor het UR-GE scenario zijn gebaseerd op het EU Baseline scenario 'Trends to 2030' (EC, 2008). De aardgasprijs is hierin nog gekoppeld aan de olieprijs. Voor hogere brandstofprijzen, zoals bijvoorbeeld gehanteerd in de WEO 2008 (IEA, 2008b) en in de UR-GE(h) raming, is een aparte gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Dit heeft vooral gevolgen voor de berekende elektriciteitsprijs voor de groothandelsmarkt, het exportsaldo en CO₂ emissies. De WEO 2008 baseline projectie gaat uit van een olieprijs van ca. 120\$/vat.

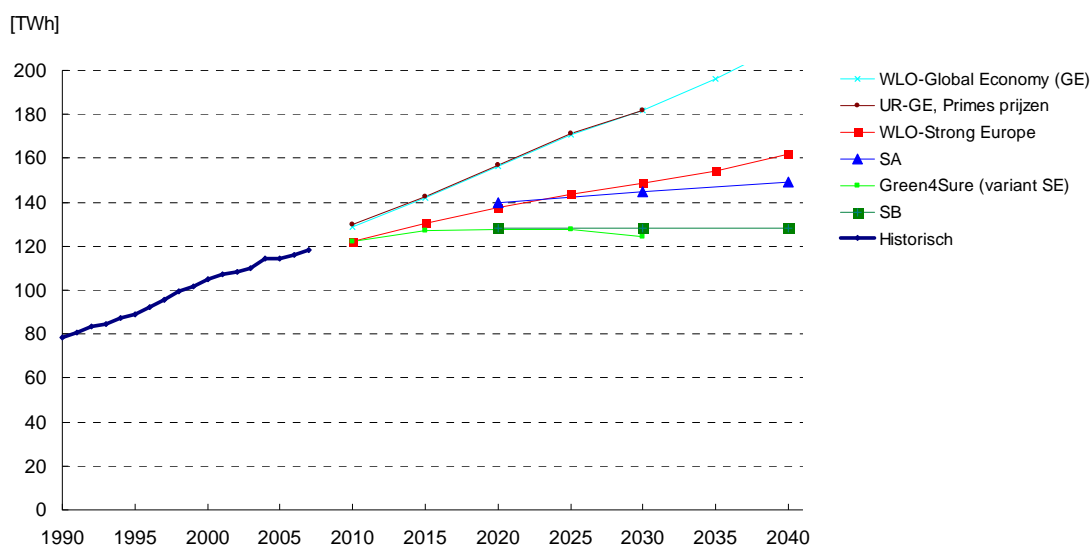
Tabel 4.2 *Invulling hernieuwbare en andere opwekkingstechnologie*

Invulling technologie Opwekking	Trendmatig 'Vastgesteld beleid' SA	Normatief 'Beleidsintensieve variant' SB
<i>Hernieuwbare elektriciteit</i>		
- Windenergie op land	3700 MW ¹⁸ in 2020 4000 MW in 2040	6000 MW in 2020
- Windenergie op zee	2600 MW in 2020 6000 MW in 2030 9000 MW in 2040	6000 MW in 2020 15000 MW in 2040 ¹⁹
Biomassa		In 2020 biomassameestook in- dien nodig voor halen 35% in 2020
- Meestook	- Niet	Na 2020: Tot 30% meestook (energiebasis) in nieuwe kolen- centrales, indien rendabel
- Stand-alone	- Onder SDE, kleinschalig	
Zon-PV	2020: 124 MWp (UR-GE raming)	2020: 700 MWp 2040: 2000 MWp (850 vollasturen)
<i>Elektriciteitsopslag</i>		
- Grootschalig	- Niet	- Niet
- Kleinschalig via elektrische au- to's	- Niet	- Via 35% elektrische auto's in 2040
<i>Kernenergie</i>	Huidige Kernenergiewet Kernenergie Borssele einde 2033 (=1a Kernenergiescenario) dicht (Conform Borssele Conve- nant) Geen nieuwe kerncentrales in Nederland (=1a Kernenergiescenario)	Idem
<i>Elektrificatie</i>	Geen noemenswaardige rol	35% aandeel elektrische auto's in 2040
Elektrisch vervoer auto's	elektrische voertuigen	
<i>CO₂-afvang en opslag (CCS)</i>	1 demo in Nederland tot 2020, met steun EERP (Europees Eco- nomisch Herstelplan) en Neder- land overheid, duur 2015-2025 (Rotterdam of Eemshaven) ²⁰	CCS bij nieuwe kolencentrales (retrofit op nieuwe kolencentra- les die in periode 2012-2020 in- bedrijf komen), 75% afvang, evt. in combinatie met biomassa meestook

¹⁸ Conform UR-GE (Update Raming - Global Economy) actualisatie referentieraming ECN-E-09-010/ECN-E-09-022.

¹⁹ Ter vergelijking: PDE, 2007 voorziet voor het jaar 2050 20000 MW wind op zee voor Nederland.

²⁰ E.ON Benelux en Electrabel, Groep GDF SUEZ zetten samen een demonstratieproject op voor het grootschalig afvangen, transporteren en opslaan van CO₂ (Electrabel, 2009). Hiertoe dienden ze in juli 2007 een projectvoorstel in bij het European Economy Recovery Programm (EERP). Dat Europese economisch herstelplan financiert diverse complexe Europese projecten om innovatie en de economie te stimuleren. Ook de Nederlandse overheid heeft eind juni te kennen gegeven, CCS-projecten te willen ondersteunen; dit demonstratieproject werd ook bij de Nederlandse overheid ingediend voor subsidies. Het CO₂- demonstratieproject richt zich op het afvangen van jaarlijks 1,1 miljoen ton CO₂ bij de nieuwe kolencentrale van E.ON op de Maasvlakte in Rotterdam. En het transporteren en het permanent en veilig opslaan van CO₂ in gasvelden op de Noordzee, circa 20 kilometer uit de kust. Voor deze laatste stap is samenwerking bereikt met Taqa. De aan te leggen pijpleiding is circa 25 kilometer lang en heeft een capaciteit van 5 miljoen ton CO₂ per jaar. Het project moet eind 2015 operationeel zijn.



Figuur 4.1 *Elektriciteitsvraag in SA en SB, en vergelijking met eerdere scenario's voor Nederland*

4.2 Elektriciteitsmarktprijzen, brandstofinzet en emissies

Op basis van de veronderstellingen uit de vorige paragrafen en de daarbij behorende investeringen in nieuwe capaciteit (fossiel en hernieuwbaar) en het amoveren van oude capaciteit, zijn berekeningen gemaakt voor:

- De *groothandelsmarktprijs voor in Nederland geproduceerde elektriciteit*.
- De *omvang van de productie in Nederland en de omvang van het import- of exportsaldo voor elektriciteit*.
- De inzet van de centrales uitmondend in de *brandstofinzet naar kolen, aardgas, biomassa en aandeel intermitterende hernieuwbare productie* (vooral wind, in veel mindere mate PV).
- Afgeleid uit de brandstofinzet:
 - *CO₂-emissies* (fysieke, dus niet de boekhoudkundige) voor Nederland.
 - *Overige emissies* die te maken hebben met luchtkwaliteit: NO_x SO₂ en fijn stof.

Deze berekeningen zijn grotendeels gemaakt met het POWERS²¹ elektriciteitsmarktmodel, en voor CO₂-emissies en luchtkwaliteit emissies zijn aanvullende berekeningen gemaakt.

In SB liggen de groothandelsprijzen hoger dan in SA, vooral door de hogere CO₂-prijzen (zie ook Paragraaf 5.2). In beide achtergrondscenario's zal Nederland netto exporteur van elektriciteit worden. Dit is in overeenstemming met de resultaten uit de laatste actualisatie van de referentieramingen. Bij de lage elektriciteitsvraag en het hoge aandeel windvermogen in SB zal de inpassing niet eenvoudig zijn en zullen de elektriciteitsprijzen tijdens dalperiodes bij harde wind erg laag kunnen worden. Aangenomen is dat door versterkte internationale verbindingen, vraag-

²¹ Het POWERS simulatiemodel wordt sinds 2004 gebruikt in het kader van de ECN referentieramingen, lange termijn scenario's (WLO) en specifieke analyses die deze ramingen of scenariostudies als uitgangspunt hebben. Voorbeelden hiervan zijn de maatschappelijke kosten-baten analyse Windenergie op de Noordzee (Verrips et al., 2005, CPB/ECN) en de studie over de voortzetting van de exploitatie van de Kerncentrale Borssele (Seebregts et al., 2005, ECN/NRG). POWERS is een dynamisch elektriciteitsmarktmodel voor de gehele periode 2000-2040, waarin elektriciteitsmarktprijzen (groothandel), brandstofinzet ('dispatch'), en uitwisseling met het buitenland (import en export) worden bepaald op basis van wisselende vraag over het jaar (superpiek, piek, off-peak, op weekbasis) en aannames over brandstof- en CO₂ prijzen. Interactie met de buurlanden Duitsland, Frankrijk, België, Noorwegen en Verenigd Koninkrijk wordt ook gemodelleerd.

respons, decentrale opslag in auto-accu's en grotere flexibiliteit van het overige productievermogen het probleem hanteerbaar blijft.

De impact van de kernenergiescenario's in SA en SB

In de huidige Nederlandse elektriciteitsvoorziening wordt een kerncentrale dankzij zijn zeer lage variabele kosten vrijwel altijd ingezet als basislasteenheid. Een nieuwe kerncentrale zal door de exploitant waarschijnlijk ook als een basislasteenheid in de markt worden gepositioneerd. Echter, (een gedeeltelijke) inzet voor regelvermogen is economisch denkbaar. De lage variabele kosten bieden de exploitant de mogelijkheid tot langdurige overeenkomsten voor productie tegen een concurrerend tarief. Dit is wenselijk om de relatief hoge investering terug te verdienen. Hoewel nieuwere typen kerncentrales flexibeler en beter regelbaar zijn dan de bestaande kerncentrales, blijft een hoog aantal vollasturen bedrijfseconomisch gezien belangrijk. Een nieuwe kerncentrale zal naar verwachting daarom vooral concurreren met andere eenheden met lage variabele kosten die niet per se in de categorie 'must-run' vallen, zoals (nieuwe) kolencentrales.

De vaste veronderstelling is daarom dat een producent bij een investering in een nieuwe kerncentrale in elk van de kernenergiescenario's een investering in een nieuwe kolencentrale in de scenario's zonder extra kernenergie niet meer doet. Een nieuwe kerncentrale van X MW vervangt dus een nieuwe kolencentrale van eenzelfde omvang van X MW ten opzichte van het 1a scenario.

Deze vervanging heeft verschuivingen tot gevolg in de *merit order*, of inzetvolgorde, en dus de operationele inzet van centrales. De lagere variabele kosten van een kerncentrale in vergelijking met de variabele kosten van een kolencentrale kunnen leiden tot verschuiving van inzetvolgorde (merit-order) en de marktprijs die tot stand komt. Deze verschuivingen hebben dus niet alleen gevolgen voor de koleninzet, maar kunnen ook leiden tot verschuivingen in de aardgasinzet en in de inzet van hernieuwbare energie hebben, en gevolgen hebben voor de omvang van de export van elektriciteit.

Naast de bovengenoemde veronderstelling zijn in een aantal gevoeligheidsanalyses ook andere situaties onderzocht:

- Een nieuwe kerncentrale in plaats van een nieuwe gascentrale.
- Een nieuwe kerncentrale als extra capaciteit, dus niet in plaats van een andere nieuwe centrale.

In deze beide gevallen zijn er grotere verschuivingen in de merit order dan in de situatie dat een nieuwe kerncentrale in de plaats van een nieuwe kolencentrale zou komen.

Een belangrijke vraag vooraf is, of er in elk van de drie kernenergiescenario's voldoende (nieuwe) fossiele productiecapaciteit is die kan worden vervangen door nieuwe kerncentrales?

In SA is er voldoende nieuw fossiel vermogen na 2015 dat zou kunnen worden vervangen door een vergelijkbare hoeveelheid kernenergievermogen. Tot aan 5000 MW nieuwe kerncentrales (kernenergiescenario 3, met in 2040 een omvang op dit hoogst veronderstelde niveau) zit in dat achtergrondscenrio geen beperking.

In SB is de situatie anders:

- In dit achtergrondscenario is er amper nieuwe conventionele (fossiele) capaciteit na 2015 nodig gezien de groei van windenergie, en de 'stabilisatie' in de Nederlandse elektriciteitsvraag tot bijna 130 TWh in 2040. De nieuwbouw aan kolen- en gascentrales die in de jaren 2009-2015 is verondersteld (ca. 10 GW) is gezien de technische levensduur voldoende om tot 2040 te kunnen blijven produceren. Wel zullen de kolencentrales omschakelen naar CCS. Zonder CCS worden de variabele kosten van deze kolencentrales hoger dan de gemiddelde elektriciteitsmarktprijs in SB.
- Zowel kolen uitgerust met CCS als de omvang van het extra windenergievermogen heeft een 'verlagend effect' op de marginale kostencurve. Gascentrales worden qua variabele kosten

ongunstig en zullen enkel als (super)piek en flexibele balanceeroptie worden ingezet. (Zie ook Figuur 5.3, Elektriciteitsprijzen groothandelsmarkt en variabele kosten).

- De variabele productiekosten van kolen met CCS zijn lager zijn dan die van kolen zonder CCS. Kolen met CCS heeft wat hogere brandstofkosten dan kolen zonder CCS, maar de CO₂-kosten zijn lager, vooral bij hogere CO₂-prijzen. Kolen met CCS stoot nog steeds maar veel minder CO₂ uit. Daarnaast moet voor de afgevangen CO₂ nog een tarief worden betaald voor transport en opslag van CO₂ (zie ook paragraaf 5.2 en Figuur 5.3).
- Nieuwe kerncentrales kunnen in SB alleen dan een plek krijgen, indien bestaand fossiel eerder dan de technische of zelfs eerder dan de economische levensduur wordt uitgefaseerd. Dat geldt mogelijk zelfs al voor de nieuwe kolencentrales die nu worden gebouwd. Deze hebben een levensduur van 40 jaar of langer. Kortom: Kernenergiescenario 3, met 2000 tot 5000 MW aan nieuwe kerncentrales in 2040, is onder de gemaakte veronderstellingen in dat SB achtergrondscenario veel minder waarschijnlijk.
- Met de veronderstelde beperkingen op interconnectie verbindingen en tevens een verwachte mindere vraag in de buurlanden, is ook export als middel om de overcapaciteit te benutten, gelimiteerd.
- Windturbines worden in SB niet terug- of afgeregeld. Er wordt verondersteld dat in situaties met weinig vraag, het conventionele vermogen wordt teruggeregeld of wordt afgeschakeld.. Deze veronderstelling is anders dan wat uit het AER advies over de energieinfrastructuur komt (AER, 2009). Daarin wordt gesteld, op basis van onderliggende KEMA studie voor het jaar 2020, dat van het extra windvermogen boven de 6000 MW er wel sprake kan zijn van het terugregelen of afschakelen van windturbines.

De vermeden emissies als gevolg van substitutie van nieuw kolengestookt vermogen door nieuw kernenergievermogen, worden bepaald door de vermeden fossiele brandstofinzet te vermenigvuldigen met een emissiefactor. De CO₂-emissies kunnen daarbij direct door het POWERS model worden bepaald. In Hoofdstuk 7 zijn daarom additionale berekeningen gemaakt voor een vergelijking met nieuwe gascentrales.

4.3 Doorkijk van 2040 tot 2060: enkele indicaties

Mogelijke ontwikkelingen tot en met 2040 zijn kwantitatief beschreven in de voorgaande paragrafen. De effecten van nieuwe kerncentrales in Nederland op de aspecten Betaalbaar, Betrouwbaar en Milieu-effecten tot en met 2040 zijn beschreven in de volgende drie hoofdstukken. De ontwikkelingen tot 2040 worden al gekenmerkt door grote onzekerheden. Die onzekerheden zijn op de termijn tot 2060 nog groter. Evengoed kunnen voor die termijn na 2040 de volgende opmerkingen worden gemaakt.

- 1) Gerekend vanaf 2020 betekent dit dat nieuwe kerncentrales van type III+ zeker tot 2060 in bedrijf zullen zijn. De technische levensduur van deze types is 60 jaar.
- 2) Nieuwe kolencentrales die tussen 2010 en 2015 in bedrijf komen, zijn naar verwachting in of kort na 2060 niet meer operationeel, omdat wordt uitgegaan van een levensduur van 40 jaar.
- 3) Kolencentrales zijn in 2060 voorzien van CO₂-afvang, indien CCS noodzakelijk blijkt te zijn voor het halen van langetermijn klimaatdoelstellingen. Studies van het IEA (IEA ETP), en ECN/NRG (ECN/NRG, 2005) en PBL (PBL, 2009) stellen dat CO₂-afvang noodzakelijk is om mondiaal en Europees de langetermijn klimaatdoelstellingen in 2050 te kunnen halen. Binnen Europa moet de infrastructuur voor CO₂-transport en opslag op die termijn van 2050 grootschalig en pan-Europees zijn ontwikkeld (zie o.a. Utsira studie ECN/UU, 2008-2009, Damen, 2007).
- 4) Voor het halen van Europese langetermijn doelstellingen stellen (ECN/NRG, 2005) en (PBL, 2009) dat - naast een groot aandeel hernieuwbare opwekking, ook toepassing van CCS en kernenergie nodig is. Dit stemt overeen met de IEA ETP studie.

- 5) In 'SB' is rekening gehouden met extra elektriciteitsvraag door een groei van elektrische auto's. In 2040 betreft het 2,5 miljoen elektrische auto's. Dat aantal zou nadien nog door kunnen groeien.
- 6) Het aandeel zon-PV kan in Nederland na 2040 verder en substantieel groeien. In SB wordt voor Nederland in 2040 nu 2000 MW_p vermogen verondersteld. Het potentieel is vele malen groter.
- 7) Tot het jaar 2050 heeft het Platform Duurzame elektriciteitsvoorziening (PDE, 2008) een ambitieuze visie gefomuleerd over verdergaande niveaus van hernieuwbare elektriciteitsproductie in Nederland. Het valt buiten het bereik van deze studie om over de haalbaarheid van die ambities een oordeel te geven of zelfs de haalbaarheid van een 100% volledige hernieuwbare elektriciteitsvoorziening op nog langere termijn. In Tabel 4.3 staan deze ambities samengevat.
- 8) Uit de diverse studies zoals (IEA, 2008), (ECN/NRG, 2007), (PBL, 2009) en (Eurelectric, 2009) wordt verwacht dat voor het jaar 2050 er nog sprake zal zijn van een mix van fossiel, hernieuwbaar en nucleair.

Tabel 4.3 *Ambities in visie Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening*

Ontwikkeling	Ambitie
Micro-WKK	50% penetratie in woningen in 2030
Warmtepompen	Marktaandeel in 2030: 80% in nieuwbouw; 50% in bestaande bouw
Restwarmte	Grootschalige mogelijkheden in 4 tot 6 gebieden in Nederland; lokaal kleinschalige mogelijkheden
Kas als energiebron	Doorbraak van de energieproducerende kas
Windenergie	3 GW op land en 6 GW op zee in 2020 6 GW op land en 20 GW op zee in 2050
Zon-PV	75 GW _p in 2050
Thermische zonne-energie	65 PJ per jaar in 2050
Groen gas	Aardgasvervanging 20% in 2030 en 50% in 2050
Waterstof als energiedrager	Over 30 jaar relevant marktaandeel
Elektrificatie van het wagenpark	500.000 PHEV's in 2020; 3 miljoen in 2050

Bron: PDE, 2008.

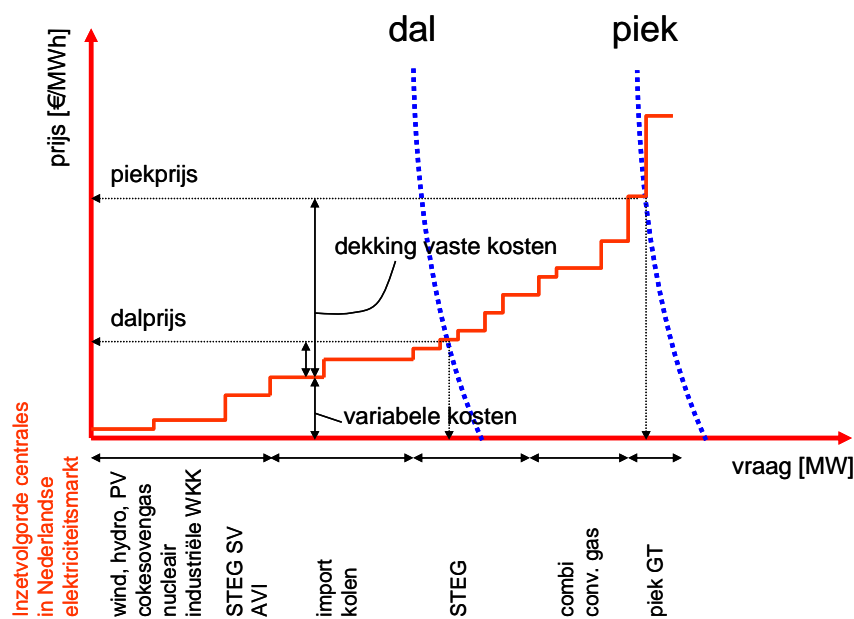
5. Kernenergie en Betaalbaarheid

In dit hoofdstuk komen achtereenvolgens de volgende vragen aan bod:

- 1) Hoe komt de elektriciteitsmarktprijs tot stand?
- 2) Welke elektriciteitsmarktprijzen kunnen we verwachten?
 - a. Uit recente actualisatie referentieramingen, voor periode 2010-2030.
 - b. In SA en SB, voor de periode 2020-2040.
- 3) Welke invloed hebben de verschillende kernenergiescenario's op de elektriciteitsmarktprijs voor consumenten en bedrijven?
- 4) Wat is de kostprijs van kernenergie en de andere opties voor elektriciteitsproductie?
- 5) Wat betekent dat voor de business case van nieuwe kerncentrales?
- 6) Wat bepaalt het investeringsklimaat naast factoren als productiekosten?
- 7) Wat zijn de externe kosten en baten van nieuwe kerncentrales in Nederland?

5.1 Hoe komt de elektriciteitsmarktprijs tot stand?

De elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt komen tot stand in de confrontatie tussen aanbieders en vragers. In een goed functionerende markt zijn er verschillende aanbieders met verschillende opwekeenheden/elektriciteitscentrales actief. De variabele kosten van die opwekeenheden lopen erg uiteen: bij windenergie zijn ze klein, bij gasturbines zijn ze groot. De elektriciteitsprijs wordt in principe bepaald door de variabele kosten van de centrale met de hoogste variabele kosten die nog net nodig is om aan de vraag te voldoen, de marginale opwekeenheden. Als alle opwekeenheden op een markt op een rij zet worden gezet in de volgorde van lage variabele kosten tot hoge variabele kosten krijgt men de totale marginale aanbodcurve. Bij een lage vraag, in een dalperiode, wordt de prijs bepaald door centrales met lage variabele kosten. Bij een hoge vraag, in een piekperiode, wordt de prijs bepaald door centrales met hoge variabele kosten. In de praktijk worden de variabele kosten nog opgehoogd met een mark-up, die afhangt van de mate van mededinging en van de schaarste op een markt. Zie Figuur 5.1 voor een illustratie van dit mechanisme.



Figuur 5.1 Vraag- en aanbodcurve bepalen de elektriciteitsprijs: illustratie van het mechanisme
Bron: ECN, Fact Finding Kernenergie 2007.

Voor de Nederlandse groothandelsmarkt geldt in hoofdlijnen dat in dalperiodes een kolencentrale de marginale aanbieder is, en in piekperiodes een gascentrale. Dat betekent dat de elektriciteitsmarktprijzen sterk beïnvloed worden door de kolenprijzen, de gasprijzen en de prijzen voor CO₂-emissierechten.

5.2 Welke elektriciteitsmarktprijzen kunnen we verwachten?

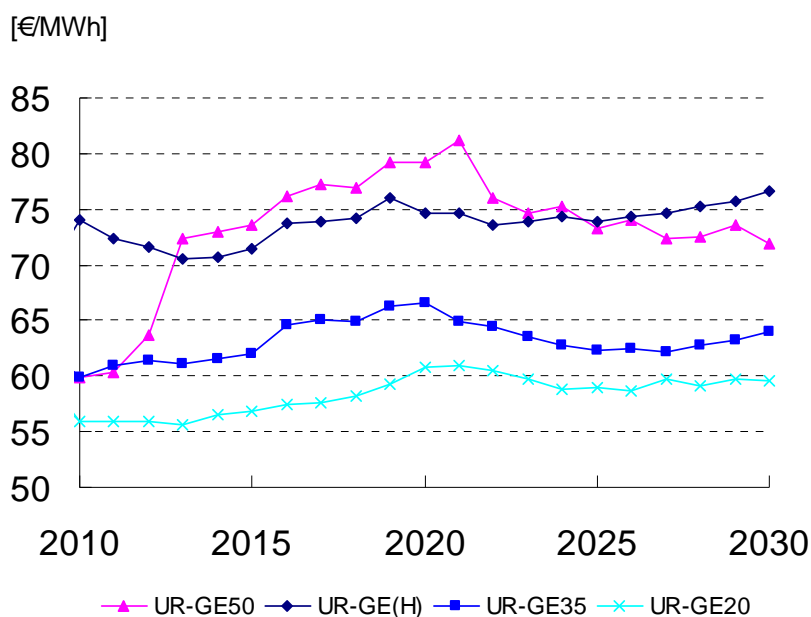
In de actualisatie referentieramingen zijn voor twee brandstofprijspredicties en voor CO₂-prijzen tussen de 20 en 50 €/ton CO₂ elektriciteitsmarktprijzen bepaald, zie Figuur 5.2 (overgenomen uit (ECN/PBL, 2009)). Bij UR-GE zijn dezelfde brandstofprijzen gehanteerd als in de achtergrondscenario's SA en SB. Voor drie verschillende CO₂-prijzen (20, 35 en 50 €/ton) resulteren drie verschillende prijspaden voor de elektriciteitsprijs. UR-GE(H) is een scenario met hogere brandstofprijzen (bijna 3 €/GJ voor kolen en aardgasprijzen die na 2020 oplopen tot 9 €/GJ). UR-GE(H) is met een CO₂-prijs van 35 €/ton doorgerekend. Het verschil tussen UR-GE35 en UR-GE(H) geeft dus een indicatie van het elektriciteitsprijzverschil dat ontstaat door hogere fossiele brandstofprijzen. Dat verschil is na 2020 ca. 10-12 €/MWh.

Hieruit kan worden geconcludeerd dat de business case voor een nieuwe kerncentrale verbetert bij hogere fossiele brandstofprijzen. Inzet van kerncentrales in plaats van kolen- en aardgascentrales maakt de gemiddelde kosten van elektriciteitsopwekking lager, en relatief lager naarmate CO₂-prijzen of fossiele brandstofprijzen toenemen.

De Nederlandse markt raakt steeds meer verbonden met de markten in de ons omringende landen: er komen meer grensoverschrijdende verbindingen en ook de marktregels worden beter op elkaar afgestemd. Dat betekent dat de buitenlandse aanbieders ook de Nederlandse vraag kunnen bedienen en andersom. Dat betekent ook dat de prijzen in Noordwest-Europa steeds meer naar elkaar toegroeien.²² Verschillen in opbrengsten veroorzaakt door de hoogte van marktprijzen, zullen daarom naar verwachting geen beslissend argument zijn voor een specifieke locatie binnen Noordwest-Europa voor een nieuwe kerncentrale die een Europese producent wil gaan bouwen. In de periode 2000-2008 is er - niet alleen in Nederland - een beperkte groei in nieuwe grootschalige productiecapaciteit geweest. Enkel de Rijnmond Energie centrale (ca. 800 MW) is in die periode in bedrijf gekomen. Uit de grote hoeveelheid plannen voor investeringen in Noordwest-Europa en vooral in Nederland voor nieuwe elektriciteitsproductie, blijkt dat het investeringsklimaat de afgelopen jaren gunstig was en dat Nederland als een aantrekkelijke vestigingsplaats wordt gezien. Vanaf 2009, beginnend met de Sloecentrale komen er veel nieuwe centrales in bedrijf. De aanwezigheid van goede kustlocaties in Nederland biedt zicht op lagere investeringskosten en operationele kosten. Zeewaterkoeling verhoogt het rendement ten opzichte van koeling met relatief warmer rivierwater en ten opzichte van een koeltoren. Deze specifieke voordelen maakt Nederland extra gunstig als vestigingslocatie voor nieuwe centrales, zowel fossiel gestookte centrales als kerncentrales. Tevens heeft Nederland goede interconnectieverbindingen met de buurlanden, die verder zullen worden uitgebreid.

De eindgebruiker moet naast de groothandelsprijs voor elektriciteit ook nog transportkosten, leveringskosten, heffingen en belastingen betalen. De consumentenprijs voor kleingebruikers wordt voor ca. 70% bepaald door deze heffingen en belastingen. Voor industriële gebruikers is de groothandelsmarktprijs meer bepalend. Die gebruikers betalen minder heffingen en belastingen.

²² Zie (Ozdemir et al, 2008).



Figuur 5.2 *Indicatie gemiddelde baseload elektriciteitsprijzen Nederlandse groothandelsmarkt 2010-2030*

Noot: Bij 3 verschillende CO₂-prijzen, en voor 35 €/ton CO₂, bij een tweetal brandstofprijzprojecties: UR-GE(h) betreft IEA WEO 2008 brandstofprijzen; UR-GE benut de (EC, 2008) baseline brandstofprijzen.

Bron: ECN/PBL, 2009b.

Wat is de elektriciteitsmarktprijs in SA en SB?

In het kader van deze studie zijn indicatieve ramingen gemaakt voor de gemiddelde²³ elektriciteitsprijzen op de Nederlandse groothandelsmarkt in de periode 2020-2040. SA en SB hanteren CO₂-prijzen die oplopen tot 50 en 100 €/ton CO₂, en daarbij de brandstofprijzen uit het UR-GE scenario. Indicaties voor de elektriciteitsmarktprijzen voor de periode 2030-2040 zijn in Tabel 5.1 gegeven.

Tabel 5.1 *Indicatie gemiddelde elektriciteitsmarktprijzen SA en SB, 2030-2040, in €/MWh*

	2030	2035	2040
1a (referentie), SA	71	71	71
1a (referentie), SB	77	80	78

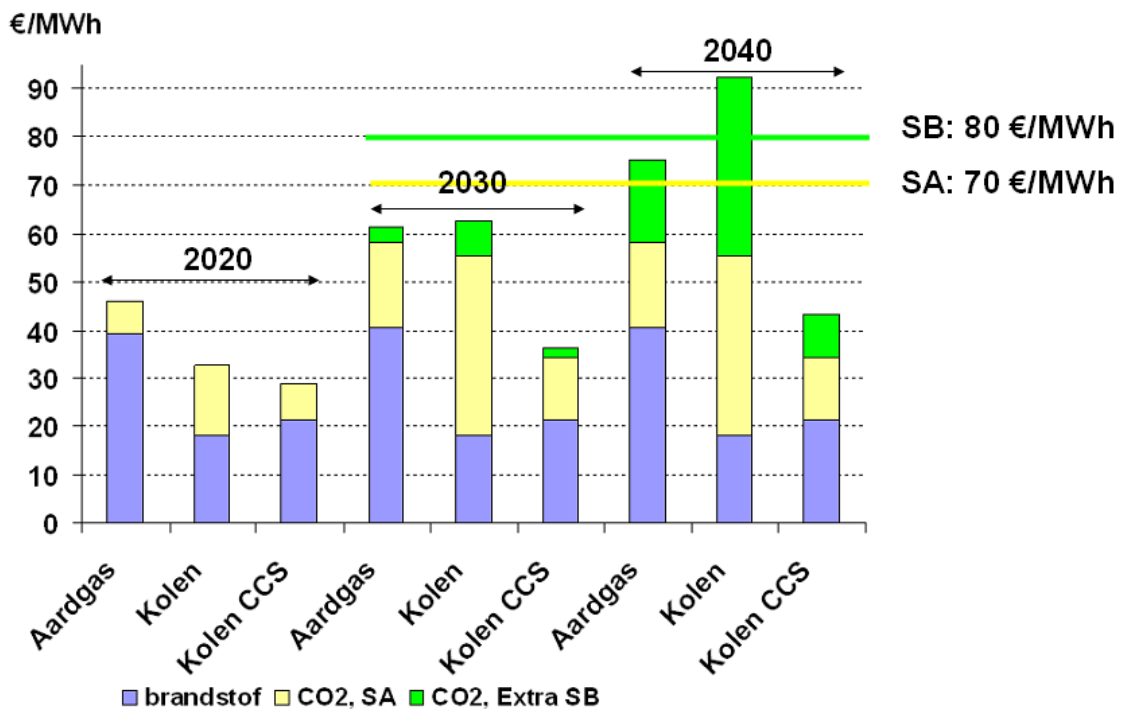
In SA zonder extra kernenergie zijn de prijzen ca. 70 €/MWh; in het SB zonder extra kernenergie zijn de prijzen rond de 80 €/MWh. De verschillen tussen de scenario's onderling en met de huidige prijzen worden vooral bepaald door kolen- en gasprijzen en door de prijzen voor CO₂-rechten. Er is rekening gehouden met vraag- en aanbodontwikkelingen in Nederland en met meer marktintegratie in Noordwest-Europa.

Figuur 5.2 geeft naast een indicatie van de gemiddelde elektriciteitsprijzen voor de groothandelsmarkt, in de periode 2020-2040, ook de variabele kosten van kolen- en gascentrales. De variabele productiekosten van kolen met CCS zijn lager zijn dan die van kolen zonder CCS. Kolen met CCS heeft wat hogere brandstofkosten maar de CO₂-kosten zijn lager, vooral bij hogere CO₂-prijzen. Kolen met CCS stoot nog steeds maar minder CO₂ uit. Daarnaast moet voor de afgevangen CO₂ nog worden betaald voor transport en opslag van CO₂.

In SA, bij een CO₂-prijs van 50 €/ton CO₂, is de elektriciteitsmarktprijs ca. 70 €/MWh in de periode 2030-2040. In SB ligt bij een toename tot 100 €/ton CO₂ de gemiddelde elektriciteitsprijs

²³ Gemiddeld over piek- en daluren, voor een heel jaar.

voor de groothandelsmarkt rond de 80 €/MWh²⁴. Uit de indicatieve analyses met het ECN POWERS model lijkt de omvang van windenergie (tot 21 GW in 2040) met lage variabele kosten, een prijsdrukkend effect te hebben op de marktprijs.²⁵



Figuur 5.3 SA en SB elektriciteitsmarktprijzen 2030-2040 en vergelijking met variabele kosten (brandstof en CO₂) van nieuwe kolen- en gascentrales, voor het jaar 2020, 2030 en 2040.

Noot: Voor de periode 2030-2040 zijn de gemiddelde elektriciteitsmarktprijzen aangegeven.

Gezien de afbakening van onderhavige studie, en het beperkte onderzoek dat tot nu toe is uitgevoerd naar de relatie tussen prijzen en toenemend intermitterend aanbod, is in deze studie geen rekening gehouden met alle soorten prijseffecten en situaties die kunnen ontstaan door een toenemend aandeel intermitterende hernieuwbare elektriciteit uit windvermogen. Bij fors aanbod van windenergie tijdens dalperiodes zouden de variabele kosten van traditionele kolencentrales wel eens niet langer prijsbepalend kunnen zijn, omdat de vraag beleverd kan worden door windenergie-elektriciteit (aangevuld met andere must-run capaciteit, zoals een deel van het WKK vermogen en AVI's). Als het hard waait tijdens dalperiodes zouden de elektriciteitsprijzen dus sterk kunnen zakken. Het hangt onder andere af van de windsituatie, van de situatie in het buitenland, en van de reactie van elektriciteitsverbruikers, hoe vaak en hoe lang dergelijke periodes met lage prijzen zullen voorkomen. In ieder geval zullen investeerders in traditioneel basislastvermogen, zoals kolencentrales en kerncentrales, er rekening mee moeten houden dat bij veel windvermogen het aantal mogelijke draaiuren kan teruglopen.

5.3 Invloed op elektriciteitsmarktprijzen voor eindverbruikers

Uitbreiding van kernenergie in Nederland volgens de scenario's 1b en 2 heeft een zeer beperkt tot verwaarloosbaar effect op de elektriciteitsmarktprijs voor de groothandelsmarkt. De merit-

²⁴ De aanname 'kolen met CO₂ afvang' is in SB cruciaal voor de hoogte van marktprijzen. De variabele kosten van kolencentrales worden dan veel lager dan de variabele kosten van gascentrales. Zonder CO₂ afvang zijn de kolencentrales qua variabele kosten te duur. In dat geval bepalen (moderne) gascentrales voor een belangrijk deel de elektriciteitsmarktprijzen, en zouden de marktprijzen hoger liggen.

²⁵ Indien de onbalanskosten van grootschalige inzet van windenergie direct op de variabele kosten van wind zouden doorwerken, dan zou mogelijk een ander beeld ontstaan.

order op de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt zal door zo'n beperkte aanpassing niet wezenlijk veranderen; in hoofdlijnen zullen in kolencentrales en gascentrales de prijsbepalende opwekeenheden blijven.

De verschillen met de situatie zonder nieuwe kerncentrales zijn in Tabel 5.2 weergegeven voor het SA scenario. Het verschil is maximaal ca. 0,3 €/MWh in het geval dat er 2000 MW of meer kernenergievermogen in de plaats van kolenvermogen wordt geplaatst. De elektriciteitsmarktprijzen voor de zichtjaren zijn het gemiddelde van 5 jaren rond het zichtjaar.

Tabel 5.2 *Verschillen in elektriciteitsprijzen groothandelsmarkt (€/MWh)t, SA zonder nieuwe kerncentrales vergeleken met de drie kernenergiescenario's, 2030-2040 en SB, 1a.*

	2030	2035	2040
1a (referentie), SA	71,2	71,2	70,7
1b+KL	71,2	71,2	70,7
1b+KH	71,2	71,2	70,6
2+KL	71,2	71,2	70,6
2+KH	71,2	71,2	70,6
3+KL	71,2	71,0	70,4
3+KH	71,2	71,0	70,4
1a (referentie), SB	76,6	79,7	77,8

Noot: KL= Kern op Laag vermogen; KH= Kern op Hoog vermogen.

Tabel 5.3 *Toelichting op omvang nieuwe kernenergievermogen*

Kernenergiescenario	KL [MW]	KH [MW]	Vanaf wanneer?
1b	200	500	na 2033
2	1000	1600	na 2033
3	2000	5000	na 2025

Indien nieuwe kerncentrales als extra productiecapaciteit worden gebouwd, dan kunnen er grotere marktprijs effecten ontstaan. Toename in de totale beschikbare productiecapaciteit kan de marktprijs kan verlagen. Ter illustratie is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd waarbij er in 2034 2000 MW extra kernenergie is geplaatst. Hierdoor wordt de elektriciteitsmarktprijs met 0,8 €/MWh lager. Dit effect is dus groter dan dat er 2000 MW kernenergie in de plaats van nieuwe kolencentrales worden geplaatst (3+KL variant, daarin is het effect 0,3 €/MWh).

Eventuele prijsvoordelen die door de exploitant van een kerncentrale worden genoten, bijvoorbeeld bij stijgende fossiele brandstofprijzen of stijgende CO₂-prijzen, worden niet automatisch doorgegeven aan afnemers. Met lange termijn contracten, die (industriële) afnemers en grote gebruikers met een kernenergie-exploitant kunnen afsluiten, ontstaat in principe geen andere situatie. De contractprijs zal worden gebaseerd op de verwachte toekomstige marktprijs. Echter, er zijn in dit soort contracten wel 'cost-plus' afspraken denkbaar, waarbij producent en afnemer het eventuele voordeel van relatief lagere productiekosten door een kerncentrale ten op zichte van de gemiddelde groothandelsprijs, kunnen delen. Met lange termijn contracten wordt vooral het prijsrisico tussen de exploitant en afnemer verdeeld. Pas achteraf kan worden vastgesteld of contractpartijen voor- of nadeel hebben ondervonden van prijsverschillen tussen contractprijs en de gemiddelde gerealiseerde marktprijs. De elektriciteit die met lange termijn contracten is gecontracteerd, blijft gedurende de looptijd van het contract verhandelbaar op de elektriciteitsmarkt.

In het Kernenergiescenario 3 met een relatief grote omvang, zeg 3000 tot 5000 MW in 2040, kan het effect op de groothandelsprijs groter zijn: er zijn dan eerder substantiële verschuivingen in de inzetvolgorde (merit-order) te verwachten. In dat geval bestaat er ook een grotere kans op een 'overschot' aan vermogen voor basislast elektriciteit, in combinatie met een groot aanbod

van veel windenergie (dus in SB). Dit verschijnsel dat zich vooral tijdens daluren kan voordoen, kan er toe leiden dat draaiuren van kern- en kolencentrales minder worden indien het ‘overschot’ aan elektriciteit niet op andere wijze benut kan worden (export, elektriciteitsopslag), zie ook Hoofdstuk 6 Kernenergie en Betrouwbaarheid.

De regelbaarheid van de nieuwe typen kerncentrales van type III is groter dan van de bestaande generatie. Ontwerpen als EPR en AP1000 kunnen tot 50 a 60% worden teruggeregeld, en kunnen zo een bijdrage leveren aan de balanshandhaving en flexibiliteit van het aanbod. Zoals eerder in paragraaf 4.2 is aangegeven, blijft echter ook voor deze kerncentrales gelden dat door de hoge investeringskosten een hoog aantal draaiuren bedrijfseconomisch noodzakelijk blijft. Moderne kerncentrales, maar ook moderne flexibele kolencentrales worden door sommigen dan ook niet meer als ‘typische basislastcentrales’ beschouwd (zie ook Hoofdstuk 6 Betrouwbaar).

5.4 Wat is de kostprijs van kernenergie?

In de studie Fact Finding Kernenergie 2007 zijn de kosten geschetst van kerncentrales die commercieel verkrijgbaar zijn. Dit zijn ontwerpen van de zogenoemde derde generatie (type III). De kosten genoemd in die studie waren gebaseerd op literatuurstudies uit de periode 2003-2006. De in die literatuurstudies genoemde investeringskosten zijn nu gedeeltelijk achterhaald. ECN heeft een overzicht gemaakt van een aantal nieuwe studies waarin met sterk gestegen investeringskosten is rekening gehouden. Het betreft studies en schattingen van ECN/AEA, IEA, EPRI en EdF. Deze studies geven schattingen voor nieuwe kerncentrales die in de periode 2015 tot 2030 in bedrijf kunnen komen.

De nieuwe studies zijn onderling niet goed vergelijkbaar. Redenen hiervoor zijn verschillende uitgangspunten bij het bepalen van kostprijs vanuit het investeerdersperspectief. Dit betreft aannames over brandstofprijzen, disconteringsvoeten²⁶, afschrijvingsduur, belastingfactoren). Indien verschillende opties met elkaar worden vergeleken, is dat alleen zinvol binnen een en dezelfde studie.

Figuur 5.4 geeft een overzicht van de kostprijs van kernenergie in vergelijking met andere opties. De figuur laat een brede bandbreedte zien voor de diverse opties: de onzekerheden rond investeringskosten, brandstofprijzen en de prijzen voor CO₂-emissies zijn groot. Het combineren van de Figuren 5.3 en 5.4 geeft een indicatie over de aantrekkelijkheid van investeren in nieuwe kerncentrales.

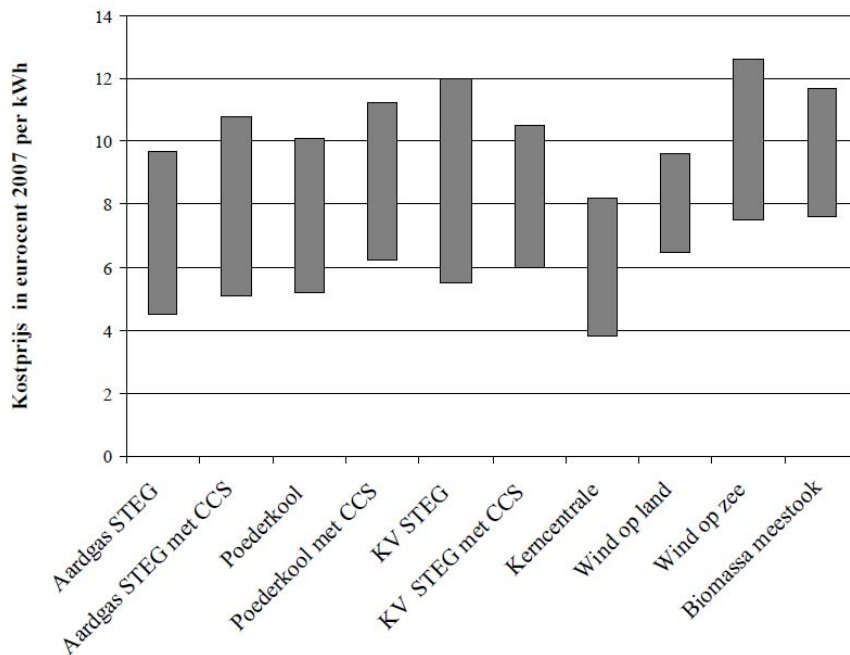
Kostprijs nieuwe Europese kerncentrale in 2020: ruwweg tussen de 40 en 80 €/MWh

De kostprijs om een nieuwe kerncentrale in Europa te exploiteren die over ca. 10 jaar in bedrijf kan komen, ligt tussen de 38 en 82 €₂₀₀₇/MWh.²⁷ Eind 2008 schatte EdF voor de tweede EPR kerncentrale in Frankrijk de kostprijs op 54 €₂₀₀₈/MWh. Voor de lange termijn zijn er schattingen van het Amerikaanse instituut EPRI en het IEA beschikbaar. Voor het jaar 2025 komt EPRI tot een schatting van 64 \$₂₀₀₇/MWh. Dit kan worden omgerekend naar 47 €/MWh²⁸.

²⁶ De disconteringsvoet is doorgaans gelijk aan de WACC (= *Weighted Average Cost of Capital*).

²⁷ Deze bandbreedte is gebaseerd op een ECN/AEA Technology studie voor de Europese Commissie in 2008.

²⁸ Is gelijk aan 47 €₂₀₀₇/MWh, bij hanteren 1\$ = 0,73 € (=gemiddelde exchange rate 2007). EPRI hanteert een rentevoet voor de kosten van kapitaal van 5,5% (na belasting), bij een afschrijvingsduur van 15 jaar en een exploitatieperiode van 30 jaar.



Figuur 1 Overzicht van de kostprijs per kWh van CO₂-emissiereducerende technieken voor de elektriciteitsproductie vanuit investeursperspectief, gebaseerd op ECN en AEA (nog te publiceren onderzoeken). Jaar van ingebruikstelling 2020, CO₂-prijs 20 tot 50 euro per ton. Externe kosten en baten en overwegingen op het gebied van duurzaamheid en risico's zijn hierin niet meegenomen.

Figuur 5.4 Directe kosten van elektriciteitsopwekking vanuit investeursperspectief (totaal van vaste en variabele kosten), ECN schattingen voor nieuw productievermogen dat in periode 2015-2020 stroom gaat leveren²⁹

Bron: ECN/PBL, 2008, ECN-O-08-024; zie ook (Seebregts & Groenenberg, 2009).

Toekomstverwachtingen kostenontwikkelingen:

- Kosten van fossiele centrales zullen toenemen.
- Kosten van hernieuwbare opwekking zullen afnemen.
- Kosten van kernenergie vertonen geen duidelijke trend, en zullen relatief stabiel blijven.

Bij stijgende CO₂-prijzen zullen de kostprijzen van kolen- en aardgasgestookte opties zonder CCS toenemen. De kostprijzen van hernieuwbare opties zullen afnemen door leereffecten. Bij stijgende CO₂-prijzen en dus stijgende elektriciteitsmarktprijzen, kunnen subsidies voor hernieuwbare opties extra afnemen, omdat de onrendabele top kleiner wordt. Ten aanzien van het leerpotentieel dat er is door technologische ontwikkeling ('learning by searching (R&D)') of door meer uitrol ('learning by doing'), is de verwachting dat vooral hernieuwbare opties en fossiel in combinatie met CCS in de toekomst substantieel goedkoper kunnen worden. De kostprijs van kernenergie heeft geen duidelijke trend. Belangrijke onzekerheid blijft de hoogte van de investeringskosten. De kosten van fossiele opwekking zonder CCS zullen met de verwachte hogere CO₂-prijzen hoger worden.³⁰ In een wereld met stijgende CO₂-prijzen ziet de business case

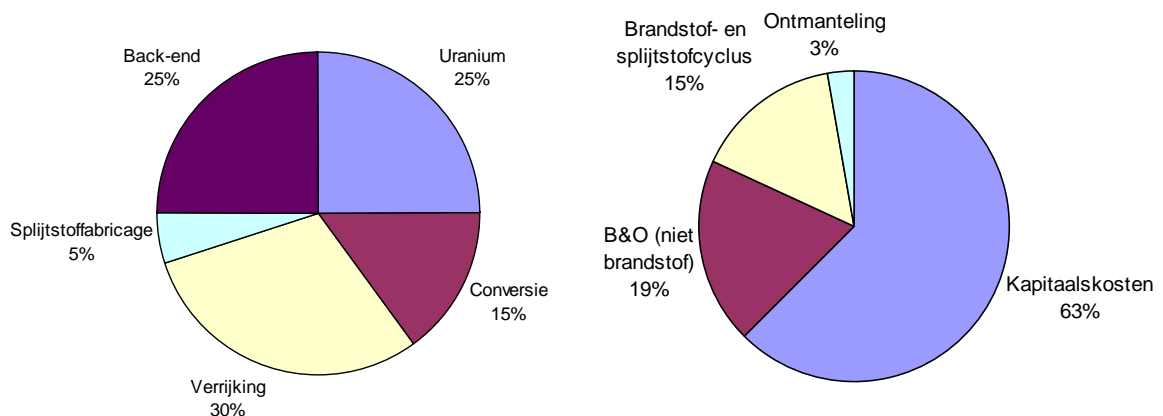
²⁹ Deze schattingen zijn benut in de ECN/AEA studie. "Task 1 The Economics of Nuclear Power in Europe Final Report", Report to European Commission, Restricted Commercial, June 2008. Die ECN/AEA studie is als belangrijkste bron gebruikt in de notitie (ECN/PBL, 2008, ECN-BS-08-028, 17 september 2008).

De onder- en bovengrenzen zijn extremen, bepaald door resp. de meest optimistische en meest pessimistische keuzes te maken binnen de bandbreedtes van de individuele kosteparameters. In Bijlage 3 staan de veronderstelde parameters weergegeven. Hoewel theoretisch mogelijk, is geen waarschijnlijkheidsverdeling aan onderliggende parameters gekoppeld. De resulterende elektriciteitsprijzen hebben dan ook geen waarschijnlijkheidsverdeling.

³⁰ Ter indicatie: In SB ligt bij een toename tot 100 €/ton CO₂ de gemiddelde elektriciteitsprijs voor de groothandelsmarkt rond de 80 €/MWh. In SA, bij een CO₂ prijs van 50 €/ton CO₂, is die prijs ca. 70 €/MWh. De aanname 'kolen met CO₂ afvang' is in achtergronscenario SB cruciaal om tot marktprijzen rond 80 €/MWh te komen. De variabele kosten van kolencentrales worden dan veel lager dan de variabele kosten van gascentrales. Zonder CO₂ af-

voor een nieuwe kerncentrale er steeds beter uit. Door de hogere CO₂- en dus elektriciteitsprijzen wordt de kans steeds groter dat een redelijk of goed rendement op geïnvesteerd vermogen gehaald kan worden. De terugverdienzekerheid wordt dan minder afhankelijk van de gecontracteerde basislast inzet. Hiermee wordt het dus het ‘volume risico’ voor de producent ingeperkt.

De kostprijs van kernenergie wordt voor een belangrijk deel bepaald door de kapitaalkosten (zie Figuur 5.5)³¹. Ramingen van de kapitaalkosten lopen uiteen doordat uitgegaan wordt van verschillende exploitatieperioden c.q. afschrijvingsduur (25 of 40 jaar³²), verschillende veronderstellingen over de rente over geleend kapitaal (de looptijd van de lening is korter dan de exploitatieperiode) en verschillende rendementen op het geïnvesteerde eigen vermogen. De gebruikte rentevoet voor berekening van de kapitaalkosten varieert hierdoor in de beschouwde studies tussen de 5 en 12%.



Figuur 5.5 *Kosten kernenergie voor exploitant, uitgesplitst naar kapitaalkosten, brandstof- en Bediening & Onderhoud, B&O (rechts). Brandstof- en splijtstofcycluskosten uitgesplitst (links).*

Kosten nieuwe kerncentrale kunnen per land verschillen

De kosten van een nieuwe kerncentrale kunnen afhankelijk zijn van het land waarin de nieuwe kerncentrale wordt geplaatst, en van de ervaring in dat land. In een land als Nederland, waar sinds meer dan 35 jaar geen nieuwe kerncentrale is gebouwd, kunnen de kosten hoger liggen dan in een land als Frankrijk. Factoren hierin zijn zowel de investeringskosten als de constructieduur. De verschillen in de kosten per land komen goed tot uiting in de studie van OECD ‘Projected Cost of Electricity Generation - Edition 2010’ (OECD, 2010). De resultaten van deze studie zijn apart samengevat in Paragraaf 5.4.1.

vang zijn de kolencentrales qua variabele kosten te duur. In dat geval bepalen (moderne) gascentrales voor een belangrijk deel de elektriciteitsmarktprijzen, en zouden de marktprijzen hoger liggen.

³¹ Deze figuur is gebaseerd op de ECN/AEA studie.

³² Nieuwe kerncentrales worden ontworpen voor een technische levensduur van 60 jaar.

Kosten en constructieduur Finse EPR (Update van box uit Fact Finding Kernenergie 2007)

In meerdere literatuurbronnen werden de investeringskosten van de EPR, die nu in Finland in aanbouw is (Olkiluoto-3), geschat op 1875 €/kW. Ook bestaan er verschillende kostprijsberekeningen van de elektriciteit die door deze kerncentrale zal worden geleverd. Die schattingen lijken alle te kunnen worden herleid tot één bron (Tarjanne & Rissanen, 2000), waarvan later een update is verschenen (Tarjanne & Luostarinen, 2004). Deze bron geeft een kostprijs van circa 24 €/MWh. De relatief lage kostprijs is mede het resultaat van een gehanteerde rente van 5% voor berekening van de kapitaalskosten. In latere berichten over een eerste te bouwen EPR in Frankrijk of Duitsland worden kostprijzen genoemd van 40 tot 45 €/MWh. EDF noemt nu een kostprijs van 54 €/MWh voor de Franse EPR (EDF, 2008).

De nieuwe Finse kerncentrale is een first-of-a-kind van het EPR ontwerp. Het komt vaak voor dat een dergelijke eersteling gunstiger wordt geprijsd om marktaandeel te verwerven. Voor de tweede EPR die in Frankrijk (Flamanville) zal worden gebouwd worden inmiddels hogere investeringskosten genoemd (+10%). Er is geen gedetailleerde onderbouwing van de kosten voor de Finse EPR beschikbaar. Areva bouwt de centrale in Olkiluoto op basis van 'turnkey' voorwaarden, waarbij de risico's van kostenoverschrijding en vertraging in de bouw grotendeels ten laste komen van de leverancier. In het bedrag van € 3 miljard zijn de kosten van bouwrente, en splijstof voor splijstofwisselingen voorzien (Greenpeace, 2007).

Bouwtijd en vertraging

De bouwtijd was oorspronkelijk gepland voor 48 maanden. De bouw is in augustus 2005 begonnen met het storten van het eerste beton. In 2009 zou de bouw gereed moeten zijn. Inmiddels is de geplande opleverdatum met ca. 3 jaar vertraagd. De exploitant van de kerncentrale, TVO, denkt nu dat de centrale in 2012 gereed kan zijn (Guardian, 2009).³³ TVO en het Areva hebben een dispuut over de extra kosten die de vertraging met zich meebrengt (Reuters, 2008)³⁴. Naar verwachting van EDF zal de tweede EPR bij Flamanville (Frankrijk) in 2013 in bedrijf worden genomen en de eerste elektriciteit produceren. De bouw is gestart in december 2007 (storten eerste beton, EDF, 2010).

Financieringsconstructie

De Finse EPR kent een bijzondere financieringsconstructie. Er zijn lange termijn afnamecontracten (circa 15 jaar) met een groep eindverbruikers afgesloten. Onder deze afnemers zijn industriële grootverbruikers van elektriciteit. De financiering is gebaseerd op 20% eigen vermogen en 80% lening (5% bij de aandeelhouders van TVO en 75% van banken) (Alting von Geusau, 2006). In (Greenpeace, 2007) wordt gemeld dat de banken leningen hebben verstrekt tegen een rente van 2,6%. De belangrijkste aandeelhouders van TVO zijn Fortum en PVO (60%). PVO is een non-profit organisatie van grote industriële stroomafnemers. Deze aandeelhouders hebben een afnamecontract ter grootte van het aandeel dat zij bijdragen in het eigen vermogen. De aandeelhouders dragen bij aan de investering en nemen een deel van het financieringsrisico voor hun rekening.

Wijze van verwerking van radioactief afval en kosten ontmanteling

Het Finse parlement heeft gelijktijdig met het besluit voor de bouw van Olkiluoto-3 het principe besluit genomen om op de Olkiluoto locatie de eindberging voor het radioactief afval te realiseren. Het Finse beleid is dat het splijtingsafval direct wordt opgeslagen dus niet opgewerkt. De vergunninghouder (TVO) dient de overheid financiële garanties te verstrekken voordat er wordt begonnen met het produceren van nucleair afval. Tevens is bij de vergunningaanvraag voor de bouw een gedetailleerde tijdplanning vereist voor het ontmantelen van de centrale en de eindberging. Hierbij dient ook een schatting van de kosten te worden gemaakt.

³³ [guardian.co.uk](http://www.guardian.co.uk), <http://www.guardian.co.uk/business/2009/jan/14/areva-nuclear-finland-olkiluoto> 14 Januari 2009.

³⁴ <http://uk.reuters.com/article/idUKLV55678920081231>, 31 December 2008.

5.4.1 OECD IEA/NEA kostenstudie 2010

Het rapport 'Projected Cost of Electricity Generation - Edition 2010' (OECD, 2010) is een periodieke uitgave van het OECD over de kosten van elektriciteitsopwekking. Het vorige rapport is in 2005 verschenen (OECD, 2005). De 2010-versie is deze keer op verzoek van de Nederlandse minister van Economische Zaken vervroegd gemaakt, vooral met het oog op het project 'Kern-energiescenario's'. Het OECD rapport biedt een goede vergelijkingsbasis omdat zoveel mogelijk veronderstellingen tussen de verschillende OECD lidstaten en tussen de verschillende technologieën geharmoniseerd zijn, en daarbij een en dezelfde berekeningsmethodiek wordt gebruikt.

De berekeningsmethode is de zogenoemde *Levelised Cost Of Electricity methode* (LCOE). De LCOE methode kent een aantal beperkingen, waar hier niet nader op wordt ingegaan. De belangrijkste beperking voor toepassing in een geliberaliseerde marktomgeving, is het ontbreken van onder andere financieringsaspecten. Op deze financieringsaspecten en business cases voor nieuwe kerncentrales in Nederland en Noordwest-Europa wordt daarom in paragraaf 5.5.nader ingegaan.

Veronderstellingen en berekeningsmethode

Op basis van opgaven van de deelnemende OECD landen zijn voor het rapport kostencijfers aangeleverd voor centrales die tussen 2015 en 2020 (kolen met CCS) in bedrijf kunnen komen. Het OECD rapport beoogt zo veel mogelijk op basis van geharmoniseerde veronderstellingen, op basis van actuele gegevens, en de LCOE berekeningsmethodiek, de productiekosten van de verschillende vormen van elektriciteitsopwekking in kaart te brengen. De resultaten hiervan bieden daarom een betere vergelijkingsbasis tussen verschillende technologieën of tussen verschillende landen, dan het benutten van kostenschattingen uit diverse studies met ieder een geheel eigen set van veronderstellingen en berekeningsmethode.

Landen binnen Europa in het OECD overzicht

Van de landen binnen Noordwest-Europa, betreft het:

- 1) Nederland
- 2) België
- 3) Duitsland
- 4) Frankrijk
- 5) Tjechische Republiek
- 6) Slowakije
- 7) Hongarije
- 8) Zwitserland.

Het Verenigd Koninkrijk (VK), Finland en Polen, drie van de EU-landen met concrete plannen voor nieuwbouw van kerncentrales, hebben geen cijfers aan OECD geleverd. Naast deze individuele EU landen heeft wel de Europese branchevereniging Eurelectric/VGB materiaal aangeleverd, alsmede US EPRI vanuit de Amerikaanse industrie. Een aantal landen heeft ook gegevens voor kolencentrales met CCS aangeleverd (waaronder Duitsland en België). Voor de OECD landen buiten Europa zijn gegevens voor de VS, Japan en Zuid-Korea geleverd.

OECD geeft schattingen voor typen van Generatie III/III+

Het betreft voor de diverse OECD landen schattingen voor "advanced Generation III+ reactor designs, with direct or indirect reference to the new models of Areva, General Electric and Toshiba-Westinghouse." (IEA/NEA, 2010). Schattingen voor Generatie IV worden niet vermeld.

In Bijlage 3 staan in twee tabellen de kostenschattingen voor nieuwe kerncentrales samengevat, in resp. euro's en USD (van 2008). De OECD heeft de kostenparameters aangeleverd in andere dan USD valuta op een consistente wijze naar USD omgezet. Voor de tabellen in de bijlage en

voor Figuur 5.6. zijn de USD kosten teruggezet naar euro's conform de door OECD gehanteerde exchange rates (1 USD = 0,68 euro).

Belangrijke algemeen veronderstelde aannames voor bij het bepalen van de kostprijs van kernenergie volgens de LCOE methode, zijn samengevat in onderstaande Tabel 5.3.

Tabel 5.4 *Overzicht van algemeen gemaakte veronderstellingen in OECD kostenschattingen*

Aspect	Veronderstellingen OECD
Datum van in bedrijfname (1e kWh geleverd)	31-12-2015
Disconteringsvoeten	5% en 10%
Kosten splijtstofcyclus	Op basis van nationaal aangeleverde data
Levensduur (technisch)	Nucleair: 60 jaar Gas: 30 jaar Kolen: 40 jaar Windenergie en Zon: 25 jaar Golf- en getijden: 20 jaar Waterkracht: 80 jaar
Ontmanteling en restwaarde	Ontmantelingskosten worden gespreid over 10 jaar na moment van uitbedrijfname Tenzij landenspecifiek opgegeven, zijn de volgende ontmantelingskosten gebruikt: Nucleair: 15% van bouwkosten Overig: 5% van bouwkosten
B&O kosten (Bediening & Onderhoud)	Vaste B&O kosten zijn omgerekend naar jaarlijkse bedragen
Contingency kosten (onvoorziene kostenstijgingen door technische en vergunningstechnische problemen)	Nucleair en off-shore: 15% van investeringskosten (uitzondering voor nucleair VS, Japan, Frankrijk, Korea die meer ervaring hebben) Overig: 5% van investeringskosten
Beschikbaarheid en Belastingfactoren	85%, uitgaande van basislastbedrijf voor gas-, kolen- en kerncentrales. Voor hernieuwbare opties zijn landenspecifieke opgaven voor belastingfactoren benut. Voor Nederland zijn daarbij de meest recente SDE getallen benut (ECN/KEMA, 2009).
Constructieduur en kostverdeling gedurende bouw	Landenspecifieke opgave indien beschikbaar Indien niet opgegeven, dan lineair over bouwduur, en: Nucleair: 7 jaar Kolen: 4 jaar Gas: 2 jaar Non-hydro hernieuwbaar: 1 jaar
Geharmoniseerde brandstofprijzen en calorische waarde in markten waar van toepassing, zoals importprijs steenkool en aardgas	90 USD/tonne, 25 GJ/tonne voor steenkool (maakt 3,6 USD/GJ) 1 tonne steenkool = 1000 kg steenkool Aardgas: 10.3 USD per MMBtu (maakt 9,76 USD/GJ)
CO ₂ -emissiefactoren	Conform 2006 IPPC Guidelines, tenzij landenspecifiek opgegeven
CO ₂ -prijs	30 USD/ton CO ₂ , is met factor 0.68 dus ca. 20 euro/ton CO ₂
WKK	Alle CO ₂ -emissies worden toegerekend aan elektriciteit. Dit wordt verrekend door de opbrengst van warmtelevering te verrekenen (heat credit). Deze heat credit is gekozen als 45 USD per MWh heat (kan dus afwijken van wat in Nederland markt/toepassing zou kunnen gelden)
USD to EURO	0,68 (Statistiek jaar 2008 benut)

Wat zit er in de OECD kostenschatting?

In de OECD kostenschattingen zijn de totale kosten inbegrepen voor:

- 1) Reguliere upgrades ('refurbishment') van de centrale, bijvoorbeeld periodieke aanpassingen in het kader van een 10-jaarlijkse veiligheidsevaluatie, en vervanging van conventionele onderdelen van de centrale.
- 2) Verzekeringspremies³⁵ (onderdeel B&O kosten), zie ook paragraaf 5.6 voor informatie over verzekeringspremies en de situatie in Nederland ten aanzien van de WAKO (Wet Aansprakelijkheid Kernenergieongevallen).
- 3) Afvalverwerking, en
- 4) Ontmanteling van de centrale (bijv. via fondsvorming waaruit op termijn ontmanteling kan worden betaald).

De totale productiekosten kunnen globaal worden verdeeld naar investerings- en kapitaalskosten, B&O kosten en splijtstofcyclus kosten. Die verdeling is in de OECD kostenschattingen resp. ca. 75%, 15% en 9%, gemiddeld over alle landen die gegevens voor nieuwe centrales hebben aangeleverd. Deze relatieve bijdragen zijn vergelijkbaar met de verdeling die eerder in Figuur 5.5 is gegeven.

5.4.2 Kostenvergelijking kerncentrales in Noordwest Europa

De resultaten voor de OECD landen staan samengevat in Figuur 5.6. In Bijlage 3 staan de details uit de OECD studie samengevat. Voor de nu binnen Europa gebouwde of de te bouwen nieuwe kerncentrales, is enkel informatie voor Finland en Frankrijk beschikbaar. Van de andere EU landen die plannen hebben voor nieuwe kerncentrales (VK, Polen, Italië) zijn geen concrete kostenschattingen beschikbaar. Deze landen hebben geen gegevens in het kader van het OECD rapport aangeleverd.

Binnen Europa

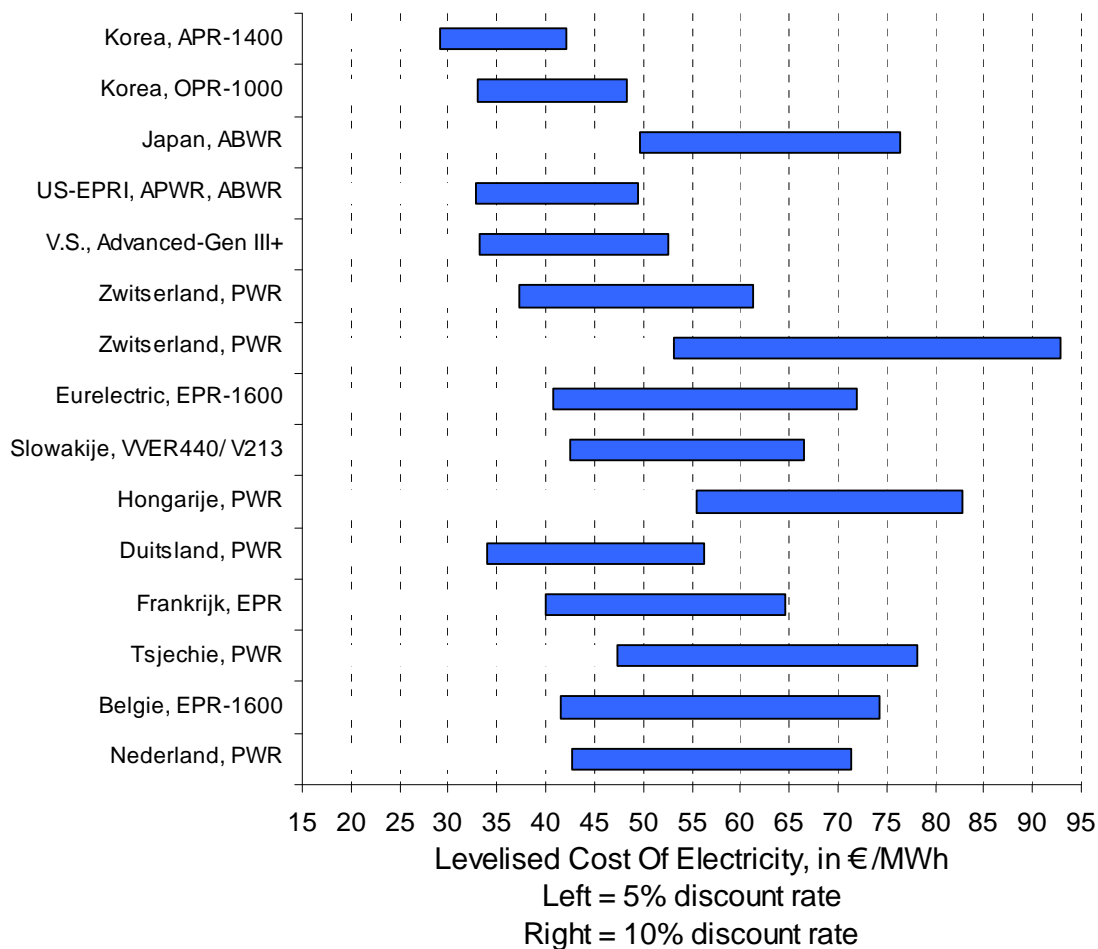
De nieuwe OECD studie komt voor de EU landen tot een schatting van minimaal 34 €₂₀₀₈/MWh (Duitsland, bij 5% disconteringsvoet) tot maximaal 83 €₂₀₀₈/MWh (Hongarije, bij 10% disconteringsvoet).

Schatting nieuwe kerncentrale in Nederland

De schattingen voor een kerncentrale in Nederland komen resp. uit op 43 tot 71 €₂₀₀₈/MWh, en zijn vergelijkbaar met die van België en Eurelectric. De operationele kosten komen op bijna 17 €₂₀₀₈/MWh. Deze kosten bestaan uit max. 0,14 €₂₀₀₈/MWh ontmantelingskosten, 9,3 €₂₀₀₈/MWh B&O-kosten en 6,3 €₂₀₀₈/MWh splijtstof(cyclus) kosten. De kapitaalslasten zijn afhankelijk van de gehanteerde disconteringsvoet en liggen tussen de 26 en 54 €₂₀₀₈/MWh, bij resp. 5% en 10%.

De schattingen voor nieuwe Franse kerncentrales komen ca. 3 tot 6 €₂₀₀₈/MWh lager uit. De schatting voor Duitsland is opvallend laag, in vergelijking tot de andere landen.

³⁵ De verzekeringspremie die in het kader van de WAKO door de exploitant wordt betaald, is niet bekend (vertrouwelijke informatie) maar dus minder dan het totaal aan de genoemde B&O kosten. In Paragraaf 5.6 wordt hierop nader ingegaan.



Figuur 5.6 Productiekosten nieuwe kerncentrales in OECD landen, in euro/MWh, gebaseerd op (OECD, 2010). Centrales die tussen 2015 en 2020 gaan produceren

Tabel 5.5 Schatting productiekosten nieuwe kerncentrales voor EU landen en Zwitserland, conform LCOE methode en OECD rapport *

	LCOE	
	5% [€ ₂₀₀₈ /MWh]	10% [€ ₂₀₀₈ /MWh]
Nederland	43	71
België	42	74
Tsjechische Republiek	47	78
Frankrijk	40	65
Duitsland	34	56
Hongarije	56	83
Slowakije	43	67
Zwitserland	37-53	61-93
Eurelectric	41	72

* Bron: OECD, 2010 (afgerond, bij disconteringsvoeten van 5% en 10%).

De bandbreedte voor de EU landen die uit de OECD studie volgt, kan worden vergeleken worden met eerdere studies. Zo liggen de productiekosten om een nieuwe kerncentrale in Europa te exploiteren die over ca. 10 jaar in bedrijf kan komen, tussen de 38 en 82 €₂₀₀₇/MWh op basis

van een ECN/AEA studie uit 2008 (zie begin paragraaf 5.4).³⁶ Die bandbreedte komt dus redelijk overeen met de bandbreedte die uit de OECD studie volgt. Eind 2008 schatte EdF voor de tweede EPR kerncentrale in Frankrijk een kostprijs op 54 €₂₀₀₈/MWh. Die kosten liggen ongeveer midden in de bandbreedte die OECD voor Frankrijk aangeeft.

De *overnight kosten* liggen binnen de EU landen (incl. Zwitserland) tussen de 2500 tot ca. 4000 €₂₀₀₈ /kW_e (zie ook Bijlage 3). Voor Nederland worden ze geschat op bijna 3500 €₂₀₀₈/ kW_e. Hierin zijn 15% contingency kosten opgenomen.

Buiten Europa

Uit onder andere het OECD rapport blijkt dat de kostenschattingen in diverse OECD landen en regio's sterk kunnen verschillen, en niet altijd vergelijkbaar zijn. Lokale of nationale omstandigheden kunnen van invloed zijn op de kosten. Deze constatering is eerder al gemaakt naar aanleiding van de gegevens uit de IEA WEO 2008 studie (IEA, 2008) en de US EPRI studie (EPRI, 2008). Voor het jaar 2025 komt EPRI tot een schatting van 64 \$₂₀₀₇/MWh. Dit kan worden omgerekend naar 47₂₀₀₇ €/MWh³⁷. In het nieuwe OECD rapport komt men voor de VS tot schattingen van 33 (bij 5% discount rate) tot ca. 50 €₂₀₀₈ /MWh (bij 10% discount rate).

5.4.3 Kostenescalaties 2004-2008: kentering?

De prijzen van zowel hernieuwbare als conventionele energietechnologieën nemen sinds 2002 vooral toe.³⁸ Dit geldt voor zowel conventionele kolen- en gascentrales, kerncentrales, als tevens voor duurzame technologie zoals windenergie en zon-PV. Deze algehele kostenescalatie werd veroorzaakt door een combinatie van toenemende vraag naar deze technologieën en toenemende kosten voor grondstoffen (staalprijzen) en energie. Waar voor innovatieve en duurzame technologieën eerder vaak leercurves werden verondersteld die - bij verdere toename van het opgesteld vermogen - een kostendaling zouden moeten laten zien, blijkt dat concept in de afgelopen jaren niet dominant te zijn geweest in de kostenontwikkeling. De OECD (OECD, 2010) stelt dat in de periode 2004-2008 een kostenstijging van minimaal 50% is waargenomen. Een studie van Jacobs (Jacobs, 2008) bevestigt die ontwikkeling.

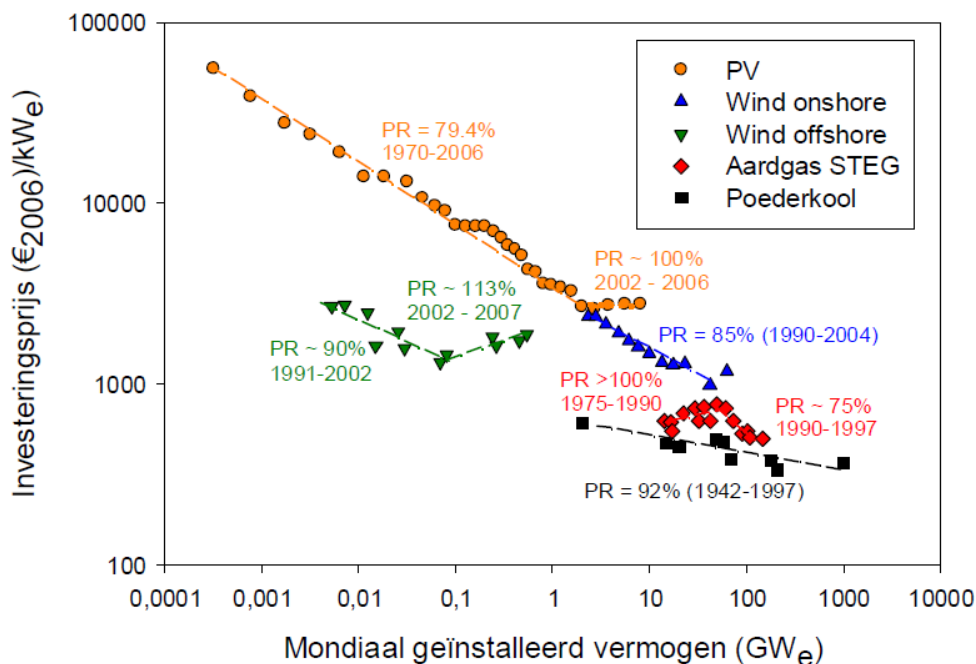
In de loop van 2009 wordt een kentering in deze kostenstijgingen waargenomen voor onder andere kolen- en gascentrales en kerncentrales.³⁹ Deze - beperkte - daling wordt vooral toegeschreven aan dalende grondstofprijzen en ruimere marktcondities, beide een gevolg van de mondiale economische crisis.

³⁶ Deze bandbreedte is gebaseerd op een ECN/AEA Technology studie voor de Europese Commissie in 2008.

³⁷ Is gelijk aan 47 €₂₀₀₇/MWh, bij hanteren 1\$ = 0,73 € (=gemiddelde exchange rate 2007). EPRI hanteert een rentevoet voor de kosten van kapitaal van 5,5% (na belasting), bij een afschrijvingsduur van 15 jaar en een exploitatieperiode van 30 jaar.

³⁸ Junginger, Martin, Paul Lako, Sander Lensink, Wilfried van Sark, Martin Weiss (2008): *Technological learning in the energy sector*, Report 500102 017, NWS-E-2008-14, ECN-E--08-034, Universiteit Utrecht/NW&S en ECN, april 2008.

³⁹ Pennwell (2009): *Power plant construction costs fall, index shows*, Webbericht, juli 2009. http://pepei.pennnet.com/display_article/365028/6/ARTCL/none/none/1/Power-plant-construction-costs-fall,-index-shows/?cmpid=EnIPEJune232009.



Figuur N.1 Vergelijking van historische leercurves van energieaanbod technologieën. Merk op dat de prijzen van alle (hernieuwbare) energietechnologieën sinds 2002 constant zijn of toenemen ($PRs \geq 100\%$). Dit wordt waarschijnlijk veroorzaakt door een combinatie van toenemende vraag naar deze technologieën, toenemende kosten voor grondstoffen, en tevens de hogere kosten voor de fossiele referentie technologieën. Data bronnen: Isles (2006), Van Sark (2008b), Junginger (2005) Claeson Colpier and Cornland (2002), Rubin et al. (2006), Milborrow (2007).

Figuur 5.7 *Leercurves kosten hernieuwbare en fossiele opwekkingsopties*
Bron: Junginger et al., 2008.

5.4.4 Kostenontwikkeling lange termijn: gebruik van leercurves

Voor de toekomstige kosten van veel opties voor elektriciteitsopwekking worden regelmatig studies gedaan die rekening houden met de leercurves. Een belangrijke parameter daarin is de mate waarin toekomstige technologie goedkoper wordt, naarmate er meer ervaring en ontwikkeling is. Deze leercurvebenadering is niet alleen op innovatieve technologie toepasbaar (zoals hernieuwbare opties) maar tevens op conventionele technologie als kolen- en gascentrales. In onderstaande figuur (Bron: (Neij, 2008)) staan dergelijke ‘learning rates’ weergegeven voor de ontwikkeling van de kosten van energietechnologie tot 2050. De ‘learning rate’ geeft de mate aan waarin de kosten dalen bij elke verdubbeling in de cumulatief opgestelde capaciteit. De figuur laat tevens de onzekerheid in die ontwikkeling zien. Kernenergie is de enige optie waarvan volgens (Neij, 2008) gedacht wordt dat de kosten in de toekomst ook zouden kunnen toenemen. Een verklaring daarbij is de toename in kosten die ontstaan door aangescherpte veiligheidseisen die aan nieuwe kerncentrales worden gesteld. Anderzijds dient te worden bedacht dat de cumulatieve capaciteit nu zo’n 372 GW is. De cumulatieve capaciteit zal niet snel verdubbelen. Bij een verdubbeling nemen de kosten maximaal 5% toe of af, volgens het leercurve concept en de projecties uit (Neij, 2008) voor nieuwe kerncentrales, zie Figuur 5.8 (advance nuclear). Deze effecten van leren zijn beduidend kleiner dan de onzekerheidsmarge in de kosten die nu al bestaan (zie ook figuur 5.4 in de kostprijvergelijking van ECN en Figuur 5.6 voor de schattingen volgens de OECD studie).

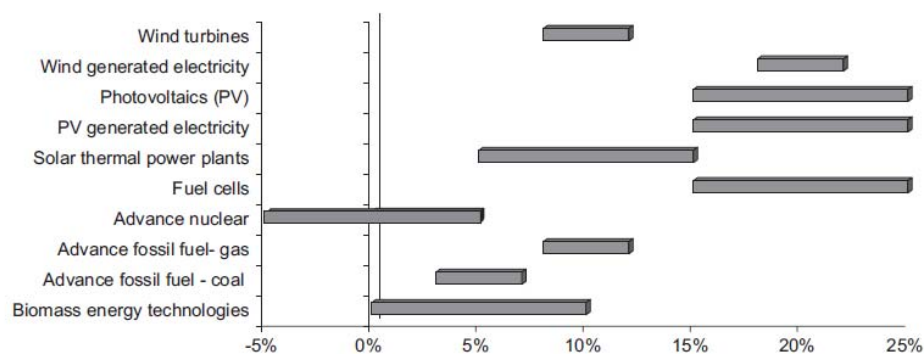


Fig. 4. Learning rates suggested for new energy technologies (up to 2050). The bars in the figure indicate the learning rate including a sensitivity range of $\pm 2\%$ or $\pm 5\%$. The learning rate indicates cost reduction for each doubling of cumulative installed power (kW).

Figuur 5.8 *Indicatie van leerpotentieel kostenontwikkeling toekomstige technologie*

Bron: Neij, 2008.

Sinds 2002 is er wereldwijd een trend van stijgende kosten die vooral wordt veroorzaakt door een sterk stijgende vraag nieuwe productiecapaciteit (elektriciteitscentrales) en naar grondstoffen. De sterke vraag naar nieuwe centrales leidt tevens tot krapte in de contractorsmarkt en bij de bouwers. Die stijgingen in kosten zijn voor elke opwekkingstechnologie zichtbaar geworden. Het is niet duidelijk wanneer deze kostenontwikkeling weer meer de historische ontwikkeling voor 2002 zal vervolgen. Die ontwikkelingen zijn geïllustreerd in Figuur 5.7.

5.4.5 Kosten Generatie IV: geen goede schattingen beschikbaar

Volgens ECN en NRG is er op basis van bestaand materiaal geen goede schatting te geven voor de kosten van een kerncentrale van Generatie IV. Waar voor de Generatie III/III+ de onzekerheden al gauw ca. $\pm 30\%$ zijn, zijn de onzekerheden voor een kostenschatting van een Generatie IV type op dit moment nog groter. Dit soort typen zijn nog niet in detail uitgewerkt en uitgeengineerd. Bij onzekerheidsmarges in de kostenschattingen, dient opgemerkt te worden dat bij een daadwerkelijk besluit tot bouw, een uitgewerkte gedetailleerde kostenraming binnen zo'n concreet project een veel kleinere onzekerheidsmarge kent. Dit geldt ook voor bestaande centrales, zowel fossiel als nucleair (Jacobs, 2008).

Lange termijn kostenontwikkeling

Uit de eerder genoemde studie (Neij, 2008) komt het beeld naar voren dat tot de termijn van 2050 ook voor meer innovatieve en geavanceerde reactorconcepten er een beperkt leereffect is te verwachten. Hieruit zou geconcludeerd kunnen worden dat de kosten van nieuwe kerncentrales op de termijn tot 2040/2050 niet wezenlijk zullen veranderen ten opzichte van de kosten van de huidige nieuwe typen kerncentrales.

5.4.6 Kostenvergelijking nucleair, fossiel en hernieuwbaar Nederland

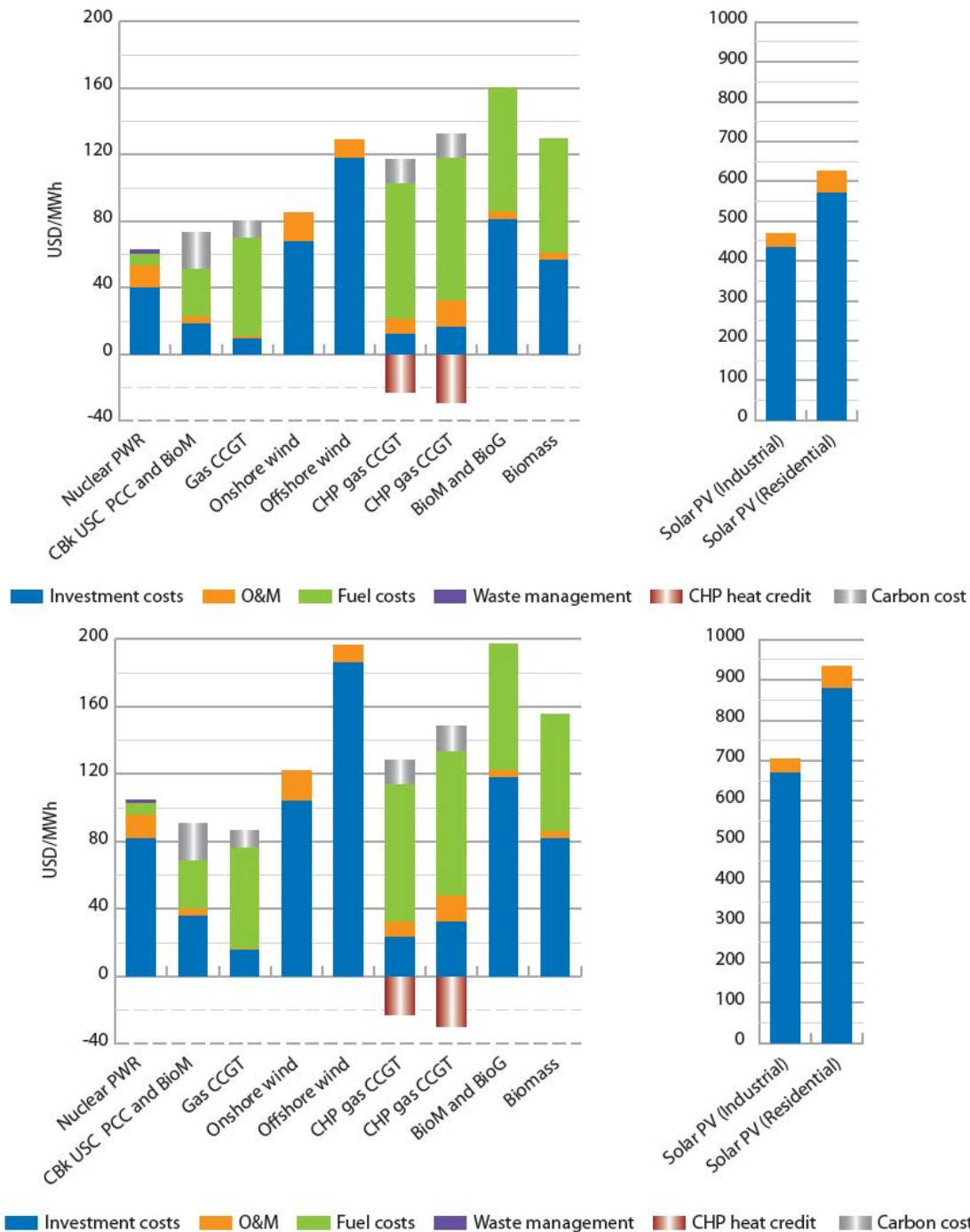
Onderlinge opties kunnen nu met de beschikbaarheid van het OECD rapport, het beste op die basis worden vergeleken. De basisparameters voor hernieuwbare opties, WKK en fossiel (kolen- en gascentrales zonder CCS) zijn door ECN aan het OECD aangeleverd, resp. op basis van:

- 1) Hernieuwbaar: de laatste bekende schattingen in het kader van de studies voor de SDE-adviesrapporten 2010 (ECN/KEMA, 2009; Lensink et al, 2009).
- 2) WKK: SDE-berekeningen 2009 (ECN/KEMA, 2009; Hers et al).
- 3) Fossiel: ECN/AEA-studie 2008 en ECN 2009 (Seebregts & Groenenberg, 2009).

Voor nucleair zijn gegevens door EZ aangeleverd.

Voor CCS heeft Nederland geen data aangeleverd, omdat het in het jaar 2015 nog geen reële optie is voor grootschalige toepassing. Einde 2015 zouden de eerste demo's met CCS moeten draaien. Een van die demo's zal plaatsvinden bij de nieuwe E.ON kolencentrale op de Maasvlakte. Daar zal 1,1 Mton CO₂ worden afgevangen (Electrabel, 2009). Een beperkt aantal OECD landen heeft wel voor het jaar 2020 voor kolencentrales met CCS gegevens aangeleverd.

De onderstaande twee figuren geven een vergelijking voor Nederland (overgenomen uit OECD (2010)).



Figuur 5.9 Productiekosten toekomstige elektriciteitsopwekking in Nederland, nieuwe centrales en installaties rond 2015 in bedrijf (Bron: OECD, 2010). In USD2008/MWh (1 USD = 0,68 Euro). Het betreft de opwekkingskosten. Eventuele (gesocialiseerde) netwerkkosten of externe kosten zitten niet in bovenstaande kostenschattingen

Kosten voor hernieuwbare opwekking volgens meest recente SDE methodiek

Hoewel in de OECD berekeningen voor de hernieuwbare elektriciteit, parameters zijn gebruikt in overeenstemming met de SDE adviesbedragen 2010 (ECN/KEMA, 2009; ECN, 2009c), leidt de SDE berekeningsmethodiek tot andere productiekosten dan in de OECD LCOE berekeningsmethode. Het zijn vooral de financiering - en afschrijvingsparameters die de verschillen verklaren. De OECD en SDE resultaten dienen daarom niet met elkaar te worden vergeleken. Ter toelichting wordt hieronder wel een aantal inzichten uit de ECN/KEMA SDE berekeningen gegeven.

In de kosten voor *windenergie op zee* zijn de kosten voor een kabel van het offshore park naar de kust opgenomen, conform de SDE schattingen (ECN, 2009c). Deze kosten voor een aparte kabel zitten tevens in de OECD berekening voor Nederland. In (ECN, 2009c) stelt ECN dat de kosten voor nieuwe offshore windprojecten medio 2009 hoger liggen dan in schattingen uit vorige jaren. Van de concrete initiatieven die beogen mee te dingen naar de 950 MW tender voor nieuwe windparken op zee, zijn 16 initiatieven onderzocht op productiekosten. Die kosten liggen tussen de 16,4 en 18,4 €/kWh volgens de SDE-berekeningsmethodiek. In deze kosten zijn de netaansluitingen van per park een aparte kabel tot aan de inpassing bij een kustlocatie opgenomen. De kosten van eventuele reservecapaciteit die kan worden toegerekend aan de inpassing van intermitterende en minder goed voorspelbare windenergie, zijn niet in deze kostencijfers opgenomen. In de maatschappelijke kosten-batenanalyse Windenergie op de Noordzee zijn de kosten van dergelijke reserve-capaciteit becijferd op 5-6% van de netto contante waarde alle investering-, onderhoudskosten en netverzwaringkosten van windenergie op land en windenergie op zee (CPB/ECN, 2005).⁴⁰ Kanttekening bij deze getallen uit 2005 is dat de kostenschattingen en veronderstellingen en de gehanteerde achtergrondscenario's niet meer overeen hoeven te komen met de huidige kosteninzichten en recentste referentieramingen (ECN/PBL, 2010).

Op de gunstigste locaties voor *windenergie op land* kan de kostprijs op 7 €/kWh uitkomen. Op die locaties is windenergie bijna rendabel toe te passen. De gemiddelde referentietechnologie die de basis voor de SDE-subsidiebedragen vormt, komt echter nog op ruim 9 €/kWh uit. In deze kosten zit 0,64 €/kWh aan 'onbalanskosten'. Dit betreft de meerkosten van het moeten handelen op de onbalansmarkt ten gevolge van het verschil tussen de werkelijke productie en productieverwachting. De overige 'onbalanskosten' (zoals netverzwaring of reservevermogen e.d) komen niet direct ten laste van windproducenten, en zitten niet in de SDE-berekeningen. Voor *zonnecellen* ('*zon-PV*') wordt in het SDE-kader rekening gehouden met een jaarlijkse kostendaling van 7 tot 8 procent. Indien die ontwikkeling zich doorzet, dan zou in Nederland bij toepassing van zonnecellen in de gebouwde omgeving tot een kostprijs leiden die rond 2020 vergelijkbaar is met de elektriciteitsmarktprijs voor consumenten. In Amerika wordt voor elektriciteitsproductie voor zon-PV en andere hernieuwbare opties rekening gehouden met resp. een 50% en 10% daling aan het eind van 2009, in vergelijking met eind 2008.⁴¹

⁴⁰ Uit (CPB/ECN, 2005): "Om de maatschappelijke kosten van het aanhouden van reservecapaciteit te bepalen, is een bedrag van 81 euro per MW aangehouden (gebaseerd op OECD, 2005). De kosten variëren tussen de projectalternatieven al naar gelang er meer of minder windenergie op zee en windenergie op land wordt geplaatst van 348 mln euro (GE) en 413 mln euro (SE) voor het derde projectalternatief tot 545-620 mln euro voor het eerste en tweede projectalternatief. De netto contante waarde van de kosten van de reservecapaciteit bedragen ca 5 tot 6 % van de netto contante waarde van alle investering-, onderhoudskosten en netverzwaringkosten van windenergie op land en windenergie op zee tezamen in de projectalternatieven."

⁴¹ New Energy Finance (2009). *Solar power 50% cheaper by year end, says New Energy Finance - Other clean energy technologies fall by around 10%, research says*. Press Release, 23 November 2009.

5.5 Op basis van welke andere overwegingen dan kostprijs maken energieproductiebedrijven een investeringsbeslissing?

Elektriciteitsproducenten zijn tegenwoordig veelal grote internationale ondernemingen die in verschillende landen opereren. Dergelijke bedrijven maken bij hun investeringsbeslissingen een keuze uit verschillende vestigingsplaatsen (landen, regio's) en uit verschillende opwekkings-technieken (kern, kolen, gas, duurzaam) om tot een uit hun optiek optimale portfolio te komen met een behoorlijke risicospreiding.

Het investeringsklimaat wordt bepaald door verwachtingen over opwekkingskosten (investeringskosten, brandstof- en CO₂-prijzen), vraag en aanbodontwikkelingen, en elektriciteitsmarktprijzen (opbrengsten). Politiek overeengekomen nationale of door Europese doelstellingen zoals op het gebied van reducties van broeikasgassen, het aandeel hernieuwbare energie, en randvoorwaarden van de verschillende centrale of decentrale overheden (provincies, rijk en EU) kunnen het investeringsklimaat en de keuzes van investeerders beïnvloeden.

Aspecten waarmee een elektriciteitsproducent bij de keuze van een vestigingsplaats rekening mee houdt, zijn:

- de nationale wet- en regelgeving op het gebied van de verschillende opties voor elektriciteitsopwekking, waaronder milieuregels,
- de aanwezigheid van locaties waar planologisch rekening is gehouden met de bouw van centrales. Het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening geeft een overzicht van deze locaties. Er worden daarin drie waarborgingslocaties voor nieuwe kerncentrales benoemd: Borssele, Eemshaven en Maasvlakte I,
- de beschikbaarheid van koelwater,
- mogelijkheden om op het elektriciteitstransportnet aan te sluiten,
- eventuele subsidieregelingen zoals in Nederland de SDE-subsidies voor windenergie en zonnepanelen, of van de Europese commissie (bijv. steun voor CCS-demo's in het kader van het Europees Economisch Herstelplan),
- de mate van zekerheid en stabiliteit van het stimuleringsinstrumentarium zoals dat door de elektriciteitsproducent wordt beoordeeld.

Uit de grote hoeveelheid plannen voor investeringen in Noordwest-Europa en vooral in Nederland voor nieuwe elektriciteitsproductie, blijkt dat het investeringsklimaat momenteel gunstig is en dat Nederland als een aantrekkelijke vestigingsplaats wordt gezien.

5.6 Business case en financieringsaspecten voor nieuwe kerncentrales in Nederland

In deze paragraaf komt een aantal aspecten aan de orde die van invloed zijn op de business case van een nieuwe kerncentrale in Nederland. Het betreft daarbij onder andere financieringsaspecten:

- 1) Is investering in een nieuwe kerncentrale wezenlijk anders dan investeringen in projecten voor nieuwe fossiele centrales of hernieuwbare energie?
- 2) Welke financiële parameters zijn binnen de Noordwest-Europese context anders dan in bijvoorbeeld de Verenigde Staten? (zie ook (OECD, 2010) rapport met daarin een overzicht gemaakt door het MIT).
- 3) Wat zijn de verschillende rollen, taken en verantwoordelijkheden van de verschillende partijen: investeerders, financiers (banken en beleggers), grootgebruikers, en ten slotte de overheid?

De OECD berekeningsmethode houdt geen rekening met financieringsissues. Er wordt wel rekening gehouden met de constructieduur en de technische levensduur van de centrale. De disconteringsfactor vindt plaats over de gehele levensduur van de centrale. In de praktijk en zeker in een

geliberaliseerde marktomgeving speelt financiering en het hanteren van een kortere afschrijvingsduur dan de technische levensduur wel een belangrijke rol. Andere studies met kosten-schattingen maken dit soort aspecten meer inzichtelijk. Aspecten die daarbij spelen zijn:

- Verhouding vreemd/eigen vermogen (debt/equity ratio).
- Rendement op eigen vermogen (return on equity).
- Verschil tussen *cost of capital/cost of debt*.
- Belastingen.
- Inflatie.

Het ‘Chapter 11 Report on studies on levelised cost of electricity’ uit de studie (OECD, 2010) geeft een overzicht van gehanteerde aannames in diverse studies. Studies waarin deze aspecten wel worden gebruikt: MIT studies uit 2003, 2007 en 2009; CERA 2004 (alle aangehaald in (OECD, 2010) en (ECN/AEA, 2008). Hieronder staat een overzicht van dergelijke gebruikte parameters gepresenteerd op basis van een vergelijking van andere studies in (OECD, 2010).

Ook uit informatie van energiebedrijven en banken blijkt dat in de Noordwest-Europese context financieringsparameters kunnen verschillen van de Amerikaanse parameters. Zo worden voor de verhouding vreemd/eigen-vermogen waarden genoemd die variëren tussen de 60/40 tot 30/70.

Tabel 5.6 *Overzicht gehanteerde parameters financiering nieuwe kerncentrales, indicatie voor EU- markt, en op basis van Amerikaanse studies uit OECD rapport*

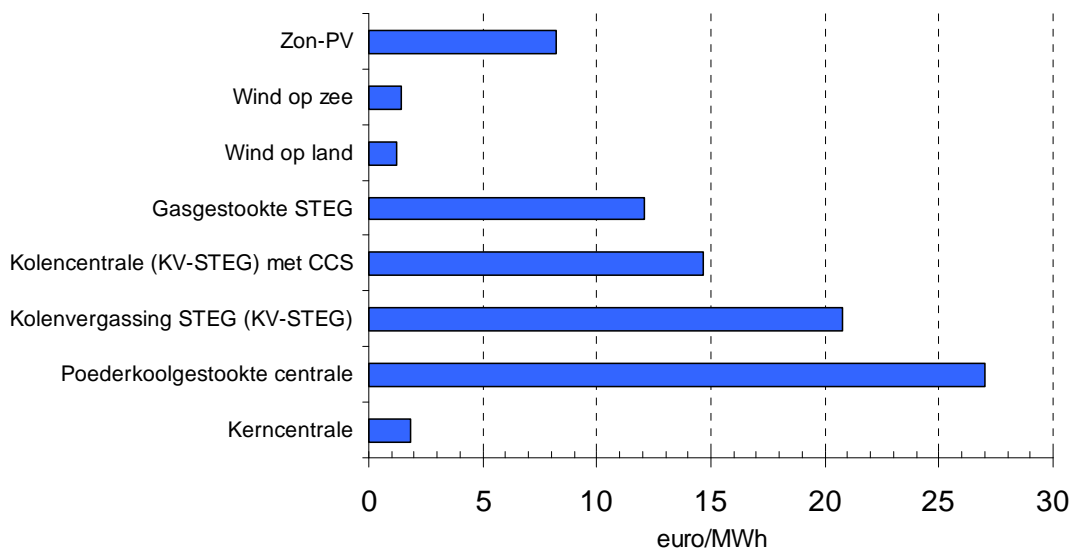
Studie	Rente Kapitaals- kosten	Rente lening	% Lening	% Eigen vermogen	Rendement eigen ver- mogen	Belasting	Inflatie
Finse EPR	5%	2,6%	80%	20%			
ECN/AEA, 2008	9,5-10,5%	10-16%	40-60%	60-40%		-	2%
Stakeholders			30-50%	70-50%			
MIT, 2003 (kolen en gas)	6,8% (4,6%)	4,9%	50% 60%	50% 40%	11,7% 8,9%	38%	3%
MIT, 2007	5,2%	4,4%	55%	45%	9,3%	39,2%	2%
MIT, 2009 (kolen en gas)	6,8% (4,7%)	4,9%	50% 60%	50% 40%	11,7% 8,7%	37%	3%
EPRI, 2008	5,5%	4,4%	50%	50%	8,3%	38%	2,5%

5.7 Indirecte en externe kosten en baten van kernenergie

5.7.1 Externe kosten van elektriciteitsopwekking

Bij toepassing van grootschalige elektriciteitsopwekking kunnen externe kosten en baten ontstaan. Hiervan is sprake als bij het produceren van elektriciteit negatieve of positieve effecten ontstaan die ten laste of bate komen van derden en niet in de kosten voor de exploitant zijn verwerkt. Externe kosten zijn kosten die nergens in het systeem zijn geïnternaliseerd.

Dit betreft bijvoorbeeld gezondheidschade door luchtverontreiniging, de kosten van klimaatverandering of de leveringszekerheid van energie. In 2008 zijn in het Europese project CASSES/NEEDS nieuwe externe kosten voor de periode 2000-2030 geraamd. De externe kosten komen voor windenergie uit op ruim 1 €/MWh en voor kernenergie op 2 €/MWh. Voor elektriciteit geproduceerd uit aardgas en kolen zonder CO₂-opslag liggen die externe kosten op meer dan 10 €/MWh (aardgas) tot ruim 20 tot 30 €/MWh (kolen).



Figuur 5.10 Externe kosten verschillende vormen van elektriciteitsopwekking, periode 2020-2030 (Gebaseerd op CASES en NEEDS projecten, 2008)

5.7.2 Externe kosten van ernstige reactorongevallen

In de externe kosten zijn de kosten als gevolg van een ernstig reactorongeval niet opgenomen. Dergelijke kosten worden in andere studies geschat op £ 0,03 tot 0, 3/MWh ⁴² tot minimaal 5 €/MWh. ⁴³

De externe kosten van ernstige reactorongevallen zijn niet opgenomen in de eerder genoemde ExternE studies en de CASES/NEEDS studies. Kernongevallen hebben een ‘kleine kans - grote gevolgen’ karakter. Dat geldt ook ten aanzien van de gemonetariseerde maatschappelijke schade van kernongevallen. Het schatten van deze schade van nucleaire ongevallen kent grote onzekerheden. Naast de materiële schade is er de niet-materiële schade (zoals dodelijke slachtoffers en stralingszieken). Deze niet-materiële schade is deels al in het externe risico-beleid beschouwd in termen van het individueel en het groepsrisico. Daarbij is het groepsrisico een maat voor de maatschappelijke ontwrichting.

De weliswaar onzekere maar te ramen directe monetaire schade van een ernstig kernongeval is af te meten aan de diverse verzekerde bedragen en de garantiestellingen door de nationale en Europese overheden. Deze lopen in totaal voor Nederland op tot 3,2 miljard euro (zie ook paragraaf 5.7.3).

Dergelijke bedragen, in de orde van maximaal enkele miljarden, zijn te vertalen in gemiddelde schadekosten (als gevolg van zo’n ernstig kernongeval) per geproduceerde MWh, zoals dat bijvoorbeeld in (Kennedy, 2007) voor het Verenigd Koninkrijk is gebeurd. Zo’n berekening bestaat dan uit de berekening ‘kleine kans x schade’ en het middelen van die uitkomst over de geproduceerde MWh. Ook in (Kuik, 2007) worden op dergelijke wijze verkregen waarden gepresenteerd, en dan voor verschillende energieketens, zie Tabel 5.6. Kuik haalt daarbij Duits onderzoek aan: “Krewitt en Schlomann merken in hun studie van externe effecten van energietechnologieën voor de Duitse regering dan ook op dat de waardering van de relevante effecten van kernenergie (ongevallen met kleine kans maar met potentieel catastrofale gevolgen; waarde-

⁴² Kennedy, 2007. Gebaseerd op een (beperkte) kosten-batenanalyse voor nieuwe kerncentrales in het Verenigd Koninkrijk.

⁴³ Het getal van 5 €/MWh is gebaseerd op een CE studie voor Greenpeace (CE, 2007). Het getal wordt met name bepaald door de hoogte van een (subjectieve) factor voor risicoaversie in de methode die CE hanteert.

ring van schade over tienduizenden jaren; het effect van proliferatierisico's op maatschappelijke structuren) waarschijnlijk op methodologische grenzen stuit (Krewitt en Schlomann, 2006).”

Als alternatief schetst CE schetst in (CE, 2007) een methodiek waarbij een (subjectieve) risico-aversiefactor wordt gebruikt. CE komt dan tot een externe kosten schatting voor kernenergie van minimaal 5 €/MWh. Dat is ordes groter dan de waarden die in (Kuik, 2007) en (Kennedy, 2007) worden gegeven. (Kennedy, 2007) komt daarbij voor nieuwe kerncentrales in het VK uit op 0,03 tot 0,3 £/MWh. Die waarden zijn weer ca. 10 to 100 keer hoger dan de 0,0029 €/MWh die voor niet-OESO (op basis van Tsjernobyl ramp) door (Kuik, 2007) wordt gerapporteerd, zie ook onderstaande Tabel 2.7.

Tabel 5.7 *Schade- en externe kosten van ongevallen/rampen in diverse energieketens (Bron: Kuik, 2007)*

Energieketen	Regio/Land	Schadekosten in €2002-cent/kWh			Externe kosten in €2002-cent/kWh		
		Werknemers	Maatschappij	Totaal	Werknemers	Maatschappij	Totaal
Steenkool	OESO	1.70E-03	1.20E-05	1.70E-03	3.40E-04	6.10E-06	3.50E-04
	niet-OESO (zonder China)	6.50E-03	4.30E-05	6.50E-03	3.20E-03	3.50E-05	3.30E-03
	China (1994-1999)	1.20E-02	ng 3)	1.20E-02	6.10E-03	ng 3)	6.10E-03
Olie	OESO	9.90E-04	9.00E-04	1.90E-03	2.00E-04	4.50E-04	6.50E-04
	niet-OESO	1.80E-03	1.10E-02	1.30E-02	9.10E-04	8.70E-03	9.60E-03
Aardgas	OESO	2.20E-04	4.40E-04	6.60E-04	4.50E-05	2.20E-04	2.60E-04
	niet-OESO	3.30E-04	5.90E-04	9.20E-04	1.60E-04	4.70E-04	6.30E-04
Waterkracht	OESO	ng 3)	4.10E-05	4.10E-05	ng 3)	2.00E-05	2.00E-05
	niet-OESO	ng 3)	1.20E-01	1.20E-01	ng 3)	9.80E-02	9.80E-02
	niet-OESO zonder Bangiao/Shimantan	ng 3)	1.60E-02	1.60E-02	ng 3)	1.30E-02	1.30E-02
Kern	OESO 1)	ng 3)	ng 3)	ng 3)	ng 3)	ng 3)	ng 3)
	Niet-OESO 2)	5.70E-04	ng 3)	5.70E-04	2.90E-04	ng 3)	2.90E-04

Noten:

1) Gebaseerd op PSA van Muehleberg centrale (Zwitserland).

2) Gebaseerd op Tsjernobyl ramp.

3) ng = verwaarloosbaar (volgens (Kuik, 2007)).

Specifiek voor de kolenketen, komt CE in (CE, 2008) tot de volgende getallen voor kolencentrales. De ‘kans x schade’ methode werkt wel voor de kolenketen, omdat in die keten het aantal ongevallen frequent is (meer dan 1200 ongevallen met meer dan vijf dodelijke slachtoffers zijn gerapporteerd, volgens Hirschberg et al, 2004).

Tabel 5.8 Externe kosten als gevolg van ongelukken in de kolenketen (€/MWh)

In (€/MWh)	Occupational	Public	Total
China	0,061		0,061
OECD	0,0034	0,000061	0,003
Non-OECD (other)	0,032	0,00035	0,032

Bron: CE, 2008.

Beide methodes, de ‘kleine kans x schade’ aanpak, en de CE methodiek met subjectieve risico-aversiefactoren, zijn wetenschappelijk-methodologisch en maatschappelijk niet geaccepteerd. Ze kunnen dan ook niet goed als beoordelings- of vergelijkingscriterium worden gebruikt, als maat voor de externe kosten van ernstige reactorongevallen. In dit licht kunnen de eerdere opmerkingen van Krewitt en Schlomann, 2006, nogmaals worden aangehaald.

Samenvattend concluderen we dat voor het bepalen en het waarderen van de externe kosten die samenhangen met ernstige kernongevallen, er geen wetenschappelijk-methodologisch verantwoorde methodiek bestaat, en dat er tevens ook geen maatschappelijk geaccepteerd beoordelingskader bestaat.

Voor externe kosten gekoppeld aan materiële schade is er nog geen dergelijke norm en bijbehorende geaccepteerde berekeningsmethodiek. Er is geen normering en methodiek die zowel wetenschappelijk als maatschappelijk geaccepteerd is.

Dat is ook de reden waarom Europese studies als ExternE en recent CASES/NEEDS het berekenen van externe kosten van ‘kleine kans - ernstige ongevallen’ uit de weg gaan. Men vermeldt er wel uitdrukkelijk bij dat de kosten van ernstige reactorongevallen niet in de externe-kostenschattingen zitten.

Het is een politieke en maatschappelijke discussie welke normen gehanteerd worden voor zaken die met risico-perceptie of risico-aversie hebben te maken, en met gevolgen in termen van materiële schade.

In het externe risico beleid is het groepsrisico een manier om ‘kleine kans - grote effecten’ op een andere manier te wegen die al de intentie heeft om aan de ‘kleine kans - grote effecten’ meer gewicht te hechten aan de effecten. Naarmate het aantal dodelijke slachtoffers toeneemt, wordt de geaccepteerde kans daarop ‘kwadratisch’ verlaagd. Voor elke 10 x groter aantal slachtoffers dient de bijbehorende kans 100 keer kleiner te zijn. Echter, wat gevolgen betreft gaat het in deze risiconormen dan om dodelijke slachtoffers (groepsrisico) en het sterfte risico (individueel risico).

Wat zeggen de ongevalsstatistieken van energieketens?

In (Savacool, 2008)⁴⁴ zijn, op basis van beschikbare mondiale statistieken, 279 ernstige ongevallen in verschillende energieketens bestudeerd in de periode 1907-2007. Het betreft een beperkte studie, gezien de onvolledigheid en de onbekende betrouwbaarheid van de informatie waarop het onderzoek zich moest baseren. Het onderzoek biedt wel inzicht en een indicatie van de relatieve verschillen tussen gevolgen van ongevallen in de diverse energieketens die in de afgelopen honderd jaar zijn opgetreden. De volledigheid en betrouwbaarheid van de gebruikte historische gegevens is niet voor elk land of elke regio even groot.

Voor elk van de ongevallen is een schatting gemaakt van zowel dodelijke slachtoffers als de materiële schadekosten. Die hebben geleid tot een materiële schade van in totaal 41 miljard USD2006, en meer dan 182.000 dodelijke slachtoffers. Enkel ongevallen met minimaal 1 dodelijk slachtoffer of een materiële schade van meer dan 50000 USD zijn in de analyse beschouwd.

⁴⁴ Benjamin K. Sovacool (2008): *The costs of failure: A preliminary assessment of major energy accidents, 1907-2007*, In: Energy Policy 36 (2008) 1802-1820.

De meeste slachtoffers werden veroorzaakt door een drietal ongevallen met waterkracht. De grootste was de breuk van de Shimantan Dam in China, met een geraamd aantal slachtoffers van 171000. Kernenergie komt op de tweede plaats, waarbij de slachtoffers van de ramp in Tjernobyl de grootste bijdrage leverde. (Savacool, 2008) komt voor Tjernobyl tot 4055 dodelijke slachtoffers. Er zijn ook studies die tot hogere schattingen komen. De Wereldgezondheidsorganisatie (WHO, 2006) van de VN komt tot 4175 slachtoffers als gevolg van opgelopen stralingsdosis. (Greenpeace, 2006) komt tot een aantal van meer dan 90000.

Tabel 5.9 Ongevallen in energieketens: Statistieken en schattingen uit (Savacool, 2008)

Energieketen	Materiële schade		Dodelijke slachtoffers		Ongevallen	
	In miljard USD2006	Percentage [%]	Aantal	Percentage [%]	Aantal	Percentage [%]
Aardgas	3.7	7	709	0	91	33
Olie	19.1	38	3330	2	71	25
Kernenergie	16.6	33	4067	2	63	23
Kolen	0.7	1	2834	2	51	18
Waterkracht	9.7	19	171216	94	3	1

Tabel 5.10 Nucleaire ongevallen uitgelicht, selectie ongevallen/incidenten met dodelijke slachtoffers of veel schade (> 100 miljoen USD)

Naam	Wanneer	Aantal dodelijke slachtoffers	Schade [in miljoen USD]
Harrisburg, TMI-2	1979	0	2400
Buenos Aires	1983	1	65
Tjernobyl	1985	4056	6700
Athens, Alabama	1985	0	1830
Waterford, Connecticut	1996	0	254
Crystal River, Florida, USA	1996	0	384
Ibaraki Prefecture, Japan	1999	2	54
Oak Harbor, Ohio, USA	2002	0	143
Fukui Prefecture, Japan, Mihama Nuclear Power Plant	2004	5	9

Bron: Savacool, 2008.

5.7.3 Wako, kosten van verzekeringspremies en aansprakelijkheid

Een aantal internationale verdragen⁴⁵ regelt de aansprakelijkheid en daarbij behorende bedragen voor exploitant, nationale overheden en lidstaten (i.e. landen die deze verdragen hebben geratificeerd). Boven de bedragen op grond van de verdragen van Parijs en Brussel geldt in Nederland een Staatsgarantie (ex art. 18 van de Wako⁴⁶, de Wet aansprakelijkheid kernongevallen). Dit is een zuiver nationale regeling en vloeit niet voort uit internationale verdragen.

In onderstaande Tabel 5.11 staan de betalende partijen en de bedragen samengevat.

⁴⁵ Verdrag van Parijs, 1960, en Verdrag van Brussel, 1963, Gezamenlijk Protocol (Verdrag van Wenen), 1988

⁴⁶ Zie bijvoorbeeld voor de wettekst:

http://www.st-ab.nl/wetten/0363_Wet_aansprakelijkheid_kernongevallen.htm (bezoekt 3 maart 2010).

Tabel 5.11 *Overzicht aansprakelijkheid en bedragen bij ongevallen met kerninstallaties*

	Wie betaalt?	Huidige situatie	Na ratificatie nieuwe protocollen a)
1e tranche	exploitant	340 M€	700 M€
2e tranche	Openbare middelen lidstaat waar kerninstallatie is gevestigd	--- b)	500 M€ c)
3e tranche	Openbare middelen van alle lidstaten gezamenlijk op basis van een bepaalde sleutelformule.	145 M€ d)	300 M€
Totaal		485 M€	1500 M€
Staatsgarantie Nederlandse overheid (art. 18 Wako)	Openbare middelen Nederland	1.785 M€	1700 M€
Totaal		2270 M€	3200 M€

Tabel noten:

a) De wijziging van de bedragen is nog niet in werking getreden omdat afgesproken is (Beschikking 2004/294/EG van de Raad van de Europese Unie van 8 maart 2004 (PbEU L 97)) dat de EU-lidstaten die partij zijn bij het Verdrag van Parijs, gelijktijdig zullen overgaan tot bekrachtiging van het Protocol tot wijziging van dat verdrag. Aangezien nog niet alle betrokken lidstaten hun nationale wetgeving hebben aangepast, zijn de Protocollen nog niet in werking getreden, evenmin als de gewijzigde Wako.

b) Nederland heeft de aansprakelijkheidslimiet van de exploitant nationaal zodanig verhoogd dat het bedrag van de 2e tranche volgens het verdrag van Parijs (tot 175 mln SDR) valt binnen het bedrag waarvoor de exploitant aansprakelijk is en dus verzekeringsdekking moet hebben (€ 340 mln).

c) Na inwerkingtreding van de Protocollen 2004 bedraagt de aansprakelijkheid van de exploitant volgens het Verdrag van Parijs € 700 mln. Dit bedrag wordt in de Wako vooralsnog aangehouden. Het bedrag van de 2e tranche valt dan dus niet meer binnen dat van de aansprakelijkheid van de exploitant en dus zal de Staat dat bedrag ter beschikking moeten stellen.

d) Door de huidige aansprakelijkheidslimiet in de Wako zou ook de 3e tranche volgens het verdrag van Parijs (tot 300 mln SDR⁴⁷) vallen binnen het bedrag waarvoor de exploitant aansprakelijk is. Hierdoor zou de situatie ontstaan dat landen die nationaal hoge aansprakelijkheidsbedragen hebben vastgesteld, daarvoor in feite bestraft worden aangezien de andere lidstaten bij een schade van grote omvang niet aan hun verplichtingen zouden behoeven te voldoen. Om deze ongewenste situatie te voorkomen is in OECD/NEA-kader bepaald dat het bedrag van de 3e tranche beschikbaar zal komen bovenop nationale hoge aansprakelijkheidsbedragen (en dan dus pas later aan de orde komt dan bij lage nationale limieten).

Kosten en en premies voor exploitant

De exploitant van de nieuwe kerncentrale is verplicht zich te verzekeren tot een bedrag van 700 M€ (1^e tranche, zie ook Tabel 5.11). Voor de 1e tranche sluit de exploitant een verzekering in de 'commerciële markt', d.w.z. de markt waarop commerciële verzekeraars werkzaam zijn. Voor exploitanten van Nederlandse kerninstallaties is dat in de praktijk de Atoompool. Dat is een samenwerkingsverband waarin Nederlandse en buitenlandse verzekeraars capaciteit bijeen hebben gebracht. In praktisch alle westerse landen bestaan vergelijkbare pools.

Voor de aansprakelijkheidsverzekering betaalt Borssele aan de Atoompool thans een premie. De betaalde premies worden verdeeld onder de deelnemende verzekeraars, naar gelang van hun aandeel in de pool.

Voor de risico's waarvoor exploitanten van kerninstallaties in Nederland aansprakelijk zijn, maar waarvoor zij geen dekking op de commerciële verzekeringsmarkt kunnen krijgen, heeft

⁴⁷ a) Miljoen SDR; "Special Drawing Rights" is de door het Internationaal Monetair Fonds (IMF) in het leven geroepen internationale rekeneenheid die in bijna alle moderne internationale verdragen wordt gehanteerd. De waarde van de SDR wordt bepaald door een "mandje" van 4 munten, te weten Euro, Japanse Yen, Britse Pond Sterling en US dollar. Hierdoor wisselt de koers dagelijks. Op 25 januari 2010 bedroeg de koers van de SDR ongeveer € 1,10.

het ministerie van Financiën de zgn. Aanvullende Staatspolis in het leven geroepen. Voor de dekking ingevolge de 3e tranche wordt geen premie in rekening gebracht.

De premies en vergoedingen voor de Aanvullende Staatspolis en de Staatsgarantie worden betaald aan het Ministerie van Financiën en worden steeds in de verantwoordingsstukken aan de Tweede Kamer opgenomen. Deze ontvangsten worden niet bij een financiële instelling belegd en evenmin wordt er een speciaal fonds of iets dergelijks mee gevoed.

Over de premie/vergoeding die Nederlandse exploitanten aan de Staat moeten betalen na inwerkingtreding van de Protocolen 2004 en de gewijzigde Wako is nog geen beslissing genomen. Het ligt echter in de lijn der verwachtingen dat ook voor de dekking van het bedrag op basis van de 2e tranche een premie in rekening zal worden gebracht.

5.7.4 Indirecte kosten

Indirecte kosten zijn kosten die niet voor rekening van de producent komen, maar bij derden terecht komen. Indirecte kosten zijn bijvoorbeeld kosten die de overheid moet maken voor

- publieksvoorlichting over kernenergie,
- beveiliging van afvaltransporten,
- ongevalbestrijding,
- beveiliging tegen terroristische acties,
- uitputting van uraniumvoorraden, en
- gevolgen van proliferatie.

Indirecte kosten zijn dus anders dan externe kosten. Indirecte kosten kunnen geconcretiseerd worden, en de kosten worden door specifieke en aanwijsbare partijen voor hun rekening genomen.

Andere voorbeelden van indirecte kosten zijn de kosten van de elektriciteitsinfrastructuur, voor zover die niet op de producent in rekening worden gebracht. Een voorbeeld daarvan zouden de kosten kunnen zijn van een 'Stopcontact op Zee' dat speciaal voor de ontwikkeling van windenergie op zee wordt aangelegd. Die kosten zijn naar verwachting hoger dan de kosten van de infrastructuur op land.

Voor een aantal opwekkingsvormen wordt een deel van de kosten gecompenseerd in de vorm van subsidies. De SDE-subsidies voor een aantal hernieuwbare opties zijn daarvan een voorbeeld.

5.7.5 Wat zijn de directe en indirecte baten van kernenergie?

In een Europese studie door MNP⁴⁸ bedragen de gemonetariseerde gezondheidsbaten van een kerncentrale ten opzichte van een kolencentrale door een verbeterde luchtkwaliteit (zie ook paragraaf 7.2) en een verminderde bijdrage aan klimaatverandering circa 0,5 eurocent per kWh. Toepassing van kernenergie heeft daarnaast een gunstig effect op energievoorzieningszekerheid (zie ook paragraaf 6.2) en een vermindering van broeikasgasemissies (Scheepers et al., 2007). Voor fossiele brandstoffen speelt uitputting van voorraden en voorzieningszekerheid een rol, waarbij in het bijzonder aardgas minder gunstig scoort. Rond 2030 wordt Nederland naar verwachting een netto importeur van aardgas⁴⁹. Voor de EU als geheel loopt rond 2030 de importafhankelijkheid voor aardgas op tot meer dan 70%. Een aantal Europese landen heeft al last gehad van onderbreking in de gaslevering die via Rusland en Oekraïne loopt.

Baten die ontstaan door hoge elektriciteitsprijzen als gevolg van prijsstijging van fossiele brandstoffen of de prijs van CO₂-emissierechten worden door de kernenergie-exploitant niet vanzelf

⁴⁸ (Bollen en Eerens, 2007).

⁴⁹ (WLO, 2006).

doorgegeven aan de afnemers. Deze voordelen kunnen in dat geval niet worden aangemerkt als *externe* baten.

Wel kan in het algemeen worden gesteld, dat bij het vergroten van het aandeel hernieuwbare energie en kernenergie ten koste van fossiele opwekking, het aantal draaiuren van fossiele centrales steeds meer zullen worden verminderd, en dan vooral van de fossiele opwekking zonder CCS. Dit effect is onder andere waar te nemen in het achtergrondscenario SB (en tevens in de nieuwe referentieramingen 2010 (ECN/PBL, 2010). Ondanks dat de CO₂-prijs in het achtergrondscenario SB oploopt van 50 tot tot 100 €/ton CO₂, neemt in vergelijking met achtergrondscenario SA de gemiddelde groothandelsprijs slechts met ca. 10 €/MWh toe. In dat SB scenario blijven de draaiuren van de kolencentrales met CCS wel redelijk op peil. De variabele kosten door de CO₂-afvang zijn veel lager zijn dan kolen- of gascentrales zonder CO₂-afvang. Samenvattend kan worden geconcludeerd dat zowel kernenergie als hernieuwbare opties met lagere variabele kosten (zoals windenergie) tot een lagere groothandelsprijs leiden indien zij fossiele opties met hogere marginale kosten uit de merit order stoten. Globaal gezien betekent dat een lagere groothandelsprijs en daarmee een economisch voordeel omdat deze lagere groothandelsprijs leidt tot lagere einverbruikersprijzen. Echter, voor een gehele macro-economische analyse dienen alle kosten- en baten te worden beschouwd. Daarbij zijn niet alleen de variabele productiekosten maar ook de investerings- en kapitaalskosten van belang. Voor hernieuwbare opties, kolencentrales, CCS en kerncentrales zijn die kapitaalskosten relatief hoog.

Uitbreiding van kernenergie in Nederland stimuleert naar verwachting het nucleaire onderzoek in Nederland, vooral bij onderzoeksinstituten en universiteiten. Onderzoek naar andere innovatieve elektriciteitsproductieopties (bijvoorbeeld hernieuwbare energie, afvang en opslag van CO₂, etc.) zal blijven plaatsvinden al zal de omvang van dit energieonderzoek mogelijk worden beïnvloed. Een nieuwe kerncentrale vergroot de nucleaire sector in Nederland.

5.7.6 Werkgelegenheidseffecten

De werkgelegenheid die direct gekoppeld is aan een energie-centrale hangt van de technologie af. Sommige technologieën zijn arbeidsintensiever dan andere technologieën. Zo zijn bij het exploiteren van een kerncentrale zijn meer mensen betrokken dan bij gas- en kolencentrales. Hierdoor is er mogelijk een (gering) positief economisch effect op de regio waar een kerncentrale staat. Tevens kan de bouw van de kerncentrale zelf wel maar tijdelijk extra werkgelegenheid tot gevolg hebben. Deze effecten zijn in de Fact Finding Kernenergie 2007 al benoemd en beschouwd (Scheepers et al, 2007). De onderhavige studie heeft die effecten niet opnieuw beschouwd of geanalyseerd. Van uitbreiding van kernenergie met één centrale werd in die eerdere studie nauwelijks effect op de elektriciteitsprijzen verwacht, omdat deze marktprijzen bepaald blijven worden door andere elektriciteitsproductietechnologieën. Dit is inmiddels in de onderhavige studie geïllustreerd in paragraaf 5.3 voor de beide achtergrondscenario's, en bij drie kernenergiescenario's.

De eventuele kostenvoordelen van kernenergie ten opzichte van fossiele centrales worden door de exploitant van de kerncentrale niet automatisch aan afnemers doorgegeven. Worden na 2020 meerdere kerncentrales in Nederland gebouwd, dan kan dit de elektriciteitsprijs mogelijk relatief verder verlagen. Dit is echter onzeker en hangt af van de omvang en samenstelling van de markt voor basislastvermogen (deze markt kan sterk in omvang toenemen door integratie met het buitenland) en of er sprake is van marktconcentratie (bijv. wanneer alle kerncentrales door dezelfde producent worden geëxploiteerd). Met lange termijn contracten, die door (industriële) afnemers met een kernenergie-exploitant worden afgesloten, ontstaat in principe geen andere situatie.

De contractprijs zal worden gebaseerd op de verwachte toekomstige marktprijs. Echter, er zijn in dit soort contracten wel 'cost-plus' afspraken denkbaar, waarbij producent en afnemer het eventuele voordeel van relatief lagere productiekosten door een kerncentrale ten opzichte van de gemiddelde groothandelsprijs, kunnen delen. Met lange termijn contracten wordt vooral het prijsrisico tussen de exploitant en afnemer verdeeld. Pas achteraf kan worden vastgesteld of

contractpartijen voor- of nadeel hebben ondervonden van prijsverschillen tussen contractprijs en de gemiddelde gerealiseerde marktprijs. Daarbij blijft de elektriciteit die met lange termijn contracten is gecontracteerd, gedurende de looptijd van het contract verhandelbaar op de elektriciteitsmarkt.

Over het mogelijke werkgelegenheidseffect op langere termijn is echter geen uitspraak te doen.

6. Kernenergie en Betrouwbaarheid

Dit hoofdstuk gaat in op het effect van nieuwe kerncentrales op de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening. Er komen twee hoofdvragen aan de orde. De eerste heeft te maken met leveringszekerheid: kunnen nieuwe kerncentrales goed functioneren binnen het Nederlandse elektriciteitssysteem? De tweede heeft te maken met voorzieningszekerheid: dragen nieuwe kerncentrales bij aan de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening op lange termijn?

6.1 Leveringszekerheid: technische inpassing nieuwe kerncentrales

6.1.1 Inpassing grote eenheden

Bij de interpretatie van de kernenergiescenario's is aangegeven dat bij nieuwe kerncentrales gedacht moet worden aan eenheden van 1000 a 1600 MW. Inpassing van dergelijke relatief grote eenheden hoeft geen probleem op te leveren voor de leveringszekerheid⁵⁰ van de elektriciteitsvoorziening in Nederland en Noordwest-Europa. Het onverwacht uitvallen van dergelijke grote eenheden (als enkelvoudig gebeurtenis) kan al binnen de huidige regel-, nood- en reservevermogens worden opgevangen door TenneT en de andere Europese TSO's, in UCTE-verband. De UCTE maakt regelmatig ook 'System Adequacy Forecasts' waarbij met ontwikkelingen in productiecapaciteit, inter-connectie capaciteit en de systeembelasting wordt rekening gehouden (UCTE, 2009).

In vergelijking met een nieuwe kolen- of gascentrale heeft een nieuwe kerncentrale geen specifieke voor- of nadelen voor wat betreft de betrouwbaarheid van levering door onverwachte uitval van een producerende centrale. Volledigheidshalve kan worden opgemerkt dat tijdsplanning van regulier en gepland onderhoud aan deze centrales vooraf bekend zijn. Dat leidt niet tot onverwachte uitval van de centrale.

6.1.2 Regelbaarheid en flexibiliteit

De mate van regelbaarheid wordt belangrijker in een elektriciteitsmarkt met steeds meer minder voorspelbare intermitterende hernieuwbare bronnen. Zowel nieuwe kolencentrales als nieuwe kerncentrales worden daarom ontworpen om meer flexibel bedreven te kunnen worden.

NRG heeft recent een studie voor Delta afgerond over de regelbaarheid van de nieuwe typen kerncentrales die nu gebouwd of besteld kunnen worden (NRG, 2009). Uit de studie blijkt dat de huidige commercieel verkrijgbare reactor typen zoals een EPR en een AP1000, een veel grotere regelbaarheid hebben dan de bestaande kerncentrales.

In het rapport 'De regelbaarheid van elektriciteitscentrales' staat een aantal tabellen waaruit de regelbaarheid van de diverse typen productie-eenheden blijft, zowel de meer huidige nieuwe typen als verwachtingen over nieuwe typen die in 2025 beschikbaar kan zijn. De onderstaande tabel is gebaseerd op de studie (TU Delft, 2009). Voor de volledigheid zijn tabellen uit die studie in de Bijlage opgenomen.

⁵⁰ Leveringszekerheid is hier gedefinieerd als de betrouwbaarheid op korte termijn, d.w.z. een grote leveringszekerheid betekent een zeer kleine kans op (niet voorziene) uitval van bepaalde delen van het opwekkingsvermogen (bijv. door storingen, windstil weer, onbalans).

Tabel 6.1 *Regelbaarheid nieuwe typen centrales*

Type	Mate van regelbaarheid
Gascentrales	Snel regelbaar voor wat betreft gasturbines STEG's zijn minder snel regelbaar. Tot 20% deellast Het netto omzettingsrendement loopt snel terug bij deellastbedrijf.
Kolencentrales	Tot 20% deellast (kolenvergassers) of 30% (poederkool)
Kerncentrales	Tot 19-20 % deellast

Voor een kerncentrale geldt dat vooraf aangetoond moet worden dat de hoofdcomponenten (met name het reactorvat) gedurende de gehele ontwerplevensduur betrouwbaar blijft. Dat houdt in dat voor alle voorzienbare transiënten (rekening houdend met soort, grootte en het aantal) gedurende deze 60 jaar worden geïnventariseerd en dat wordt aangetoond dat de betrouwbaarheid ook na al deze transiënten is gegarandeerd. Ter illustratie voor de EPR met een ontwerplevensduur van 60 jaar: Die 12000 (200 x 60) keer af- en opregelen (telkens naar 50%) gedurende 60 jaar is een aanname die nodig is om deze betrouwbaarheid aan te tonen. Het hoeft geen daadwerkelijke beperking te zijn. In de praktijk zou dit betekenen dat, indien de werkelijke transiënten slechts geteld en niet gemeten zouden worden, bij het bereiken van deze 12000 keer, de betrouwbaarheid voor de resterende jaren alsnog moet worden aangetoond.

Een dergelijke beperking is nu al bij alle kernenergiecentrales aanwezig is. Bij conventionele centrales is het in zoverre anders dat daar reparatie van de hoofdcomponenten technisch goed mogelijk is, maar ook daar is het zaak het aantal transiënten te beperken om de levensduur niet te veel te verkorten.

Bij voldoende aanbod van windenergie, zou basislastelektriciteit van kerncentrales, kolencentrales en sommige gascentrales⁵¹ onder druk kunnen komen te staan. De variabele kosten zouden dan niet meer kunnen opwegen tegen de lage elektriciteitsprijs die ontstaat door de relatief grote productie van elektriciteit uit windenergie en andere 'must-run' capaciteit, zoals een deel van het WKK vermogen en AVI's.⁵² Een extreem lage elektriciteitsprijs kan effecten hebben bij alle aanbieders van elektriciteit. Zelfs ten aanzien van windenergie is gemeld dat deze onder druk kan komen te staan⁵³

Deze situaties kunnen ontstaan als er in periodes met weinig elektriciteitsvraag (inclusief de mogelijke exportvraag) zo'n grote hoeveelheid productievermogen met lage variabele kosten is (windenergie, AVI's, must-run WKK, kern- en kolencentrales) dat niet al deze capaciteit kan worden ingezet, en dat centrales moeten worden teruggeregeld die normaliter veel draaiuren maken zoals kolen- en kerncentrales.

De inpassing van grote hoeveelheden windenergie is in detail onderzocht in een aantal specifieke studies die voor EZ en EnergieNed zijn uitgevoerd, zie resp. (KEMA, 2010) en (Frontier Economics, 2010). Een overzicht van studies is te vinden in (D-Cision, 2010). In dit rapport wordt er daarom niet verder op ingegaan.

Wel kan worden gesteld dat vanwege de lage variabele kosten van (nieuwe) kerncentrales, deze kerncentrales een gunstige positie hebben in de merit order (inzetvolgorde). Het is daarom niet aannemelijk dat kerncentrales zullen worden teruggeregeld in bovengenoemde situaties. Delta stelt in de startnotitie voor een nieuwe kerncentrale (Delta, 2009) dat in het ontwerp van de

⁵¹ Een aantal nieuwe gasgestookte centrales worden nu gebouwd om ca. 6000 uren of meer te produceren (Bron: Milieueffectrapportages van die nieuwe centrales), en zijn daarmee ten dele ook bedoeld als basislast eenheid.

⁵² In SB wordt de CO₂ prijs zo hoog dat kolencentrales zonder CCS niet meer zullen produceren. De nieuwe kolencentrales die in de periode 2010-2020 in bedrijf komen, worden dan uitgerust met CCS (tussen de 3000 en 4000 MWe). De bestaande kolencentrales (nu bijna 4200 MWe) worden uit bedrijf genomen.

⁵³ Zie AER Advies over toekomstige energieinfrastructuur, 2 september 2009 (AER, 2009).

nieuwe kerncentrale meer regelbaarheid zal worden ingepast. Hiermee zou ook een nieuwe kerncentrale in een elektriciteitsysteem met veel windenergie flexibeler kunnen inspelen op dergelijke marktomstandigheden.

6.2 Lange termijn voorzieningzekerheid

6.2.1 Diversificatie

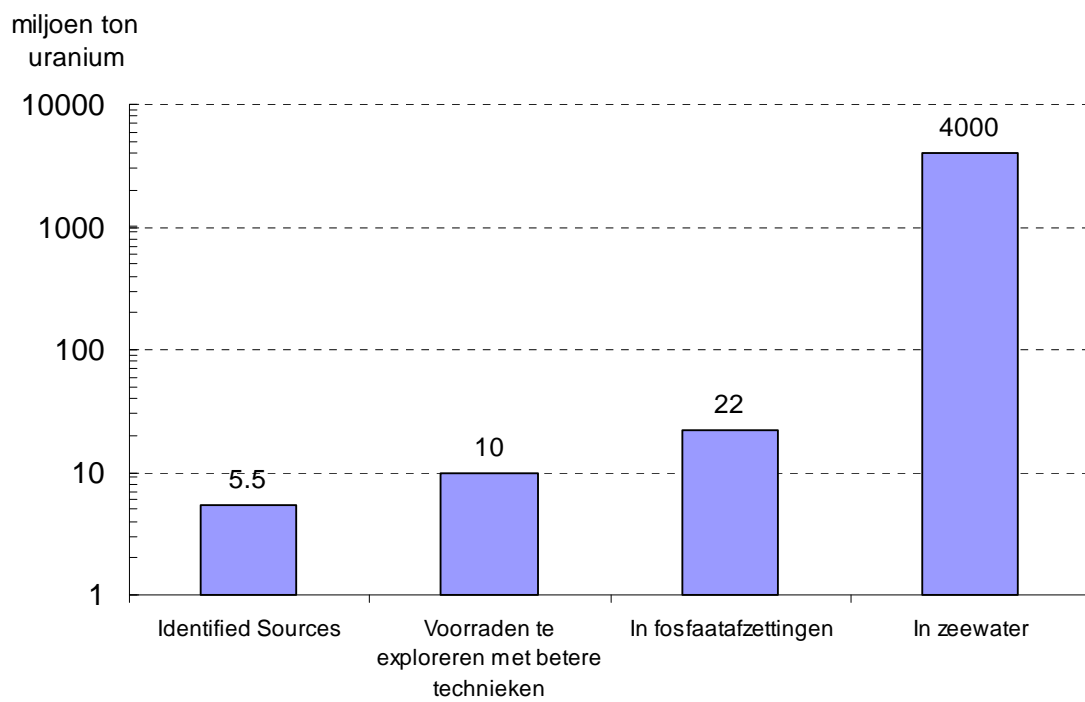
In het algemeen geldt dat de voorzieningszekerheid verbetert bij een grote spreiding in technologie, brandstof en aanvoerroutes. Dat betekent dat toevoeging van nieuwe kerncentrales aan productieparken zonder of met weinig kernenergie (zoals in de achtergrondscenario's SA en SB) tot een verbetering van deze middellange tot lange-termijnvoorzieningszekerheid kan leiden. Deze verbetering speelt vooral op Noordwest-Europese en Europese schaal. Het aandeel kernenergie aan de elektriciteitsproductie in Europa is nu ca. 30%. Binnen Noordwest Europa, met daarbij Frankrijk, ligt dat aandeel nog hoger. Toevoeging van enkele nieuwe kerncentrales aan Noordwest-Europese productieparken met nu een beperkt aandeel kernenergie (zoals in Nederland), leidt daarom tot een beperkte verbetering van de middellange tot lange-termijnvoorzieningszekerheid op de Noordwest-Europese markt. Het bouwen van een of meerdere nieuwe kerncentrales in Nederland zal op zich zelf geen groot effect op dit punt hebben. Het vergroten van het aandeel kernenergie in de elektriciteitsmix is ten aanzien van deze lange termijnvoorzieningszekerheid vergelijkbaar met toevoeging van hernieuwbaar productievermogen aan productieparken met een klein aandeel hernieuwbaar productievermogen, zoals momenteel gebeurt in veel Europese landen en voor Europa als geheel. De minder goede voorspelbaarheid van het windaanbod maakt dat het intermitterende hernieuwbare vermogen echter relatief minder bijdraagt aan de korte termijn voorzieningszekerheid, of leveringszekerheid. Het is niet eenvoudig om voor de gehele energievoorziening deze korte termijn- en lange termijn aspecten van voorzieningszekerheid in samenhang kwantitatief te vergelijken (ECN/CIEP, 2007). In die laatste ECN/CIEP studie wordt kernenergie ten opzichte van olie, aardgas, kolen, en hernieuwbare energiebronnen hoger ingeschaald voor de langetermijnvoorzieningszekerheid. Zowel kernenergie als hernieuwbare bronnen scoren in de daartoe ontwikkelde index beter dan aardgas en olie.

6.2.2 Conventionele uraniumvoorraden

De uraniumvoorraad ('Identified Resources'⁵⁴) is bij een prijs tot 130 USD/kg circa 5,5 miljoen ton. Dat is voldoende voor circa 100 jaar bij gelijkblijvend gebruik. Met verbeterde technieken zou er nog 10 miljoen ton aan conventionele voorraden beschikbaar zijn. Voorts zijn onconventionele voorraden van uranium aanwezig in fosfaatafzettingen (22 miljoen ton) en in zeewater (4000 miljoen ton bij 3-4 ppb).

Op basis van de winbare uraniumvoorraden zou een verdrievoudiging van de wereldwijde elektriciteitsproductie door kernenergie naar verwachting van NRG zonder substantiele prijsstijgingen opgevangen kunnen worden. De hoogte van die prijsstijgingen is echter niet te geven. De productiecapaciteit van de bestaande uraniummijnen is echter beperkt en zal een groeiende vraag op korte termijn (rond 2015) slechts moeizaam kunnen volgen.

⁵⁴ 'Identified Resources' volgens het Red Book: NEA/IAEA, 2007.



Figuur 6.2 Beschikbaarheid uranium: conventionele en onconventionele voorraden (NRG, 2009).

7. Kernenergie en Milieueffecten ('Schoon')

Dit hoofdstuk beschrijft de impact op van nieuwe kerncentrales in Nederland op milieu-aspecten ('Schoon'). De directe milieueffecten van kernenergie worden vooral bepaald door de ioniserende straling, emissies van radioactieve stoffen en radioactief afval dat bij de verschillende processtappen van de splijtstofcyclus en tijdens de verschillende fasen van de installaties (d.w.z. productiebedrijf en ontmanteling) ontstaat. Hierbij wordt uitgegaan van normale bedrijfsvoering. Voor de indirecte milieu-effecten, en dus voor een onderlinge vergelijking met andere elektriciteitsproductieopties zijn ook de emissies van ondermeer kooldioxide (CO₂) relevant.

Paragraaf 7.1 schetst de radiologische milieueffecten van kernenergie evenals externe veiligheid. De paragraaf is door en onder verantwoordelijkheid van NRG geschreven. Randvoorwaarden gekoppeld aan milieueffecten en -eisen van kernenergie worden uitvoerig behandeld in het NRG rapport 'Kernenergie & Randvoorwaarden (NRG, 2009). Paragraaf 7.2 gaat in op de (vermeden) CO₂-emissies en emissies bepalend voor luchtkwaliteit. De laatste paragraaf 7.3 gaat in op de vraag in hoeverre groei van kernenergie strijdig is met de groei in hernieuwbare elektriciteitsopwekking.

Voor een aantal indicatieve berekeningen van de effecten in de drie kernenergiescenario's is gekozen voor 2040 als zichtjaar. De onzekerheden over de milieueigenschappen van nieuwe technologieën anno 2040 zijn al erg groot. Een nog onzekerder speculatie over technologie-eigenschappen in 2050 voegt niets toe aan de essentiële milieverschillen tussen nieuwe kerncentrales en fossiel gestookte centrales. Daarom is een kwalitatieve doorkijk van milieueffecten naar 2050 niet gemaakt. Wel is voor de CO₂-emissies in het jaar 2050 van de diverse opwekkings technologieën een langetermijnstudiestudie van PBL (PBL, 2009) benut.

7.1 Radiologische milieueffecten en externe veiligheid

De radiologische milieueffecten van kerncentrales zijn te onderscheiden naar effecten van:

- directe straling en emissies naar lucht en water die bij regulier bedrijf,
- emissies als gevolg van ongevallen.

Regulier bedrijf

Bij reguliere bedrijfsvoering van een kerncentrale wordt de directe omgeving blootgesteld aan ioniserende straling vanuit de bedrijfsgebouwen. Daarnaast vinden gecontroleerde emissies van radioactieve stoffen plaats via de uitstoot van verontreinigde ventilatielucht en batch-gewijze kleine lozingen van afvalwater op het oppervlaktewater. Mensen die permanent nabij het bedrijfsterrein wonen kunnen door blootstelling aan straling en geëmitteerde radioactieve stoffen een additionele dosis ontvangen. Ook verontreinigingen van milieucompartimenten in de directe omgeving en daarbuiten (via verspreiding in lucht en oppervlaktewater) kunnen tot additionele doses leiden. Het stralingsniveau en de emissies naar lucht en water van een kerncentrale wordt continu gemeten. Onafhankelijk daarvan worden ook omgevingsmetingen uitgevoerd. De resultaten van alle metingen worden periodiek gerapporteerd aan het bevoegd gezag.

De stralingsniveaus en emissies naar lucht en water moeten voldoen aan vergunningslimieten. De vergunningslimieten worden door het bevoegd gezag in de praktijk zo ingevuld, dat zelfs als deze limieten geheel zouden worden opgevuld, de doses voor omwonenden ver onder de wettelijke limieten blijven. Ze zijn dan ook vooral bedoeld om de stralingshygiënische manier van werken zoveel mogelijk te stimuleren. Onafhankelijk van het type kerncentrale bedraagt de daarvan maximaal jaarlijks te ontvangen additionele dosis een fractie van 0,01% of minder van de dosis die jaarlijks sowieso wordt ontvangen, voornamelijk door natuurlijke stralingsbronnen en medische toepassingen van straling, zie Figuur 7.1.



Figuur 7.1 *Stralingsbelasting van de Nederlandse bevolking vanuit diverse bronnen*

Hoewel onafhankelijk van het type kerncentrales de stralingsbelasting bij regulier bedrijf in vergelijking met andere bronnen zeer laag is, legt het type wel beperkingen op aan het niveau waartoe de stralingsbelasting kan worden teruggebracht. Bij de westerse kerncentrales is het stralingsniveau vanuit de bedrijfsgebouwen al zo laag, dat dit zich niet meetbaar van de omgeving onderscheidt. Door extra afscherming is verdere verlaging van dat niveau wel mogelijk, maar gezien het ontbreken van een effect daarvan niet zinvol.

Emissies van de meeste radioactieve stoffen naar water en lucht zijn door een goede bedrijfsvoering goed te beperken. Een deels natuurlijke beperking daarop vormt de emissie van radioactieve edelgassen, tritium en ^{14}C . De tritiumproductie in een kerncentrale, evenals de verdeling van de emissie daarvan naar lucht en water, is wel afhankelijk van het type kerncentrale. Ook de productie en emissie van ^{14}C hangt samen met het type kerncentrale. De emissie van radioactieve edelgassen hangt ook af van de kwaliteit van de primaire insluiting van de splijtstof. De jodiumemissie is door de wijze van bedrijfsvoering goed te beïnvloeden. Tabel 7.1 geeft een overzicht van de - deels geraamde - reguliere emissies van een aantal voor de huidige discussie relevante kerncentrales, genormeerd op een eenheidsvermogen van 1000 MW_e. Ter vergelijking zijn in die tabel ook de reguliere emissies van de kerncentrales Borssele opgenomen. Voor die kerncentrale is de dosis als gevolg van emissies naar de lucht 1000 keer groter dan die van de emissies naar het water.

Tabel 7.1 *Reguliere emissies [GBq/a] naar lucht en water en hun relatieve dosisbijdragen*
⁵⁵ voor moderne kerncentrales genormeerd op een eenheidsvermogen van 1000 MW_e

Emissies	EPR ⁵⁶		AP1000 ⁵⁷		ABWR ⁵⁸	
<i>Lucht:</i>						
Edelgassen	335000	84%	407000	69%	145000	51%
Tritium	4150	7%	13000	14%	2100	5%
¹⁴ C	170	9%	270	10%	260	20%
¹³¹ I	0.21	-	4.4	7%	7.4	24%
<i>Water:</i>						
Tritium	39500	11%	37400	12%	1700	1%
β/γ-emitters	4.4	89%	3.5	88%	2.8	99%

Emissies	ESBWR ⁵⁹		PBMR ⁶⁰		KCB	
<i>Lucht:</i>						
Edelgassen	104000	44%	1000	1%	8200	14%
Tritium	1750	5%	11500	79%	500	5%
¹⁴ C	330	31%	85	20%	200	79%
¹³¹ I	5.3	21%	0.005	-	0.08	1%
<i>Water:</i>						
Tritium	325	-	7300	66%	14000	29%
β/γ-emitters	2.25	100%	0.05	34%	0.45	71%

De relatief hoge edelgasemissies van de kokendwaterreactoren (ABWR, ESBWR) zijn inherent aan de directe cyclus bij die reactoren. De relatief hoge tritiumproductie in drukwaterreactoren (EPR, AP1000, KCB) wordt vooral bepaald door het boorzuur dat in deze reactoren gebruikt wordt voor de regeling van de nucleaire kettingreactie.

Externe veiligheid

In het 'Besluit externe veiligheid inrichtingen' worden eisen gesteld aan industriële installaties, dus ook aan de opwekking van elektriciteit met kernenergie. De huidige installaties in Nederland ten behoeve van kernenergie halen deze eisen ruimschoots. De risico's van ongevallen met een kerncentrale zijn te onderscheiden in het (plaatsgebonden) individueel risico en het groepsrisico. Aan het individueel risico - de kans om tengevolge van een ongeval eerder te overlijden - stelt de wet een limiet van 10⁻⁶ per jaar. Voor alle in de huidige discussie betrokken kerncentrales geldt, dat enkel de kans dat zo'n ongeval zich voordoet kleiner is dan de norm voor dit individueel risico. Daarom voldoen alle hier beschouwde kerncentrales aan dit criterium.

Het groepsrisico is een maat voor de omvang van de gevolgen. Dat wordt beoordeeld op het aantal slachtoffers dat als gevolg van een ongeval binnen korte tijd zou kunnen overlijden, de zogeheten 'acute slachtoffers'. De wettelijke norm voor het groepsrisico is opgehangen aan een kans van 10⁻⁵ per jaar dat er meer dan 10 acute slachtoffers vallen, en neemt voor grotere aantallen omgekeerd evenredig af met het kwadraat van het aantal acute slachtoffers. Het groepsrisico is afhankelijk van de bevolkingsdichtheid rond de centrale. Voor berekeningen van het groepsrisico voor nieuwe centrales kan waarvoor een referentie vestigingsplaats kan worden gebruikt.

⁵⁵ De relatieve dosisbijdrage (in %) is het aandeel van de jaardosis per blootstellingspad (lucht / water) verbonden met de emissie van de nuclide(groep).

⁵⁶ US EPR Belle Bend Nuclear Power Plant - Final safety Analysis Report; US EPR, Bell Bend NPP, COL Application Part 3, Environmental Report, UniStar Nuclear Services, LLC, 2008.

⁵⁷ AP 1000 Design Control Document; Bellefonte Nuclear Plant, Units 3 & 4, COL Application Part 3, Environmental Report, TVA, 2003.

⁵⁸ General Electric ABWR Design Control Document.

⁵⁹ Fermi-3 Design Control Document.

⁶⁰ Geschat op basis van metingen (DIRATA, IAEA) bij de THTR-300 (Hamm-Uentrop, 1987 - 1988).

De THTR-300 kende een relatief hoge tritiumproductie, die vooral samenhang met in principe vermijdbare lithium- en boriumverontreinigingen in het grafiet van de rond de kern geplaatste neutronenreflectors.

Voor geen van de hier beschouwde kerncentrales is het groepsrisico volgens de Nederlandse norm berekend. Het groepsrisico hangt af van de lokatie van de centrale en het centraletype. Van moderne kerncentrales mag volgens NRG evenwel verwacht worden dat zij beter scoren dan de huidige kerncentrale Borssele, waarvan het groepsrisico vele orden beneden de wettelijke limiet ligt. Er zullen wat het groepsrisico zeker verschillen bestaan tussen de verschillende centrales. Hoewel er van de PBMR nog geen ongevalsanalyse bestaat, mag daarvoor op grond van het ontwerp verwacht worden dat er bij ongevallen geheel geen acute slachtoffers kunnen vallen. Ook voor de AP1000⁶¹ en de EPR⁶² mag op grond van de uitgevoerde veiligheidsanalyses verwacht worden dat er bij ongevallen met deze centrales hooguit een zeer beperkt aantal acute slachtoffers zou kunnen vallen.

7.2 Broeikasgassen en luchtkwaliteit

In de huidige Nederlandse elektriciteitsvoorziening wordt een kerncentrale dankzij zijn zeer lage variabele kosten vrijwel altijd ingezet als basislasteenheid. Een nieuwe kerncentrale zal door de exploitant waarschijnlijk ook als een basislasteenheid in de markt worden gepositioneerd. Een nieuwe kerncentrale zal na 2020 dan - binnen de achtergrondscenario context - hetzij in de plaats komen van een nieuwe kolencentrale (al dan niet met CCS) of - minder aannemelijk maar hier als gevoeligheidsanalyse beschouwd - eventueel in de plaats komen van een moderne nieuwe gascentrale (STEG). Dit is eerder in Hoofdstuk 6 toegelicht. In onderstaande Tabel en bijbehorende figuren staat samengevat wat de vermeden emissies zijn indien een nieuwe kerncentrale in plaats van een nieuwe kolen- of gascentrale wordt gebouwd. De omvang van de vermeden emissies is naar rato groter indien het een grotere productiecapaciteit betreft, en is daarmee afhankelijk van welk kernenergiescenario wordt gehanteerd. Hoewel binnen de context van SA en SB eerder in Hoofdstuk 5 en Hoofdstuk 6 vooral de vergelijking met kolencentrales is gemaakt, is in deze paragraaf tevens een vergelijking gemaakt met een aardgasgestookte STEG (L en H staan voor resp. de lage en hoge capaciteit van de veronderstelde vermogens van kerncentrales die de fossiele eenheden vervangen). Het betreft hier de fysieke emissies in Nederland van CO₂ en NO_x, SO₂ en fijn stof. Voor CO₂ geldt het EU ETS waarbij is verondersteld dat zij ook na 2020 de elektriciteitsproductiebedrijven vallen onder een gezamenlijk Europees CO₂-emissieplafond. Het plafond voor na 2020 moet nog worden vastgesteld. In dat systeem is het voor het halen van de nationale CO₂-reductiedoelstellingen niet meer relevant waar de CO₂-emissies van deze sector plaatsvinden. Echter, de omvang van het kernenergievermogen in Europa kan mede bepalend zijn voor het CO₂-emissieplafond dat de EU gaat bepalen voor na de periode na 2020. Tevens kan de omvang van het kernenergievermogen in de EU van invloed zijn op de CO₂-prijs voor emissierechten die tot stand komt.

De rol van een of meerdere nieuwe kerncentrales in Nederland zal op deze nieuwe cap en de hoogte van de CO₂-prijs een zeer beperkte invloed hebben. Een omvangrijkere groei van het kernenergievermogen op Europese schaal kan wel op deze grootheden een meer dan zeer beperkte impact hebben.

In SB wordt in het jaar 2040 al 20 Mton CO₂-emissie minder uitgestoten dan in SA (zie Tabel 7.4). Dit verschil wordt vooral verklaard uit de grotere rol van hernieuwbare elektriciteit en de lagere elektriciteitsvraag. Indien in SB nieuwe kerncentrales in plaats van kolencentrales met CCS worden geplaatst, dan kan er nog tussen de 4 en 9 Mton minder CO₂ worden uitgestoten (zie Figuur 7.2).

⁶¹ AP1000, Bellefonte NPP, 2003.

⁶² US EPR, Bell Bend NPP, 2008.

Tabel 7.2 *Samenvatting effecten op CO₂ en NO_x, SO₂ en fijn stof (directe emissies van elektriciteitsproductie). Emissies betreffen jaarlijkse emissies, op Nederlands grondgebied*

	1b-L	1b-H	2-L	2-H	3-L	3-H
Omvang netto productie vermogen [MW _e]	200	500	1000	1600	2000	5000
Vermeden fossiele brandstofinzet en emissies						
<i>Nieuwe kolencentrale</i>						
Brandstofinzet [PJ]	12	31	62	99	123	309
CO ₂ [Mton]	1,2	2,9	5,8	9,3	11,7	29,2
NO _x -emissie [kton]	0,2	0,5	1,0	1,7	2,1	5,2
SO ₂ -emissie [kton]	0,2	0,4	0,8	1,3	1,6	4,0
Fijnstof emissie [kton]	0,01	0,03	0,1	0,1	0,1	0,3
<i>Nieuwe gascentrale (STEG)</i>						
Brandstofinzet [PJ]	10	24	48	77	96	241
CO ₂ [Mton]	0,5	1,4	2,7	4,4	5,5	13,7
NO _x -emissie [kton]	0,1	0,3	0,6	1,0	1,3	3,1
<i>Kolencentrale, met 75% CO₂-afvang</i>						
CO ₂ [Mton]	0,4	0,9	1,8	2,9	3,6	9,1
Aannames parameters productie, efficiëntie en emissiefactoren						
Vollastbeschikbaarheid-productie	90%					
Omvang netto productie vermogen [MW _e]	200	500	1000	1600	2000	5000
Netto productie [TWh]	1,6	3,9	7,9	12,6	15,8	39,4
		Emissiefactoren			Fijn stof ⁶³	
	efficiëntie	CO ₂	NO _x	SO ₂		
		[kg/GJ]	[g/GJ]	[g/GJ]	[g/GJ]	
Nieuwe kolencentrale	46%	94.7	17	13	1	
Nieuwe gascentrale (STEG)	59%	56.8	13			
Kolencentrale, met 75% CO ₂ -afvang (retrofit van centrales 2012-2015)	37%	23.7				

⁶³ PM = Particulate Matter, is (Fijn) Stof.

Tabel 7.3 *Directe CO₂-emissies, gram per kWh, elektriciteitsproductie*

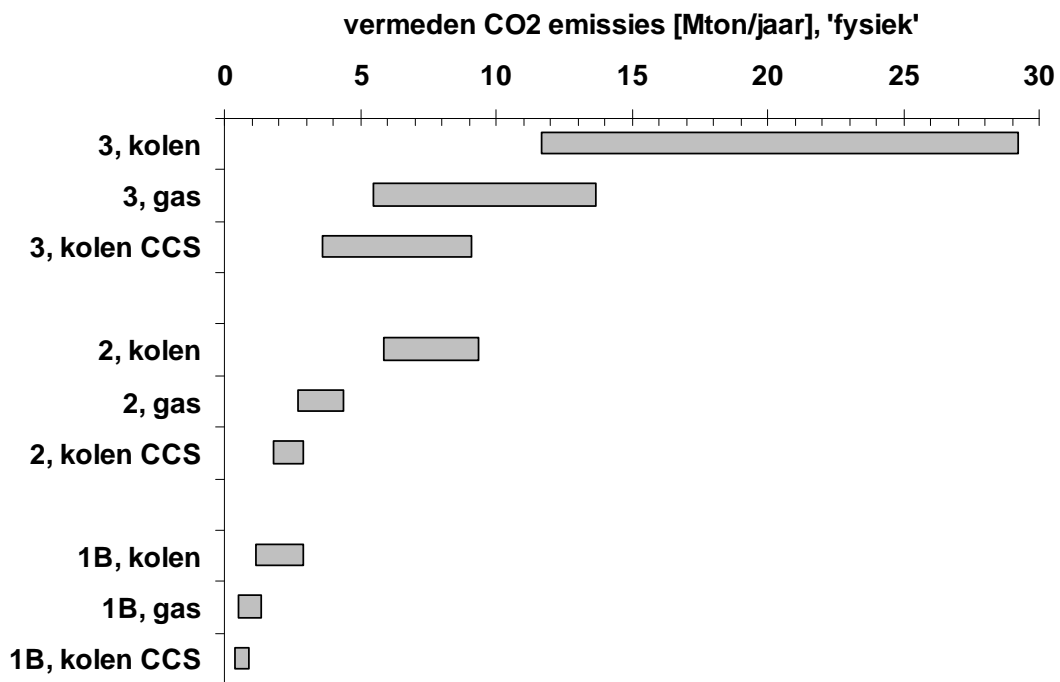
Technologie	CO ₂ -emissie [gram per kWh]	CO ₂ -emissiefactor [kg/MJ brandstof]
Kernenergie en hernieuwbare opties	0	0
Aardgas, STEG, 59% - 62% efficiency ⁶⁴	347 - 330	56,8
Poederkool en KV-STEG, 46% - 52% efficiëntie	741 - 656	94,7
Poederkool, CCS, 37% efficiëntie (retrofit en capture ready 2010-2020 met 46%) en 75% CO ₂ -afvang	230	94,7

Tabel 7.4 *Overzicht CO₂-emissies centrale elektriciteitsopwekking, SA en SB, 2020-2040 (in Mton/jaar). Emissies betreffen jaarlijkse emissies, op Nederlands grondgebied*

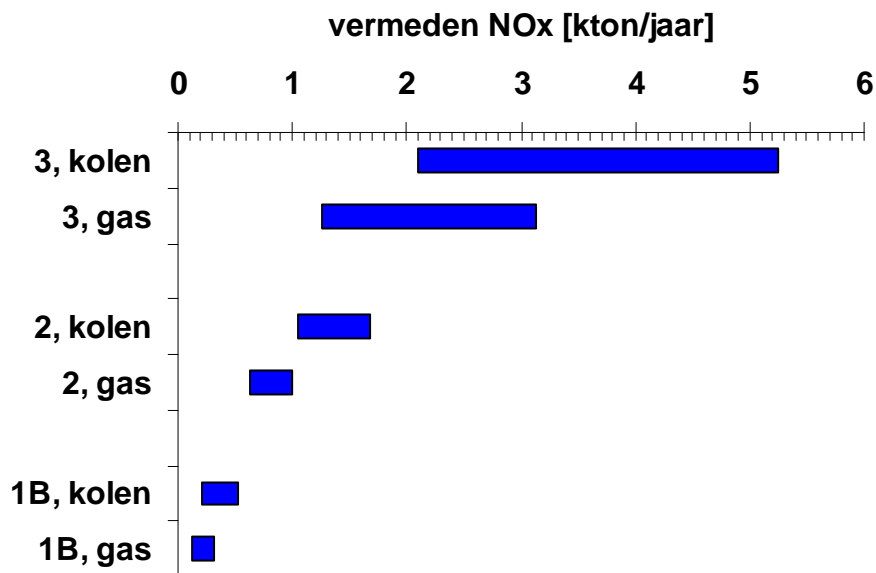
Jaar	SA, 1a	SB, 1a	Vershil SB - SA
2020	63 ⁶⁵	57	-6
2030	56	37	-19
2040	49	29	-20

⁶⁴ De genoemde efficiëncies zijn aannames. Bij toenemend deellastbedrijf, kunnen deze 'ontwerpendementen' lager uitvallen, en daarmee de directe CO₂ emissies hoger. Dit effect is al sinds de liberalisering geconstateerd. Het effect was dan max. ca. 1%-punt (voorbeeld: Eemscentrale, zie (Seebregts & Volkers, 2005)). Voor een aantal gascentrales die in de toekomst nog flexibeler gaan worden ingezet, bijvoorbeeld ter balancerings of al reserve-capaciteit van een groot aandeel minder voorspelbaar windenergievermogen, kan het gemiddelde operationele rendement verder teruglopen. Zie ook (TU Delft, 2009).

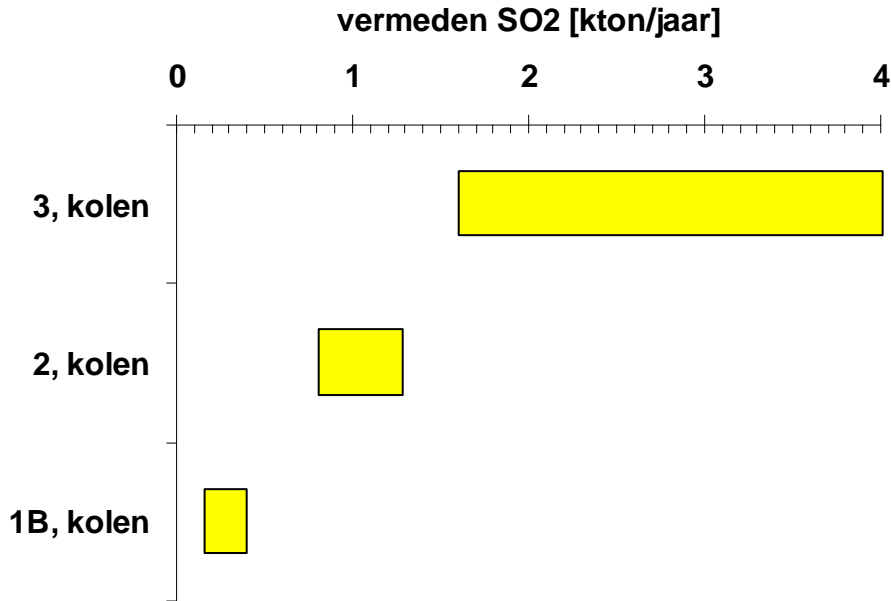
⁶⁵ Het UR-GE scenario, met een hogere elektriciteitsvraag (156 TWh vs. SA 140 TWh), komt in 2020 uit 73 Mton CO₂ (zie ECN-E-09-010).



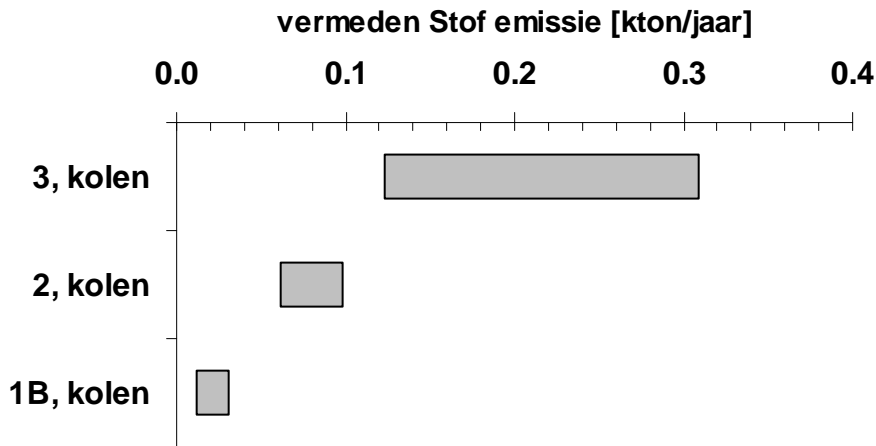
Figuur 7.2 Vermeden CO₂-emissies in Mton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 en 3,, bij vervanging van kolen of gas (SA) of kolen met CCS (SB). Het betreft 'fysieke' CO₂-emissies (uit Nederland schoorstenen).



Figuur 7.3 Vermeden emissie NO_x in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen of gas



Figuur 7.4 Vermeden emissie SO₂ in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen

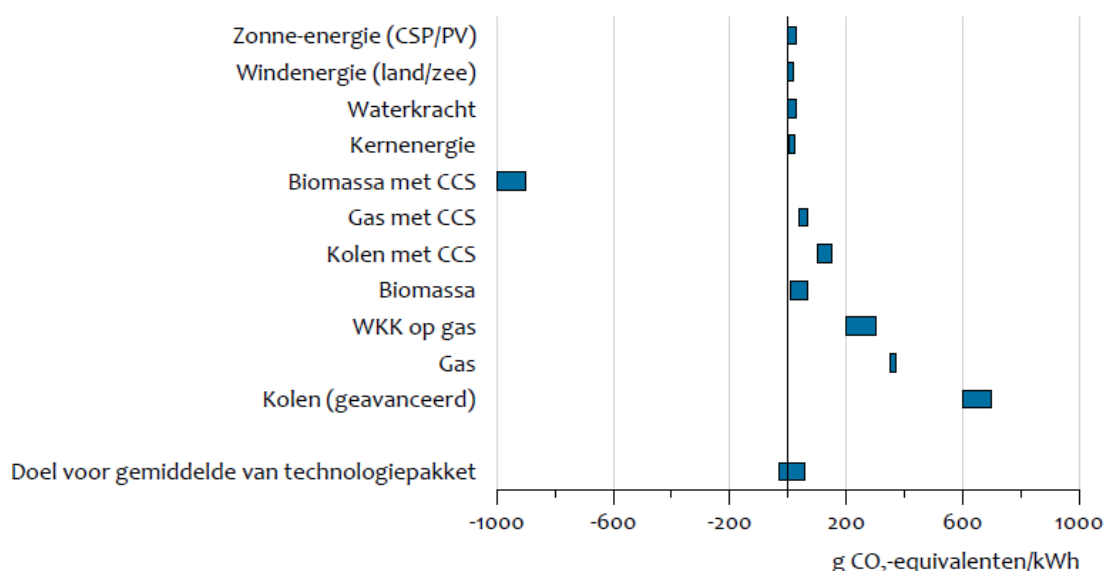


Figuur 7.5 Vermeden emissie (Fijn) Stof in kton/jaar, per kernenergiescenario 1b, 2 of 3, bij vervanging van kolen

CO₂-emissies van kernenergie gedurende de levenscyclus

De CO₂-emissies van kernenergie gedurende de levenscyclus van een kerncentrale zijn per kWh vergelijkbaar met die van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen (FFK, Scheepers et al. 2007). Voor bestaande kerncentrales worden waarden gerapporteerd van 5 tot 65 gram CO₂ per kWh. Voor Europese kerncentrales zijn emissies berekend van 8 tot 32 gram CO₂ per kWh. De cijfers gelden voor de huidige winning van uranium, maar kunnen toenemen bij winning van armere uraniumertsen. Voor windenergie zijn CO₂-emissies berekend van 6 tot 23 gram per kWh en voor elektriciteit afkomstig van huidig type zonnepanelen 30 tot 100 gram CO₂ per kWh. Voor CO₂-emissies van de levenscyclus van kolencentrales zonder CO₂-afvang en -opslag worden waarden gerapporteerd die liggen tussen 815 en 1153 gram per kWh en voor gascentrales tussen 362 en 622 gram per kWh. Voor de vergelijking met nieuwe kolen- en gascentrales die nu en na 2020 worden gebouwd, zullen deze emissies lager zijn. Ook voor de levenscyclus emissies van

zon-PV is er nog verbetering te verwachten. De omvang en het soort benodigde materialen speelt daarbij een belangrijke rol. Ter illustratie en indicatie van de mogelijke langetermijn ontwikkelingen biedt de (PBL, 2009) studie inzichten. Het PBL heeft voor het jaar 2050 de levenscyclus CO₂-emissies in kaart gebracht. Dit betreft dus zowel de directe CO₂-emissies (zoals in Figuur 7.2 is vermeld) van de elektriciteitsopwekking plus daarbij de CO₂-emissies in de rest van de levenscyclus (mijnbouw, transport, bouw installatie, afbraak, etc.). Deze zijn in onderstaande Figuur 7.6 weergegeven. Volgens de schatting van PBL zijn de totale levenscyclus CO₂-emissies van kernenergie vergelijkbaar met die van windenergie. PBL veronderstelt op de termijn van 2050 voor kolen met CCS CO₂-emissies die lager zijn dan 200 gram/kWh.



Figuur 7.6 CO₂-emissies voor gehele levenscyclus voor verschillende vormen van elektriciteitsopwekking, voor het jaar 2050 (Bron: PBL, 2009)

7.3 Bijdrage kernenergie in Nederland aan een klimaatneutrale energiehuishouding

Kernenergie heeft relatief lage kosten per vermeden ton CO₂ (Optiedocument ECN/MNP, 2006; IEA ETP, 2008). De elektriciteitsproductiesector valt onder het EU ETS, waarvoor een Europees sectoraal CO₂-plafond wordt gezet. Voor CO₂ geldt het EU ETS waarbij is verondersteld dat ook na 2020 de elektriciteitsproductiebedrijven vallen onder het gezamenlijk Europese CO₂-emissieplafond. In dat systeem is het voor het halen van de nationale CO₂-reductiedoelstellingen niet meer relevant waar de CO₂-emissies van deze sector plaatsvinden, of welke opties een bijdrage aan de reductiedoelstelling leveren. De inzet van meer kernenergie kan wel de marktprijs voor CO₂ beïnvloeden. Gegeven een vastgesteld plafond voor de CO₂-emissies onder het EU ETS, leidt een groter aandeel kernenergie tot een gemiddeld lagere marktprijs voor CO₂. Kernenergie heeft immers een gunstige positie in de CO₂ abatements curve vanwege de lage kosten per vermeden ton CO₂. In het algemeen kan worden gesteld dat de economische efficiency van een systeem als het ETS gebaat is bij lagere kosten voor de CO₂-marktprijs. Daarbij kan wel de kanttekening worden gemaakt, dat een lagere CO₂-prijs anderszins nieuwe hernieuwbare opties en innovatieve opties als CCS minder snel rendabel zal maken. Eventuele subsidies voor dergelijke opties zullen bij lagere CO₂-prijzen dan relatief langer nodig zijn.

Indien de vraag beperkt wordt tot “In hoeverre draagt kernenergie in Nederland nu en in de toekomst wel/niet bij aan een klimaatneutrale energiehuishouding?”, dan is die bijdrage onder het EU ETS boekhoudkundig dus strikt genomen nul. Een nieuwe kerncentrale in een ander EU

land heeft hetzelfde effect als een nieuwe kerncentrale in Nederland. Dezelfde redenering geldt ook voor andere typen van nieuwe capaciteit, dus ook extra windenergie of extra fossiele centrales hebben geen invloed op de CO₂-emissies onder het ETS.

Een aantal studies in opdracht van EZ gaat specifiek in op de aspecten die samenhangen met inpassing van veel windenergie en de mogelijke consequenties voor conventionele centrales, zie hiervoor (KEMA, 2010; D-cision, 2010).

Referenties

- AER (2008): *Brandstofmix in beweging*. Algemene Energieraad, Januari 2008.
- AER (2008b): *Briefadvies 'Waterstof uit kolen'*. 2 september 2008.
- AER (2009): *De ruggengraat van de energievoorziening - Advies Energieraad over de energie-infrastructuur*, Persbericht 2 september 2009.
<http://www.algemene-energieraad.nl/newsitem.asp?pageid=14974>
- AEF (2010): *Overeenkomsten en verschillen in het debat rondom kernenergie*. Andersson Elffers Felix, Utrecht, GV131/001g.doc.
- ANP (2009): *Polen bouwt eerste kerncentrale*. ANP bericht, 11 augustus 2009, zie ook:
<http://www.energieportal.nl/http://www.energieportal.nl/content/view/6073/>.
- CASES (2008): *Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*. - D.6.1. Project No 518294 SES6, 13 februari 2008.
- CDU/CSU/FDP (2009): *Wachstum, Bildung, Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP 17. Legislaturperiode, - Entwurf -*.
- CE (2007). M.N. (Maartje) Sevenster, H.J. (Harry) Croezen, *Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland, de 'vergeten' kosten in beeld*. Delft: CE Delft, 2007.
- CE (2008): Maartje Sevenster, Harry Croezen, Margaret van Valkengoed, Agnieszka Markowska, Ewout Dönszelmann, *External costs of coal- Global estimate*. Delft, CE Delft, 2008, http://www.ce.nl/publicatie/external_costs_of_coal/878.
- CE (2009): *Duurzaamheid elektriciteitsmarkt?* CE Delft, oktober 2009 (rapport in opdracht van Stichting Natuur en Milieu).
- CIEP (2009): *Some Policy Challenges of a Global Nuclear Renaissance*. Warner ten Kate & Jacques de Jong, Clingendael International Energy Programme, Briefing Papers, July 2009.
http://www.clingendael.nl/publications/2009/20090700_briefing_paper_nuclear_final_kate.pdf (download 3 augustus 2009).
- D-cision (2010): Rudi Hakvoort, Jos Meeuwssen, *Ontwikkeling van de brandstofmix van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening - Analyse en synthese van recente studies*. D-cision B.V., Zwolle, maart 2010.
- Delta (2009): *Startnotitie Milieueffectrapport Tweede Kerncentrale Borssele*. Gepubliceerd 25 juni 2009.
- ECN/AEA (2008): Jaap C. Jansen, Ad J. Seebregts, Mike Holland, *Task 1 The Economics of Nuclear Power in Europe - Final Report*. Report to European Commission, Restricted Commercial, June 2008.
- ECN/CIEP (2007): Scheepers, M.J.J.; Seebregts, A.J.; Jong, J.J. de; Maters, J.M. *EU Standards for Energy Security for Supply - Updates on the Crisis Capability Index and the Supply/Demand Index, Quantification for EU-27*. ECN/CIEP, Petten/The Hague, <http://www.ecn.nl/publications/default.aspx?nr=ECN-E--07-004>, , april 2007.
- ECN/MNP (2005): *Referentieramingen energie en emissies 2005-2020*. ECN-C--5-018, mei 2005.

- ECN/NRG (2007): *De belofte van een duurzame Europese energiehuishouding; Energievisie van ECN en NRG*. ECN/NRG, Petten, ECN-E--07-061, September 2007.
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E-07-061>.
- ECN/PBL (2008): *Kosten van elektriciteitsopwekking - De kosten en onzekerheden van kernenergie en andere CO₂-emissie-reducerende technieken voor grootschalige elektriciteitsopwekking*. Notitie ECN-BS-08-028, 17 september 2008, ECN/PBL, Petten.
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-O--08-024>.
- ECN/PBL (2010): *Referentieramingen Energie en Emissies 2010-2020*. ECN en PBL, Petten/Bilthoven, ECN-E-010-004, april 2010.
- ECN (2009): *Verkenning Schoon en Zuinig*. ECN-E-09-022, April 2009, ECN/PBL, Petten
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--09-022>.
- ECN (2009b): *Actualisatie referentieraming 2008-2020 Energie en emissies*. ECN-E-09-010, september 2009.
- ECN (2009c): *Subsidie-aanvragen 950 MW tender*. ECN-BS--09-037, 1 december 2009. Zie:
http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/SDE/SDE_2010_november/BS-09-037_subsidie-aanvragen_950_MW_tender.pdf.
- ECN/KEMA (2009): Lensink, S.M., J.W. Cleijne, M. Mozaffarian, A.E. Pfeiffer, S.L. Luxembourg, G.J. Stienstra (2009): *Eindadvies basisbedragen 2010*. ECN/KEMA, Petten, november 2009. <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--09-058>.
- EC (2008): *Trends to 2030 - update 2007*. Brussels, April 2008, zie:
http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/energy_transport_trends_2030_update_2007_en.pdf.
- EC (2010): 'New EU Baseline 2009'. December 2009, (ontvangen januari 2010), te publiceren in 2010.
- EDF (2008): *Persbericht Cost of new EPR*. december 2008.
- EDF (2009): *Construction of a second EPR in France*. Persbericht 30 januari 2009, zie:
<http://press.edf.com/the-edf-group/press/press-releases/noeud-communiqués-et-dossier-de-presse/construction-of-a-second-epr-in-france-601417.html>.
- EDF (2010): *Information Letter*. 1 February 2010, zie
<http://energy.edf.com/edf-fr-accueil/edf-and-power-generation/nuclear-power/the-future-of-nuclear-power/epr-y-flamanville-3/introduction-122318.html>.
- EEA (2008): *Energy and Environment Report 2008*. EEA Report No 6/2008, European Environment Agency, Copenhagen, Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2008.
- EPRI (2008): *Program on Technology Innovation: Integrated Generation Technology Options*. Technical Update, EPRI, Palo Alto, CA:2008, 1018329, November 2008.
- Eurelectric (2009): *Power Choices - Pathways to carbon-neutral electricity in Europe by 2050*. Eurelectric, November 2009 Presentation Power choices study launch event, European Parliament, 10 November 2009, zie
<http://www.eurelectric.org/PowerChoices2050/Default.asp>
- EZ (2008): *Energierapport 2008*. Den Haag, april 2008.
- EZ (2009): *Brief van de Minister van Economische zaken, Stimulering duurzame energieproductie*. Nr. Tweede Kamer, vergaderjaar 2008-2009, 31 239, nr. 53, 17 april 2009.
- EZ (2009b): *Hoofdrapport Net op Zee*. Ministerie van Economische zaken.

- EZ (2009c): Persbericht EZ: *Voorrang op het net voor duurzame elektriciteit*. http://www.ez.nl/Actueel/Pers_en_nieuwsberichten/Persberichten_2009/November_2009/Voorrang_op_het_net_voor_duurzame_elektriciteit, 17 november 2009.
- Felder, F.A. (2009): *A critical assessment of energy accident studie*. In: Article in Press *Energy Policy* (2009) [doi:10.1016/j.enpol.2009.08.059](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.059).
- Greenpeace (2006): *The Chernobyl Catastrophe - Consequences on Human Health*.
- Grübler, A. (2009): *An assessment of the costs of the French nuclear PWR program 1970-2000*. Interim Report, IR-09-036, IIASA, Vienna, 2009.
- IAEA (2008): *Projections of Nuclear Generation Capacity worldwide, 2020-2030*. IAEA Bulletin 49, 2, Vienna, Austria, 2008. <http://www.iaea.or.at/Publications/Magazines/Bulletin/Bull492/art10-fig1.pdf>.
- IAEA (2008a): *Nuclear Power Reactors in the World*. 2008 Edition, IAEA, Vienna, Reference Data Series No. 2, 2008.
- IAEA (2009): *Power Reactor Information System (PRIS)*. Via: <http://www.iaea.or.at/programmes/a2/> 2008 edition downloaded 3 August 2009.
- IEA (2008): *Energy Technologies Perspectives*. IEA, Paris, 2008.
- IEA (2008b): *World Energy Outlook 2008*, IEA. Paris, November 2008.
- IEA (2009): *World Energy Outlook 2009*, IEA. Paris, November 2009.
- Jacobs (2008): Marel, J. van der, E. Goudappel, B. Ebbinge Wubben: *Techno-economische parameters, SDE WKK 2008*. Jacobs Consultancy, Leiden, februari 2008.
- Junginger, M, P. Lako, S. Lensink, W. van Sark, M. Weiss (2008): *Technological learning in the energy sector*. Report 500102 017, NWS-E-2008-14, ECN-E--08-034, Utrecht/Petten, April 2008.
- Kehlhofer, R, F. Hannemann, F. Stirnimann, B. Rukes (2009): *Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants*. 3rd Edition, PennWell Corporation, Tulsa, USA, , ISBN-978-1-59370-168-0.
- KEMA (2010): W. van der Veen, N. Moldovan, G. Stienstra, E. Benz, C. Hewicker, *Integratie van wind energie in het Nederlandse elektriciteitsstelsel in de context van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt*. KEMA, rapport 030920572-Consulting 10-0198, maart 2010.
- Kennedy, D.(2007): New nuclear power generation in the UK: Cost benefit analysis, In: *Energy Policy* 35 (2007) 3701-3716.
- Krewitt, W. & Schlomann, B. (2006). *Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern*. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Fraunhofer Institut für Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart/Karlsruhe.
- Kuik, Onno (2007): *Maatschappelijke- en milieukosten van elektriciteitsvoorziening, Een notitie voor het Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening*. Rapport R-07/04, VU-IVM, mei, 2007.
- MNP (2007): Bollen, J.C. en H.C. Eerens, *The effect of a nuclear energy expansion strategy in Europe on health damage from air pollution*. Publicatienummer 500116003, Milieu- en Natuurplanbureau, Bilthoven.
- NEA (2008): *Nuclear Energy Outlook (NEO) – 2008*. OECD/Nuclear Energy Agency, Paris, 2008.

- Neij, L. (2008): *Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments*. *Energy Policy* 36 (2008) 2200-2211.
- NRG (2010): A.D. Poley, R. Jansma, *Kernenergie & Randvoorwaarden - Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor nieuwe kernenergie*. NRG 22490/09.97380 RE/RJ/ES, maart 2010.
- NRG (2009b): *Studie voor Delta over regelbaarheid*. Mei 2009.
- Nuclear Forum (2009): *Italiaans parlement zet het licht op groen voor kernenergie*. Zie: www.nuclearforum.be/nl/actualiteit/italiaans-parlement-zet-het-licht-op-groen-voor-kernenergie.
- OECD (2005): *Projected Cost of Electricity Generation*. 2005 Edition. International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, 2005.
- OECD (2010): *Projected Cost of Electricity Generation - 2010 Edition*. OECD, International Energy Agency (IEA)/Nuclear Energy Agency (NEA), Paris, March 2010.
- Özdemir, Ö., M.J.J. Scheepers, A.J. Seebregts (2008): *Future electricity prices. Wholesale market prices in and exchanges between Northwest European electricity markets*. <http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-E--08-044> Juni 2008.
- Özdemir, Ö., J. Sebastiaan Hers, Emily Bartholomew Fisher, Gert Brunekreeft, Benjamin F. Hobbs (2008): *A Nodal Pricing Analysis of the Future German Electricity Market*. Full paper accepted for publication in EMM09.
- PBL/ECN (2009): A. Hoen (PBL), K. Geurs (PBL), H. de Wilde (ECN), C. Hanschke (ECN), M. Uytterlinde (ECN), *CO₂ emission reduction in transport - Confronting medium-term and longterm options for achieving climate targets in the Netherlands*. Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL), July 2009, PBL publication number 500076009.
- PBL (2009): R.A. van den Wijngaart, J.P.M. Ros. *Schoon en Zuinig in breder perspectief - De effecten op het luchtbeleid en de betekenis voor de lange termijn*. Planbureau voor de Leefomgeving, PBL-publicatienummer 500115009, April 2009.
- PDE, Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (2008): *Onderzoek naar de toegevoegde waarde van grootschalige elektriciteitsopslag in Nederland*. SenterNovem, februari 2008.
- PDE, Platform Duurzame Elektriciteitsvoorziening (2008b): *Naar een duurzame elektriciteitsvoorziening De Visie*. SenterNovem, oktober 2008.
- Platts (2009): *Enel plans to build four nuclear power stations with EDF by 2020*. Platts EU Energy, Issue 202, February 27 2009, p. 14.
- RWE (2009): *The Need for Smart Megawatts - Power Generation in Europe - Facts & Trends*. December 2009
- Savacool, B. (2008): *The costs of failure: A preliminary assessment of major energy accidents. 1907-2007*, in: *Energy Policy*, Volume 36, Issue 5, May 2008, Pages 1802-1820. [doi:10.1016/j.enpol.2008.01.040](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.040).
- SER (2008): *Advies Kernenergie en een duurzame energievoorziening*. Sociaal Economische Raad, 14 maart 2008.
- SEV (2009): *Derde Structuurschema elektriciteitsvoorziening - Planologische Kernbeslissing deel 3, Kabinetsstandpunt*. 's-Gravenhage, 20 februari 2009.
- Sovacool, Benjamin K. (2008): *The costs of failure: A preliminary assessment of major energy accidents. 1907-2007*, In: *Energy Policy* 36 (2008) 1802-1820.

- Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregts, P. Lako, F.J. Blom, F. van Gemert (2007): *Fact Finding Kernenergie t.b.v. de SER-Commissie Toekomstige Energievoorziening*. ECN, Petten, ECN-B—07-015, september 2007.
- Scheepers, M.J.J., A.J. Seebregts, C.B. Hanschke, F.J.D. Nieuwenhout (2007b): *Invloed van innovatieve technologie op de toekomstige elektriciteitsinfrastructuur*. ECN-E--07-068.
- Scheepers, M.J.J., J. de Jooide (2007): *Rapportage WP3: Kosten/baten energieopslag*. Notitie ECN Beleidsstudies aan EZ, ECN-BS-07- 040, 11 december 2007.
<http://www.ez.nl/dsresource?objectid=155559&type=PDF> download 17 augustus 2009.
- Seebregts, A.J., C. Volkers (2005): *Monitoring Nederlandse elektriciteitscentrales 2000-2004*. ECN, Petten, ECN-C--05-090, november 2005.
- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers, R. Jansma, J.F.A. van Hienen (2005): *Kerncentrale Borssele na 1013 - Gevolgen van voortzetting of beëindiging van de bedrijfsvoering*. ECN/NRG, ECN-C-05-094, Petten, November 2005.
- Seebregts, A.J., M.J.J. Scheepers (2007): *Vragen over nieuwe kolencentrales in Nederland*. Notitie ECN Beleidsstudies aan EZ, ECN-BS--07-037, 13 december 2007
<http://www.ecn.nl/publicaties/default.aspx?nr=ECN-O--08-008>.
- Seebregts, A.J., B.W. Daniëls (2008): *Nederland exportland elektriciteit? Nieuwe ontwikkelingen elektriciteitscentrales en effect Schoon & Zuinig*. ECN-E-08-026, ECN, Petten, juni 2008.
- Seebregts, A.J., H. Groenenberg (2009): *GHGT-9 - How may CCS technology affect the electricity market in North-Western Europe?* In: *Energy Procedia* 1 (2009) 4181-4191, [doi:10.1016/j.egypro.2009.02.228](https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.228).
- Seebregts, A.J., H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, S.M. Lensink, A.J. van der Welle, W. Wetzels (2009): *Brandstofmix elektriciteit 2020: Inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen*. ECN, Petten, ECN-E-09-046, december 2009.
- TenneT (2008): *Visie2030*. TenneT, Arnhem, februari 2008.
- TenneT (2008b): *Kwaliteits- en Capaciteitsplan 2008-2014*. Deel I, Arnhem, maart 2008, <C:\Documents and Settings\SEEBREGTS\Local Settings\Temporary Internet Files\OLKC\www.tennet.nlwww.tennet.nl>.
- TenneT (2009b): *Renewables-Grid-Initiative brengt ngo's en TSO's samen*. TenneT Nieuws, 09-07-2009.
<http://www.tennet.org/tennet/nieuws/Bevorderenintegratievanduurzameenergieoptransp ortnet.aspx>.
- TenneT (2009c): *Aanbod van binnenlandse elektriciteit groeit, n.a.v..* verschijnen *Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024*. TenneT Nieuws, 20 augustus 2009.
<http://www.tennet.org/tennet/nieuws/Aanbodvanbinnenlandseelektricitiegroeit.aspx>.
- TenneT (2009d): *Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024*. Augustus 2009,
http://www.tennet.org/images/176_rapport_Monitoring_Leveringszekerheid_2008-2024_Nederland_tcm41-18181.pdf.
- Tilburg, X. van; H. Cleijne; E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian, A. Wakker (2008): *Technisch-economische parameters van hernieuwbare elektriciteitsopties in 2008-2009. Eindadvies ten behoeve van de SDE regeling*. ECN-E--08-003 februari 2008.

- Trouw (2009): *Ook Zweden overwint weerzin kernenergie*.
http://www.trouw.nl/nieuws/europa/article2025309.ece/Ook_Zweden_overwint_weerzin_kernenergie.html, 5 februari 2009.
- TU Delft (2009): *De regelbaarheid van elektriciteitscentrales*. Een quickscan in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken, TU Delft, 20 april 2009 (beschikbaar pas in september 2009 n.a.v. EZ persbericht). Zie ook:
http://www.ez.nl/pv_obj_cache/pv_obj_id_423F326F1973C629E92DC8A13D408FCFE01E0700.
- Tzimas, E., A.Georgakaki, S. Peteves (2008): *Reducing CO₂ emissions from the European power generation sector - Scenarios to 2050*. Presented at GHGT-9 Conference, Washington DC, November 2008.
- UCTE (2009): *System Adequacy Forecast 2009 – 2020*. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, January 2009, zie:
http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Report.pdf.
- Ummels, Bart (2009): *Power System Operation with Large-Scale Wind Power in Liberalised Environments*. Proefschrift, TU Delft.
- WHO (2006): *Health effects of the Chernobyl accident*. Rapport van de Wereldgezondheidsorganisatie, 2006.
http://www.who.int/ionizing_radiation/chernobyl/who_chernobyl_report_2006.pdf.
- VROM (2007): *Nieuwe energie voor het klimaat - werkprogramma Schoon en Zuinig*. VROM 7421/ september 2007.

Bijlage A Terms Of Reference ‘Kernenergie & Brandstofmix’

Deze bijlage bevat de oorspronkelijke Terms Of Reference. In overleg tussen EZ/VROM en ECN/NRG zijn later een aantal aanpassingen gemaakt.

Terms of Reference t.b.v. ondersteuning project Kernenergiescenario's, definitief.

Deel 1: kernenergie & brandstofmix

A.1 Inhoudelijke aspecten

A1.1 Aanleiding

In het huidige Regeerakkoord is aangegeven dat er tijdens deze kabinetsperiode geen kerncentrale wordt gebouwd. In het Energierapport 2008 is aangegeven dat het kabinet op voorhand geen enkele energieoptie uitsluit. Dit kabinet sluit kernenergie niet uit als optie voor de toekomst. Echter, het is te vroeg om nu een definitief antwoord te geven op de vraag welke plaats kernenergie in ons land moet innemen in de toekomstige energievoorziening. Het kabinet is met de SER⁶⁶ van mening dat het wenselijk is dat hierover met betrokkenen en deskundigen een discussie plaatsvindt op basis van een continue proces van factfinding. Daartoe is in het Energierapport een drietal mogelijke scenario's geschetst, te weten:

- Scenario 1: geen nieuwe kerncentrales c.q. geen nieuwe kerncentrales, tenzij inherent veilig.
- Scenario 2: Borssele vervangen in 2033.
- Scenario 3: nieuwe kerncentrale na 2020 (naast vervanging Borssele)⁶⁷.

In het voorjaar van 2010 zal de uitwerking van de in dit Energierapport geschetste scenario's voor de mogelijke inzet van kernenergie naar de Tweede Kamer worden gestuurd, inclusief transparante en consistente randvoorwaarden, zodat een volgend kabinet op een verantwoorde wijze een besluit kan nemen over de brandstofmix.

De EZ/VROM projectgroep “Uitwerking kernenergie/scenario's” is belast met deze uitwerking. Dit project kent drie pijlers, te weten 1. Kernenergie & brandstofmix, 2. Kernenergie & randvoorwaarden en 3. Kernenergie & maatschappij. Onderliggende ToR heeft betrekking op de eerste pijler.

A1.2 Probleemstelling

Over de relatie tussen kernenergie en andere energiedragers t.b.v. toekomstige elektriciteitsproductie bestaan verschillende inzichten. Het betreft hier zowel feiten en hierop gebaseerde inschattingen aan de ene kant en de meningen en opvattingen aan de andere kant. Teneinde een volgend kabinet in staat te stellen een verantwoorde wijze een besluit te laten nemen over kernenergie, is het van belang om deze twee te scheiden.

Een neutraal en feitelijk overzicht van de relatie tussen kernenergie en andere energiedragers t.b.v. toekomstige elektriciteitsproductie (=concept-eindrapport) is nodig om de van september - december te organiseren stakeholderbijeenkomsten⁶⁸ te voeden. Indien deze stakeholderbijeen-

⁶⁶ SER (14 maart 2008), ‘Advies Kernenergie en een duurzame energievoorziening’.

⁶⁷ Voor meer informatie en achtergrond over deze scenario's wordt verwezen naar het Energierapport 2008, in het bijzonder p. 82-92.

⁶⁸ Teneinde inzicht te krijgen in (“kracht” en “diepte” in de overeenkomsten/verschillen) in de opvattingen bij stakeholders over kernenergie in het algemeen en de drie kernenergie-scenario's in het bijzonder worden een serie stakeholderbijeenkomsten georganiseerd, voorgezeten en genoteerd door een of twee onafhankelijk derde partij(en). Momenteel is de bedoeling dit als volgt vorm te geven:

komsten aanvullende feiten opleveren, dienen deze te worden verwerkt in het definitief-eindrapport.⁶⁹

A1.3 Vraagstelling

Hoofdvraag:

Hoe verhoudt kernenergie in het algemeen en de drie kernenergie-scenario's in het bijzonder zich tot de brandstofmix van de toekomst?

Deelvragen:

(i) In hoeverre draagt kernenergie in het algemeen en de drie kernenergie-scenario's in het bijzonder bij aan een betaalbare, betrouwbare en duurzame energiehuishouding in Nederland en Noordwest-Europa?

a. In hoeverre dragen de kernenergie-scenario's 1, 2 en 3 bij aan de betaalbaarheid?

Toelichting: Uiteindelijk investeert de markt in elektriciteitscentrales en bepaalt daarmee de energiemix. Onderstaande deelvragen geven inzicht in de business case van kerncentrales.

i. Wat zijn directe en indirecte kosten van kernenergie in Nederland?

Toelichting: naar verwachting zal het IEA/NEA eind 2009 een actualisatie van de kostprijsscenario's uit 2006 afronden (november 2009 is digitale versie beschikbaar; publicatie is begin 2010). Een toespitsing op de Nederlandse situatie is nodig. De directe kosten betreffen de kosten die drukken op de kerncentrale. De indirecte kosten betreffen de kosten van derden, met name overheden, voor zaken als ongevalbestrijding, beveiliging, publieksvoorlichting, non-proliferatie, veronderstelde externe schadekosten (bijv. gezondheidsschade) etc.

ii. In hoeverre hebben hogere of lagere productiekosten van kernenergie effect op de verkoopprijs? M.a.w.: welke invloed hebben de verschillende kernenergie-scenario's effect op de elektriciteitsprijs voor consumenten en bedrijven?
Toelichting: wenselijk is dat hierbij een link wordt gelegd met tarieven (dal-, piek- en spot-prijs) en elektriciteitscontracten (bijv. met grootverbruikers).

iii. Wat zijn de directe en indirecte baten in Nederland (zoveel mogelijk gekwantificeerd)?

Toelichting: gedacht kan worden aan o.a. vermindingskosten (bijv. kosten van emissiereductie maatregelen, rekening houdend met EU ETS) en economische gevolgen (zoals concurrentie, innovatie en macro-economische effecten, werkgelegenheid en arbeidsmarkt, waar mogelijk ook in relatie tot aanpalende sectoren).

iv. Welk effect heeft een nieuwe kerncentrale op omliggende landen en op Nederland?

Toelichting: het gaat hierbij om de elektriciteitsprijs bij verkoop in Nederland, de kostenstructuur van nieuwe kerncentrale(s) in Nederland en de andere (in)directe baten voor Nederland.

-
- mei - ca. september 2009: een aantal "separate" stakeholdermeetings worden gehouden waarbij uitsluitend 'gelijkgestemden' zullen worden uitgenodigd. In deze stakeholdermeetings worden o.m. de "zwaarte" van desbetreffende standpunten aan de orde gesteld en, waar mogelijk, in perspectief t.o.v. de andere standpunten gesteld.
 - september - december 2009: zullen gezamenlijke stakeholdersmeetings worden gehouden waarbij alle partijen uitgenodigd worden. In deze reeks meetings worden de (tussen)resultaten van de onderzoeken besproken. Ook zullen aan de orde komen de overeenkomsten en verschillen tussen betrokken partijen. In de discussie zal door de gespreksleider gestreefd moeten gaan worden om (contouren van) overeenstemming tussen betrokken partijen te bereiken.

De inhoudelijke voorbereiding van deze gezamenlijke meetings is in handen van het kernteam (aan de hand van uit te zetten feitelijke onderzoeken), de organisatorische voorbereiding wordt verzorgd door het bureau.

⁶⁹ De meningen die tijdens de stakeholdersbijeenkomsten worden geuit, zijn niet van belang voor het feitelijke en neutrale eindrapport. Deze zijn wel van belang ter inventarisatie van het krachtenveld; betreffende opdrachtnemer van de stakeholderbijeenkomsten is verantwoordelijk voor de verslaglegging van zowel deze feiten als meningen.

- v. Op basis van welke andere kostprijs overwegingen dan kostprijs maken energiebedrijven een investeringsbeslissing?
Toelichting: gedacht kan worden aan stabiel investeringsklimaat, zekerheid over lange termijn, CO₂-prijs, overheidsbeleid, milieuaspecten en financiering door/samenwerkingsverband met andere private partijen.
- b. In hoeverre dragen de kernenergie-scenario's 1, 2 en 3 bij aan de betrouwbaarheid (= leveringszekerheid en voorzieningszekerheid)?
- i. Hoe verhoudt de productiecapaciteit (bestaand, gepland/voorgenomen bouw/uitfasering) aangevuld met de drie kernenergie-scenario's zich tot het verwachte elektriciteitsverbruik in Nederland en Noordwest-Europa?
Toelichting: daarbij rekening houdend met basis-, midden- en pieklast en alle brandstoffen voor elektriciteitsproductie.
 - ii. Welk effect heeft een nieuwe kerncentrale op omliggende landen en op de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening in Nederland en Noordwest-Europa?
 - iii. Welke alternatieve maatregelen dan sturing in de energiemix (aanbod zijde) kunnen bijdragen aan de leveringszekerheid c.q. balanshandhaving noodzakelijk ten gevolge van kernenergie?
Toelichting: gedacht kan worden aan elektriciteitsopslag, slimme netten, elektrische auto's en export. Welke optie heeft of combinatie van opties hebben de hoogste kosteneffectiviteit?
 - iv. Welke ontwikkelingen kunnen een positieve/negatieve rol spelen op de mogelijkheid tot inpassing van kernenergie? In hoeverre zijn kerncentrales flexibel te regelen (bijv. in geval er sprake is van overschot van elektriciteitsaanbod)?
 - v. Hoeveel uranium is beschikbaar? Kunnen verrijking en opwerking bijdragen aan de voorzieningszekerheid? Hoe zit het met de beschikbaarheid van andere splijtstoffen en de technische haalbaarheid en kostprijs daarvan? Hoe verhoudt het voorgaande zich tot de mondiale vraag naar splijtstoffen in 2020, 2033 en 2050?⁷⁰
- c. In hoeverre dragen de kernenergie-scenario's 1, 2 en 3 bij aan de duurzaamheid?⁷¹
- i. Wat zijn de gevolgen op milieu, waaronder luchtkwaliteit, waterkwaliteit, bodemkwaliteit, klimaatverandering, hernieuwbare bronnen, biodiversiteit, afvalproductie/recycling en milieurisico's, gezondheid?
 - ii. In hoeverre draagt kernenergie nu en in de toekomst wel/niet bij aan een klimaatneutrale energiehuishouding?
 - iii. Hoeveel CO₂-uitstoot besparen een of meerdere nieuwe kerncentrales in 2020, 2033 en 2050 (per jaar en over de gehele cyclus, inclusief uraniumwinning en verrijking) ten opzichte van alternatieve elektriciteitsproductie, rekening houdend met het EU ETS? En hoeveel reductie van andersoortige uitstoot (bijv. fijnstof) levert dat op?
 - iv. Welke effecten hebben één of meerdere nieuwe kerncentrales in 2020, 2033 en 2050 op de duurzaamheid van de elektriciteitsvoorziening en de ontwikkeling van de energietransitie in Nederland en omliggende landen (Noordwest-Europa)?
 - v. In hoeverre is er sprake van een mogelijk negatief effect van een nieuwe kerncentrale op de ontwikkeling van duurzame energiebronnen in Nederland?
Toelichting: deze vraag is breed gesteld, maar heeft in ieder geval relatie tot de onder b. gestelde vragen.

⁷⁰ Bij beantwoording van deze vraag dient er coherentie te zijn met de uitwerking van pijler 2.

⁷¹ Bij beantwoording van deze vragen dient er coherentie te zijn met de uitwerking van pijler 2.

- (ii) Hoe verhoudt kernenergie in het algemeen en de drie kernenergie-scenario's in het bijzonder zich tot de in het Energierapport genoemde drie toekomstbeelden van de elektriciteitsvoorziening in 2050 (1. Nederland als Powerhouse van Europa, 2. Nederland als de energieflexwerker van Europa, 3. Nederland als Smart Energy City)?

A1.4 Waarvoor worden uitkomsten benut

Op basis van het eindrapport van bovengenoemde vraagstelling zullen de van september - december te organiseren stakeholderbijeenkomsten worden gevoed. Daarnaast dienen de uitkomsten als input voor de kamerbrief ter uitwerking van de kernenergiescenario's. Het eindrapport wordt als bijlage gevoegd bij de kamerbrief.

A1.5 Eindresultaat/afbakening

Het eindrapport dient een feitelijke en neutrale weergave te zijn. Zoveel mogelijk wordt de beantwoording van de vraagstelling met kwantitatieve gegevens ondersteund; waar niet mogelijk in kwalitatieve termen.

Het moet een basis zijn voor discussie. Waar op hoofdpunten verschil van mening bestaat met andere inzichten, zal beargumenteerd worden aangegeven waarom een ander standpunt wordt ingenomen.

In het eindrapport staat kernenergie in relatie tot de brandstofmix centraal. Het eindresultaat bevat waar nodig een uitwerking van de bredere brandstofmix. Het is uitdrukkelijk niet de bedoeling om de bredere brandstofmix integraal/uitgebreid aan de orde te laten komen.

Het eindrapport dient volledig te zijn en een lijst van relevante referenties te bevatten. Het gaat alleen waar noodzakelijk in op randvoorwaarden voor kernenergie (randvoorwaarden worden separaat geanalyseerd).

A1.6 Raakvlakken & afhankelijkheden, niet uitputtend

- ECN, Fact Finding Kernenergie 2007 de SER-Commissie Toekomstige Energievoorziening + reacties op deze studie, waaronder:
 - Stichting Natuur & Milieu en Milieudefensie.
 - VNO-NCW, MKB-Nederland en LTO.
 - FNV.
 - Arnoud van der Slot en George Verberg.
- SER-advies 'Advies Kernenergie en een duurzame energievoorziening'.
- Energierapport 2008.
- Randvoorwaardenbrief (incl. bijlage) van vorig kabinet.
- Nuclear Energy Outlook, World Energy Outlook en Nederlands Indepth Review van OESO.
- Concept-beleidsnotitie "voorwaarden financiële zekerheidsstelling voor buiten gebruikstelling en ontmanteling van kernreactoren" van VROM en Financiën.
- Documenten in het kader van SEV-III.
- Eindproduct van het project "Inventarisatie wet- en regelgeving rond kerncentrales en veiligheid", een feitelijke inventarisatie naar de huidig beschikbare mogelijkheden ter borging van het publieke belang veiligheid.
- 'World Energy Outlook', IEA (2008).
- AER-advies 'Brandstofmix in beweging'.
- 'Energy Policies of IEA Countries, The Netherlands Review', IEA (2008).

- ‘Adviesrapport Duurzame energie in een nieuwe economische orde’, Regieorgaan Energietransitie Nederland (2008).
- European Environment Agency (2008), Estimated average EU external costs for electricity generation technologies in 2006.
- European Commission (2003), External Costs; Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport.
- ECN (2005), Referentieramingen energie en emissies 2005-2020.
- ECN (2004), Baseload elektriciteitsprijzen en brandstofprijzen 2005 tot en met 2020.

A1.7 Methode van dataverzameling

Toepassing van het simulatiemodel PowerSym3 is wenselijk (voor zover mogelijk).

A.2 Activiteitenplan (hoe sneller hoe beter)

- april - terms of reference, goedkeuring door projectgroep.
- april - voorstel van ECN/NRG.
- april - goedkeuring van ECN/NRG voorstel door begeleidingscommissie.
- juni - eerste concept-eindrapport.
- augustus - concept-eindrapport t.b.v. stakeholdersbijeenkomsten.
- december - definitief eindrapport.

A.3 Beheersplan

a) Organisatie:

De EZ/VRM projectgroep is verantwoordelijk voor de uitwerking van de kernenergiescenario's, zoals toegezegd in het Energierapport. In dat kader is deze opdracht geformuleerd. De formele opdrachtgever van deze opdracht is EZ, in overeenstemming met VRM. De dagelijkse aansturing van deze opdracht vindt plaats door Aart Dekkers.

b) Kwaliteitsbewaking:⁷²

Er worden 5 bijeenkomsten met de begeleidingscommissie⁷³ gepland:

- (i) Een startbijeenkomst waarbij met name de afbakening van het project wordt besproken (met Remko Ybema, hoofd Beleidsstudies van ECN).
- (ii) Een voortgangsoverleg (juni 2009) over bereikte resultaten en knelpunten; dit overleg moet op een zodanig moment worden gevoerd dat eventuele bijsturing mogelijk is.
- (iii) Een tweede voortgangsoverleg (juli/augustus 2009); net voordat het concept-eindrapport t.b.v. stakeholdersbijeenkomsten wordt opgeleverd.
- (iv) Een derde voortgangsoverleg (oktober/november 2009); hier ligt het concept-rapport met verwerkte reacties uit de stakeholdersbijeenkomsten voor.
- (v) Een overleg waarin het concept definitief-eindrapport besproken wordt.

⁷² Alle deelprojecten hebben een vergelijkbare kwaliteitsbewaking: een paar leden van de projectgroep hebben de dagelijkse leiding; en de rest van de groep wordt betrokken via begeleidingscommissie en/of andere vergaderingen.

⁷³ Bestaande uit:

- Willem van der Heul, w.vanderHeul@minez.nl, 070-3796413 of Martin Buys, m.buys@minez.nl, 070-3796930.
- Aart Dekkers, a.dekkers@minez.nl, 070-3797591.
- Ginevra Delfini, ginevra.delfini@minvrom.nl, 070-3394966.
- Jeroen Bremmer, Jeroen.Bremmer@minvrom.nl, 070-3399438.

Het concept-eindrapport zal voorafgaande aan het stakeholdertraject worden aangeboden aan een onafhankelijke organisatie/groep van experts voor peer-review. Over de vorm en personele bezetting zal overleg tussen de begeleidingscommissie en ECN/NRG overleg plaatsvinden.

- c) Aanspreekpunt ECN/NRG:
Herman Snoep (snoep@ecn.nl), Ad Seebregts (seebregts@ecn.nl) en Arjan Poley (poley@nrg.eu).
- d) Doorlooptijd:
19 mei 2009 - 31 december 2009.
- e) Vertrouwelijkheid:
Alle concept-rapporten zijn vertrouwelijk tot na verschijnen van de Kamernotitie in voorjaar 2010.
- f) Overige aspecten:
 - a. Omdat het project uitwerking kernenergiescenario's raakt aan het project strategie brandstofmix, is het van belang dat als beide projecten aan dezelfde instantie om advies vragen deze in lijn zijn met elkaar.
 - b. Voor onderliggende studie dient zoveel mogelijk/waar mogelijk bestaande kennis te worden benut.
 - c. Aanvullende ideeën voor de invulling/uitvoering van onderliggende studie - afkomstig van de opdrachtnemer - zijn welkom en kunnen toegepast worden na overleg met de begeleidingscommissie.

Bijlage B Nederland en (NW) EU Opgesteld elektriciteitsproductievermogen

B.1 Nederland 2009-2040

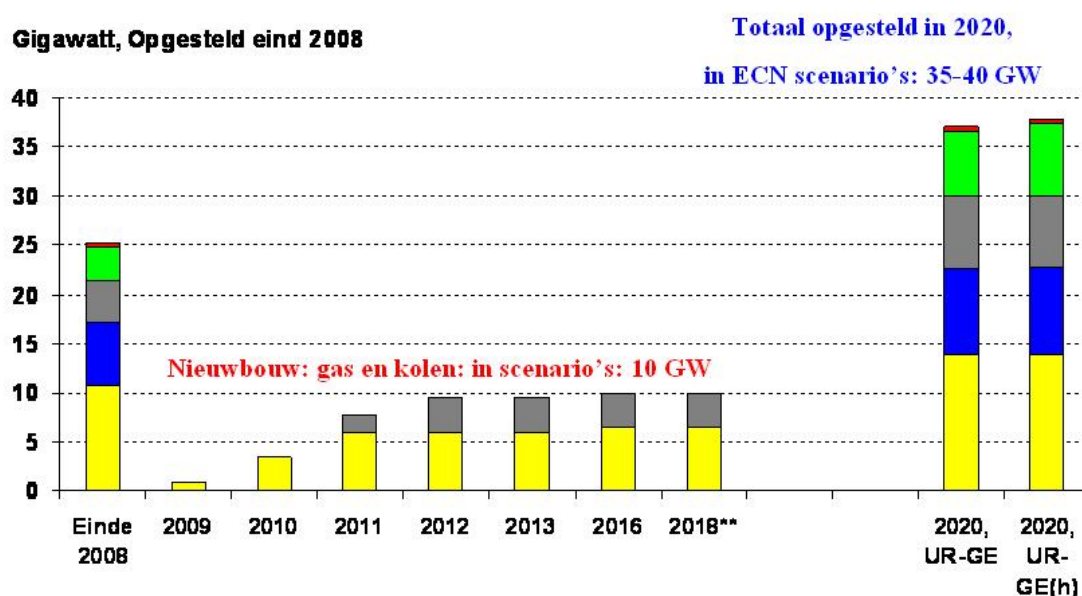
Nieuw productievermogen: omvang en type

Het (nieuwe) aanbod van productievermogen bestaat uit:

- Nieuwe efficiënte STEG installaties (aardgas) met een rendement van 58-59%.
- Moderne kolencentrales met een rendement van 45-46%.
- Decentrale WKK installaties.
- Windenergie op land (tot 6000 MW) en op zee (tot 15000 MW in 2040 in de SB variant).
- Kleinschalige bio(vergassing)installaties.

De investeringen in nieuw productievermogen zijn vooral afhankelijk van de verwachte elektriciteitsvraag, de hoogte van de marktprijs voor elektriciteit, de investeringskosten en de brandstofkosten.

In de periode tot en 2015 wordt eenzelfde groei van het elektriciteitsproductiepark voorzien als in de laatste actualisatie van de referentieraming (zie ECN/PBL, 2009b, ECN-E-09-010): ca. 3500 MW aan nieuwe poederkoolcentrales, en 5500 MW aan efficiënte gascentrales (veelal STEG's). Vanwege de lagere elektriciteitsvraag in 2020 en daarna, is het moment van aanvullende nieuwbouw na 2015 later dan in ECN-E-09-10. In onderstaande figuur staat de geprojecteerde nieuwbouw aan conventionele centrales weergegeven in de periode 2009-2020 zoals verondersteld in de laatste actualisatie van de referentieraming. Deze ontwikkeling is ook voor de achtergrondscenario's SA en SB gehanteerd. In de nieuwe referentieraming (ECN/PBL, 2010) wordt met dezelfde omvang van nieuwbouw aan conventionele centrales tussen 2009 en 2020 rekening gehouden.



Figuur B.1 Opgesteld vermogen einde 2008 en 2020, en nieuwbouw, UR-GE en UR-GE(h) ramingen.

Biomassa meestook

Er is geen vastgesteld beleid voor het meestoken van biomassa in nieuwe kolencentrales. De oude MEP-beschikkingen voor meestook in bestaande kolen- of gascentrales lopen rond 2015 af. Er is geen nieuwe SDE regeling voor het meestoken van biomassa in kolencentrales. In de SB variant is het ook niet nodig dat meestook van biomassa via een SDE subsidie deel uit maakt van de 35% hernieuwbare elektriciteitsmix in 2020.

CO₂-afvang, transport en opslag (CCS)

De nieuwe kolencentrales worden in de SA variant niet uitgerust met CO₂-afvang. Reden binnen de scenario context zijn een te lage veronderstelde CO₂-prijs (20 tot 50 euro/ton CO₂), de vereiste technische ontwikkeling (dient eerst op grotere schaal via demo's bewezen), en draagvlak. In de SB variant wordt wel verondersteld dat die noodzakelijke technische ontwikkeling er komt, en dat er maatschappelijk draagvlak bestaat. De veronderstelde hoge CO₂-prijzen zouden dan CCS in de SB variant een rendabele optie maken, geredeneerd vanuit de elektriciteitsproducenten en andere partijen in de CCS keten van transport en opslag. In dat geval is een vergelijking van een nieuwe kerncentrale met een kolencentrale met CO₂-afvang mogelijk.

B.3 EU-27 tot 2030

Tabel B.7 *Totaal opgesteld vermogen elektriciteitsproductie, in GWe (netto)**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
België	15,3	18,1	18,9	20,6	21,8	22,1
Bulgarije	10,2	10,0	11,1	10,5	11,7	12,6
Cyprus	1,2	1,4	1,4	1,7	1,9	2,1
Denemarken	12,8	12,9	12,7	12,0	12,8	13,0
Duitsland	122,9	138,4	142,8	151,0	155,6	152,0
Estland	3,0	2,7	2,9	2,6	2,9	3,1
Finland	17,5	18,4	18,6	20,1	20,9	21,4
Frankrijk	113,2	117,1	118,2	118,2	113,4	115,1
Griekenland	13,3	15,9	18,8	19,9	21,1	24,0
Hongarije	8,6	10,4	10,6	9,9	10,2	11,0
Ierland	6,1	8,3	8,2	9,0	9,9	10,3
Italie	77,0	100,4	98,5	103,8	109,9	118,5
Letland	2,1	2,8	3,1	3,1	3,0	3,2
Litouwen	3,8	3,6	3,7	5,3	4,7	4,3
Luxemburg	0,7	0,9	1,0	1,1	1,1	1,1
Malta	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Nederland ⁷⁴	19,9	26,3	29,6	32,0	34,1	35,9
Oostenrijk	17,7	20,8	22,4	23,6	24,7	25,2
Polen	31,7	32,7	34,7	39,1	42,0	43,4
Portugal	13,4	21,0	22,0	23,6	26,8	28,0
Roemenie	19,8	23,2	22,6	22,1	19,3	20,4
Slovenia	33,4	35,6	36,2	37,0	38,9	40,2
Slowakije	7,3	8,1	8,6	8,0	8,8	9,0
Tjechische Republiek	14,0	15,8	17,5	17,6	18,3	19,4
Verenigd Koninkrijk	90,8	94,9	94,8	96,2	103,3	108,8
Zweden	3,2	3,4	3,5	3,6	3,8	4,1
EU-27, totaal, in GW	659	744	763	792	822	849

* Gebaseerd op EU-27 'Trends to 2030 - update 2007' (EC, april 2008).
In Gigawatt.

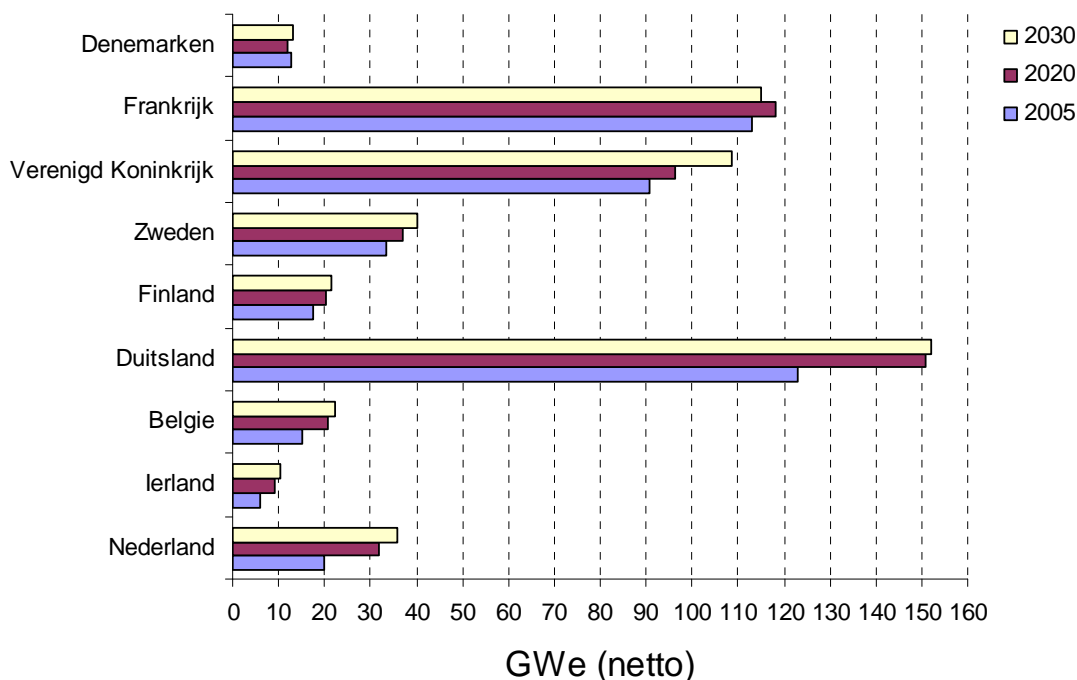
⁷⁴ ECN hanteert voor Nederland andere waarden dan deze EU Baseline uit 2008. In (ECN, 2009b) komt ECN uit op ca. 38 GW in 2020, zie ook Figuur B.1. In de nieuwe raming (ECN/PBL, 2010) komt ECN uit tussen de 37 en 42 GW, afhankelijk van welke beleidsvariant daarin is gekozen (RR2010 V of VV, zie ook Hoofdstuk 4.1).

B.4 Uitgelicht: ontwikkeling Noordwest Europa

Tabel B.8 *Opgesteld productievermogen, 2005 en groei in 2020 en 2030**

	2005	2020	2030	Groei 2020/2005	Groei 2030/2005
	[GW]	[GW]	[GW]	[%]	[%]
Nederland	19,9	32,0	35,9	61	72
Ierland	6,1	9,0	10,3	49	63
Noorwegen	29,6	42,2	47,7	42	51
België	15,3	20,6	22,1	35	43
Duitsland	122,9	151,0	152,0	23	27
Finland	17,5	20,1	21,4	15	19
Zweden	3,2	3,6	4,1	12	20
Verenigd Koninkrijk	90,8	96,2	108,8	6	14
Frankrijk	113,2	118,2	115,1	4	0
Denemarken	12,8	12,0	13,0	-6	0

* Gebaseerd op (EC, april 2008).



Figuur B.2 *Opgesteld productievermogen, 2000, 2020 en 2020, volgens (EC, 2008)*

B.5 Nieuwe EU Baseline (December 2009)

Op basis van het nieuwe EU Baseline scenario dat in december 2009 is vastgesteld, is de ontwikkeling van de landen binnen Noordwest Europa anders dan in de oude Baseline (EC, 2008). De details op lidstaten niveau zijn nu (maart 2010) nog niet bekend en openbaar. Een vergelijking kan daarom hier niet worden gegeven.

Bijlage C Details kostenstudies

In deze bijlage worden details gegeven van de kostenstudies die zijn gebruikt voor het hoofdstuk Kernenergie en Betaalbaarheid.

C.1 Kostenstudie ECN e.a.: Kernenergie, fossiel en hernieuwbare opwekking

Voor fossielgestookte nieuwbouw die in het komende decennium in bedrijf kan komen, heeft ECN in 2008 kostenschattingen gemaakt voor de kostprijs vanuit het perspectief van de investeerder (Zie o.a. ECN/PBL, 2008; Seebregts & Groenenberg, 2009). Voor de hernieuwbare opwekking is daarbij het SDE-DE rapport met adviesbedragen voor 2009 leidend geweest (Lensink et al., 2008). Voor de fossielgestookte centrales en voor kernenergie heeft ECN zelf nieuwe veronderstellingen gemaakt. Daarbij zijn tevens de belangrijkste onzekerheden in kaart gebracht en gekwantificeerd. De schattingen voor kerncentrales zijn in opdracht van DG ENV gemaakt. Het betreffende (uitgebreide) rapport is niet openbaar (ECN/AEA Technology, 2008). Echter, de onderliggende veronderstellingen bij de berekeningen zijn voor kerncentrales in onderstaande tabel te vinden. Voor de fossiele opties zijn de veronderstellingen te vinden in (Seebregts & Groenenberg, 2009). De notitie (ECN/PBL, 2008) zet tevens een aantal kanttekeningen bij dit soort kostenberekeningen. Het resultaat van de ECN studie is samengevat in Figuur 5.4 in Hoofdstuk 5.⁷⁵

De kostenschattings voor nieuwe kerncentrales komt in de ECN/AEA studie uit op 52 €₂₀₀₇/MWh ('best estimate'). Een lage en hoge schatting komen uit op resp. 39 en 82 €₂₀₀₇/MWh. De veronderstellingen bij deze schattingen in onderstaande tabel opgenomen. De kosten zijn bepaald vóór ontwerpen waarvan er al enige zijn gebouwd. Kosten van First-of-a-kind, zoals de 1^e EPR in Finland, kunnen hoger uitkomen. In de genoemde brandstof- en B&O bedragen, zitten tevens de kosten van afvalverwerking en ontmanteling van de centrale. Tevens zit in de kosten een bedrag om aan het eind van de levensduur tegen het geldende tarief het afval door instanties als in Nederland de Covra, die zorgdragen voor de eindberging van het afval.. In (Seebregts & Groenenberg, 2009) zijn ook de techno-economische aannames vermeld van de fossiele opties. Zo is voor de CCS opties verondersteld dat toepassing van CCS in het jaar 2020 tot 9%-punten verlaging van het netto omzettingsrendement leidt. Voor transport en opslagkosten is met 6 €/ton CO₂ gerekend.

De veronderstellingen in de genoemde studie gaat uit van een best-estimate keuze in de de bepalende techno-economische en financiële parameters. Tevens zijn voor alle parameters met een lage en hoge schatting berekeningen gemaakt. Er is in de berekeningen geen berekeningen geen rekening gehouden met de waarschijnlijkheden van de waarden binnen dat [laag-hoog] interval. Indien dat wel zou zijn gebeurd, dan zou er ook een waarschijnlijkheidsinterval voor de totale productiekosten per optie bepaald kunnen worden.

De kostenschattingen zijn bedoeld voor de genoemde opties, waarbij in de periode 2015 tot 2020 de eerste productie kan plaatsvinden. Bij de kostenschattingen is daarbij uitgegaan van een marktsituatie van begin 2008. In de schattingen zijn dus effecten die zouden kunnen optreden als gevolg van de huidige economische crisis niet verwerkt.

⁷⁵ Deze schattingen zijn benut in de ECN/AEA studie. "Task 1 The Economics of Nuclear Power in Europe Final Report", Report to European Commission, Restricted Commercial, June 2008. Die ECN/AEA studie is als belangrijkste bron gebruikt in de notitie (ECN/PBL, 2008, ECN-BS-08-028, 17 september 2008).

Tabel C.1 *Aannames kostenfactoren nieuwe kerncentrale in Europa (ECN/AEA, 2008)**

Kostenfactor	'Best-estimate'	Bandbreedte (Laag - Hoog)	Laag -%	Hoog +%
Investeringskosten ('Overnight')	2400 €/kW	2000 - 3000 €/kW	-17%	25%
Bouwrente	13 %	10 - 16	-23%	23%
WACC (nominaal)	9,5%	9,5 - 10,5%	0%	11%
Constructieperiode	5 jaar	5 - 7 jaar	0%	40%
Afschrijvingsduur ('Plant life')	45 jaar	30 - 60 jaar	-33%	33%
Brandstofkosten	8 €/MWh	5 - 11 €/MWh	-38%	38%
Andere B&O kosten				
- vast	80 €/kW	60 - 90 €/kW	-25%	13%
- ontmantelingskosten	1,5 €/MWh	1 - 3 €/MWh	-33%	100%
Belastingfactor	90%	85 - 92%	-6%	2%

* De € zijn €₂₀₀₇.

C.2 Kostenschattingen EPR

EDF heeft eind 2008 een nieuwe kostenschatting gepubliceerd voor de in aanbouw zijnde EPR Flamanville 3. In 2006 werden de kosten nog geschat op €₂₀₀₆ 46/MWh; nu worden deze geschat op €₂₀₀₈ 54/MWh (EDF, 2008, Persbericht 4 december 2008).

C.3 EPRI en IEA 2008

In de EPRI studie worden voor het jaar 2015 en 2025 schattingen gegeven voor nieuwe kerncentrales in de V.S. De directe kosten komen resp. uit op 73 en 64 \$₂₀₀₇/MWh (gelijk aan resp. 57 en 53 €₂₀₀₇/MWh).

Tabel C.1 *Samenvatting nieuwe kerncentrales, EPRI*

In bedrijf	Eenheid	Investerings- kosten	Capaciteits- factor	Brandstof-kosten	LCOE
	[MW _e]	[\$ _{end of 2007} /kW]	[%]	[\$MMbtu]	[\$ _{end of 2007} /MWh]
2015	1400	3980	90	0.80	73
2025	1500	3380	90	0.80	64

In de volgende tabellen staan resp. de EPRI en IEA schattingen in meer detail samengevat.

EPRI, V.S.	2015					2025				
Technologie	INVCOST	CAPFAC	EFF HHV	LCOE	CO ₂	INVCOST	CAPFAC	EFF HHV	LCOE	CO ₂
	TCR	[%]		[\$2007/MWh]	[ton/MWh]				[\$2007/MWh]	In kg/kWh
Poederkool	2450	80	38	64	0.86					
Poederkool, USC (ultra super critical)										0.124, 90%
Poederkool, SC (super critical) met CCS						4100	80	27	98	capture
nog beter						3400	80	33	83	0.1
Kolenvergassing	2900	80	38	70	0.83					
Kolenvergassing, met CCS						4000	80	31	91	0.1
nog beter						3250	80	34	77	0.1
STEG (aardgas)	800	80	47	73-87	0.38	820	80	54	66-79	0.35
Gasturbine, groot										
Gasturbine, klein										
Brandstofcel										
WKK, klein										
WKK, groot										
Nucleair	3980	90	33	73	None	3380	90	33	64	None
Biomassa	3235	85	28	73-86	0.1	3235	85	28	73	0.1
Klein-medium WKK, 44% cap. factor										
Biovergassing, 63% cap. Factor										
Meestook, 46% cap. Factor										
Windenergie		32.5		91	None	1995	42		71	None
Op land										
Op zee										
Zon-PV	4600	34	11	175	None	4600	34	11	175	None

Tabel C.2 IEA 2008: schattingen voor 2015 en 2030, Europa

Technologie	2015			2030		
	Investeringskosten	O &M kosten	Rendement	INVCOST	(FIX)OM	EFF LHV
	INVCOST [\$2007/kW]	(FIX)OM [\$2007/kW]	EFF LHV [%]	INVCOST [\$2007/kW]	(FIX)OM [\$2007/kW]	EFF LHV [%]
Poederkool	2000	40	41	2000	40	41
Poederkool, USC (ultra super critical)	2300	46	47	2300	46	49
Poederkool, SC (super critical) met CCS						
Kolenvergassing	2800	84	48	2750	76	50
Kolenvergassing, met CCS						
STEG (aardgas)	1000	15	58	1000	15	60
Gasturbine, groot	600	9	37	600	9	39
Gasturbine, klein	1000	40	33	1000	40	35
Brandstofcel	5000	200	44	2500	100	58
WKK, klein	1400	42	75	1400	42	75
WKK, groot	1200	48	75	1200	48	75
Nucleair	3600	108		3600	108	
Biomassa						
Klein-medium WKK, 44% cap. factor	3150	95	28	3000	89	29
Biovergassing, 63% cap. Factor	2700	81	31	2450	74	32
Meestook, 46% cap. Factor	650	90	34	600	85	35
Windenergie						
Op land	1750	40	25	1600	37	25
Op zee	2550	90	44	2600	91	46
Zon-PV	3600	23	13	2550	17	13
Nucleair, V.S.	5500	165		5500	165	
Nucleair, Korea	3200	108		3200	108	

C.4 OECD IEA/NEA Projected Costs of Generating Electricity - 2010 Edition

Opgaven en berekeningen volgens LCOE (Levelised Cost Of Electricity) methode voor EU en OECD landen.

Overnight kosten zijn bouwkosten exclusief bouwrente (interest during construction)

Investeringskosten zijn inclusief bouwrente.

De nauwkeurigheid (in termen van decimalen) is gelijk aan die van OECD. Echter, voor de overzichtelijkheid is de LCOE kostprijs afgerond op 0 decimalen.

De OECD geeft deze ook op 2 decimalen nauwkeurig.

Tabel C.3 *Overzicht OECD kostenschattingen nieuwe kerncentrales, 2015 in bedrijf**

Land	Type	Netto Vermogen [MW _e]	Overnight kosten [€/kWe]	Investeringskosten		Ontmantelingskosten		Splijststof- (cyclus) [€/MWh]	B&O [€/MWh]	Levelised Cost Of Electricity	
				5% [€/kWe]	10% [€/kWe]	5% [€/MWh]	10% [€/MWh]			5% [€/MWh]	10% [€/MWh]
EU Nederland	PWR	1650	3471	3882	4340	0,14	0,01	6,3	9,3	43	71
EU België	EPR-1600	1600	3660	4206	4840	0,16	0,01	6,3	4,9	42	74
EU Tsjechie	PWR	1150	3983	4347	4740	0,15	0,01	6,3	10,0	47	78
EU Frankrijk	EPR	1630	2625	3050	3551	0,03	0,00	8,0	10,9	40	65
EU Duitsland	PWR	1600	2789	3127	3415	0,00	0,00	6,3	6,0	34	56
EU Hongarije	PWR	1120	3535	3830	4157	1,20	1,48	6,0	20,3	56	83
EU Slowakije	VVER440/ V213	954	2897	3314	3794	0,11	0,01	6,3	12,3	43	67
EU Eurelectric	EPR-1600	1600	3212	3791	4483	0,13	0,01	6,3	8,0	41	72
Zwitserland	PWR	1600	3987	4752	5667	0,20	0,02	6,3	13,5	53	93
Zwitserland	PWR	1530	2503	2942	3467	0,11	0,01	6,3	10,5	37	61
V.S.	Advanced-Gen III+	1350	2300	2594	2921	0,09	0,01	6,3	8,8	33	53
US-EPRI	APWR, ABWR	1400	2020	2257	2526	0,08	0,01	6,3	10,7	33	50
Japan	ABWR	1330	3009	3430	3940	0,13	0,01	9,3	16,5	50	76
Korea	OPR-1000	954	1876	2098	2340	0,09	0,01	7,9	10,4	33	48
Korea	APR-1400	1343	1556	1751	1964	0,07	0,01	7,9	9,0	29	42
Brazilië	PWR	1405	2583	3198	3953	0,57	0,57	7,9	10,6	44	72
China	CPR-1000	1000	1199	1323	1459	0,05	0,01	6,3	4,8	20	30
China	CPR-1000	1000	1189	1313	1447	0,05	0,01	6,3	4,8	20	30
China	AP-1000	1250	1565	1729	1905	0,07	0,01	6,3	6,3	25	37
Rusland	VVER-1150	1070	1994	2202	2430	0,00	0,00	2,7	11,5	30	46

* Bron: OECD, 2010; USD naar EURO omgezet.

Oorspronkelijke tabellen 3.7 en 11.3 uit 'Projected Cost of Generating Electricity - 2010 Edition (Bron: OECD, 2010).

Tabel C.4 *Nuclear power plants: Levelised costs of Electricity in US dollars per MWh*

Table 3.7a: Nuclear power plants: Levelised costs of electricity in US dollars per MWh

Country	Technology	Net Capacity MWe	Overnight Costs ¹ USD/kWe	Investment Costs ²		Decommissioning Costs		Fuel Cycle Costs USD/MWh	O&M Costs ³ USD/MWh	LCOE	
				5%	10%	5%	10%			5%	10%
				USD/kWe		USD/MWh				USD/MWh	
Belgium	EPR-1600	1 600	5 383	6 185	7 117	0.23	0.02	9.33	7.20	61.06	109.14
Czech Rep	PWR	1 150	5 858	6 392	6 971	0.22	0.02	9.33	14.74	69.74	115.06
France	EPR	1 630	3 860	4 485	5 222	0.05	0.005	11.76	16.00	58.87	94.86
Germany	PWR	1 600	4 102	4 599	5 022	0.00	0.00	9.33	8.80	49.97	82.64
Hungary	PWR	1 120	5 198	5 632	6 113	1.77	2.18	8.77	29.79/29.84	81.65	121.62
Japan	ABWR	1 330	3 009	3 430	3 940	0.13	0.01	9.33	16.50	49.71	76.46
Korea	OPR-1000	954	1 876	2 098	2 340	0.09	0.01	7.90	10.42	32.93	48.38
	APR-1400	1 343	1 556	1 751	1 964	0.07	0.01	7.90	8.95	29.05	42.09
Netherlands	PWR	1 650	5 105	5 709	6 383	0.20	0.02	9.33	13.71	62.76	105.06
Slovak Rep	VVER 440/ V213	954	4 261	4 874	5 580	0.16	0.02	9.33	19.35/16.89	62.59	97.92
Switzerland	PWR	1 600	5 863	6 988	8 334	0.29	0.03	9.33	19.84	78.24	136.50
	PWR	1 530	3 681	4 327	5 098	0.16	0.01	9.33	15.40	54.85	90.23
United States	Advanced Gen III+	1 350	3 382	3 814	4 296	0.13	0.01	9.33	12.87	48.73	77.39
NON OECD MEMBERS											
Brazil	PWR	1 405	3 798	4 703	5 813	0.84	0.84	11.64	15.54	65.29	105.29
China	CPR-1000	1 000	1 763	1 946	2 145	0.08	0.01	9.33	7.10	29.99	44.00
	CPR-1000	1 000	1 748	1 931	2 128	0.08	0.01	9.33	7.04	29.82	43.72
	AP-1000	1 250	2 302	2 542	2 802	0.10	0.01	9.33	9.28	36.31	54.61
Russia	VVER-1150	1 070	2 933	3 238	3 574	0.00	0.00	4.00	16.74/16.94	43.49	68.15
INDUSTRY CONTRIBUTION											
Eurelectric	EPR-1600	1 600	4 724	5 575	6 592	0.19	0.02	9.33	11.80	59.93	105.84
US EPRI	APWR, ABWR	1 400	2 970	3 319	3 714	0.12	0.01	9.33	15.80	48.23	72.87

Tabel C.5 *Financial assumptions***Table 11.3: Financial assumptions**

		Cost of capital	Cost of debt	% of debt	Cost of equity	% of equity	Tax	Inflation
MIT 2003 [A]	Nuclear	6.80%	4.90%	50%	11.70%	50%	38%	3%
	Coal & gas	4.60%	4.90%	60%	8.70%	40%	38%	3%
CERI 2004 [A]		8.80%	8%	50%	12%	50%	30%	2%
RAE 2004 [B]		7.50%						
University of Chicago 2004 [C]	Nuclear	7.40%	6.80%	50%	11.70%	50%	38%	3%
	Coal & gas	5.00%	3.90%	50%	8.70%	50%	38%	3%
IEA/NEA 2005		5%/10%						
UK DTI 2006		10%						
MIT 2007		5.20%	4.40%	55%	9.30%	45%	39.20%	2%
CBO 2008 [A]		10%	8%	45%	14%	55%	39%	2%
EC JRC 2008		10%						
EPRI 2008 [C]		5.50%	4.40%	50%	8.30%	50%	38%	2.50%
House of the Lords 2008		10%						
MIT 2009	Nuclear	6.80%	4.90%	50%	11.70%	50%	37%	3%
	Coal & gas	4.70%	4.90%	60%	8.70%	40%	37%	3%

Note: The values are for the base case scenario for the merchant model.

All the figures are in real values.

[A] The data refer to the initial values.

[B] The cost of capital is in nominal value, other financial data are not reported.

[C] The value of inflation used in the studies was found in: MIT (2007), *The Potential for a Nuclear Renaissance: The Development of Nuclear Power Under Climate Change Mitigation*, by Nicolas Osouf, Cambridge, United States.

[D] EPRI values come from private colloquy with EPRI executives.

Bijlage D Regelbaarheid elektriciteitscentrales

In het rapport 'De regelbaarheid van elektriciteitscentrales' staat een aantal tabellen waaruit de regelbaarheid van de diverse typen productie-eenheden blijft, zowel de meer huidige nieuwe typen als verwachtingen over nieuwe typen die in 2025 beschikbaar kan zijn. De onderstaande tabellen zijn direct overgenomen uit die studie (TU delft, 2009).

Zowel Nuon als het Regieorgaan Energietransitie stellen dat nieuwe kolenvergassingscentrales flexibeler bedreven kunnen worden dan de nieuwe typen poederkoolcentrales die nu gebouwd worden. Indien echter naar de grafieken in (TU Delft, 2009) die het netto omzettingsrendement uitzetten ten opzichte van het deellastvermogen, dan blijkt dat bij teruggang in vermogen, de afname in het netto omzettingsrendement bij STEG's en KV-STEG's sneller achteruitloopt dan bij moderne poederkoolcentrales.

Tabel D.1 *Vergelijking regelsnelheden*

Type eenheid	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 gas-turbine	350	5.5	4	10-20	2,8 - 5,5
Kerncentrale	450	NA	NA	14	
Gasturbine (piek)	10-25	<<1	1	1-2	10-20
Kolenvergasser met gas-turbine	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 heet-waterproductie)	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.

Tabel D.2 *Regelbereik diverse typen centrales*

Type eenheid	Brandstof	Type gasturbine	Maximum-belasting [MW]	Minimum-belasting	
				[MW]	[%]
Poederkool	kolen/biomassa		1200	360	30
Kolenvergasser (2 gas-turbines, 1 stoomcyclus)	kolen/biomassa	GE S105H	550	110	20
kolenvergasser (1 gas-turbine, 1 stoomcyclus)	multifuel (kolen, gas, biomassa etcetera)	SCC5-4000F	900	276	31
STEG (2 gasturbines, 1 stoomcyclus)	gas	GE S105H	480	96	20
STEG (1 gasturbine, 1 stoomcyclus)	gas	SCC5-4000F	832	480	58

Bron: TU Delft, 2009.

Tabel D.3 *Verwachte regelbereiken in 2025*

Type eenheid	Brandstof	Maximum-belasting [MW]	Minimumbelasting	
			[MW]	[%]
Poederkool	kolen / biomassa	1200	360	30
Poederkool met CO ₂ -afvang	kolen / biomassa	875	263	30
Kolenvergasser	kolen	600	120	20
Kolenvergasser met CO ₂ - afvang	kolen	525	120	23
Kolenvergasser	kolen / biomassa	1200	368	31
STEG	gas	1000	306	31
STEG	gas	500	100	20
STEG met CO ₂ -afvang	gas	425	85	20
AWBR	uranium	1465	279	19
EPR	uranium	1600	305	19
PBMR	uranium	300	60	20

Bron: TU Delft, 2009.

Bijlage E Emissiefactoren en radiologische effecten

Deze bijlage geeft achtergrondinformatie die is gebruikt voor het bepalen van een aantal milieueffecten. Voor de CO₂-emissiefactoren zijn de standaard emissiefactoren voor Nederland gebruikt. Op basis van de fossiele brandstofinzet kunnen hiermee de CO₂-emissies worden bepaald. Voor de situatie van CO₂-afvang bij kolencentrales waarin tevens biomassa wordt gestookt, is de CO₂-emissiefactor van biomassa van belang. Op deze wijze kan CO₂-afvang in combinatie met biomassa zelfs tot negatieve CO₂-emissies leiden. Een dergelijke aanname is in de WLO-Strong Europe en in de Green4Sure scenario's gemaakt. Voor de achtergrondscenario's SA en SB is meestook van biomassa niet verondersteld.

Tabel E.1 *Aannames emissiefactoren*

Emissie	Emissiefactoren
<i>CO₂</i>	
Brandstof:	
- Aardgas	56,8 kg/GJ
- Steenkool	94,7 kg/GJ
- Biomassa (vast)	109,6 kg/GJ
<i>NO_x</i>	
- Aangescherpte PSR in kader van nationale NO _x -handelssysteem	27 tot 32 g/GJ ⁷⁶ (vanaf 2013 geldt 37 g/GJ)
- Nieuwe kolencentrale	16 - 26 g/GJ ⁷⁷
- Nieuwe gascentrale (STEG)	17 - 25 (o.b.v. Essent Moerdijk STEG en Eneco-gen)
	IPCC BAT:
	- Dry low NO _x (DLN): 35 - 40 g/GJ
	- DeNO _x /SCR: 15 - 20 g/GJ
	- Combinatie: < 10 g/GJ mogelijk
<i>SO₂</i>	
Nieuwe kolencentrale	
- Poederkool (E.ON, RWE, Electrabel)	7 - 54 (milieunormen); 12 - 19 (o.b.v. MER's)
- Kolenvergassing/Multi-fuel (Nuon)	5 - 7 (milieunormen); 11 (o.b.v. MER)
<i>Fijn stof</i>	
Nieuwe kolencentrale	
- Poederkool (E.ON, RWE, Electrabel)	- 1,4 - 1,8 g/GJ (o.b.v. MER's)
- Kolenvergassing/Multi-fuel (Nuon)	- 0,3 g/GJ (o.b.v. MER)

Voor de emissies van de verzurende stoffen NO_x en SO₂ en fijn stof zijn de emissiefactoren sterk afhankelijk van het type installatie. De milieurichtlijn IPPC LCP (Large Combustion Plants) schrijft voor elk type nieuwe centrales het toepassen van Best Available Techniques (BAT) voor. Deze BAT eisen hebben de vorm van een bandbreedte voor de betreffende emissiefactoren. Voor NO_x-emissies geldt het Nationale Emissiehandelssysteem met een Performance Standard Rate (PSR). De PSR is met ingang van 2013 gelijk aan 37 g/GJ brandstof. Dit bete-

⁷⁶ Conform aannames in (CE, 2009) MKBA van mogelijke NEC-plafonds, en daarbij behorende waarden voor een te bepalen PSR. De huidige Performance Standard Rate is 40 g/GJ voor het jaar 2010.

⁷⁷ Tabel 4.1, ECN-E-08-026 (Seebregts & Daniëls, 2009). Emissiefactor hangt af van type ontwerp en van aandeel biomassa.

kent dat indien installaties meer dan 37 g/GJ brandstof uitstoten, er NO_x-emissierechten moeten worden bijgekocht. Bij lagere waarden kunnen rechten worden verkocht.

Bijlage F Samenvatting gevoeligheidsanalyses

De effecten van de drie kernenergieinzet scenario's zijn als gevoeligheidsanalyses tevens onderzocht in situaties met:

1. *Minder hernieuwbare elektriciteit.* Hiervoor is een van de twee beleidsvarianten van de nieuwe referentieraming, 'RR2010 V' benut (ECN/PBL, 2010). Deze komt qua vraag in 2020 op 130 TWh uit (in 2040 op 150 TWh). De hernieuwbare productie wordt niet hoger dan 27 TWh in 2040. In SA en SB was dit laatste getal resp. 46 en 72 TWh).
2. *Opschorten van uitfaseren van kernenergie in Duitsland en België,* met gelijktijdig de veronderstelling dat er in beide landen een navenante omvang aan nieuwe kolen- en gascentrales (50/50) niet meer gebouwd hoeft te worden.
3. *Een situatie waarbij een nieuwe kerncentrale in de plaats van een nieuwe gascentrale komt.*
4. *Een situatie waarbij er extra capaciteit in de vorm van een nieuwe kerncentrale komt.* In dat geval komt de kerncentrale in het achtergrondscenario niet in de plaats van een nieuwe kolencentrale, maar levert de kerncentrale een uitbreiding van de capaciteit.
5. *Een hogere fossiele brandstofprijzen.* Dit maakt de effecten op de elektriciteitsmarktprijs groter indien kern kolen- of aardgasvermogen verdringt. Hierbij is voor de aardgas- en kolenprijspaden een pad gebruikt dat resp. 40 en 20% hoger ligt. Deze situatie zal de gemiddelde elektriciteitsmarktprijs verhogen. Er van uitgaande dat de productiekosten van de kerncentrale ongewijzigd blijven, dan zal de marge tussen de variabele kosten van de kerncentrale en de marktprijs voor elektriciteit toenemen.

De geschetste wijzigingen werken steeds via eerder beschreven marktmechanismen (zie hoofdstuk 5) door op de gemiddelde elektriciteitsmarktprijs, de brandstofmix en de import en/of export van elektriciteit. Het inzetten van nieuwe kerncentrales in die varianten van het achtergrondscenario zal niet leiden tot heel andere effecten dan in de oorspronkelijke achtergrondscenario's. De effecten zijn daarom hieronder kwalitatief geschetst en de daarbij optredende mechanismes en verschuivingen.

Tabel F.1 *Omschrijving effecten in gevoeligheidsanalyses*

What-if, omschrijving	Effecten (kwalitatief)
1. Minder hernieuwbare elektriciteit (dan in SA)	Fossiel vermogen zal meer produceren, met name gasgestookt vermogen. Er zal op sommige momenten t.o.v. oorspronkelijke situatie in SA, minder gasvermogen nodig zijn voor balanceren van intermitterende en minder voorspelbare windenergie. De elektriciteitsmarktprijs zal toenemen, omdat capaciteit met lage variabele kosten uit de merit order verdwijnt (aannee hier is minder windenergie). De gemiddelde marginale productie eenheid zal tegen hogere kosten gaan produceren. De opbrengsten voor exploitanten van conventionele centrales zullen hoger worden, door prijseffect (nieuwe kolen- en nieuwe kerncentrales) of volume effects (vooral nieuwe gascentrales). Nieuwe kerncentrales zullen - bij een lager aandeel intermitterende hernieuwbare elektriciteit - nog aantrekkelijker zijn. De marge tussen productiekosten en marktprijs is namelijk groter. De omvang van deze marge hangt sterk af van de hoeveelheid minder hernieuwbaar die wordt verondersteld.
2. Opschorten van uitfasering kerncentrales in Duitsland en België	In Duitsland en België zullen minder nieuwe kolen- of gascentrales worden gebouwd. De variabele kosten van de marginale productie-eenheid zal daar afnemen. Hierdoor worden beide landen t.o.v. de oorspronkelijke situatie meer concurrerend t.o.v. Nederland. In Nederland

What-if, omschrijving	Effecten (kwalitatief)
	<p>leidt deze situatie vooral tot minder inzet van aardgas.</p> <p>In beide landen kan de marktprijs wat dalen. In Nederland zal de productie lager worden vanwege het minder bedienen van de exportvraag. Vanwege de omvang van fossiele nieuwbouw in Nederland (kolen- en gascentrales), en de omvang van bestaande kolen- en bruinkoolcentrales in Duitsland blijft Nederland nog wel netto exporteur, maar de export wordt minder dan met een uitfasering van kerncentrales in Duitsland voor het jaar 2020 (de oude situatie).</p>
3. Nieuwe kerncentral in de plaats van een nieuwe gascentrale	<p>Fossiel vermogen zal minder gaan produceren, met name gasgestookt vermogen. De elektriciteitsmarktprijs zal afnemen, omdat capaciteit met hogere variabele kosten uit de merit order verdwijnt. De gemiddelde marginale productie eenheid zal tegen lagere kosten gaan produceren.</p> <p>De effecten zijn ruwweg vergelijkbaar met de situatie dat nieuwe kerncentrales als extra vermogen worden gebouwd (zie ook 4. hieronder).</p>
4. Extra kerncentrale (dus niet als vervangende investering)	<p>Fossiel vermogen zal minder produceren, met name gasgestookt vermogen.</p> <p>De elektriciteitsmarktprijs zal afnemen, omdat capaciteit met hogere variabele kosten uit de merit order verdwijnt. De gemiddelde marginale productie eenheid zal tegen lagere kosten gaan produceren. De inzet van aardgas zal verminderen. Mogelijk ook de inzet van oudere kolencentrales.</p> <p>Deze analyse is voor 2000 MW nieuwe kerncentrales al in hoofdstuk 5 geschetst voor het effect op de marktprijs (-0,8 €/MWh lager). Nederland zal meer gaan exporteren.</p>
5. Hogere prijzen fossiele brandstoffen	<p>Indien wordt uitgegaan van hogere fossiele brandstofprijzen, dan zal de gemiddelde marktprijs voor elektriciteit toenemen.</p> <p>Indien de gasprijs relatief harder toeneemt dan de kolenprijs, kan de netto export naar Duitsland minder worden. Dat hangt echter mede af van de hoogte van de CO₂-prijs. In SA loopt de CO₂-prijs tussen 2020 en 2050 op van 20 tot 50 €/ton CO₂.</p> <p>Kerncentrales worden dan nog aantrekkelijker in de merit order, omdat hun variabele kosten even laag blijven. Net als hogere CO₂-prijzen, maakt dit de business case van nieuwe kerncentrales gunstiger.</p>