CE
Oplossingen voor milieu, economie en technologie

Oude Delft 180
2611 HH Delft
tel: 015 2 150 150
fax: 015 2 150 151
e-mail: ce@ce.nl
website: www.ce.nl
Besloten Vennootschap
KvK 27251086

Welke nieuwe energiecentrale in Nederland?

Vernieuwd CE-model

Rapport

Delft, november 2006

Opgesteld door: H.J. (Harry) Croezen
J.T.W. (Jan) Vroonhof
F.J. (Frans) Rooijers

Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

H.J. (Harry) Croezen, J.T.W. (Jan) Vroonhof, F.J. (Frans) Rooijers
Welke nieuwe energiecentrale in Nederland?
Vernieuwd model!
Delft, CE, 2006

Trefwoorden:
Elektriciteitscentrales / Kernenergie / Warmte-krachtkoppeling / Kosten / Analyse / Besluitvorming

Publicatienummer: 06.3113.45

Alle CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Opdrachtgever: Bezinningsgroep Energie (mogelijk gemaakt door subsidie vanuit SMOM-regeling), EZ (kernenergie) en COGEN Nederland (W/K-optie)
Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Jan Vroonhof.

© copyright, CE, Delft

CE
Oplossingen voor milieu, economie en technologie

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

De meest actuele informatie van CE is te vinden op de website: www.ce.nl.

Dit rapport is gedrukt op 100% kringlooppapier.

Inhoud

Samenvatting 1

1 Wat aan deze studie vooraf ging 5

2 Deze vervolgstudie 7
- 2.1 Doel 7
- 2.2 Achtergrondpaper CIEP 7
- 2.3 Aanpassingen in model 7
- 2.4 Debat 8

3 Vergelijking van opties 11
- 3.1 Wat is vergeleken 11
- 3.2 Uitgangspunten vergelijking 12
- 3.3 Uitgangspunten 14
  - 3.3.1 Afschrijftermijn 14
  - 3.3.2 Kosten CO_2-emissies 15
- 3.4 Resultaten 16
  - 3.4.1 Vergelijking van conventionele opties 16
  - 3.4.2 Wel of niet CO_2 afvangen en opslaan 18
  - 3.4.3 Wel of geen warmtelevering 19
  - 3.4.4 Belangrijkste conclusies 20

A De kosten van nucleaire energie 27

B W/K-installaties in basislast 43

C Verslag debat ‘Welke nieuwe elektriciteitscentrale(s) in Nederland? 59

D Presentaties op de debatmiddag 65

Samenvatting

Voor de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales zijn momenteel meerdere opties aan de orde. Hierbij speelt het effect en de rentabiliteit van de verschillende opties zowel voor overheid, energiebedrijven als milieuorganisaties een belangrijke rol. CE heeft samen met CIEP de kosten van de verschillende opties in kaart gebracht. Met het voor deze studie uitgebreide computermodel (CAFE-model)[1] zijn diverse scenario's doorgerekend:

- gascentrale (STEG) met en zonder CO_2-afvang;
- kolencentrale met en zonder CO_2-afvang;
- kerncentrale;
- gascentrales en kolencentrale met en zonder warmtelevering.

Het gaat in de analyses steeds om een centrale van 1.000 MW_e die jaarlijks 7.500 GWh_e produceert. De kostprijs is sterk afhankelijk van de prijs van CO_2 die in deze studie varieert van 0 tot € 100 per ton CO_2. Andere milieueffecten zoals warmtebelasting, verzuring en radioactiviteit zijn in de kostenberekening buiten beschouwing gelaten. In de berekeningen is zowel gekeken vanuit het perspectief van de investeerder als vanuit het perspectief van de overheid.
Een overzicht van de verschillende vormen van milieubelasting is gegeven in Tabel 1.

Tabel 1 Overzicht verschillende vormen van milieubelasting voor beschouwde typen centrales voor een jaarproductie van 7.500 GWh_e

	Warmtebelasting door lozing [PJ/jaar]	CO_2-emissie (Mton/jaar)*	Blootstelling aan straling collectieve dosis (10^{-3} mens·Sv)
'Conventioneel'			
Kolencentrale	28	5,4	< 1
Gascentrale	14	2,6	
Biomassa centrale	37	0,0	
Kernenergie	46	0,0	500
'Warmtelevering'			
Kolen met warmtelevering	17	5,0	< 1
W/K STEG's industrieel	0	2,3	
Gasmotoren	0	2,5	
'CO_2-opslag'			
Kolen met CO_2-opslag	18,3	0,6	< 1
Gas met CO_2-opslag	10,8	0,3	

De voor warmtekrachtcentrales gegeven CO_2-emissies betreffen netto emissies, gecorrigeerd voor de door warmteafzet uitgespaarde CO_2-emissies.

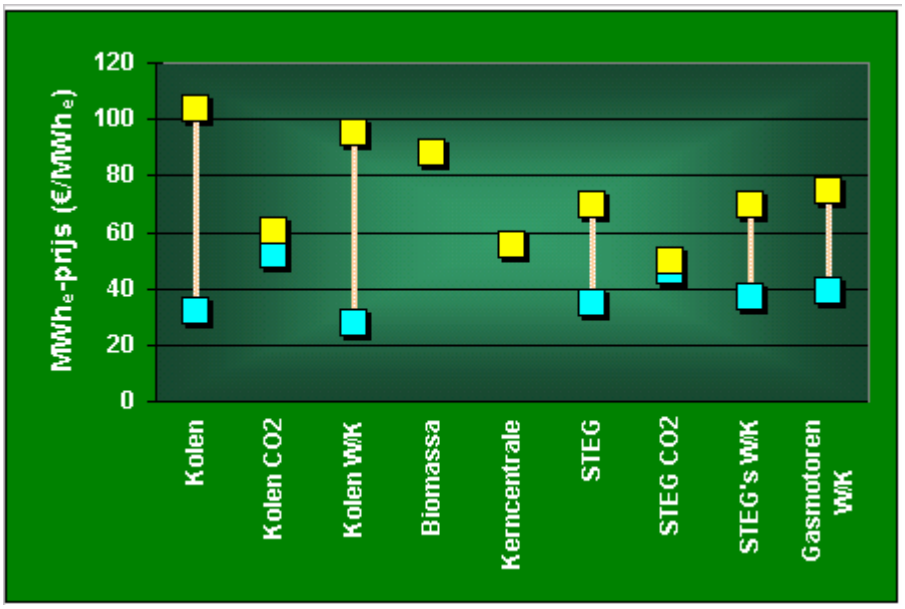
[1] Voor meer informatie over de in deze studie toegepaste versie van CAFE-model (**C**ashflowanalyse **E**nergiecentrales) wordt verwezen naar paragraaf 2.3.

Er is enkele honderden kilotonnen verschil in CO_2-emissie tussen STEG met en zonder warmtelevering vanwege het aangehouden hoge rendement voor de STEG zonder warmtelevering[2].

Wel of geen CO_2-afvang?

- Er is een belangrijk omslagpunt in rentabiliteit bij een CO_2-prijs van € 20 - € 40 per ton CO_2. Alle centrales met afvang en opslag van CO_2 zijn vanaf € 20 - €40 per ton CO_2 rendabeler dan centrales zonder CO_2-afvang.
- De conclusies over het verschil in rentabiliteit verschillen niet wezenlijk vanuit het perspectief van de investeerder of de overheid, uitgaande van het feit dat alle CO_2 is belast met de berekende CO_2-prijs.
- De conclusies over het verschil in rentabiliteit verschillen niet wezenlijk bij hoge of lage brandstofprijzen.

Figuur 1 Bandbreedte elektriciteitprijzen bij lage brandstofprijzen (investeerdersperspectief)



In Figuur 1 is de elektriciteitsprijs per type centrale weergegeven voor een CO_2-prijs van € 0/ton (lichtblauwe punt) tot € 100/ton (gele punt). Brandstofprijzen: aardgas € 3,5/GJ en steenkool € 1,3/GJ.

Kernenergie?

- Bij hoge brandstofprijzen en alleen kijkend naar de CO_2-effecten (en niet naar het risico en de andere milieueffecten) is kernenergie vanaf een prijs van circa. € 30 per ton CO_2 de goedkoopste optie.
- Bij lage brandstofprijzen is CO_2-afvang en -opslag bij een STEG structureel goedkoper dan kernenergie.

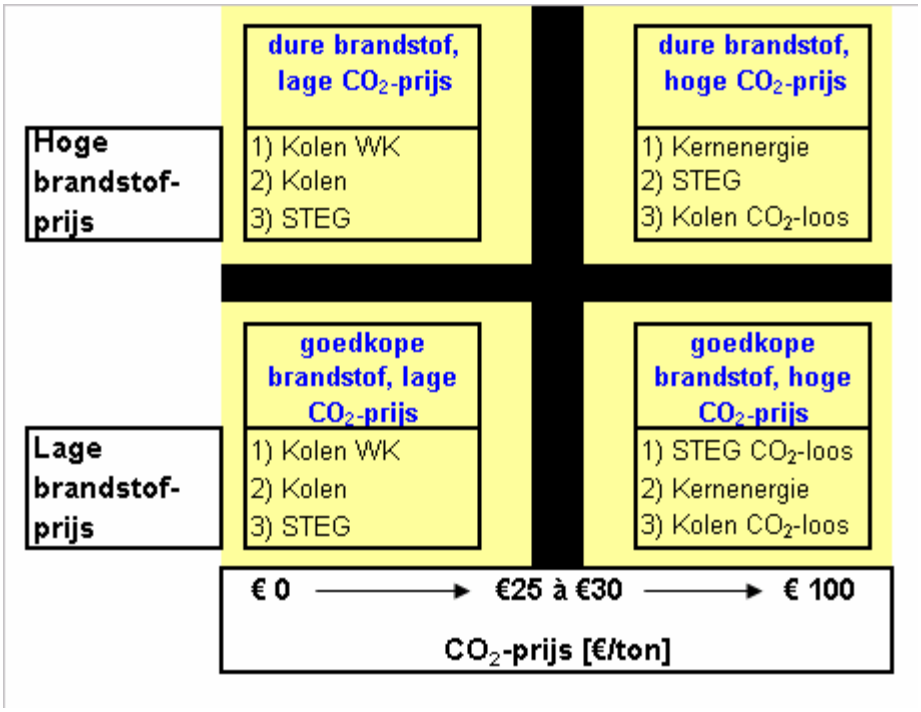
[2] Er is uitgegaan van een rendement van 58% conform opgave voor bijvoorbeeld initiatieven van Electrabel en Eneco. Mogelijk dat het rendement in de praktijk in de loop van enkele jaren wat afneemt door slijtage aan apparatuur.

Wel of geen warmtelevering?

- Centrales met warmtelevering zijn aantrekkelijker dan centrales zonder. Het levert een lagere CO_2-emissie op van enkele honderden kilotonnen waardoor er een verschil in rentabiliteit tussen centrales met en zonder warmtelevering ontstaat.

De geaggregeerde resultaten zijn in Figuur 2 gegroepeerd voor de verschillende mogelijke situaties, waarbij aangegeven is wat de volgorde van de 'winnaars' is, de technieken met de laagste productiekosten.

Figuur 2 'Winnaars' in elektriciteitproductie als functie van CO_2-prijs en brandstofprijs



Lage brandstofprijzen: € 3,50/GJ aardgas, € 1,30/GJ steenkool.
Hoge brandstofprijzen: € 5,70/GJ aardgas, € 2,60/GJ steenkool.

1 Wat aan deze studie vooraf ging

In de eerste helft van 2005 heeft de Bezinningsgroep Energiebeleid, met financiële steun van SMOM[3], een studie laten uitvoeren naar welke nieuwe elektriciteitscentrale economisch gezien in Nederland gebouwd zou moeten worden, bezien vanuit investeerderperspectief en vanuit overheidsperspectief.

Vergelijking van het investeerderperspectief met dat van de overheid laat zien dat beide fors uiteenlopen. Dat kan een aanleiding zijn voor conflicten tussen beide partijen. Maar ook zijn er overeenkomsten die aan de basis kunnen liggen voor een constructieve samenwerking (Tabel 2).

Tabel 2 Verschillen en overeenkomsten tussen investeerders- en overheidsperspectief

Verschillen	Overeenkomsten
• Bij een investeerder staat bedrijfswinst in de markt centraal, bij de overheid ligt de nadruk op het functioneren van de markt (betrouwbare, betaalbare, schone elektriciteitproductie[4]). • Een investeerder optimaliseert binnen het gehele gebied waarin het bedrijf actief is (vaak supranationaal), een nationale overheid binnen het nationale gebied. • Een investeerder heeft één dominant doel (bedrijfswinst), een overheid verschillende gelijkwaardige doelen (marktwerking, voorzieningszekerheid, milieu).	• Risicospreiding en voorzieningszekerheid leiden beide naar het zoeken naar de optimale brandstofmix. • Een investeerder werkt binnen zijn maatschappelijke verantwoordelijkheid, het milieuperspectief van de overheid loopt hieraan vaak parallel. • Investeerder en overheid streven naar kostenoptimalisatie voor het bereiken van doelen.

Bij uitvoering van dit project heeft CE een computerprogramma ontwikkeld (CAFE-model[5]) waarmee een rentabiliteitsanalyse voor verschillende typen elektriciteitsinstallaties kan worden uitgevoerd met een aantal instelbare parameters die gerelateerd zijn aan:

- brandstofmarkt;
- elektriciteitsmarkt;
- financiële markt (rentevoet, inflatiepercentage, rendement op eigen investering);
- milieubeleid (MEP-subsidies, CO_2-handelsprijs).

Hierbij kunnen zowel berekeningen worden uitgevoerd vanuit investeerderperspectief als vanuit overheidsperspectief. Daarnaast wordt in het CAFE-model[5] een berekening gemaakt van de aan emissies van verzurende en toxische stoffen en CO_2-gerelateerde kosten voor de samenleving. De basis hiervoor is een schadekostenanalyse.

---

3 SMOM staat voor Subsidieregeling Maatschappelijke Organisaties en Milieu.

4 Zie Energienota.

5 Voor meer informatie over de in deze studie toegepaste versie van CAFE-model (**CA**ash**F**lowanalyse **E**nergiecentrales) wordt verwezen naar paragraaf 2.3.

De uitkomsten van de studie geven marktpartijen en de overheid houvast bij hun keuzen rond een nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland. De belangrijkste waarde voor de overheid is dat de uitkomsten enerzijds duidelijk maken wat maatschappelijk gezien de beste keuze zou zijn en dat anderzijds uit het model blijkt welke invloed de waarde van parameters heeft op de rendabiliteit van verschillende typen energiecentrales vanuit investeerders perspectief. Hierdoor ontstaat in principe inzicht in welk beleid nodig is en hoe de verschillende parameters zouden moeten worden bijgesteld of beïnvloed om de investeerders ook feitelijk in de richting van deze maatschappelijk optimale keuzen te manoeuvreren.

De tussentijdse uitkomsten van het onderzoek zijn gepresenteerd en bediscussieerd in een openbare vergadering van de Bezinningsgroep Energiebeleid. Tijdens deze vergadering is duidelijk geworden dat de investeerders in de praktijk hun keuzen niet alleen bepalen op de economische en technische parameters, maar ook op andere (inter)nationale strategische bedrijfsoverwegingen.

Vanwege de actualiteit van de discussie rond nieuwe energiecentrales en de spanning die nieuw vermogen teweegbrengt bij het halen van milieudoelen als NEC-plafonds en klimaatdoelen heeft de Bezinningsgroep Energiebeleid eind 2005 besloten een vervolg onderzoek uit te zetten bij CE en Clingendael International Energy Projects. Een bijdrage uit de SMOM-regeling maakte dit mogelijk.

2 Deze vervolgstudie

2.1 Doel

Het doel van de vervolgstudie is voornamelijk het onderzoeken van de rentabiliteit van verschillende typen energiecentrales bij verschillende marktsituaties met een uniforme en breed geaccepteerde methodiek, verwerkt in een computermodel.

Voorafgaand aan deze analyse hebben twee verschillende activiteiten plaatsgevonden:

- Een analyse van de niet technische en economische overwegingen van investeerders en overheid in beslissingen rond investeringen voor nieuwe energiecentrales. Hierbij is uitgaan van de Europese elektriciteitsmarkt zoals die zich op dit moment aan het ontwikkelen is, en de consequenties daarvan voor Nederland.
- Het aanpassen en verfijnen van het CAFE[5]-model.

Daarnaast is een publiek debat met de (nationale) politiek, met (internationale) grote investeerders uit de energiewereld en met andere stake holders georganiseerd rond het gewenste overheidsbeleid met betrekking tot investeringen in nieuwe elektriciteitcentrales en de uitkomsten van de studie naar de internationale bedrijfsstrategische overwegingen van investeerders in nieuwe elektriciteitscentrales.

Het debat was bedoeld om verdieping te creëren in de bestaande discussie over welk type elektriciteitscentrale in Nederland het best gebouwd kan worden. In het debat vond een gedachte-uitwisseling plaats en is bekeken in hoeverre consensus mogelijk is ten aanzien van de bouw van een nieuwe grote elektriciteitscentrale in Nederland.

2.2 Achtergrondpaper CIEP

Door Clingendael International Energy Projects (CIEP) is een achtergrondnotitie geschreven met daarin een analyse van de ontwikkelingen op de Europese elektriciteitsmarkt zoals die tot dusver hebben plaatsgevonden en een analyse van de strategische overwegingen van de verschillende investeerders in nieuwe elektriciteitscentrales in Europa. De notitie analyseert de belangen van individuele spelers op de markt en kijkt hoe deze beïnvloed worden door de Europese overheid. De notitie besluit met de mogelijke consequenties van marktstrategische overwegingen van Europese investeerders en overheid voor Nederland.

2.3 Aanpassingen in model

CE heeft in een voorgaande studie het CAFE-model[5] ontwikkeld waarmee systematisch een cashflow analyse voor verschillende typen energiecentrales kan worden uitgevoerd voor een aantal instelbare marktparameters. Dit model is na

voorgaande studie geanalyseerd en positief gewaardeerd door Shell, E'On, Rabobank en Fortis bank.

Om nog beter bij de praktijk te kunnen aansluiten is het CAFE-model[5] in deze studie verfijnd en uitgebreid:

- Inbrengen van meer detail rond de financiële optiek van de investeerders. Daarvoor zijn een paar extra financiële parameters ingebouwd, met name rond de afschrijftermijn van de centrales en de ROI.
- Aanbrengen instelbare inflatiecorrectie in de niet brandstof gerelateerde operationele kosten (onderhoud, personeel, verzekeringen).
- Instelbaar maken verdeling eigen vermogen : vreemd vermogen.
- Toevoegen van een rentabiliteitsanalyse voor een 1.000 MW_e kerncentrale (aparte opdracht voor Ministerie van EZ).
- Toevoegen van een rentabiliteitsanalyse voor drie verschillende typen warmte/kracht installaties (aparte opdracht voor Cogen Nederland):
  - een viertal industriële W/K-installaties, opgesteld bij een raffinaderij of chemische fabriek;
  - een park van ongeveer 390 duo gasmotoren met een vermogen van 2,5 MW_e per duo, opgesteld bij glastuinbouw bedrijven;
  - een 1.000 MW_e kolencentrale, die warmte levert aan een stadsverwarmingnet.

Voor beide laatste uitbreidingen zijn twee aparte rapportages opgesteld, bijgevoegd als bijlage in dit rapport.

In de nieuwe opzet is windvermogen vanwege de evidente lage rentabiliteit *als basislast eenheid* niet meer beschouwd. In plaats daarvan is een analyse uitgevoerd voor kernenergie. Windvermogen heeft zeker in de off shore toepassing wel degelijk een plaats in de elektriciteit voorziening, maar is geen reële optie voor basislast productie.

Een eerste resultaat van de analyses met het model is gepresenteerd tijdens het debat op 12 juni 2006. Het model is in de daarop volgende maanden verder aangepast en verfijnd, mede op basis van input van drie grote elektriciteitproducenten. Daarbij zijn helaas ook enige fouten gecorrigeerd, met name in verrekening van belastingen. De tussenresultaten zoals gepresenteerd 12 juni 2006 zijn opgenomen in bijlage C.4.

2.4 Debat

In de paneldiscussie voorgezeten door Jan Paul van Soest tussen Frits Otte (Ministerie van EZ), Frans Vlieg (Ministerie van VROM), Maarten de Hoog (DCMR) en Hans Altevogt (Greenpeace) is besproken dat de vergunningverlenende overheid waarschijnlijk niet kan opleggen dat voor een nieuwe centrale de schoonste optie wordt gekozen. De overheid kan wel strengere eisen stellen aan een nieuwe centrale op de Maasvlakte dan elders in verband met het toch al hoge niveau van luchtverontreiniging door NO_X en PM_{10} in de regio. Dit is ook alleszins te verdedigen door de logistieke voordelen van de Maasvlakte locatie.

Strengere eisen aan een centrale op de Maasvlakte zou wel eens beter voor de luchtverontreiniging in de regio kunnen zijn dan de bouw van een centrale met minder strenge eisen in Duitsland. Een groot deel van de luchtverontreiniging in Nederland komt immers vanuit Duitsland. Wanneer er een centrale op de Maasvlakte bijkomt, betekent het echter wel dat de andere bedrijven minder mogen emitteren om er voor te zorgen dat niet boven de luchtverontreinigingplafonds wordt uitgekomen.
De overheid ziet dat het halen van de doelstellingen voor 2010 voor PM_{10}, NO_X, SO_2 en CO_2 al geen gemakkelijke opgave is. De doelstellingen voor de periode daarna zullen nog scherper worden. De overheid verwacht de emissies te reduceren door verdere technologische ontwikkeling. De overheid is nu bezig met studie naar CO_2-opslag maar investeringen ervoor wil zij aan de markt overlaten. Afvang en opslag zal plaatsvinden wanneer dit economisch rendabel is. Dit is dan weer afhankelijk van het CO_2-plafond en de waardering in het emissiehandelssysteem.

Vanuit de zaal kwam de vraag naar voren of de overheid toch niet moet kiezen voor bepaalde opties om er voor te zorgen dat de milieudoelen voor 2010 en de steeds strenger wordende doelen daarna, gehaald kunnen worden. Sommige opties geven immers aanleiding tot hogere emissies dan andere ongeacht technologische ontwikkeling. Keuze voor een milieuongunstige optie zou kunnen betekenen dat de nog te formuleren doelen voor 2020 en daarna onhaalbaar blijken te zijn. De overheid zou meer regie moeten voeren en zich niet zo weifelend moeten opstellen. Ook Greenpeace dringt aan op het kiezen door de overheid voor de schoonste optie, maar niet nadat al het mogelijke is gedaan om meer energiebesparing te halen. Daarnaast heeft Nederland door zijn concurrentievoordelen van haar gunstige locatie, de plicht om meer aan innovatie te doen voor het terugdringen van de emissies.

Vanuit de zaal is ook diverse keren gewezen op de mogelijkheden voor vergrote warmteafzet als een manier om CO_2-reductie te realiseren. Bovendien laat het voorbeeld van het warmtenet in het Rijnmondse zien dat een trekkende rol van de overheid wel degelijk een stimulans kan zijn bij het van de grond krijgen van dit soort ontwikkelingen. In tegenstelling tot de houding van VROM en EZ in de discussie over investeringen in een nieuwe energiecentrale is door de gemeente Rotterdam, het Havenbedrijf en EZ zwaar geïnvesteerd in de aanleg van een warmtenet en het aansluiten daarop van restwarmte leverende bedrijven. Dit initiatief heeft nu een dusdanige dynamiek gekregen dat het systeem zal worden uitgebreid richting Maasvlakte, Westland, Delft en Den Haag. Aanwezigen roepen EZ en VROM op eenzelfde initiërende rol te spelen in de discussie rond investeringen in een nieuwe energiecentrale. Daarbij kan gedacht worden aan ondersteunen van warmte afzet, maar bijvoorbeeld ook aan het initiëren van een CO_2-transportnet.
Het debat eindige ermee dat VROM en EZ beide aangaven, dat verder nagedacht moet worden over de mate van regie van de overheid bij de keuze van een type centrale. Zo zou zij bijvoorbeeld het “capture ready”-maken kunnen verplichten, waarbij duidelijk beschreven moet worden wat dat precies inhoudt. De overheid ziet ook een belangrijke uitdaging in het veel meer benutten van restwarmte.

3 Vergelijking van opties

3.1 Wat is vergeleken

Met het voor deze studie uitgebreide CAFE-model zijn diverse scenario's doorgerekend:

- vergelijking van gascentrale met kolencentrale;
- vergelijking gascentrale en kolencentrale met en zonder CO_2-afvang en kerncentrale;
- vergelijking van gascentrale en kolencentrale met en zonder warmtelevering en een park decentrale W/K-gasmotoren.

1 In de eerste vergelijking wordt aangesloten bij de actualiteit. alle opties waarvoor initiatieven bestaan (gascentrale, kolencentrale), die worden bepleit in de politiek (kerncentrale) of milieubeweging (biomassacentrale).
2 De tweede vergelijking betreft een evaluatie van de rentabiliteit van opties die als efficiënte maatregel in het kader van reductie van broeikasgasemissies worden gezien in (CO_2-opslag en kernenergie).
3 Bij de derde vergelijking wordt aangesloten bij de tijdens het debat van 12 juni besproken stimulering van warmteafzet. Daarbij is ook een analyse voor decentrale eenheden ingevoegd omdat decentraal vermogen naar de mening van Cogen Nederland nog een grote potentie voor implementatie heeft, terwijl centrale W/K-installaties vanwege hun schaalgrootte naar mening van de auteurs maar beperkt te plaatsen zijn (zie ook bijlage B).

De vergelijkingen zijn steeds uitgevoerd voor twee sets gasprijzen en kolenprijzen (hoge en lage prijzen) en voor een vaste biomassa en uraniumprijs.

Tabel 3 Overzicht brandstofprijzen in hoge en lage prijzen analyses

Type brandstof:	Laag tarief	Hoog tarief
Steenkool (€/GJ)	1,3	2,6
Aardgas (€/GJ)	3,5	5,7
Biomassa (€/GJ)	6	6
Uranium (€/kg)	2.850	2.850

Daarnaast is rekening gehouden met een CO_2-prijs variërend van 0 - 100 €/ton. Deze prijs kan tot stand komen door een heffing of door het ETS.
Het niveau van € 100/ton CO_2 komt overeen met de gemiddelde specifieke reductiekosten die naar verwachting zullen moeten worden gemaakt om de emissies van broeikasgassen conform de aanbevelingen van IPCC met 70% - 80% te reduceren ten opzichte van het niveau in 1990. De CO_2-prijs wordt in het model over de gehele emissie van de centrale geheven, waarbij bij warmtekracht wordt gecorrigeerd voor uitgespaarde CO_2-emissies door warmteafzet. Aangenomen is dat de uitgespaarde CO_2-emissie en de daaraan gerelateerde kosten op dezelfde

manier zullen worden beloond als de afgezette warmte: met een 10% lager tarief dan de afnemer van de warmte bij zelf opwekken zou moeten hebben betaald.

In de vergelijkingen is steeds bepaald welke elektriciteitprijs nodig is om economisch quitte te spelen (overheidsperspectief) dan wel een vooraf in het model ingevoerd beoogde rendement op equity (default waarde 15%) te realiseren (investeerders perspectief). De berekeningen zijn in drie stappen gemaakt:

- In de eerste stap is berekend welke netto contante opbrengsten aan elektriciteit over de gehele zichtperiode van de analyse moeten worden verkregen om economisch netto quitte te kunnen opereren binnen de gehanteerde economische randvoorwaarden. De benodigde inkomsten zijn berekend als het verschil tussen:
  - de netto contant gemaakte en belasting gecorrigeerde vaste lasten (afschrijvingen, onderhoud) en brandstofkosten;
  - de netto contant gemaakte en belasting gecorrigeerde inkomsten uit warmtelevering en in de vorm van MEP-subsidies.

  Bij analyse vanuit investeerdersperspectief ook de door de initiatiefnemer zelf ingelegde equity (het verschil tussen totale investering en geleend vermogen)[6].

  Voor het netto contant maken van de totale kosten in deze zichtperiodes is bij overheidsperspectief uitgegaan van de rentevoet van 6%. In de analyse vanuit investeerders perspectief is een percentage van 15% gehanteerd.
- Vervolgens zijn ook de inkomsten uit de in de zichtperioden van 20 en 30 jaar geproduceerde hoeveelheden elektriciteit netto contant gemaakt met bovengenoemde percentages en gecorrigeerd voor belastingen.
- Het op elkaar delen van benodigde netto contante inkomsten en netto contante hoeveelheid geproduceerde elektriciteit geeft de benodigde elektriciteitprijs.

3.2 Uitgangspunten vergelijking

Het gaat in de analyses steeds om een centrale van 1.000 MW_e die jaarlijks 7.500 GWh_e produceert.

Aangehouden financiële parameters zijn:

- verhouding vreemd vermogen : eigen vermogen van 75% : 25% in geïnvesteerd kapitaal, conform advies van Rabobank en Fortis bank;
- een inflatiepercentage van 2%;
- een rentevoet van 6% op geleend geld;
- een equity op eigen investering van 15%.

Subsidies zijn niet meegenomen tenzij anders aangegeven.

Bij warmtelevering door W/K-installaties is rekening gehouden met kortingen op de verkooptarieven voor warmte en elektriciteit conform de methodiek voor het berekenen van MEP-subsidies voor blauwe kWh_e.
Overige uitgangspunten worden gegeven in Tabel 4 en Tabel 5.

---

[6] Dit bedrag vertegenwoordigt de beoogde netto contant gemaakte netto inkomsten voor de initiatiefnemer.

Tabel 4 Aangehouden technische specificaties

Gegevens per installatie	Kolencentrale	Kolencentrale met CO_2-afvang	Kolencentrale W/K	Biomassacentrale op schoon hout	Kerncentrale	STEGaardgas	STEG met CO_2-afvang	W/K STEG industrieel	Gasmotor W/K
Vermogen (MW_e)									
Elektrisch	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	980
Thermisch			1.348					814	1.117
Rendementen:									
Netto elektriciteit efficiency	47%	39%	44%	40%	37%	58%	50%	43%	43%
Thermisch rendement			52%					35%	49%
Aantal uren vollast									
- voor elektriciteit	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
- voor warmte			3.000					6.600	5.100
Emissies									
CO_2 (kg/GJ)	94	93,86	93,86			56	56	56	59
SO_2 (kg/GJ)	0,015	0,015	0,015	0,002					
NO_x (kg/GJ)	0,02	0,02	0,02	0,025		0,012	0,012	0,012	0,01
PM_{10} (kg/GJ)	0,001	0,00	0,00	0,0006					
CH_4									
N_2O									
Rookgasreiniging (RGR)									
Ontzwaveling	ROI	ROI				n.v.t.			
- rendement	98%	98%	99%	98%					
DeNOx	SCR	SCR		SCR/ SNCR combi					
- rendement	80%	80%	90%	80%					
Stofafvang	4-velds E.filter	4-velds E.filter		doekfil-ter					
- rendement	99,98%	99,98%		99,95%					

Tabel 5 Vaste installatiespecifieke uitgangspunten economische analyse

		Kolencentrale			Biomassa	Kernenergie	STEG aardgas			W/K Gasmotoren
		Conventioneel	Met CO_2-afvang	W/K-stadsnet			Conventioneel	Met CO_2-afvang	W/K-industrie	
Investering (M€)		1.100	1.911	1.100	1.350	2.700	525	838	495	550
Operationele Kosten	variabel (c€/kWh_e)	2,0	2,4	2,00	2,00		1,50	1,74	4,70	7,20
	vast (k€/MW_e)	20,0	55,6	20.000	67,5	140	14	29,3		3,0
Afschrijftermijn	Investeerder	20	20	20	20	40	20	20	20	20
	Maat-schappelijk	30	30	30	30	60	30	30	30	30
Bouwtijd in jaren		4	4	4	2	5	2	2	2	1

Een overzicht van de verschillende vormen van milieubelasting van de verschillende type centrales is gegeven in Tabel 6. Hierbij is steeds uitgegaan van een centrale van 1.000 MWe en een bedrijfstijd van 7.500 uur per jaar.

Tabel 6 Overzicht milieubelasting

	Warmtebelasting [PJ/jaar]	CO_2-emissie (Mton/jaar)*	Blootstelling aan straling collectieve dosis (10^{-3} mens·Sv)
'Conventioneel'			
Kolencentrale	28	5,4	< 1
Gascentrale	14	2,6	
Biomassa centrale	37	0,0	
Kernenergie	46	0,0	500
'Warmtelevering'			
Kolen met warmtelevering	17	5,0	< 1
W/K STEG's industrieel	0	2,3	
Gasmotoren	0	2,5	
'CO_2-opslag'			
Kolen met CO_2-opslag	18,3	0,6	< 1
Gas met CO_2-opslag	10,8	0,3	

De CO_2-emissies van W/K-installaties betreffen de netto emissies, waarbij de door warmtelevering uitgespaarde CO_2-emissies zijn afgetrokken van de door de centrales zelf gegenereerde emissies.

3.3 Uitgangspunten

3.3.1 Afschrijftermijn

Voor kolencentrale, gascentrale en biomassacentrale is uitgegaan van een standaard afschrijftermijn van 20 jaar. Dit is conform commentaar van energiebedrijven en banken, maar ook conform de in de literatuur gangbare methodiek voor economische analyses. In de analyse vanuit overheidsperspectief wordt een terugverdientijd van 30 jaar aangehouden.
De keuze voor een afschrijftermijn van 30 jaar voor een analyse vanuit overheidsperspectief is voor discussie vatbaar, het zou meer kunnen zijn.
Voor de analyse vanuit overheidsperspectief zou voor kolencentrales eventueel nog een andere insteek kunnen worden gekozen. Het is in de VS en EU en in toenemende mate ook in Nederland gebruikelijk om energiecentrales aanzienlijk langer operationeel te houden dan de door bedrijven aangehouden terugverdientijd. Dit wordt bijvoorbeeld weerspiegeld in het feit dat de gemiddelde leeftijd van kolencentrales in de EU meer dan 30 jaar is. In Nederland hebben de Amer 8 en Gelderland 13 kolencentrales en zullen Maasvlakte 1 & 2 en Borssele 12 kolencentrales een revisie ondergaan om nog eens 20 jaar in bedrijf te kunnen zijn, terwijl deze centrales allemaal tussen 1975 en 1985 in bedrijf zijn genomen.

De kosten voor de levensduurverlenging zijn aanzienlijk[7], maar staan desalniettemin in geen verhouding tot investeringen in een nieuwe kolencentrale. De investeringen worden voornamelijk gedaan vanuit economisch oogpunt, met als secundaire prioriteit reducties van met name NO_x- en SO_2-emissies. De noodzaak van de reductie van deze emissies hangt samen met de NEC-plafonds. Vanwege deze trend zou voor kolencentrales in de analyse vanuit overheid perspectief ook een levensduur van 40 jaar kunnen worden aangehouden.

3.3.2 Kosten CO_2-emissies

Door energiebedrijven en banken was ook commentaar gegeven op de manier waarop kosten voor CO_2-emissies in het model werden verdisconteerd. In het CAFE-model wordt geen rekening gehouden met de emissierechten voor nieuwe centrales, maar worden de volledige emissies als basis van de aan CO_2-emissies gerelateerde kosten genomen. Dit is gedaan omdat nog onduidelijk is op welke basis CO_2-emissiehandel na 2012 zal plaatsvinden en hoe rechten zullen worden verdeeld. Vanwege deze onduidelijkheid is het model op dit punt (nog) niet aangepast.

CO_2-emissies en gerelateerde kosten
Voor elektriciteitcentrales is er op dit moment per centrale een emissierecht gedefinieerd, terwijl voor nieuwe centrales een depot van 2,5 Mton aan emissieruimte beschikbaar is. Alleen de 'meer-emissies' worden belast en moeten worden gecompenseerd door inkoop van rechten.
Deze situatie geldt echter tot 2012, het eindjaar van het Kyoto-protocol. Wat daarna gebeurt met reductiedoelen voor broeikasgassen per land, emissierechten per centrale, mechanismen van emissiehandel en CO_2-prijs is nog onduidelijk. Wel heeft de regering de ambitie uitgesproken om in 2030 een 30% lagere emissie van broeikasgassen te hebben dan in 1990: een totaal van 120 Mton CO_2-eq.

In de rentabiliteitsberekeningen is steeds uitgegaan van een situatie waarin de volledige CO_2-emissie van een centrale uit koolstof van fossiele oorsprong wordt belast. Hiermee wordt impliciet een - behoorlijk extreme - keuze gemaakt voor hoe CO_2-emissiehandel er na Kyoto uit komt te zien. Er zijn natuurlijk ook andere scenario's mogelijk, bijvoorbeeld op basis van de aanname dat er een zekere 'gratis' emissieruimte blijft voor grote industriële bronnen. De ruimte zou dan bijvoorbeeld kunnen worden verdeeld conform de onderstaande mechanismen:
- Emissierechten worden verhandeld middels veiling.
- Er wordt een defaultwaarde of performance standard rate (PSR) per kWhe opgelegd. Bij hogere emissies moeten emissierechten worden ingekocht. Dit systeem is vergelijkbaar met het huidige systeem voor NO_x-handel.
- Het huidige grandfatheringsysteem wordt verder aangescherpt.

---

[7] In de pers genoemde kosten:
- M€ 50 voor Gelderland 13. Betrof aanpassingen in ROI, ESP, SCR, kolenmolens en vooral revisie procesautomatisering en turbine.
- M€ voor Amer 8.
- M€ 240 voor Maasvlakte 1 & 2, waarvan M€ 65 voor 2 SCR's. Daarnaast wordt efficiency verbeterd en vermogen vergroot.

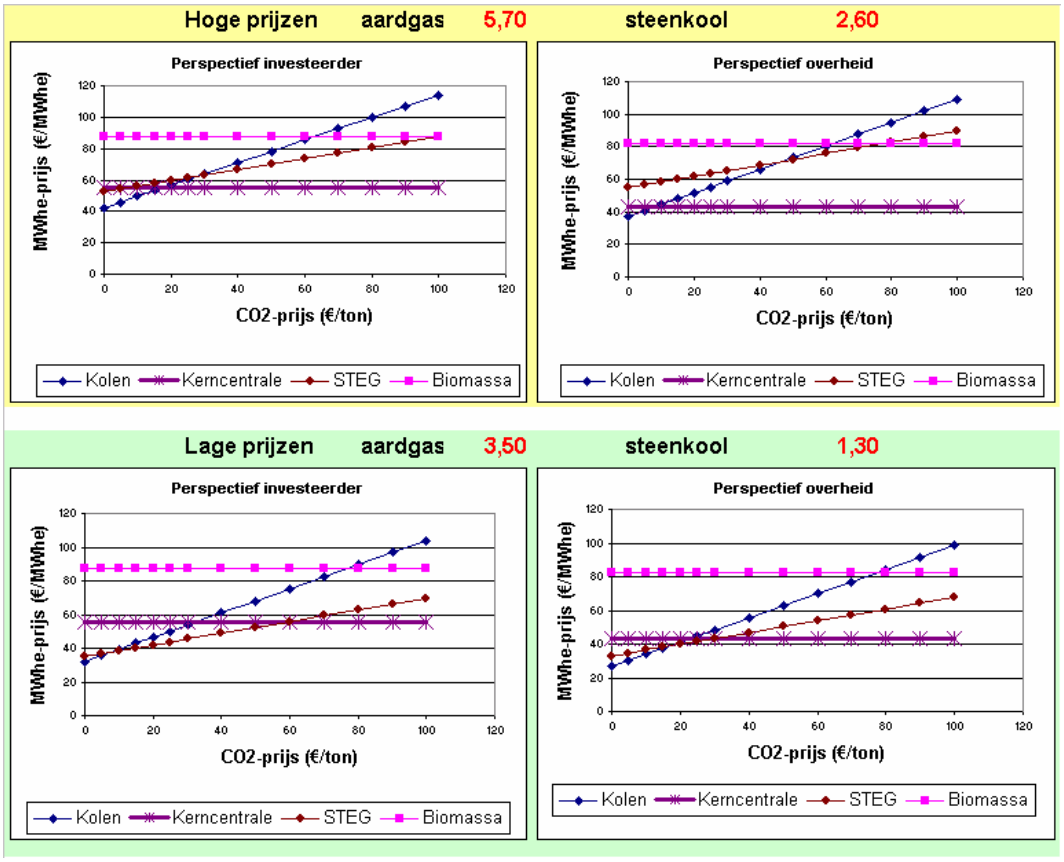
Gezien de ervaringen in Nederland met emissiehandel zijn de laatste twee opties waarschijnlijk het meest reëel. Voor een analyse met een eenvoudig spreadsheet model is een analyse op basis van een PSR het eenvoudigst uit te voeren omdat geen schatting hoeft te worden gemaakt van de samenstelling van het toekomstige park en de emissies van de individuele eenheden. Een mogelijke referentie is de dan (anno 2012) actuele specifieke emissie voor de modernste gasgestookte STEG.

3.4 Resultaten

3.4.1 Vergelijking van conventionele opties

De grafieken in Figuur 3 geven het verloop van de benodigde elektriciteitprijs als functie van CO_2-heffing en aardgas- en kolenprijs voor een kolencentrale, gascentrale, biomassacentrale en kerncentrale.

Figuur 3 Vergelijking diverse centrales



De benodigde elektriciteitprijs neemt bij een kolencentrale conform de verhouding in koolstofinhoud van de brandstof ongeveer twee maal zo snel toe als bij een gascentrale. De gascentrale is daarom bij lage brandstofprijzen al bij een CO_2-heffing van € 5 - € 15 per ton rendabeler dan een kolencentrale. Bij hoge brandstofprijzen is dit punt vanuit het investeerderperspectief bereikt bij een CO_2-

heffing van € 25 en vanuit overheidsperspectief bij een CO_2-heffing van € 50 per ton CO_2. Het verschil tussen beide perspectieven is terug te voeren op de langere afschrijftermijn vanuit overheidsperspectief, waardoor de hogere investeringen in kolenvermogen in vergelijking met investeringen in gasvermogen minder zwaar meewegen.

Zoals te verwachten valt zijn de benodigde elektriciteitprijzen voor kerncentrale en biomassacentrale ongevoelig voor variaties in CO_2-prijs en gas- en kolenprijs.

Biomassa zonder MEP subsidie is in alle scenario's duur vanwege de aangehouden hoge prijs voor de biomassa van € 6/GJ.
De aangehouden biomassaprijs is met name gebaseerd op bronnen als:

- de contracten van energiebedrijf E2, exploitant van de Avedoere II multifuel centrale (met maximaal 70% houtpellet bijstook), met de grootste parket producent in Europa Junckers;
- presentatie van John Colquitt[8] over de mondiale pelletmarkt in Zweden.

Omdat een grote centrale een grote constante aanvoer van biomassa van een goede kwaliteit nodig heeft is het reëel te verwachten dat bij een dergelijke centrale grote stromen goedkope en brandstoftechnisch laagwaardiger restproducten als pittenpulp zal verstoken. Een grootschalige biomassacentrale is – wanneer broeikasgas emissies in de keten niet worden verdisconteerd – een alternatief voor een kolencentrale die € 70 - € 80 per ton CO_2 kost.

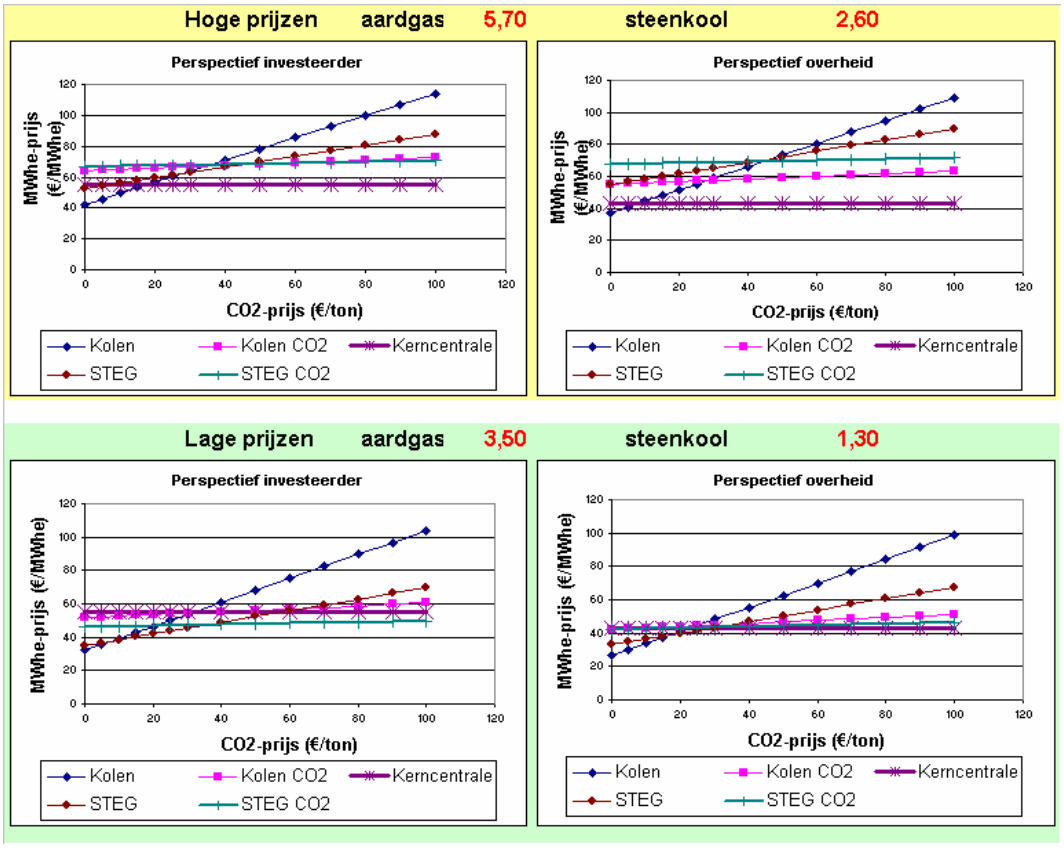
Kernenergie is in vergelijking met een biomassacentrale goedkoop - zeker bij overheidsperspectief - vanwege de aangehouden lange afschrijvingstermijnen en de relatief goedkope brandstof.
Bij de huidige hoge prijzen voor gas en kolen is overschakelen van kolen op kernenergie vanuit overheidsperspectief al rendabel bij een CO_2-prijs van € 10/ton, terwijl de door een gascentrale geproduceerde elektriciteit altijd duurder is dan kernenergie. Vanuit investeerdersperspectief ligt het omslagpunt voor een kolencentrale bij een CO_2-prijs van € 20/ton, terwijl ook vanuit dit perspectief een gascentrale altijd duurder is.
Maar bij lage gasprijzen ligt het omslagpunt waarop een kerncentrale rendabeler wordt dan een gascentrale vanuit investeerdersperspectief bij een CO_2-prijs van € 60/ton.

[8] The cost and availability of woody biofuels, John Colquitt; Symposium 'Bio-energie in de industrie', 2005.

3.4.2 Wel of niet CO_2 afvangen en opslaan

De analyse van centrales met en zonder CO_2-afvang geeft onderstaande plaatjes.

Figuur 4 Vergelijking centrales met en zonder CO_2-opslag



Zowel kernenergie als CO_2-afvang bij kolencentrale en gascentrale worden veelvuldig naar voren geschoven als een soort 'end-of-pipe' maatregel ter reductie van broeikasgasemissies gerelateerd aan elektriciteitproductie. Een vergelijking op kosten zoals in de diagrammen in Figuur 3 geeft het volgende beeld over de rentabiliteit van deze opties.

- Bij hoge brandstofprijzen is een kerncentrale zowel vanuit overheidsperspectief als vanuit perspectief van de investeerder al bij een lage CO_2-prijs (maximaal € 15/ton bij investeerders perspectief) rendabeler dan een kolencentrale.
- Kernenergie is bij hoge prijzen altijd rendabeler dan een gascentrale of kolencentrale met CO_2-afvang. Met andere woorden, kernenergie is bij hoge brandstofprijzen een kostenefficiëntere manier om CO_2-emissies te reduceren.
- Bij lage brandstofprijzen is CO_2-afvang en -opslag vanuit perspectief van de investeerder bij een STEG structureel goedkoper dan kernenergie. Vanuit overheidsperspectief zijn beide opties vergelijkbaar rendabel.

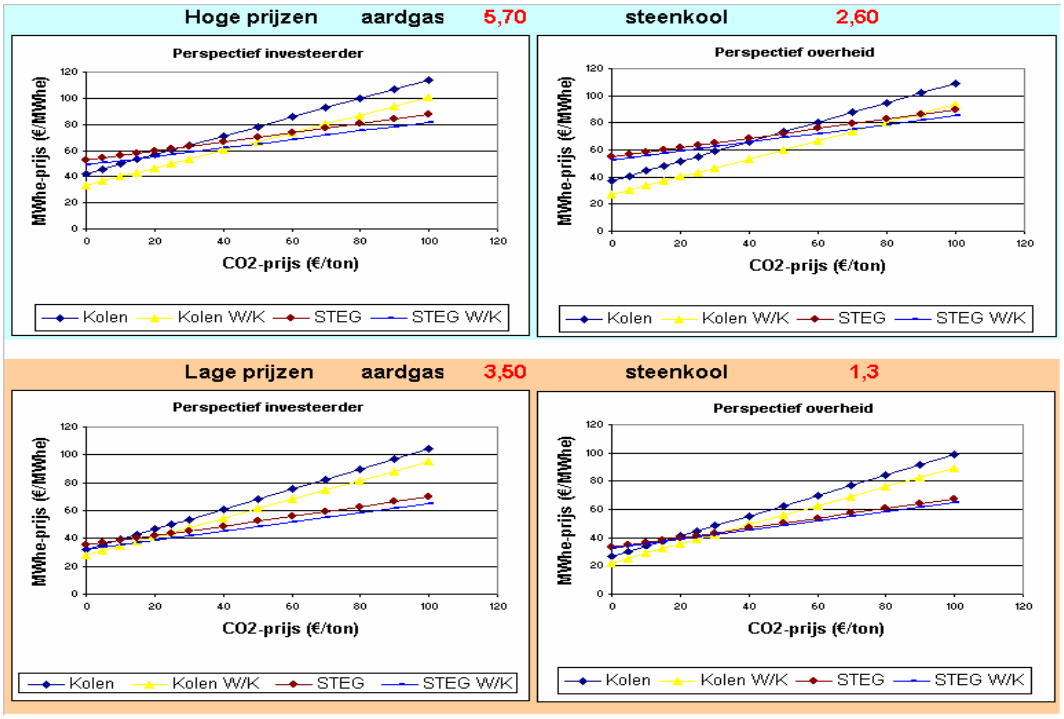
- Afvang en opslag van CO_2 bij een kolencentrale bij lage brandstofprijzen is iets minder rendabel dan kernenergie.
- Centrales met afvang en opslag van CO_2 zijn ongeacht het perspectief en de brandstofprijzen steeds vanaf € 30 - € 40 per ton CO_2 rendabeler dan centrales zonder CO_2-afvang.

Kernenergie is, zonder de andere milieueffecten en risico's mee te nemen, bijna altijd de goedkoopste optie, omdat alleen gascentrales met CO_2-afvang bij lage gasprijzen iets goedkoper kunnen produceren dan een kerncentrale.

3.4.3 Wel of geen warmtelevering

Vergelijking wel en niet warmteleverende centrales geeft onderstaand plaatje.

Figuur 5 Vergelijking centrales met warmtelevering



Uit de vergelijking van de rentabiliteit tussen kolencentrales met en zonder warmtelevering en gascentrales met en zonder warmtelevering blijkt dat centrales met warmtelevering bij de aangehouden uitgangspunten steeds iets rendabeler zijn dan centrales zonder warmtelevering.

Bij gascentrales is dit verschil klein ongeacht perspectief en hoogte van de gasprijs, bij kolencentrales is het verschil relevant en oplopend met stijgende CO_2-prijs.

Het verschil tussen STEG met en zonder warmtelevering is klein, € 2 - € 3 per MWh_e voor lage energieprijzen en hooguit € 1/MWh_e voor hoge gasprijzen. Het beperkte verschil houdt verband met de volgende gegevens:

- Investeringen en onderhoudskosten per MW_e en MWh_e zijn vrijwel vergelijkbaar. Aangehouden specifieke investeringen bedragen bijvoorbeeld € 525/MW_e voor STEG zonder en € 495/MW_e voor een STEG met warmtelevering.
- Ook de netto brandstofkosten wijken weinig af. Voor een STEG zonder warmtelevering wordt bij lage gasprijzen (3,6 x 3,5) ÷ 58% = € 22/MWhe (afgerond). Bij een STEG met warmtelevering moet vanwege het lagere elektrisch rendement (3,6 x 3,5) ÷ 43% = € 29/MWhe worden betaald voor brandstof. Hiervan komt echter € 9/MWhe weer terug vanwege warmtelevering.
- Deze kleine verschillen en andere aspecten met beperkte invloed, zoals een hogere entry-, exit en connection fees voor aardgas en een bescheiden korting op de door de W/K-STEG geleverde elektriciteit heffen elkaar allemaal zo goed als volledig op.

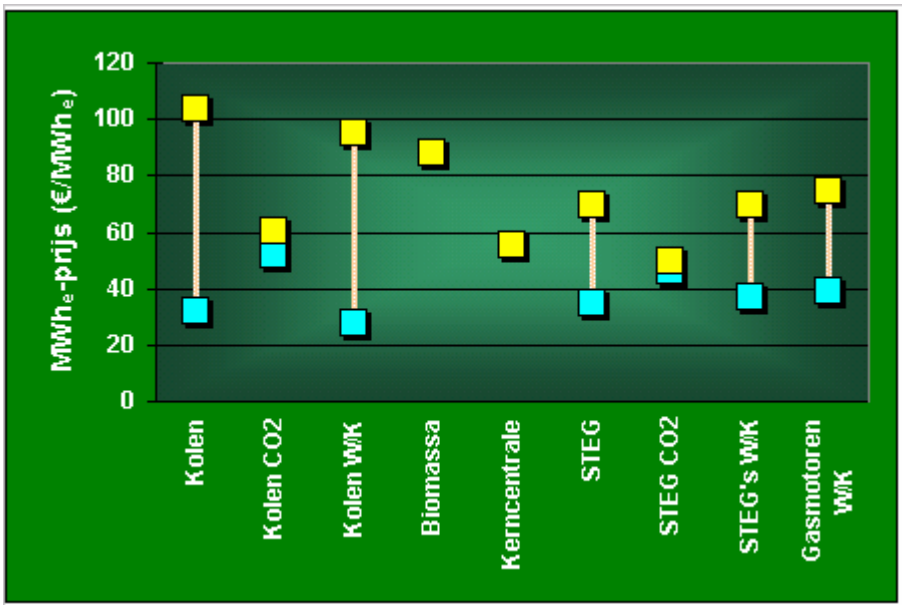
In relatie tot de opties met CO_2-opslag scoort warmtelevering beter bij lage CO_2-prijs en slechter bij een CO_2-prijs vanaf circa € 40 per ton CO_2.

3.4.4 Belangrijkste conclusies

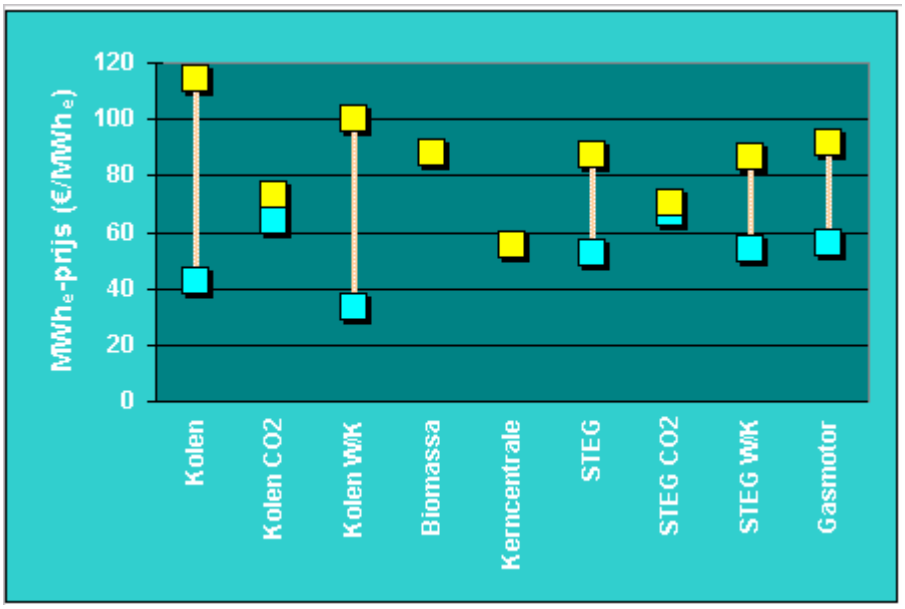
In Figuur 5 en 6 zijn alle opties bij elkaar gezet voor twee situaties: hoge en lage brandstofprijzen. Beide vanuit het perspectief van de investeerder. De blauwe blokjes geven de situatie weer bij een CO_2-prijs van € 0, de gele blokjes geven de situatie weer bij een CO_2-prijs van € 100 per ton.

Bij alle figuren refereert lage brandstofprijzen naar een gasprijs van € 3,5/GJ en een kolenprijs van € 1,3/GJ en hoge brandstofprijzen naar een gasprijs van € 5,7/GJ en een kolenprijs van € 2,6/GJ.

Figuur 6 Bandbreedte elektriciteitprijzen bij lage brandstofprijzen (investeerdersperspectief)



Figuur 7 Bandbreedte elektriciteitprijzen bij hoge brandstofprijzen (investeerdersperspectief)



In is de volgorde van meest rendabele opties - goedkoopste vormen van elektriciteit opwekking - weergegeven voor investeerder perspectief.

Uit de vergelijking kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

Wel of geen CO_2-afvang?

- Er is een belangrijk omslagpunt in rentabiliteit bij een CO_2-prijs van € 20 - € 40 per ton CO_2. Alle centrales met afvang en opslag van CO_2 zijn vanaf € 20 - € 40 per ton CO_2 rendabeler dan centrales zonder CO_2-afvang.

- De conclusies over het verschil in rentabiliteit verschillen niet wezenlijk vanuit het perspectief van de investeerder of de overheid, uitgaande van het feit dat alle CO_2 is belast met de berekende CO_2-prijs.
- De conclusies over het verschil in rentabiliteit verschillen niet wezenlijk bij hoge of lage brandstofprijzen.

Kernenergie?

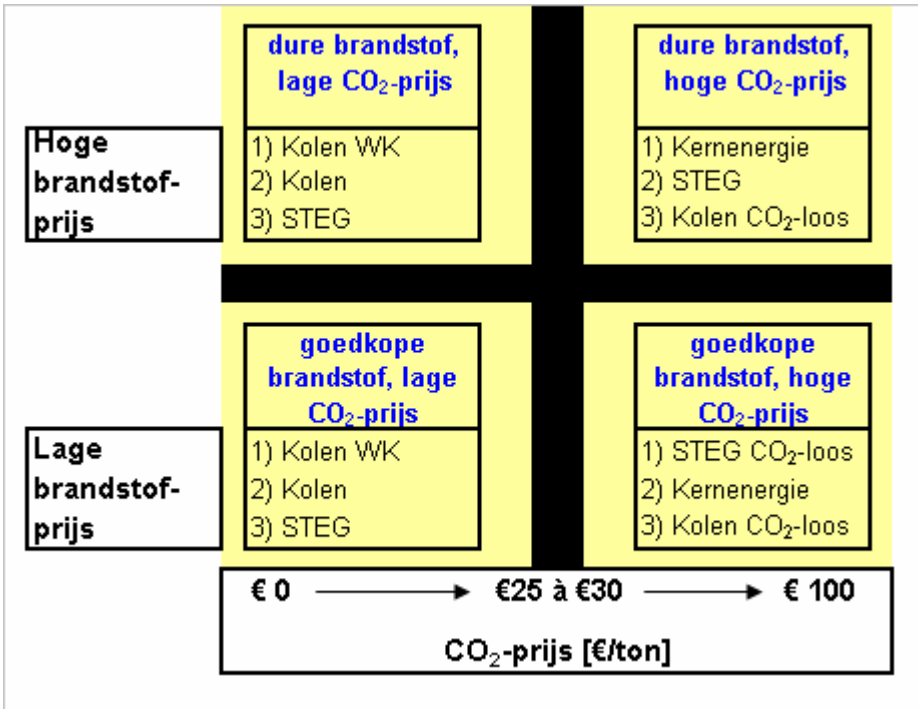
- Bij hoge brandstofprijzen en alleen kijkend naar de CO_2-effecten (en niet naar het risico en de andere milieueffecten) is kernenergie vanaf een prijs van circa € 30 per ton CO_2 de goedkoopste optie.
- Bij lage brandstofprijzen is CO_2-afvang en -opslag bij een STEG structureel goedkoper dan kernenergie.

Wel of geen warmtelevering?

- Centrales met warmtelevering zijn iets aantrekkelijker dan centrales zonder. Het levert slechts een marginaal lagere CO_2-emissie op waardoor het verschil in rentabiliteit tussen centrales met en zonder warmtelevering klein is. Bij een CO_2-prijs boven circa € 40 per ton worden opties met CO_2-opslag en kernenergie goedkoper.

Geaggregeerd overzicht - over alle beschouwde technieken:
De geaggregeerde resultaten zijn in Figuur 8 gegroepeerd voor de verschillende mogelijke situaties, waarbij aangegeven is wat de volgorde van de 'winnaars' is, de technieken met de laagste productiekosten.

Figuur 8 'Winnaars' in elektriciteitproductie als functie van CO_2-prijs en brandstofprijs



Lage brandstofprijzen: € 3,50/GJ aardgas, € 1,30/GJ steenkool.
Hoge brandstofprijzen: € 5,70/GJ aardgas, € 2,60/GJ steenkool.

Samenvattend zijn de resultaten:

- Bij zowel lage als hoge brandstofprijzen is steeds een kolencentrale met warmtelevering de goedkoopste productietechniek lage CO_2-prijzen - tot € 25 à € 30 per ton CO_2;
- Bij lage brandstofprijzen is boven de €25/ton CO_2 met oplopende CO_2-prijzen eerst STEG en daarna STEG met CO_2-afvang de goedkoopste productie-techniek
- Bij hoge brandstofprijzen is echter kernenergie de goedkoopste optie bij CO_2-prijzen hoger dan € 30/ton CO_2.

CE
Oplossingen voor milieu, economie en technologie

Oude Delft 180
2611 HH Delft
tel: 015 2 150 150
fax: 015 2 150 151
e-mail: ce@ce.nl
website: www.ce.nl
Besloten Vennootschap
KvK 27251086

Welke nieuwe energiecentrale in Nederland?

Vernieuwd CE-model

Bijlagen

Rapport

Delft, november 2006

Opgesteld door: H.J. (Harry) Croezen
J.T.W. (Jan) Vroonhof
F.J. (Frans) Rooijers

A De kosten van nucleaire energie

A.1 Samenvatting

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken is door CE een globale investeringsanalyse uitgevoerd voor een nieuw te bouwen 1.000 MW_e kerncentrale in Nederland.

In de analyse is uitgegaan van ontmanteling van de centrale direct na de sluiting van de centrale. Er is verder aangenomen dat afval van bedrijfsvoering en ontmanteling eerst enige tijd gecontroleerd bovengronds te worden opgeslagen en uiteindelijk permanent te worden opgeslagen in de diepe ondergrond. Gebruikte brandstof wordt verondersteld direct te worden geconditioneerd en niet te worden opgewerkt.

De investeringsanalyse is uitgevoerd conform netto contante waarde methodiek vanuit:
- een overheid perspectief (afschrijving over technische levensduur van 60 jaar, geen ROI, 6% rente);
- een investeerders perspectief (afschrijving over termijn van 40 jaar, ROI van 15% op eigen vermogen, 6% rente).

Operationele kosten worden inflatie gecorrigeerd uitgaande van een inflatie van 2% per jaar. Het aandeel eigen vermogen wordt verondersteld 25% van de totale investering te bedragen.

In de analyse is bepaald bij welke elektriciteitprijs aan de economische voorwaarden wordt voldaan. Bij overheidsperspectief is dit terugverdienen van de lening en economisch quitte spelen. Bij investeerder perspectief is dit een return on equity van 15% realiseren.

De resulterende MWh_e kosten bedragen:
- € 43/MWh_e voor overheid perspectief;
- € 55/MWh_e voor perspectief investeerder.

In paragraaf A.2 wordt eerst een globale beschrijving van de kernenergieketen gegeven voor meer inzicht in de materie. Zoals duidelijk zal worden zijn er in de verschillende delen van de keten verschillende invullingen mogelijk, bijvoorbeeld het type kerncentrale, wel of niet opwerken van verbruikte brandstof en de wijze van eindverwijdering van radioactief afval.
In paragraaf A.3 wordt vervolgens aangegeven welke invulling is gekozen in deze studie, waarna in hoofdstuk A.4 een overzicht van de in de economische analyse aangehouden economische en technische parameters is gegeven.

A.2 Overzicht over de keten: van mijn via centrale naar mijn

A.2.1 Mijn tot centrale

Uranium wordt voornamelijk middels mijnbouw gewonnen in ertsen met concentraties van 0,1% - 0,4%, hoewel er rijkere ertsen zijn in met name Canada. Daarnaast wordt in situ loging gebruikt als winningmethodiek. De verhouding tussen mijnbouw en in situ loging bedraagt momenteel ongeveer 70% : 30%.

Het uranium wordt uit erts geïsoleerd middels loging met een rendement van gemiddeld 95% ± 2% (zure loging). De daarbij geproduceerde yellow cake heeft een concentratie van 85% - 90% U_3O_8.

Voor toepassing in kerncentrales wordt vervolgens het gehalte aan ^{235}U verrijkt van de natuurlijke 0,72% in uranium tot 3% - 5%. Gebruik in militaire reactoren en in kernwapens vergt hogere verrijkingsgraden, 20% en hoger.
Verrijking vindt altijd in de dampfase plaats. Om uranium in de dampfase te kunnen brengen wordt het eerst omgezet van U_3O_8 in het vluchtige UF_6 met een rendement van vrijwel 100%. De verrijking zelf vindt vervolgens plaats middels centrifugeren van de UF_6-damp of gasdiffusie over een membraam.

Bij verrijking ontstaat 'verarmd' nog steeds radioactief uranium met een typische restconcentratie aan ^{235}U van 0,25% ± 0,05%. Dit materiaal moet als radioactief afval worden opgeslagen. Kleine hoeveelheden worden toegepast in bijvoorbeeld antitankgranaten.

Het verrijkte uranium wordt in brandstofstaven verwerkt. Daarbij wordt de UF_6 eerst in twee chemische reactiestappen omgezet in UO_2. Het gevormde UO_2 poeder wordt vervolgens tot tabletten geperst die vervolgens in een standaard maat buis worden geperst, waarna de buis wordt dichtgelast. Het hele proces heeft een rendement van 99,5%.

A.2.2 Centrale

Bij toepassing van de UO_2 'brandstof' wordt de ^{235}U door beschieting met neutronen opgeblazen in steeds 2 atomen per uraniumatoom. Bij het opblazen komen gemiddeld 2,5 neutronen vrij en ongeveer 1 GWdag[9]/gram ^{235}U aan energie. De gevormde producten zijn radioactieve verbindingen als strontium (Sr-90), Xenon (^{143}Xe), krypton (^{89}Kr), barium (^{144}Ba), Cesium (CE) en plutonium (^{239}Pu). Ook een deel van de ^{238}U wordt omgezet, ondermeer in plutonium. De vrijkomende neutronen houden het bombardement van ^{235}U op gang en kunnen wanneer ze niet gedeeltelijk worden afgevangen de kettingreactie veroorzaken waarop atoomwapens zijn gebaseerd. De brandstof wordt zolang gebruikt tot een groot deel van de ^{235}U is opgebruikt. Het verbruik wordt uitgedrukt in GWd/ton U in brandstof en bedraagt voor moderne reactoren 40 - 55 GWd/ton U.

---

[9] GWDag = GigaWatt dag = $1 \cdot 10^9$ J/sec x 3.600 x 24 = 86.400 GJ.

Per GWdag wordt ongeveer 0,66 kg ^{235}U en 0,60 kg ^{238}U omgezet. Er wordt circa 0,26 kg Pu-isotopen, circa 0,98 kg splijtingsproducten en circa 20 gram actiniden[10] geproduceerd.

Tijdens de bedrijfsvoering komt laag- en middelactief radioactief afval vrij in de vorm van:

- restproducten van de reiniging van afvalwater en afgassen (ionenwisselaar, hars, slib);
- persoonlijke beschermingen van personeel;
- vervangen installatieonderdelen.

Het volume aan afval is volgens (EcoInvent, 2003) proportioneel met de productieomvang van de centrale. Bij Borssele komt 50 m^3 afval per jaar vrij bij een productiecapaciteit van ongeveer 3.500 GWh_e/jaar. Dit afval wordt in Nederland bovengronds opgeslagen bij COVRA. In Duitsland heeft men dergelijk afval gedurende een tijd ondergronds opgeslagen.

A.2.3 Afvalfase

De brandstofstaven worden na verbruik van een groot deel van de oorspronkelijk aanwezige ^{235}U vervangen. De gebruikte brandstof wordt vervolgens óf geconditioneerd en volledig opgeslagen als afval óf opgewerkt.

Opwerking

Bij opwerking wordt de mantel van de staaf aan stukken gezaagd en verwijderd, waarna de inhoud in heet salpeterzuur wordt opgelost. Vanuit de oplossing worden splijtingsproducten en actiniden verwijderd en worden de overgebleven uranium en de gevormde ^{239}Pu gezuiverd voor gebruik als brandstof (EPZ, 2004; EcoInvent, 2003). Uranium en plutonium worden met rendementen van 97% en 99,5% geïsoleerd. De rest eindigt in de fractie van splijtingsproducten en actiniden.

Splijtingsproducten en actiniden worden in glas gegoten in een roestvrij stalen vat en worden gedurende 100 jaar gecontroleerd bovengronds opgeslagen om het radioactieve materiaal dusdanig te laten verouderen dat de warmteproductie acceptabel laag is voor eeuwigdurende opslag. De mantel en procesafval van de opwerking worden in een roestvrij stalen vat in beton gestort.

De uranium, die vaak nog 1% ^{235}U wordt weer toegevoerd aan het verrijkingsproces voor yellow cake. Overigens wordt in MIT (2003) opgemerkt dat verrijking van gebruikt uranium niet plaatsvindt vanwege de ongunstige isotopische samenstelling van het uranium, waarin veel ^{236}U aanwezig zou zijn.

Teruggewonnen plutonium bestaat voor 55% - 65% uit het voor kernwapens en kerncentrales nuttige ^{239}Pu, de rest betreft voornamelijk uit ^{240}Pu en een hoeveelheid ^{214}Pu en ^{242}Pu die toeneemt met toenemende burnup van de oorspronkelijke uranium brandstof. Plutonium met circa 60% ^{239}Pu wordt gemengd met verarmd

[10] Door invanging van neutronen gevormde atomen, zoals plutonium, americium, curium, etc.

uranium (0,25% ^{235}U) in een verhouding van 7% : 93%[11] om een brandstof te verkrijgen die vergelijkbaar is met uranium dat is verrijkt tot 4,5% ^{235}U.

De teruggewonnen uranium en plutonium worden weer in brandstofstaven verwerkt en ingezet in de kerncentrale. De door menging van UO_2 en PuO_2 gevormde 'mixed oxide fuel' (MOX) wordt na gebruik niet meer opgewerkt[12].

Opwerking vindt eigenlijk alleen plaats in Japan, Groot-Brittannië en Frankrijk. De overige naties waar kernenergie wordt toegepast slaan de gebruikte brandstofstaven op als afval. Dit gebeurt deels vanuit de wens de verspreiding van plutonium - dé 'grondstof' voor kernwapens - te voorkomen. Daarnaast speelt ook dat opwerking duur is. Opwerking is in de derde plaats een proces waarbij nogal wat radioactieve materialen in het milieu terechtkomen. De opwerkingsfabrieken in La Hague en Sellafield zijn dusdanig vervuilend dat dit (mede?) heeft geleid tot het afzien van opwerking door Duitsland, België en Zweden. Ook is het geïsoleerde plutonium minder aantrekkelijk voor verwerking omdat de in het plutonium isotopen mengsel aanwezige ^{241}Pu snel vervalt tot gamma uitstralende ^{241}Am. Na circa 5 jaar opslag zou handling van de plutonium niet meer verantwoord zijn vanwege het hoge gehalte aan ^{241}Am.

Het voordeel van opwerking is een reductie van de hoeveelheid weapons grade plutonium omdat deze wordt gebruikt in de kerncentrale.

Directe opslag
Bij directe opslag worden de staven na een tussenopslag om de radioactiviteit en warmteproductie te laten afnemen in een container geplaatst en naar een opslag gebracht.

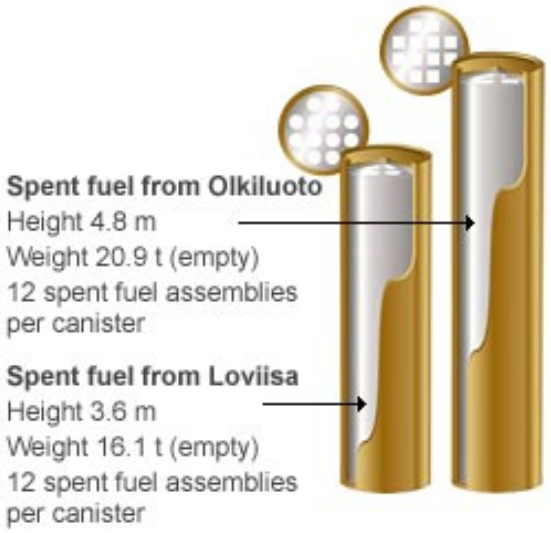
Ook in dit geval wordt warmteproducerend afval eerst in een geconditioneerde en beheerste tussenopslag gebracht en opgeslagen voor een periode van 100 jaar om het materiaal gecontroleerd te laten verouderen tot een niveau waarop de warmteproductie geen schade meer kan aanrichten bij een eeuwigdurende opslag.

---

11 ^{239}Pu heeft een iets hogere warmteafgifte per gram als ^{235}U.

12 Bij inzet van MOX en een burnup van 50 GWd/ton U+P wordt circa 30% van de aanwezige Pu omgezet, circa 50% van de aanwezige ^{239}Pu. De resterende hoeveelheid ^{239}Pu is te weinig en er zijn teveel splijtingsproducten aanwezig om nog te kunnen gebruiken als brandstof. Opwerken van Pu vindt niet plaats.

Figuur 9 Cilinder voor directe opslag van brandstofstaven



A.2.4 Stillegging en afbraak van de centrale

Een kerncentrale is in principe ontworpen voor een gebruikstijd van 40 jaar, maar kan soms mee tot 60 jaar.

Na sluiting zal de resterende brandstof moeten worden verwijderd. Voor wat daarna gebeurt zijn er weer twee opties:

- de afbraak van de centrale wordt een bepaalde periode - bijvoorbeeld 40 jaar - uitgesteld om radioactieve componenten te laten verouderen;
- de kerncentrale wordt direct afgebroken.

In het eerste geval zal er tijdens afbraak minder radioactief afval te verwijderen omdat een deel van het materiaal dusdanig verouderd is, dat het niet meer als radioactief geclassificeerd zal worden. Ook is de stralingsbelasting van de voor afbraak ingeschakelde werknemers lager.
In het tweede geval is het terrein direct weer herbruikbaar voor andere economische activiteiten. De mensen, die de installatie kennen zijn nog aanwezig om de benodigde kennis te kunnen leveren. Bovendien is er geen bewaking van de installatie nodig, hoeft er geen onderhoud te worden gepleegd aan gebouwen, die misschien niet ontworpen zijn op een dergelijke lange levensduur en hoeven er geen systemen operationeel te blijven als ventilatie en filters. Het betekent bovendien dat een toekomstige generatie wordt opgezadeld met milieuproblemen veroorzaakt door de huidige generatie.

Het beleid in de verschillende EU-lidstaten verschilt:

- In Duitsland, Finland, Italië, Litouwen, Spanje en Slovenië is gekozen voor een directe afbraak beleid. Ook in Nederland is voor wat betreft Borssele in het convenant met betrekking tot het openhouden van de centrale tot 2033 gekozen voor directe afbraak.
- In Tsjechië, Hongarije en Slowakije is gekozen voor een ‘uitgestelde afbraak’ beleid.

- Groot-Brittannië, Frankrijk, België en Zweden hebben nog geen beleidskeuze gemaakt.

De hoeveelheid laag- en middelactief afval die zal vrijkomen bij de stillegging van Borssele (450 MW_e) bedraagt 2.500 m^3 (EPZ, 2004) - 5.000 m^3 (Codée, 2006). Voor Dodewaard (50 MW_e) is een bereik gevonden van 1.700[13] m^3 - 2.500 m^3. De totale gereserveerde opslagcapaciteit bij COVRA voor hoogradioactief, niet warmteproducerend ontmantelingsafval bedraagt in totaal 2.000 m^3. De capaciteit voor laag- en middelactief radioactief afval van ontmanteling bedraagt 18.000 m^3 (CORA, 2001). Dit is inclusief het afval dat vrij zal komen bij afbraak van Dodewaard en onderzoeksreactoren. Hoeveel afval vrij zal gaan komen bij de afbraak van een moderne 1.000 MW_e of grotere kerncentrale is niet te achterhalen.

A.2.5 Eindberging, in een mijn?

Radioactief afval wordt over het algemeen bovengronds opgeslagen in roestvrij stalen vaten. Het betreft in feite tijdelijke opslag faciliteiten. Voor definitieve verwijdering van het afval uit het leefmilieu wordt voornamelijk gedacht aan opslag in de diepe ondergrond in rotskoepels, zoutkoepels of kleilagen.

In Duitsland heeft opslag in zoutkoepels in de diepe ondergrond plaatsgevonden. Berging in zoutkoepels is echter gestaakt, doordat de koepels - anders dan gedacht - in verbinding stonden met aquifers en tijdens de berging onderliepen. Koepels voor opslag van gevaarlijk afval - zoals Herfa Neurode (Hessen, sinds 1972), Zielitz (NiederSachsen, sinds 1994), Heilbronn (Baden-Württemberg, sinds 1987 en Borth - schijnen duurzamer te zijn. Het betreft daarbij steeds oude zoutmijnen met mijngalerijen, waarvan de duurzaamheid van de constructie al bewezen is tijdens de exploitatie. In Nederland wordt brijnwinning toegepast, waardoor zulke mijnen niet beschikbaar zijn: er wordt een stroom heet water omlaag gestuurd en een geconcentreerde zoutoplossing opgepompt. Anders gezegd; de infrastructuur voor fysieke opslag die er wel is bij mijnen in Duitsland ontbreekt bij de Nederlandse mijnen. Dat zal inrichting van een locatie in een zoutlaag in Nederland als stort c.q. opslag voor definitief te verwijderen afval duurder maken dan in Duitsland. Het tarief in Duitsland bedraagt naar schatting € 180/ton.

Op dit moment wordt gewerkt aan nieuwe opslagcapaciteiten in rotskoepels in Finland (Onkalo), V.S. (Yucca mountain) op diepten van 500 - 1.000 meter. Deze faciliteiten zullen volgens plan in respectievelijk 2010 en 2020 operationeel zijn.

In België lijken concrete plannen te worden gesmeed voor een diepe opslag van 70.000 m^3 in klei op 220 meter diepte in de buurt van Boom. Een beslissing hierover wordt dit jaar verwacht.

---

[13] http://www.geocities.com/capitolhill/1557/art-dodewaard.html.

Er is inmiddels binnen de EU vanuit Brussel politieke druk om te komen tot de bouw van ondergrondse opslagfaciliteiten voor radioactief afval. Dit plan stuit echter op weerstand vanuit bepaalde lidstaten, met name Nederland. Een Directive waarin de lidstaten verplicht werden om voor 2018 een plek voor definitieve ondergrondse berging toe te wijzen is inmiddels weer ingetrokken vanwege de weerstand. Met andere woorden: er is nog geen duidelijkheid in de meeste lidstaten over de toekomstige bestemming van radioactief afval.

A.3 Invulling van deze casestudie

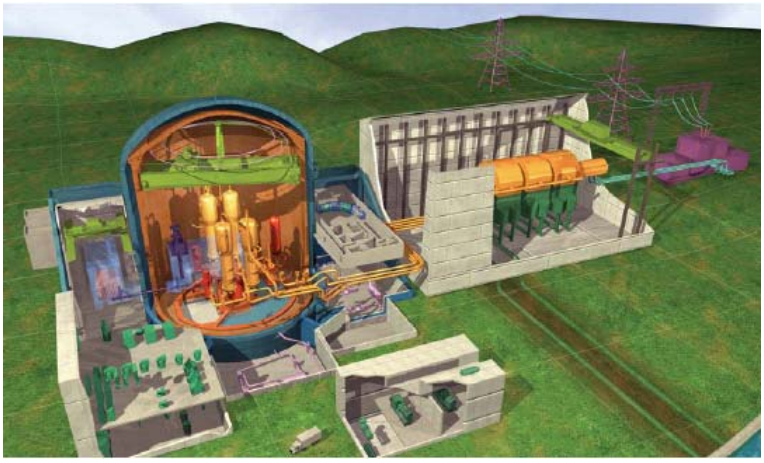
A.3.1 Type kerncentrale

Voor een nieuwe kerncentrale zou in principe kunnen worden gekozen uit verschillende technologieën:
- boiling water reactor;
- pressurized water reactor.

De trend in Europa is om te investeren in drukreactor techniek. Deze trend wordt versterkt doordat de belangrijkste Europese technologie aanbieder Framatome ANP GmbH een nieuwe generatie drukreactoren - het EPR[14]-concept - heeft ontwikkeld met als doel kernenergie veiliger en goedkoper te maken. Het ontwerp zou een kernsmelting kunnen weerstaan en zou bestand zijn tegen een botsing met een vliegtuig. Er wordt inmiddels een EOPR-centrale gebouwd in Finland (Olkiluoto) en er is een investeringsbeslissing genomen voor de bouw van een tweede EPR-centrale in Frankrijk (Flamanville).

Gezien de discussie in Nederland over ondermeer de veiligheid van nucleaire energie en aangezien Siemens tot nu toe steeds de hofleverancier van nucleaire technologie in Nederland is geweest lijkt het logisch aan te nemen dat als er een centrale in Nederland zou worden gebouwd het een dergelijk ontwerp zou betreffen.

Figuur 10 Belangrijkste veiligheidsmaatregelen geïntegreerd in het EPR-ontwerp

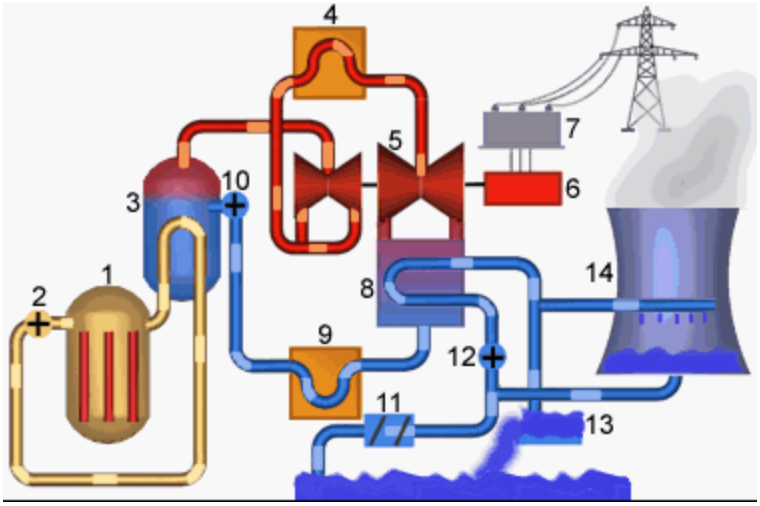


[14] European Pressurized Reactor.

Ter illustratie zijn hieronder enige specificaties van het EPR-ontwerp gegeven:

- netto elektrisch vermogen 1.600 MW_e;
- gebruikt 5% ^{235}U brandstof in de vorm van UO_2 en kan ook MOX gebruiken;
- thermische efficiency van 37%;
- input 4.300 MW_{th};
- koelvloeistof op 155 bar, 295 – 326°C, 22.150 kg/s;
- turbine c.q. secundaire stoom: 75 bar 325°C;
- technische levensduur van 60 jaar;
- hoge burnout van brandstof van 60 GWd/ton U.

Figuur 11 Stoomcyclus kerncentrale



1	Reactor	8	Condenser
2	Reactor koelwaterpompen	9	Herverhittingsysteem
3	Stoom generator	10	Condensaat pomp
4	Herverhitter	11	Koelwatersysteem
5	Stoomturbine	12	Koelwater pompen
6	Generator	13	Koelwaterinname
7	Omzetter	14	Koeltoren

Ter vergelijking: bij de momenteel in gebruik zijnde drukreactoren wordt een uitbrand van 50 GWd/ton brandstof gerealiseerd terwijl in de reactoren daarnaast vaak geen MOX kan worden ingezet.

A.3.2 Kentallen voor de beschouwde varianten

Een EPR van 1.000 MW_e verbruikt bij een burnup van 60 GWd/ton U ongeveer 14 ton brandstof per jaar. Bij directe opslag van de brandstofstaven worden de staven eerst een jaar afgekoeld in het tussenopslag bassin van de centrale en enkele tientallen jaren in een geconditioneerde bovengrondse berging opgeslagen. De vaten worden vervolgens ingesloten in een container en worden opgeslagen in een eindberging. Het afvalvolume bedraagt circa 2,5 m^3/ton (EcoInvent, 2003). Daarnaast komt ongeveer 75 m^3/jaar vrij aan laag- en middelactief radio-

actief afval[15] in de vorm van reststoffen van gas en waterbehandeling, beschermende kleding en apparatuur van medewerkers en vervangen installatieonderdelen.

A.3.3 Brandstofcyclus, wel of niet MOX'en

De gebruikte brandstof kan als aangegeven in voorgaande hoofdstuk óf worden geconditioneerd en daarna direct worden opgeslagen óf worden opgewerkt tot MOX.

De huidige praktijk voor de kerncentrale Borssele is opwerking bij La Hague in Frankrijk. Er schijnt een contract voor opwerking tot 2013 te zijn afgesloten. Maar als gezegd zijn er een aantal zaken die opwerking in de toekomst en voor een nieuwe centrale minder waarschijnlijk maken. Er is inmiddels zelfs politieke druk vanuit bijvoorbeeld de Kanaaleilanden op Nederland in OSPAR-kader om te stoppen met het versturen van splijtingsafval. Vanwege de negatieve perceptie binnen OSPAR zijn we uitgegaan van een scenario zonder opwerking.

A.3.4 Opslag van radioactieve reststoffen, tijdelijk of definitief en hier of elders?

Voor de eindberging van radioactief afval is in Nederland al een standpunt neergezet door de verantwoordelijke ministeries. Vanaf 2130 zal het radioactieve afval van kernenergiecentrales, van ziekenhuizen, onderzoeksreactoren, olie- en gasindustrie, fosforindustrie, etc. in een ondergrondse eindberging worden opgeslagen. De investeringen worden betaald uit een fonds dat wordt gevuld via de bij tijdelijke opslag bij COVRA betaalde tarieven.

Het voor een nieuwe 1.000 MW_e kerncentrale benodigde opslagvolume hebben we geschat op circa 12.000 m^3:

- De ontmanteling van Dodewaard en Borssele levert naar schatting 18.000 m^3 laag- en middelactief afval en 2.000 m^3 hoogactief afval op (CORA, 2001). De ontmanteling van de kerncentrales in België (5.760 MW_e) geeft een volume van circa 35.000 m^3 laag- en middelactief afval.
- Op basis van deze gegevens hebben we geschat dat ontmanteling van een 1.000 MWe centrale ongeveer 5.000 m^3 laag- en middelactief afval en 1.000 m^3 hoogactief afval zal opleveren.
- Laag- en middelactief radioactief afval bestaat in de regel voor gemiddeld 10% uit langlevend radioactief afval, dat ook na 300 jaar nog als radioactief afval (CORA, 2001; STORA, 2005) wordt gekarakteriseerd, en voor 30% uit materiaal dat na 100 jaar nog radioactief afval is.
- Een 1.000 MW_e centrale waarin een burnup wordt gerealiseerd van 60 GWd/ton brandstof geeft per jaar circa 14 ton aan verbruikte brandstofstaven, die zonder opwerking een volume van 35 m^3 vertegenwoordigen. Over een levensduur van 40 - 60 jaar een totaal volume van maximaal 2.000 m^3.

[15] Bij de centrale Borssele komt jaarlijks circa 35 m^3 aan dergelijk afval vrij. Het volume aan dergelijk afval is volgens (EcoInvent, 2003) min of meer evenredig met het opgewekte vermogen. De schatting van 75 m^3/jaar volgt uit de productie bij de centrale in Borssele en de verhouding tussen het vermogen van de beschouwde EPR (1.000 MW_e) en de centrale in Borssele (450 MW_e).

- Daarnaast komt jaarlijks circa 75 m^3 aan laag- en middelactief afval vrij, in een periode van 60 jaar bedrijfstijd een totaal volume van 4.500 m^3.

A.4 Kosten

In dit hoofdstuk wordt een overzicht gegeven van de aangehouden uitgangspunten voor de kostenberekening. Waar relevant is onderscheid gemaakt tussen wel en niet opwerken van gebruikte brandstof.

A.4.1 Investeringen

De investeringen omvatten natuurlijk de centrale zelf, maar ook onroerende goederen te gebruiken bij de verwijdering van gebruikte brandstof. Zoals aangegeven in voorgaand hoofdstuk zijn we in deze studie uitgegaan van:
- directe verwijdering van de gebruikte brandstof - geen opwerking;
- conditionering en bovengrondse tussenopslag van de te verwijderen brandstof;
- ontmanteling van de kerncentrale.

Deze route voor radioactief afval van kernenergiecentrales wordt momenteel gerealiseerd in Finland.

Er is natuurlijk ook investering in een ondergrondse eindberging nodig. Maar de investeringskosten daarvan zijn verdisconteerd in de opslagtarieven van COVRA. Bovendien hebben die investeringskosten betrekking op een eindberging voor al het radioactieve afval in Nederland en is het niet goed mogelijk de investeringskosten voor de gehele berging toe te rekenen aan een deel van het afval[16]. Om beide redenen worden ze daarom hier niet meegenomen.

Centrale
De directe kosten voor de kerncentrale bedragen gezien de investeringsbedragen genoemd voor Olkiluoto 3 en Flamanville 3 (G€ 3,3[17]) circa € 2.000/kW_e geïnstalleerd vermogen voor een 1.600 MW_e centrale. Het ontwerp van de EPR is expres op een groot vermogen van 1.600 MW_e gedimensioneerd om de specifieke investeringen te drukken. Bij een vermogen van 1.000 MW_e zullen de specifieke investeringen - uitgaande van eens schaalfactor van 0,75 - waarschijnlijk € 2.250/kW_e bedragen.

Conditioneringsinstallatie en tussentijdse opslag hoogactief afval
Verbruikte brandstof zal gedurende enkele tientallen jaren geconditioneerd bovengronds worden opgeslagen. Het conditioneren bestaat als aangegeven in hoofdstuk 2 uit het in cilinders verpakken van de afgedankte brandstofstaven. Tussentijdse opslag is nodig om het afval te laten verouderen.
Aangenomen is dat de tussentijdse opslag kan worden geïntegreerd met de bestaande HABOG bij COVRA. De conditioneringsinstallatie – waar de brandstof-

[16] Er zal bijvoorbeeld altijd een bovengrondse ontvangst faciliteit voor ontvangst van aangevoerd radioactief nodig zijn, hoe klein of groot de berging ook is.
[17] Zie http://www.edf.fr/html/epr/uk/reacteur.html.

staven in de cilinders worden gestopt – zal worden geïntegreerd met de kerncentrale. Per jaar zullen circa 10 cilinders worden gevuld.

De investeringen voor de conditioneringsinstallatie zijn op basis van de investeringsschattingen voor de in Finland te realiseren 'Olkiluoto Disposal Facility' geschat op M€ 150 (zie Posiva, 2005). In de Finse studie wordt een schatting gemaakt voor een faciliteit, waarin jaarlijks maximaal 20 cilinders kunnen worden gevuld, het dubbele tot drievoudige aantal cilinders als nodig voor een enkele 1.000 MW_e kerncentrale. De geschatte investeringen voor de conditioneringsinstallatie lijken echter weinig afhankelijk van de verwerkingscapaciteit, zodat besloten is om de investeringsschatting onverkort over te nemen en van toepassing te achten op een - dus - kleinere installatie.

Bouw van drie extra modules bij de bestaande HABOG bij COVRA vergt een investering van circa M€ 90.

Ontmanteling

De kosten voor de ontmanteling van de kerncentrale in Borssele zijn in (Profundo, 2005) geschat op M€ 600 - M€ 700. Dit bedrag is hoog in vergelijking met in MIT (2003) en in Greenpeace (2004) genoemde ervaringskosten van M$ 350 - M$ 450 voor ontmanteling van een centrale van een dergelijke omvang.

Voor de in deze case studie beschouwde grotere centrale is vanwege alle onzekerheden uitgegaan van een bedrag van M€ 700 - laag voor een centrale van een dergelijke omvang in vergelijking met de schatting uit Profundo (2005) en ongeveer twee maal hoger dan de ontmantelingskosten zoals gemaakt in de praktijk in de V.S. voor een kleinere centrale.

De kosten zullen moeten worden opgebracht direct na sluiting van de centrale, 60 jaar na ingebruikname. Bij een fondsopbouw gedurende 60 jaar met een effectief rentepercentage[18] van gemiddeld 3% is een inleg van ongeveer M€ 120 nodig om dit bericht aan het eind van de levensduur van de centrale gereed te hebben liggen.

In de genoemde schatting van M€ 700 schijnt geen rekening te zijn gehouden met kosten voor tijdelijke berging bij COVRA. Ook in ECN (2005) wordt bij behandeling van de ontmantelingskosten niet gerefereerd naar opslagkosten.
Het totale volume aan ontmantelingsafval hebben we als gezegd geschat op 6.000 m^3, waarvan 1.000 m^3 hoogactief afval. Het COVRA-tarief voor hoogactief afval schijnt € 300.000/m^3 te bedragen en het tarief voor laag- en middelactief afval hebben we geschat op circa € 15.000/m^3. Bij deze tarieven en volumes zou de opslag van het ontmantelingsafval een kostenpost van circa M€ 460 betekenen. Aannemende dat deze kosten voor berging niet in de schattingen voor de ontmanteling zijn verdisconteerd zouden de totale ontmantelingskosten circa M€ 1.150 bedragen. Het benodigde fonds is circa M€ 200 groot.

[18] Inflatie gecorrigeerde rente, netto contante waarde.

Samenvattend
De totale investering voor een nieuwe 1.000 MWe kerncentrale in Nederland schatten we op M€ 2.250 + 150 + 90 + 200 ≈ M€ 2.700.

A.4.2 Kosten bediening en onderhoud

Centrale
In (ECN, 2006) wordt voor de operationele kosten een waarde van € 15/MWhe genoemd, wat overeen komt met een bedrag van ongeveer M€ 120 per jaar. Dit bedrag is inclusief kosten voor onderhoud en bediening, brandstof en verzekeringen.

Ter vergelijking:
- In MIT (2003) worden vaste specifieke operationele kosten genoemd voor druk reactoren van circa \$ 60/kW_e geïnstalleerd vermogen en c\$ 0,043/kWh_e aan variabele operationele kosten. De kosten zijn exclusief aankoop van brandstof en verwijdering van restproducten. De jaarlijkse kosten zouden - bij een wisselkoers van circa \$ 1,15 per € - circa M€ 55 bedragen.
- Volgens Profundo (2005) bedroegen de B & O-kosten voor Borssele M€ 36 - M€ 45 bij een opgesteld vermogen van 450 MW_e. Rekening houdend met een inflatie van 1,5% zouden de B & O kosten voor een 1.000 MW_e centrale M€ 86 - M€ 108 per jaar bedragen.
- Voor de in Finland in aanbouw zijnde kerncentrale Olkiluoto 3 bedragen de B & O kosten circa c€ 0,7/kWh_e bij een beschikbaarheid van 8.000 uur per jaar. Dit zou voor een 1.000 MWe reactor neerkomen op een jaarbedrag van M€ 58.

De kosten voor bediening en onderhoud lijken rond de M€ 60/jaar te bedragen. Maar de voor Borssele geschatte B & O-kosten liggen met een specifieke waarde van circa € 85/kW_e - € 108/kW_e aanmerkelijk hoger. In deze studie is uitgegaan van een gemiddelde waarde van € 75/kW_e.

A.4.3 Brandstofkosten

De brandstofkosten voor de aankoop van 14 ton brandstof per jaar zijn - uitgaande van een uraniumprijs van € 80/kg U in erts - berekend op € 40/kW_e. De berekening is uitgevoerd met de calculator op de website van WISE (zie http://www.wise-uranium.org/calc.html#NFCC). De in de calculator gehanteerde uitgangspunten zijn vergeleken met de waarden die in MIT (2003) worden gegeven en wijken niet af van de in deze objectieve bron gegeven getallen.

A.4.4 Conditionering

Kosten voor conditionering zijn op basis van de prognose voor Olkiluoto Disposal Facility in Finland geschat op € 12/kW_e.

A.4.5 Bergingskosten

Kosten voor tijdelijke berging van afval in de COVRA-faciliteiten hebben we geschat uitgaande van een tarief van € 300.000/m^3 voor hoogactief afval en € 15.000/m^3 voor laag- en middelactief afval. Combinatie met de volumes aan hoogactief (35 m^3/jaar) en laag- en middelactief afval (75 m^3/jaar) geeft een totale kostenpost van circa € 11/kW_e.

A.4.6 Verzekering

Conform de praktijk voor Borssele is uitgegaan van een premie van afgerond M€ 1,5 per jaar. De verzekering omvat:

- premie in kader van de aangepaste WAKO met een aansprakelijkheid voor maximaal M€ 750 per incident;
- een bijdrage aan een aanvullende verzekering die de staat biedt voor schades tot maximaal M€ 2.269 per incident.

Overigens zou een groot ongeval zoals Tjernobyl was honderden miljarden Euro's kosten en zou de werkelijke gemiddelde premie voor het afdekken van de schade van zo'n ongeval de prijs van een kWh_e opdrijven met gemiddeld circa € 50/MWh_e (zie (CE, 2003)).

A.4.7 Resulterende kosten

Een NCW-analyse met ondergenoemde uitgangspunten levert elektriciteitsprijzen op van:

- € 43/MWh_e voor overheid perspectief;
- € 55/MWh_e voor perspectief investeerder.

Bij een analyse vanuit een overheid perspectief wordt geen R.O.I. verdisconteerd. Het aandeel eigen vermogen in de investering is gesteld op 25%. Voor afschrijftermijn en rentevoet zijn respectievelijk 60 jaar en 6% aangehouden. Operationele kosten zijn verondersteld te stijgen met de inflatie, voor welke 2% is aangehouden.

Bij een analyse vanuit het perspectief van een investeerder wordt aangenomen dat de investeerder een R.O.I. op eigen kapitaal van 15% wenst. Het aandeel eigen vermogen is op 25% gezet. Afschrijftermijn en rentevoet zijn voor deze analyse op respectievelijk 40 jaar en 6% gezet.

A.4.8 Literatuur

CE, 2003
B. Leurs, R. Wit
Environmentally harmful support measures in the EU memberstates
Delft : CE, 2003

Codée, 2006
Nuclear waste disposal, options and realities
Bijdrage van Hans Codée van Covra N.V. aan een workshop van Clingendael International Energy Programme, 24 January 2006

CORA, 2001
Anonymus
Terugneembare berging, een begaanbaar pad?
Onderzoek naar de mogelijkheden van terugneembare berging van radioactief afval in Nederland
Den Haag : Commissie Opberging Radioactief Afval, Ministerie van Economische Zaken, februari 2001.

EPZ, 2004
Opwerking: hergebruik van splijtstof
brochure van EPZ, januari 2004

Greenpeace, 2004
Q&A Opwerking en plutonium
http://www.greenpeace.nl/raw/content/reports/opwerking-van-kernafval-en-de.pdf

ECN, 2005
A.J. Seebregts, et al.
Kerncentrale Borssele na 2013
Petten : ECN, november 2005

MIT, 2003
E.S. Beckjord, et al.
The future of nuclear power
MIT, 2003

Posiva, 2005
T. Kukkola, T. Saanio
Cost Estimate of Olkiluoto Disposal Facility for Spent Nuclear Fuel
Olkiluoto : POSIVA OY, March 2005

Profundo, 2005
J.W. van Gelder
Verlengde opening Borssele: risico's en kosten
Castricum : Profundo, 26 april 2005

VROM, 2004
Brief van Staatssecretaris P.L.B.A. van Geel aan de Tweede Kamer, d.d. 20 april 2004

VROM, 2005
Anonymus
Bedrijfsduur kerncentrale Borssele
Notitie over aspecten die een rol spelen bij de besluitvorming over de bedrijfsduur van de kerncentrale Borssele
Den Haag : Ministerie van VROM Notitiebijlage bij brief SAS/2005039331

Wise, 2005
Anonymus
Vuile stroom, dure stroom, kan kernenergie in een geliberaliseerde energiemarkt?
WISE, Amsterdam, 2005

B W/K-installaties in basislast

B.1 Samenvatting

In opdracht van Cogen Nederland is door CE een globale investeringsanalyse uitgevoerd voor drie scenario's voor 1.000 MW_e aan nieuw basislast vermogen in de vorm van warmte-kracht vermogen. Voor invulling van de beschouwde 1.000 MW_e basislast vermogen middels WKK zijn drie opties beschouwd:

- beperkt aantal industriële gasgestookte STEG (5 x 200 MW_e);
- groot aantal kleinschalige W/K-installaties voor decentrale opwekking en warmteafzet (400 x 2,5 MW_e);
- grootschalig kolenvermogen (1 x 1.000 MW_e).

De investeringsanalyse is uitgevoerd conform zowel annuïteiten methodiek als netto contante waarde methodiek vanuit:

- een overheidsperspectief (afschrijving over technische levensduur van 30 jaar, geen ROI, 6% rente);
- een investeerders perspectief (afschrijving over termijn van 20 jaar, ROI van 15% op eigen vermogen, 6% rente).

Operationele kosten worden inflatie gecorrigeerd uitgaande van een inflatie van 2% per jaar. Het aandeel eigen vermogen wordt verondersteld 25% van de totale investering te bedragen. Voor brandstofkosten voor aardgas en steenkool is uitgegaan van courante prijzen van respectievelijk € 5,70/GJ en € 2,60/GJ. Er is verder conform de huidige markt en de MEP berekeningsmethodiek voor W/K-installaties rekening gehouden met:

- entry-fee, exit-fee en connection fee voor aardgaslevering;
- korting op geleverde elektriciteit;
- korting op geleverde warmte.

Voor gasmotoren is rekening gehouden met lagere transportverliezen bij levering van elektriciteit omdat de productie-eenheden dichter en directer bij de afnemers van de geleverde elektriciteit zijn gelokaliseerd. Qua milieubelasting is bij gasmotoren rekening gehouden met extra emissies van broeikasgassen vanwege methaanslip.

De resulterende MWh_e kosten zijn gegeven in Tabel 7.

Tabel 7 Benodigde minimale elektriciteitsprijzen bij aangehouden financiële criteria voor economisch rendabele bedrijfsvoering

	Benodigde elek. prijs NCW (€/MWh_e)	
	Overheidsperspectief (break even)	Investeerdersperspectief
Kolen W/K	28	34
STEG W/K	46	48
W/K Gasmotoren	48	49

B.2 Inpassen WKK in model

Voor invulling van de beschouwde 1.000 MW_e basislast vermogen middels WKK zijn drie opties beschouwd:

- beperkt aantal industriële gasgestookte STEG (5 x 200 MW_e);
- groot aantal kleinschalige W/K-installaties voor decentrale opwekking en warmteafzet (400 x 2,5 MW_e);
- grootschalig kolenvermogen (1 x 1.000 MW_e).

De eerste optie betreft een gangbare uitvoeringsvorm van W/K-vermogen. In beleidsondersteunende studies als *'Referentieramingen energie en emissies 2005 - 2020'* en *´WKK in de referentieramingen 2005-2020´* wordt aangegeven dat naar verwachting nog 3.000 - 5.000 MW_e aan dergelijk vermogen zou kunnen worden bijgebouwd.

De optie met kleinschalige installaties sluit aan bij de ontwikkelingen in met name de glastuinbouw. Er wordt geclaimd dat binnen deze sector de komende jaren 1.000 MW_e zal worden bijgeplaatst. Realisatie van 1.000 MW_e vermogen in de vorm van micro-W/K installaties bij huishoudens en combinatie van deze kleine eenheden tot één virtuele, internet gestuurde centrale is nog in ontwikkeling en daarmee voor de korte termijn nog geen reële optie. Om die reden is deze optie ook niet beschouwd.

De W/K op basis van kolenvermogen case sluit aan bij de wensen van energiebedrijven om een kolencentrale te realiseren. Een dergelijk initiatief zou misschien maatschappelijk acceptabeler zijn wanneer de energie-inhoud van de steenkool optimaal wordt gebruikt. Deze optie is overigens in de variant van één centrale van 1.000 MW_e moeilijk te realiseren vanwege het enorme aanbod aan warmte. Een 3 x 330 MW_e variant is waarschijnlijk realistischer en lijkt ook op de praktijk situatie in Scandinavië.

In de praktijk zal eerder een mix van opties worden gerealiseerd dan dat specifiek één van de drie beschouwde opties wordt gerealiseerd.
Ook zullen met name gasmotoren in de praktijk niet als basislast eenheden worden toegepast, maar als deellast eenheden om zo te profiteren van de hogere elektriciteit verkoopprijs. Er is echter uitgegaan van toepassing als basislast eenheid om de vergelijking met andere typen centrales consistent te houden.

In de volgende drie hoofdstukken worden de drie opties beschreven en geanalyseerd.

B.3 Industriële W/K-installatie

B.3.1 Beschrijving

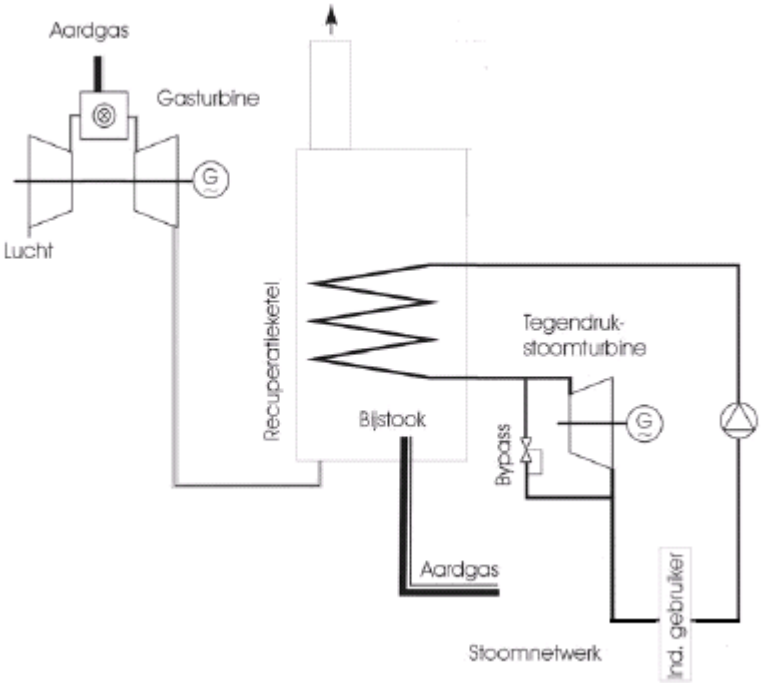
In de beschouwing van de case met industriële W/K-installaties is uitgegaan van een 'park' van 5 installaties met een vermogen van 200 MW_e/160 MW_{stoom} ieder. Uit (NMP, 2005) en (ECN, 2005a) blijkt dat er qua warmteafzet genoeg ruimte is

voor 1.000 MW_e vermogen in de vorm van warmtekracht eenheden in met name de raffinage sector en chemie.

Met het gekozen vermogen wordt qua warmtelevering aangesloten bij recentelijk gerealiseerde of in aanbouw zijnde projecten in chemie en raffinage, zoals Swentibold en de W/K-installatie van Air Liquide bij Shell Pernis. Deze STEG's leveren allen 200 - 1.000 ton/uur aan stoom op een temperatuur van 250°C - 350°C. Een vermogen van 160 MW_{stoom} komt overeen met een stoomhoeveelheid van 250 ton/uur.
Met het gekozen elektrische vermogen is aangesloten bij de in de markt beschikbare gasturbines. In deze case is specifiek uitgegaan van een General Electric 7FA turbine van 170 MW_e.

De beschouwde configuratie betreft een gasturbine met afgassenketel waarin stoom van 140 bar, 560°C wordt geproduceerd (zie Swentibold en Intergen). Bijstook van aardgas in de afgassenketel is mogelijk met het oog op uitval van de gasturbine.
De stoom wordt geëxpandeerd in een tegendruk turbine en treedt uit bij 300°C. Dit is vergelijkbaar met de temperatuur van de 'HD' stoomcircuits van Intergen, Swentibold en ExxonMobil refinery in de Botlek. De geëxpandeerde stoom wordt via een korte pijpleiding op genoemde temperatuur aan de industriële afnemer geleverd. Condensaat wordt verondersteld te worden geretourneerd op circa 180°C, de temperatuur van de stoom in het LD-stoomcircuit van bijvoorbeeld ExxonMobil.
Wanneer geen warmte wordt geleverd, worden de rookgassen uit de gasturbine gebypassed naar de schoorsteen.

Figuur 12 Beschouwde configuratie voor industriële W/K-installatie



De beschouwde configuratie heeft een elektrisch rendement van η_e = 43% en een thermisch rendement van η_{th} = 35%. Deze rendementen zijn vergelijkbaar met de rendementen die worden genoemd in 'MEP-advies WKK voor 2006' (ECN, 2005b): η_e = 40% en η_{th} = 35%.

De reden om niet direct gebruik te maken van de gegevens uit (ECN, 2005b) is dat in deze bron gegevens voor bestaande, oudere W/K-installaties zijn verwerkt (vermogen vanaf 1997) terwijl de studie enkel betrekking heeft op nieuw vermogen.

Met de beschouwde configuratie is een voorzichtige en conservatieve benadering gekozen met een relatief laag overall rendement. Dit hangt vooral samen met de aanname dat enkel hoge druk stoom wordt geproduceerd en dat alle geproduceerde stoom na een beperkte expansie wordt afgezet.

In de studie is - conform de praktijk - aangenomen dat de W/K-installatie een joint venture is van een energiebedrijf en een industrieel bedrijf en dat de elektriciteit bij benadering volledig aan het hoogspanningsnet wordt geleverd. De stoom wordt volledig door het industriële bedrijf afgenomen.

Per installatie wordt jaarlijks 1.500 GWh_e en 1.056 GWh_{th} geleverd. Een installatie verbruikt circa 3.460 GWh brandstof en emitteert circa 650 kton CO_2 en circa 300 ton NO_x[19].

Conform de relaties voor CO_2-vrije opgewekte elektriciteit van W/K-installaties en referentiewaarden voor 2005 produceert elke centrale circa 170 GWh_e aan CO_2-vrije energie en kan circa 35% van de CO_2-emissie en NO_x-emissie aan de warmte worden toegerekend.

Uitgangspunten voor de economische analyse

De economische analyse is voornamelijk gebaseerd op de in het MEP-advies voor 2006 voor WKK (ECN, 2005b) en de 'WKK Monitor' (ECN, 2005a). In de economische analyse zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De installatie produceert gedurende 7.500 vollast equivalent uren per jaar elektriciteit en levert warmte gedurende 6.600 vollast equivalent uren per jaar (zie (ECN, 2005a)).
- Investeringskosten per installatie bedragen volgens (ECN, 2005b) € 495/kW_e of M€ 12[20].
- Bedrijfs- en onderhoudskosten zijn geschat op € 4,7/MWh_e (ECN, 2005b).
- Er wordt een MEP-subsidie verdisconteerd over de eerste 1.000 GWh_e blauwe elektriciteit. Het advies bedroeg 1,17 c€/kWh_e voor 2006.
- Met het oog op garanties voor stroomlevering bij uitval van de centrale wordt uitgegaan van een 0,18 c€/kWh_e lagere verkoopprijs voor de opgewekte elektriciteit (ECN, 2005b).

---

19 Er is uitgegaan van een NO_x-emissiefactor van 25 g/GJ, zoals bij de Eemscentrale.

20 Ter vergelijking:
- De nieuwe 250 MW_e/340MW_{stoom} STEG van Air Liquide zal naar schatting M€ 190 gaan kosten – een specifieke investering van € 760/kW_e.

Blauwe kWh_e

De term 'blauwe kWh_e' heeft betrekking op elektrisch vermogen dat 'CO_2-vrij' wordt geleverd. De term drukt uit hoe efficiënt de W/K/installatie is in vergelijking met een op aardgas gebaseerd referentiesysteem, waarin elektriciteit en warmte apart worden opgewekt met een STEG en een boiler. Eén en ander wordt geïllustreerd aan de hand van de beschouwde case voor een industriële W/K/STEG.

In het referentiesysteem voor 2005 zijn de specifieke CO_2-emissies voor elektriciteit en warmte gesteld op respectievelijk 97,4 kg/GJ_e en 60,8 kg/GJ_{th}.

Een industriële W/K STEG produceert per jaar 1.500 GWh_e en 1.056 GWh_{th}. Het referentiesysteem zou circa 760 kton CO_2 emitteren bij de productie van deze hoeveelheden elektriciteit en warmte.

De STEG zelf emitteert slechts 700 kton CO_2.
De uitgespaarde CO_2-emissie wordt als volgt aan de productie van elektriciteit toegerekend:
- Er wordt aangenomen dat de STEG er primair staat voor warmtelevering.
- Warmteproductie zou in het referentiesysteem een CO_2-emissie van 1,056 x 60,8 x 3,6 = 230 kton CO_2 opleveren.
- De resterende 700 - 230 = 470 kton CO_2 zou in het referentiesysteem worden geproduceerd bij een productie van 470 ÷ (3,6 x 97,4) = 1.330 GWh_e.
- De STEG produceert daarentegen 1.500 GWh_e per jaar.

Het verschil van 1.500 - 1.330 = 170 GWh_e (afgerond) is de hoeveelheid 'blauwe elektriciteit'.

- Conform de huidige marktsituatie wordt met een korting van 10% over de geleverde warmte gerekend (warmtekorting). Voor de warmteprijs wordt 111% van de gasprijs gerekend[21].
- De aardgas commodity prijs voor industriële W/K-installaties is verder gelijk verondersteld aan die voor de ook in deze studie beschouwde 1.000 MW_e basislast elektriciteitcentrale.
- Wat betreft transportkosten voor aardgas is rekening gehouden met:
  - entry-fee € 15/m^3/uur;
  - exit-fee € 15/m^3/uur;
  - connection fee € 5/m^3/uur.

B.4 Gasmotoren in de glastuinbouw

B.4.1 Beschrijving

In de beschouwing van de case met W/K-gasmotoren is uitgegaan van een 'park' van 392 installaties met een vermogen van 2,5 MW_e/2,8 MW_{warmte} ieder. Elke installatie bestaat uit 2 gasmotoren van ongeveer 1 - 1,5 MW_e ieder. De gasmotoren zijn vooral neergezet met als doel de productie van het equivalent van 1.000 MW_e aan stroom voor het hoogspanningsnet. Doordat de gasmotoren leveren aan laagspanningsnet of middenspanningsnet is de productie in feite efficiënter dan bij een centrale, aan het hoogspanningsnet leverende elektriciteit centrale. Uitgaande van levering aan het middenspanningsnet kan worden volstaan met een totaal vermogen van 980 MW_e. Productie vindt plaats gedurende 7.500 vollast equivalent uren per jaar.

[21] Deze benadering is gebaseerd op een aangehouden ketelrendement van 90% voor industriële ketels. Afschrijvingen en dergelijke voor de ketel worden 'traditioneel' niet verrekend.

De productie van warmte en CO_2 is in deze configuratie 'een nuttige bijzaak'. Hierdoor wordt warmteproductie en CO_2-productie door een stoomketel voorkomen. Warmte wordt geleverd gedurende 3.500 vollast equivalent uren per jaar (ECN, 2005a; ECN, 2005b). Met het oog op de CO_2-bemesting worden in de praktijk van de glastuinbouw nog eens 1.600 bedrijfsuren extra per jaar gemaakt. De bedrijfsuren voor CO_2-bemesting zijn gewaardeerd als een periode waarin warmte wordt geleverd. Voor het totale aantal vollast equivalenten voor warmtelevering is een waarde van 5.100 uur per jaar aangehouden.
De gasmotor is met het oog op CO_2-bemesting uitgerust met een rookgasreiniger waarin NO_x en etheen worden omgezet dan wel afgebroken om schade aan gewassen te voorkomen. De resterende NO_x-emissie is lager dan 12 g/GJ.

De glastuinbouw biedt in principe meer dan voldoende mogelijkheden voor warmte/kracht gasmotoren. Volgens LEI (2006) en ECN (2005c) wordt jaarlijks circa 35 PJ aardgas aan W/K-gasmotoren geleverd, terwijl nog steeds 110 PJ aardgas wordt ingezet in ketels.

Ook lijkt er in de glastuinbouw zelf een toenemende behoefte aan elektriciteit, met name vanwege intensievere belichting van de gewassen. Een vermogen van 2,5 MW_e past goed bij de vermogens die tegenwoordig bij bedrijven worden neergezet - zie bijvoorbeeld (Cogen, 2003).

In de periode dat wel elektriciteit, maar geen warmte of CO_2 wordt geleverd wordt de door de gasmotor geproduceerde warmte weggekoeld en worden de rookgassen op de atmosfeer geloosd.

De in deze studie beschouwde gasmotor installaties produceren jaarlijks 7.350 GWh_e en 5.695 GWh_{th} bij een totaal gasgebruik van 17.093 GWh. In de praktijk zal een dergelijke installatie enkel in de piekuren elektriciteit produceren vanwege de hoge piektarieven. Maar in deze studie is uitgegaan van 7.500 vollast equivalent uren De installaties emitteren circa 3.446 kton CO_2 en circa 615 ton NO_x. Daarnaast emitteert een moderne gasmotor circa 135g/$GJ_{brandstof}$ aan methaan - overeenkomend met een gemiddelde methaanslip van 0,75% en uitgaande van G-gas. Dit geeft een extra bijdrage aan het broeikaseffect van circa 3 kg CO_2-equivalenten per GJ brandstof, waardoor de bijdrage per gasmotor toeneemt tot circa 191 kton.

Conform de relaties voor CO_2-vrije opgewekte elektriciteit van W/K-installaties en referentiewaarden voor 2005 produceert elke centrale circa 1,1 GWh_e aan CO_2-vrije energie en kan circa 35% van de CO_2-emissie en NO_x-emissie aan de warmte worden toegerekend.

B.4.2 Uitgangspunten voor de economische analyse

De economische analyse is voornamelijk gebaseerd op de in het MEP-advies voor 2006 voor WKK (ECN, 2005b) en de 'WKK Monitor' (ECN, 2005a). In de economische analyse zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De installatie produceert gedurende 7.500 vollast equivalent uren per jaar elektriciteit en levert warmte of CO_2 gedurende 5.100 vollast equivalent uren per jaar (ECN, 2005a).
- Investeringskosten per installatie bedragen volgens (Gasunie, 2004), (Cogen, 2003) en (Cogen, 2004) circa € 550/kW_e of M€ 0,55 per installatie, inclusief de kosten voor een rookgasreiniger.
- De B & O-kosten zijn geschat op 0,72 c€/kWh_e voor de gasmotor (ECN, 2005b) en € 3.000/jaar/motor van 1 MW_e voor de rookgasreiniger (Gasunie, 2004), inclusief kosten voor ureum of ammoniak.
- Voor de MEP-subsidie verdisconteerd is uitgegaan van een bedrag van c€ 2,51/kWh_e.
- Met het oog op garanties voor stroomlevering bij uitval van de centrale wordt uitgegaan van een 0,13 c€/kWh_e lagere verkoopprijs voor de opgewekte elektriciteit (zie ECN, 2005b).
- Een vergoeding voor uitgespaarde transportverliezen van c€ 0,1/kWh_e.
- Conform de huidige marktsituatie wordt met een korting van 15% over de geleverde warmte gerekend (warmtekorting). Voor de warmteprijs wordt 105% van de gasprijs gerekend[22].
- De aardgas commodity prijs is conform de methodiek voor de MEP-advies berekeningen verondersteld gelijk te zijn aan die voor industriële grootgebruikers.
- Wat betreft transportkosten voor aardgas is rekening gehouden met:
  - entry-fee € 15/m^3/uur;
  - exit-fee € 15/m^3/uur;
  - connection fee € 5/m^3/uur.

In de rendabiliteitsberekening wordt geen rekening gehouden met eventuele kosten voor een warmtenet. Aangenomen is dat wordt aangesloten op een bestaand net. Er is verder geen rekening gehouden met eventuele meerkosten om dit verspreide decentrale vermogen te sturen - niet bij Tennet en niet in de vorm van één of andere automatisering zoals wordt voorzien voor de 'virtuele centrale'. Aangenomen is dat de productie vanwege het basislast karakter dusdanig weinig varieert dat sturing niet nodig is. Bovendien is er al een heleboel decentraal vermogen dat ook niet wordt gestuurd.

B.4.3 Uitgespaarde investeringen in netverzwaring

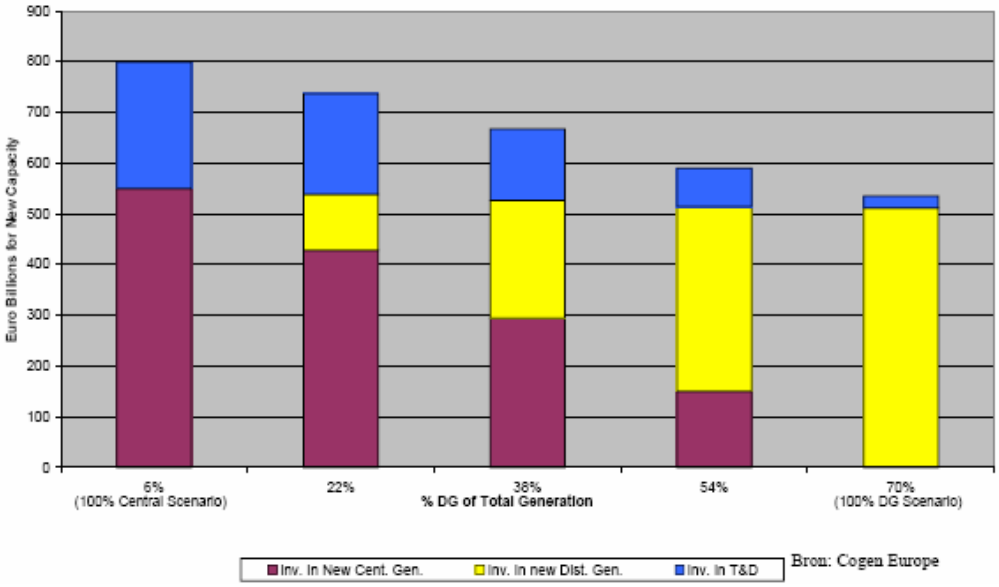
Om zoals gezegd (zie paragraaf B.2) de maximale potentie van decentraal W/K-vermogen te illustreren is in de analyse een 'korting' op de benodigde investeringen voor netverzwaring van M€ 80 verdisconteerd.

---

[22] Deze benadering is gebaseerd op een aangehouden ketelrendement van 95% voor ketels in de glastuinbouw. Afschrijvingen en dergelijke voor de ketel worden 'traditioneel' niet verrekend.

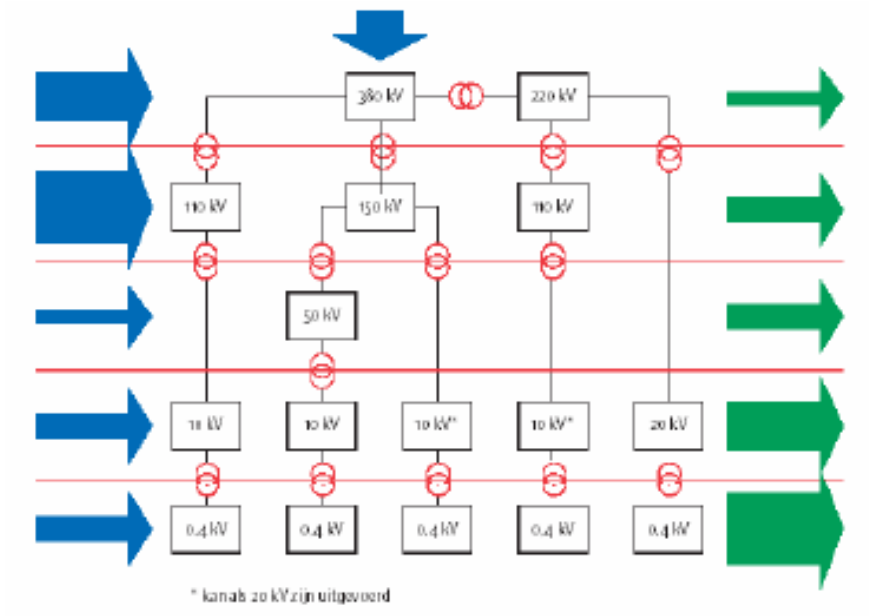
Decentraal vermogen vergt bij optimale afstemming van lokale productie capaciteit op de lokale elektriciteit vraag een minimale investering in infrastructuur: een laagstroom kabel van producent naar afnemer over minimale afstand. De voordelen van decentraal vermogen en de lage benodigde investeringen in infrastructuur worden bijvoorbeeld geïllustreerd door de resultaten van een scenario studie die de EU heeft laten uitvoeren door 'WADE' voor de voormalige EU15. Eén van de beschouwde scenario's betrof een maximale toepassing van decentrale productiecapaciteit binnen de EU15. Figuur 13 illustreert het voordeel van decentraal.

Figuur 13 Illustratie investeringsvoordelen decentraal a.h.v. uitkomsten EU15-studie



De elektriciteit infrastructuur in Nederland is grotendeels al gebaseerd op decentraal vermogen waardoor voordelen van extra decentraal vermogen wat minder uitgesproken zijn. Om toch een schatting te kunnen maken hebben we ons gericht op een specifieke situatie.

Figuur 14 Relatieve invoeding en afname op de verschillende netvlakken



Bron: TenneT Capaciteitsplan 2003-2009.

In het huidige 380 kV hoogspanningsnet zijn een aantal knelpunten en risicotrajecten. Knelpunten in de zin dat het vermogen dat over dit deel van het net wordt getransporteerd als gevolg van de steeds toenemende elektriciteitvraag onderhand aan het maximum van de betreffende leiding zit. Risico in de zin dat bij uitval van de leiding omleiding van opgewekt vermogen via het 150 kV netwerk niet mogelijk is omdat dit overbelast zou raken. Dit laatste geldt met name voor de trajecten (zie Tennet, 2005):

- Beverwijk - Diemen - Zwolle.
- Borssele - Geertruidenberg.
- Maasvlakte - Krimpen - Geertruidenberg.

Realisatie van lokaal W/K-vermogen dat op het lokale middenspanningnet kan worden aangesloten kan in principe de druk op het 380 kV net verkleinen, doordat het opgewekte vermogen via lokale netten direct aan omliggende elektriciteitgebruikers wordt geleverd, waardoor aanvoer van het benodigde vermogen via het hoogspanningsnet wordt vermeden[23]. Doordat hierdoor de benodigde transportcapaciteit op het hoogspanningsnet afneemt kan mogelijk van een netverzwaring worden afgezien.

In deze studie is het mogelijke effect van realisatie van 980 MWe decentraal vermogen op de benodigde investeringen voor netverzwaring bij wijze van voorbeeld verdisconteerd door aan te nemen dat netverzwaring op het traject *Maasvlakte - Krimpen - Geertruidenberg* kan komen te vervallen. De hiervoor benodigde investering bedraagt naar schatting M€ 78, afgerond M€ 80 (KEMA, 2004).

[23] Maar dan moet de capaciteit van het 25 kV-net of 50 kV-net natuurlijk wel groot genoeg zijn om het geleverde vermogen te kunnen transporteren.

Echter, de netverzwaring op genoemd traject is eigenlijk nu al nodig omdat bij uitval op het genoemde traject er sowieso een probleem zal ontstaan doordat het lokale 150 kV net de huidige productie van de bestaande kolencentrales Maasvlakte 1 en 2 al niet kan verwerken.

Er is overigens daarnaast ook een kans dat een dergelijk groot vermogen van 1.000 MWe aan kleinschalig decentraal vermogen op enkele plekken een versterking van het laagspanningsnet noodzakelijk maakt.

Al met al is een uitgespaarde investering in netverzwaring van M€ 80 eigenlijk een aanname die niet goed te onderbouwen is en moet de uitgevoerde analyse worden beschouwd als een best case.

B.5 Kolencentrale met warmtelevering

B.5.1 Beschrijving

In deze case wordt verondersteld dat nieuw kolenvermogen warmte levert aan een lage temperatuur warmtenet, zoals dat bestaat in Rijnmond. Dit net zal in de periode tot 2020 worden uitgebreid naar Voorne-Putten, Westland, Den Haag en B-driehoek.

In de analyse is uitgegaan van maximale warmtelevering om op die manier - als gezegd (zie paragraaf B.2) - de potentie van deze optie te illustreren. In de praktijk zal er ook in de Rijnmond in 2020 waarschijnlijk niet genoeg warmtevraag zijn om de maximale warmteproductie door een nieuwe koleneenheid van 1.000 MW_e te kunnen afnemen.

In CE (2002) is bijvoorbeeld onderzocht wat de mogelijkheden zijn voor warmtelevering vanaf Rijnmond aan glastuinbouw en bebouwde omgeving in de omliggende regio's (Westland, Rotterdam metropool, B-driehoek, Voorne-Putten). In deze studie werd geconcludeerd dat vanaf de Maasvlakte 1 & 2 kolencentrales van E'On maximaal 17,5 PJ zou kunnen worden geleverd terwijl de vraag vanuit bestaande en nieuw te realiseren omliggende glastuinbouw (Westland, Voorne-Putten) slechts 6 PJ bedraagt. Voor de toekomst is aansluiting van het Rijnmond warmtenet op het Haagse warmtenet voorzien en wordt gedacht aan een uitbreiding van het warmtenet tot 300.000 woningen. Vanuit Rijnmond zou dan maximaal 20 PJ/jaar aan warmte kunnen worden afgezet in glastuinbouwgebieden, het Haagse, maar ook stroomopwaarts van de Maas en Rijn in het Rotterdamse (zie ROM-R3). Aangezien de Maasvlakte centrale alleen al 17,5 PJ zou kunnen leveren en er in de buurt nog een paar grote warmteleveranciers aanwezig zijn - zoals de Nerefco en Q8-raffinaderijen lijken mogelijkheden voor levering van lage temperatuur warmte vanuit nieuw kolenvermogen wat beperkt.
Kortom de beschouwde case is een best case voor een kolencentrale als W/K-installatie.

In de praktijk zal een nieuwe koleneenheid op de Maasvlakte waarschijnlijk wel worden aangesloten op het warmtenet, maar zal veel minder warmte worden af-

gezet. Aansluiting is ook wenselijk vanuit het oogpunt van extra zekerheid van de op het warmtenet aangesloten afnemers op levering en reductie van risico's voor de al op het warmtenet aangesloten leveranciers met betrekking tot schadeclaims bij uitblijven van warmtelevering of bij levering van onvoldoende warmte. Ook zijn de aangesloten leveranciers zo zekerder dat ze niet in de toekomst bij sluiting alsnog moeten opdraaien voor de kosten van een eventuele vervangende warmte-installatie.

De analyse is gebaseerd op de Nordjyllandvaerket 3 ultra superkritische kolencentrale in Aalborg, Denemarken. Deze centrale heeft een maximaal elektrisch rendement van 47,2% en produceert bij maximale warmtelevering als W/K-eenheid 315 MW_e en 420 MW_{th} bij een elektrisch rendement en thermisch rendement van respectievelijk 38% en 52%.
Conform de praktijk voor stadsverwarmingssystemen is bij de W/K-STEG is uitgegaan van warmtelevering gedurende 7.500 uur vollast equivalenten per jaar. Deze aanname impliceert een maximale warmte afzet per jaar.

De W/K-kolencentrale produceert jaarlijks circa 6.900 kton CO_2. Hiervan mag ongeveer 35% worden toegerekend aan de geleverde warmte. Combinatie van W/K-bedrijf met CO_2-afvang zal een belangrijke reductie betekenen van de hoeveelheid afzetbare warmte omdat deze warmte in belangrijke mate zal moeten worden gebruikt voor de regeneratie van de MEA absorbens.

B.5.2 Uitgangspunten voor de economische analyse

De economische analyse is voornamelijk gebaseerd op de uitgangspunten voor de kolencentrale beschouwd in voorgaand SMOM-project. In de economische analyse zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- De installatie produceert gedurende 7.500 vollast equivalent uren per jaar elektriciteit en levert warmte of CO_2 gedurende 7.500 vollast equivalent uren per jaar.
- Investeringskosten per installatie bedragen € 1.350/kW_e.
- De vaste B & O-kosten bedragen € 24.600/MW_e, de variabele B & O-kosten bedragen circa 2,46 c€/kWh_e.
- Er wordt geen MEP-subsidie verdisconteerd over de eerste 1.000 GWhe blauwe elektriciteit.
- Met het oog op garanties voor stroomlevering bij uitval van de centrale wordt uitgegaan van een 0,18 c€/kWh_e lagere verkoopprijs voor de opgewekte elektriciteit (zie ECN, 2005b).
- Conform de huidige marktsituatie wordt met een korting van 10% over de geleverde warmte gerekend (warmtekorting). Voor de warmteprijs wordt 111% van de gasprijs gerekend[24].

[24] Deze benadering is gebaseerd op een aangehouden ketelrendement van 95% voor ketels in de glastuinbouw. Afschrijvingen en dergelijke voor de ketel worden 'traditioneel' niet verrekend.

B.6 Overzicht economische resultaten

B.6.1 Producties en emissies

In Tabel 8 is voor de drie beschouwde W/K-cases een overzicht gegeven van geproduceerde hoeveelheden elektriciteit, warmte en reststoffen, gebruikte hoeveelheden hulpstoffen en emissies. Gebruiken van hulpstoffen en geproduceerde emissies en reststoffen zijn al toegerekend naar elektriciteit en warmte. In de tabel zijn alleen de aan elektriciteit toegerekende hoeveelheden gegeven. De toerekeningspercentages staan in de onderste rij van de tabel.

Tabel 8 Overzicht producties, gebruiken en emissies per beschouwde optie

	W/K industrieel	Gasmotor	Kolencentrale W/K
Geproduceerd			
elektriciteit (Gwhe/jaar)	7.500	7.350	3.000
waarvan in onbalans	5%	5%	5%
warmte (GWhth/jaar)	5.372	5.695	4.045
Emissies (ton/jaar)			
CO_2	2.341.402	2.425.551	4.963.912
SO_2			774
NO_x	502	410,3	1.057,7
PM_{10}			52
Hulpstoffen (ton/jaar)			
$CaCO_3$			59.288
CaO			
NH_3			3.127
Reststoffen (kton/jaar)			
bodemas			*52*
vliegas (CFBC: incl gips)			209
gips			102
Verbruikt			
brandstof (GWh/jaar)	17.442	17.093	17.192
kton/jaar			
blauwe GWhe	822	796	-6.658
toegerekend aan elektriciteitproductie	67%	67%	85%

B.6.2 NettoResulterende kosten

In onderstaande tabel is een overzicht gegeven van de elektriciteitprijs die nodig is om quitte te draaien. De analyse is uitgevoerd voor:

- een aardgasprijs van € 5,7/GJ of 18 c€/m^3;
- een steenkoolprijs van € 2,6/GJ of € 64/ton, inclusief zeetransport kosten;
- CO_2-kosten van nul Euro per ton.

De berekening is uitgevoerd voor een overheidsperspectief met een levensduur van 30 jaar en een rentevoet van 6%.

Tabel 9 Overzicht benodigde elektriciteitsprijs bij NCW-analyse

	Benodigde elek. prijs NCW (€/MWhe)	
	Overheid.	investeerder
Kolen W/K	28	34
STEG W/K	46	48
W/K Gasmotoren	48	49

De schattingen zijn in drie stappen gemaakt:

- In de eerste stap is berekend welke netto contante opbrengsten aan elektriciteit over de gehele zichtperiode van de analyse (30 jaar overheidsperspectief of 20 jaar investeerders perspectief) moeten worden verkregen om economisch netto quitte te kunnen opereren binnen de gehanteerde economische randvoorwaarden. De benodigde inkomsten zijn berekend als het verschil tussen:
  - de netto contant gemaakte en belasting gecorrigeerde vaste lasten (afschrijvingen, onderhoud) en brandstofkosten;
  - de netto contant gemaakte en belasting gecorrigeerde inkomsten uit warmtelevering en in de vorm van MEP-subsidies.

  Bij analyse vanuit investeerders perspectief ook de door de initiatiefnemer zelf ingelegde equity (het verschil tussen totale investering en geleend vermogen)[25].

  Voor het netto contant maken van de totale kosten in deze zichtperiodes is bij overheidsperspectief uitgegaan van de rentevoet van 6%. In de analyse vanuit investeerders perspectief is een percentage van 15% gehanteerd.
- Vervolgens zijn ook de in de zichtperioden van 20 en 30 jaar geproduceerde hoeveelheden elektriciteit netto contant gemaakt met bovengenoemde percentages en gecorrigeerd voor belastingen.
- Het op elkaar delen van benodigde netto contante inkomsten en netto contante hoeveelheid geproduceerde elektriciteit geeft de benodigde elektriciteitprijs.

Deze berekeningsmethodiek wordt ook toegepast voor het berekenen van de onrendabele toppen van 'blauwe kWh_e's' bij W/K-installaties.

B.6.3 Literatuur

CE, 2002
F.J. Rooijers, et al.
Van restwarmte naar nuttige warmte in Rijnmond
Delft : CE, oktober 2002

Cogen, 2003
CO_2-bemesting met rookgassen van W/K-gasmotoren
Driebergen : Cogen Projects, september 2003

[25] Dit bedrag vertegenwoordigt de beoogde netto contant gemaakte netto inkomsten voor de initiatiefnemer.

ECN, 2004
M. ten Donkelaar, R. Harmsen, M..J. Scheepers
Advies WKK MEP-tarief 2004
Petten : ECN, mei 2004

ECN, 2005a
R. Harmsen, J. de Joode, M. Van Melick
WKK Monitor 2003 – 21005, jaarrapportage 2004
Petten : ECN, juni 2005

ECN, 2005b
R. Harmsen
MEP-advies WKK 2006-05-10
Petten : ECN, november 2005

ECN, 2005c
P. Kroon, S.J.A. Bakker, H.P.J. de Wilde
NO_x-uitstoot van kleine bronnen
Petten : ECN, februari 2005

ECN, 2005d
B.W. Daniëls, A.W.N. van Dril
WKK in de referentieramingen 2005-2020, achtergrondgegevens bij de WKK-resultaten
Petten : ECN, juli 2005

Elsam, 2003
Review of Super Critical Power Plant Technology
Gepresenteerd door Sven Kjaer van Elsam op CCT Roadmap Workshop
Calgary, 20-21 maart 2003

EZ, 2005
L.J. Brinkhorst
Vaststelling waarden KRW en KRF kalenderjaar 2005
Staatcourant 15 februari 2005, nr. 32, pag. 13

KEMA, 2004
Connect 6.000 MW, eindrapportage
Uitgebracht door Ministerie van Economische Zaken, Den Haag, juli 2004

LEI, 2006
A. van der Knijff, J. Benninga, C. Reijnders, J. Nienhuis
Energie in de glastuinbouw in Nederland, ontwikkelingen in de sector en op de bedrijven tot en met 2004
Den Haag : LEI, maart 2006

ROM-R3
J. Lammers
Een warme band tussen haven en stad
Rotterdam : ROM Rijnmond, datum onbekend

Tennet, 2005
Capaciteits- en kwaliteitsplan 2006 – 2012
Arnhem : Tennet, december 2005.

C Verslag debat ‘Welke nieuwe elektriciteitscentrale(s) in Nederland?

C.1 Inleiding

Opzet debatmiddag

Op 12 juni 2006 vond een debat plaats met de titel “Welke nieuwe elektriciteitscentrale(s) in Nederland?”. Allereerst werd in een presentatie door TenneT de noodzaak aangegeven voor de bouw van nieuwe capaciteit voor elektriciteitsopwekking in Nederland. Het Clingendael International Energy Programme (CIEP) gaf vervolgens in een korte presentatie de Europese context aan. CE Delft gaf daarna in een korte presentatie de kosten en milieueffecten aan van de bouw van verschillende typen elektriciteitscentrales. In een gesprek met vertegenwoordigers van Electrabel en van NUON werd op de plannen voor bouw van nieuwe capaciteit van deze elektriciteitsbedrijven ingegaan. Daarop ontspon zich een kritisch en levendig debat met vertegenwoordigers van overheden en Greenpeace. Er waren ongeveer 50 aanwezigen, bestaande uit vertegenwoordigers van overheden, van energiebedrijven, consultants, milieubeweging en leden Bezinningsgroep Energie. Jan Paul van Soest (voorzitter Bezinningsgroep Energie) was voorzitter van de middag.

Achtergrond

Het debat werd mogelijk gemaakt door een bijdrage vanuit de SMOM-regeling en bijdragen van Cogen en het Ministerie van EZ. De Bezinningsgroep Energie als aanvrager van de bijdrage uit de SMOM-regeling, heeft CE en CIEP de opdracht gegeven het debat inhoudelijk en organisatorisch voor te bereiden. Een belangrijk onderdeel van de inhoudelijke voorbereiding is het schrijven van twee achtergrond papers. Het ene achtergrond paper is getiteld “The European Market: Trends and Consequences for Investments in the Netherlands” en is geschreven door CIEP. Het tweede achtergrond paper is getiteld “Welke nieuwe elektriciteitscentrale(s) in Nederland” en is geschreven door CE.

Aanleiding tot het debat

Aanleiding tot het debat is de uitspraak van de ex-directeur van E.On Benelux dat een kolencentrale de meest rendabele keus is voor een investeerder. In 2005 is reeds op initiatief van de Bezinningsgroep Energie een investeringsmodel gemaakt voor vier verschillende scenario’s voor elektriciteitsproductie, waarmee de rendabiliteit van die scenario’s kan worden beoordeeld. Als vervolg is het investeringsmodel uitgebreid met enkele financiële parameters en is kernenergie en is W/K toegevoegd. Uit gevoerde gesprekken en studies blijkt duidelijk dat er binnen de komende jaren behoefte is aan nieuwe capaciteit voor elektriciteitsproductie (hoewel de meningen over de omvang van de nieuwe capaciteit verschillen).
De overheid heeft zich steeds verder uit de energiewereld teruggetrokken en laat investeringen in nieuwe centrales aan de elektriciteitsbedrijven over. Echter de rijksoverheid heeft zich in Brussel en Kyoto verplicht tot reductie van NEC-

emissies en broeikasgassen. Belangrijke vraag in het debat was: welke type centrales zijn investeerders van plan te gaan bouwen en welke rol speelt de overheid daarbij om te zorgen dat de afgesproken doelstellingen voor de reductie van emissies worden gehaald.

Deze notitie geeft verslag van de presentaties en het debat van 12 juni 2006. Allereerst zullen de conclusies uit de presentaties kort worden weergegeven en daarna het debat.

C.2 De noodzaak tot investeringen in Nederland

Tina Wildeboer van TenneT gaf een presentatie (zie dia's in bijlage D) over de noodzaak tot investeringen in nieuwe capaciteit voor elektriciteitsopwekking in Nederland.
Door de toename van het elektriciteitsgebruik neemt de leveringszekerheid bij het uitblijven van investeringen in nieuwe capaciteit af. Momenteel zijn er veel plannen bij de verschillende elektriciteitsbedrijven voor investeringen in nieuwe capaciteit (meer dan 9.000 MW). Gelet op de groeiende vraag is er in 2010 ongeveer 3.000 MW aan extra capaciteit nodig. Dit betekent dat niet alle plannen uitgevoerd hoeven te worden. Gelet op extreme situaties zoals koelwaterbeperkingen en gastekorten, is het vanuit het oogpunt van leveringszekerheid goed dat er kolencentrales op kustlocaties gebouwd gaan worden.

C.3 De Europese elektriciteitsmarkt: trends en consequenties voor investeringen in Nederland

Stephan Slingerland van CIEP gaf een presentatie (zie dia's in bijlage D) over de Europese elektriciteitsmarkt: trends en consequenties voor investeringen in Nederland.
In Nederland zijn er plannen voor nieuwbouw van iets meer dan 9.000 MW. De keuze van het type centrale wordt deels vanuit Europa beïnvloed. Dit komt door de CO_2-handel en door trends in de keuze van en discussies over het type nieuwe centrale in verschillende Europese landen. Daarnaast speelt ook de portfolio van de grote energieproducenten een rol en voorts de beschikbaarheid van energiebronnen en geopolitieke overwegingen.

C.4 Welke nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland

Harry Croezen van CE gaf een presentatie (zie dia's in bijlage D) over de kosten en milieueffecten van de verschillende type centrales.
Voor verschillende type centrales werd de spanning aangegeven tussen de milieueffecten van de bouw van verschillende type centrales en de beleidsdoelen voor NO_X, SO_2, PM_{10} en CO_2. Beleidsdoelen voor CO_2 blijken bijvoorbeeld zonder CO_2-opslag onhaalbaar Tevens werd de kWh-prijs gegeven bij hoge en lage CO_2-handelsprijs en brandstofkosten. Gas en kolen blijken kosteneffectieve opties, zeker in combinatie met warmtebenutting (W/K). Vanaf zo'n € 20 tot € 30 per ton CO_2 wordt opslag ervan vanuit economisch perspectief interessant. Voor de bouw van een kolencentrale kan de vestigingslocatie sterke beperkingen opleg-

gen aan emissies van NO_X, SO_2 en PM_{10}, waardoor voor de ene locatie (Maasvlakte) iets hogere investeringen noodzakelijk kunnen zijn om deze emissies verder te reduceren dan voor een andere locatie (Eemsmond).

C.5 Plannen van Electrabel

De plannen van Electrabel werden door Wim Wolters aan de hand van een presentatie (zie dia's in de bijlage) toegelicht.
Electrabel heeft plannen voor twee centrales, te weten een gasgestookte centrale in Flevoland en een kolen-/biomassacentrale op de Maasvlakte.
Kenmerken van de centrale in Flevoland: 800 MW, $\eta \geq 58\%$, in bedrijf 2009, milieuperformance: BAT-proof of beter.
Kenmerken van de kolen-/biomassacentrale op de Maasvlakte: 750/800 MW, keuze voor poederkoolcentrale, $\eta \geq 46\%$ - 47%, aandeel biomassa ≤ 50% - 60%, gereed gemaakt voor CO_2-afvang, emissies SO_2 en $NO_X \leq 50$ mg/m^3, emissie fijn stof ≤ 1 mg/m^3. Met deze lage emissies zijn poederkoolcentrale en kolenvergassing gelijkwaardig en wordt ruimschoots (factor 4 beter) voldaan aan BEES en BVA en aan IPPC-BAT. De Maasvlakte wordt gekozen voor de kolencentrale omdat het logistieke voordelen heeft.

C.6 Plannen van NUON

De plannen van NUON worden door Herbert Jost toegelicht. De diapresentatie die hij voor die toelichting zelf niet gebruikte, is ter informatie in de bijlage opgenomen.
NUON heeft plannen voor de bouw van de Magnum Multifuel centrale op de Maasvlakte. Kenmerken ervan zijn: 1.200 MWe, in bedrijf name 2010/2011, keuze voor kolenvergassing, lage emissies van NO_X, SO_2, PM_{10}, gereed gemaakt voor CO_2-afvang, aandeel biomassa tot 60%, voldoet aan IPPC BAT. Vergassing ziet NUON als de beste, schoonste toekomstige technologie voor inzet van kolen. NUON heeft ook voorkeur voor de Maasvlakte in verband met de logistieke voordelen. Voor een kolencentrale in Duitsland bijvoorbeeld bedragen de extra transportkosten ten opzichte van de Maasvlakte circa € 10 per ton kolen.

C.7 Debat met panel

In het panel, voorgezeten door Jan Paul van Soest, hadden zitting genomen:
- Frits Otte van het Ministerie van Economische Zaken;
- Frans Vlieg van het Ministerie van VROM;
- Maarten de Hoog van DCMR;
- Hans Altevogt van Greenpeace.

Investeren in Nederland in (een) nieuwe centrale(s) is aantrekkelijk door de logistieke voordelen van goede zeehavens en locaties aan zee hebben geen koelwaterproblemen.

De vergunning verlenende overheid kan niet opleggen dat voor een nieuwe centrale de schoonste optie wordt gekozen. Ze kan wel strengere eisen stellen aan een nieuwe centrale op de Maasvlakte dan elders in verband met het toch al hoge niveau van luchtverontreiniging door NO_X en PM_{10} in de regio. Dit is ook alleszins te verdedigen door de logistieke voordelen van de Maasvlakte locatie. Strengere eisen aan een centrale op de Maasvlakte zou wel eens beter voor de luchtverontreiniging ook in de regio kunnen zijn dan de bouw van een centrale met minder strenge eisen in Duitsland. Een groot deel van de luchtverontreiniging in Nederland komt immers vanuit Duitsland. Wanneer er een centrale op de Maasvlakte bijkomt, betekent het echter wel dat de andere bedrijven minder mogen emitteren om er voor te zorgen dat niet boven de luchtverontreinigingplafonds wordt uitgekomen.
De overheid ziet dat om de doelstellingen voor 2010 voor PM_{10}, NO_X, SO_2 en CO_2 te halen al geen gemakkelijke opgave is en daarna zullen de doelstellingen nog scherper worden. Niet eenvoudig dus. Maar zij vestigt haar hoop en verwachting om de emissies te reduceren op verdere technologische ontwikkeling. De overheid is nu bezig met studie naar CO_2-opslag maar investeringen ervoor wil zij aan de markt overlaten. Afvang en opslag zal plaatsvinden wanneer dit economisch rendabel is. Dit is dan weer afhankelijk van het CO_2-plafond.
VROM geeft aan dat zij vanuit transitieperspectief de voorkeur geeft aan kolenvergassing, maar kan dit niet beïnvloeden. EZ wil in verband met de liberalisering van de elektriciteitsmarkt geen voorkeur aangeven.

Vanuit de zaal kwam steeds de vraag naar voren of de overheid toch niet moet kiezen voor bepaalde opties om er voor te zorgen dat de milieudoelen voor 2010 en de steeds strenger wordende doelen daarna, gehaald kunnen worden. Sommige opties geven immers aanleiding tot hogere emissies dan andere ongeacht technologische ontwikkeling. Keuze voor een milieuongunstige optie zou kunnen betekenen dat de nog te formuleren doelen voor 2020 en daarna onhaalbaar blijken te zijn. De overheid zou meer regie moeten voeren en zich niet zo weifelend moeten opstellen. Ook Greenpeace dringt aan op het kiezen door de overheid voor de schoonste optie, maar niet nadat al het mogelijke is gedaan om meer energiebesparing te halen. Daarnaast heeft Nederland door zijn concurrentievoordelen van haar gunstige locatie, de plicht om meer aan innovatie te doen voor terugdringen emissies.

Vanuit de zaal is ook diverse keren gewezen op de mogelijkheden voor vergrote warmteafzet als een manier om CO_2-reductie te realiseren. Bovendien laat het voorbeeld van het warmtenet in het Rijnmondse zien dat een trekkende rol van de overheid wel degelijk een stimulans kan zijn bij het van de grond krijgen van dit soort ontwikkelingen. In tegenstelling tot de houding van VROM en EZ in de discussie over investeringen in een nieuwe energiecentrale is door de gemeente Rotterdam, het Havenbedrijf en EZ zwaar geïnvesteerd in de aanleg van een warmtenet en het aansluiten daarop van restwarmte leverende bedrijven. Dit initiatief heeft nu een dusdanige dynamiek gekregen dat het systeem zal worden uitgebreid richting Maasvlakte, Westland, Delft en Den Haag. Aanwezigen roepen EZ en VROM op eenzelfde initiërende rol te spelen in de discussie rond investeringen in een nieuwe energiecentrale. Daarbij kan gedacht worden aan

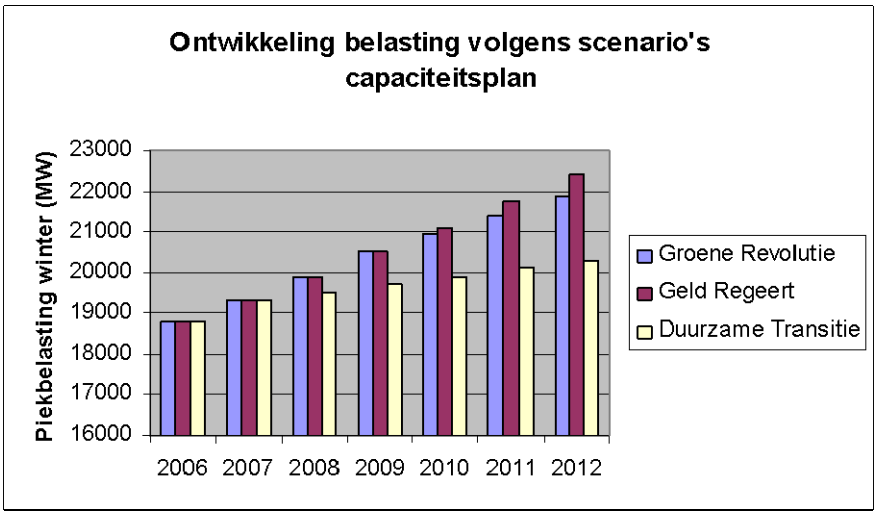
ondersteunen van warmte afzet, maar bijvoorbeeld ook aan het initiëren van een CO_2-transportnet.

Het debat eindige ermee dat VROM en EZ beide aangaven, dat verder nagedacht moet worden over de mate van regie van de overheid bij de keuze van een type centrale. Zo zou zij bijvoorbeeld het “capture ready”-maken kunnen verplichten. Zij ziet ook een belangrijke uitdaging in het veel meer benutten van restwarmte. Daarvoor moet zij wel doelen willen zetten en initiatieven nemen.

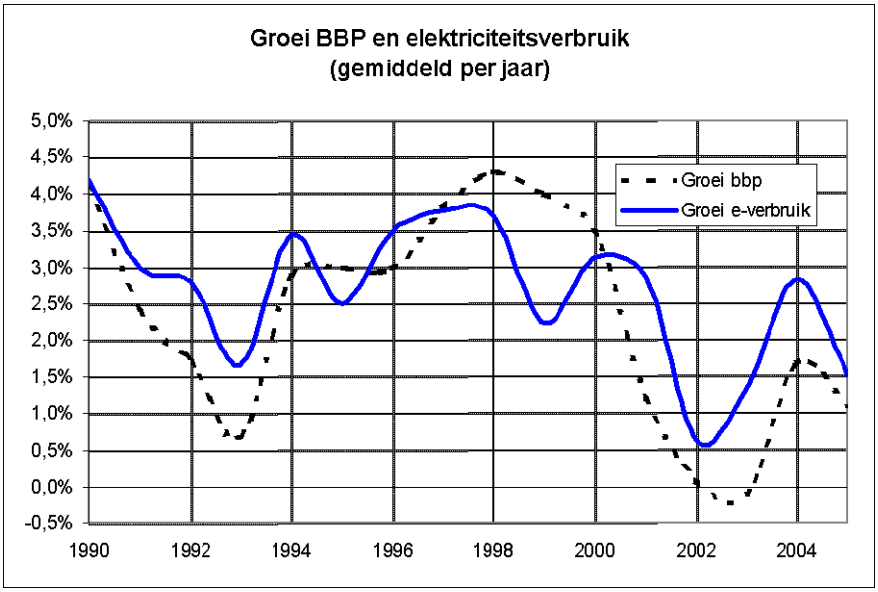
D Presentaties op de debatmiddag

D.1 Presentatie Tina Wildeboer: de noodzaak tot investeringen in Nederland

Ontwikkelingen netbelasting volgens scenario's capaciteitsplan



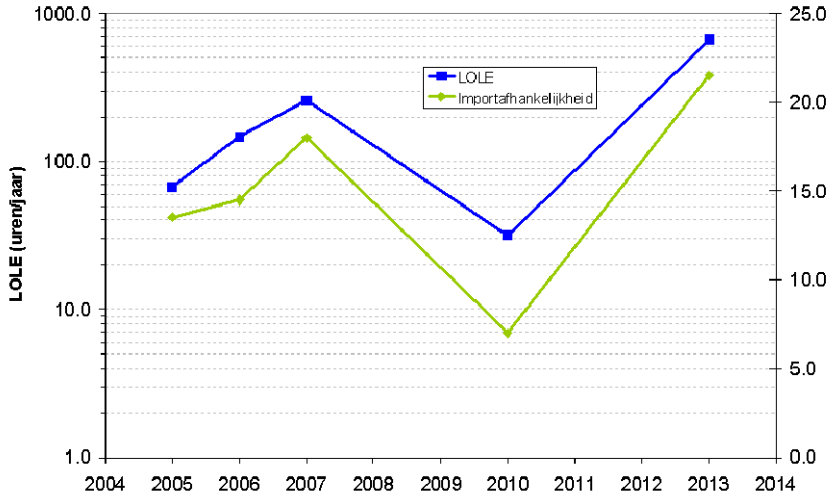
Groei BBP en elektriciteitsverbruik



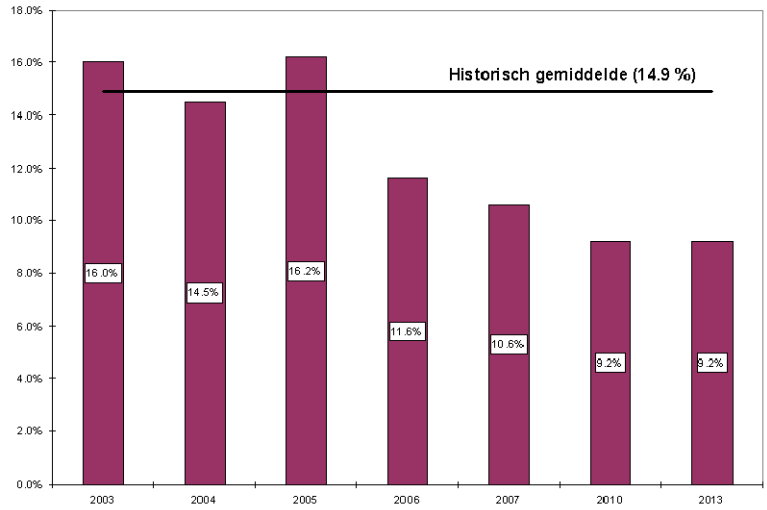
Ontwikkeling van de productie van elektriciteit

Project	Bedrijf	Grootte (MW)	In bedrijf
Flevo (herinbedrijfname)	Electrabel	120	2005
Pernis	Shell/Air Liquide	2 x 125	2007
Amer (herinbedrijfname)	Essent	414	2007
Sloe	Delta	2 x 400	2008
Botlek	Lyondell	125	2009
Schoonebeek	Nam	1 x 130	2008
Flevo	Electrabel	2 x 400	2008
Rijnmond/ Botlek	Intergen	400	2008
Maasbracht/Claus (uitbreiding)	Essent	300	2008
Europoort/Eemshaven	Eneco	2 x 400	2009
Maasvlakte	E On	1000	2011
Maasvlakte	Electrabel	600	2011
Maasvlakte	RWE	1600	2012
Moerdijk	Essent	2 x 400	2009
Sloe/Maasvlakte/Eems	Nuon	1200	2012

Monitoring leveringszekerheid



Monitoring leveringszekerheid



Samenvattende conclusies

- Gelet op de groeiende vraag is het logisch dat er extra productievermogen gebouwd gaat worden.
- Het is zeker niet nodig dat alle voorziene projecten in het voorgenomen tijdsbestek gerealiseerd zullen worden.
- Gelet op extreme situaties zoals koelwaterbeperkingen en gastekorten, is het vanuit het oogpunt van leveringszekerheid goed dat er kolencentrales op kustlocaties gebouwd worden.

D.2 Presentatie Stephan Slingerland: de Europese elektriciteitsmarkt

Europees beleid	Milieu
	Markt
	Voorzieningszekerheid
Europese investeerders	Strategieën

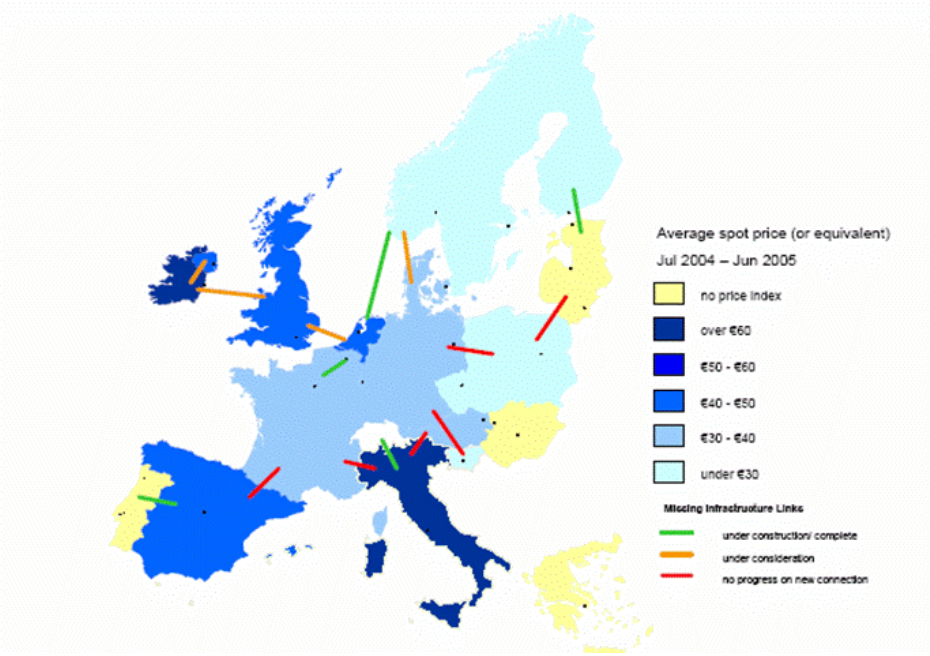
Milieu

Milieu

Stimulering van hernieuwbare energiebronnen en van warmtekracht

Reductie van conventionele emissies en van broeikasgasemissies

Markt

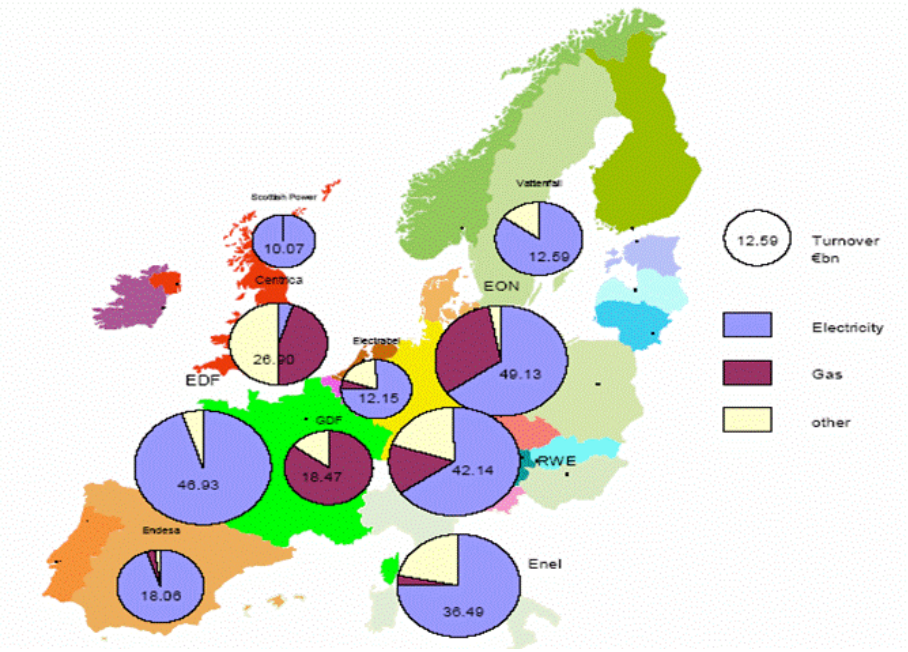


Voorzieningszekerheid

EU Green paper 2006

"Our import dependency is rising. Unless we can make domestic energy more competitive, in the next 20 to 30 years around 70% of the Union's energy requirements, compared to 50% today, will be met by imported products – some from regions threatened by insecurity."

EU winners?



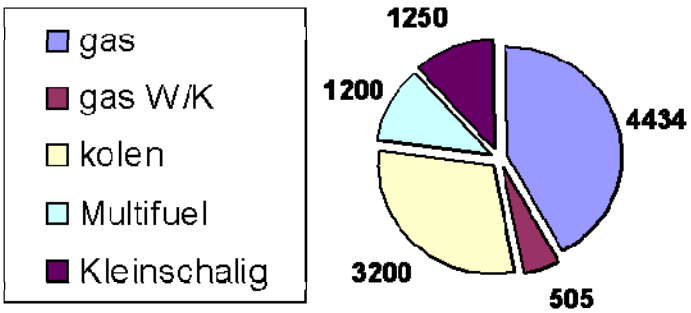
Consequenties voor Nederland

- 9.000 MW nieuwe centrales gepland.
- Deels beïnvloed door Europese trends.
- Mondiale en nationale randvoorwaarden blijven belangrijk.

D.3 Presentatie Harry Croezen: welke nieuwe elektriciteitscentrale(s) in Nederland

Invulling nieuw vermogen

Er is behoefte aan 1.000 - 3.000 MWe
Er zijn plannen voor meer dan 9.000 MWe (zie figuur).



Realisatie in regionale markt
CE heeft de kosten en milieubelasting van verschillende type centrales onderzocht om het nieuwe vermogen in te vullen.

Beschouwde opties voor nieuwe centrales

- Kernenergie.
- Biomassacentrale.
- Kolencentrale — Zowel alleen kracht als warmte-kracht.
  - Kracht met en zonder CO_2-afvang.
- Gasgestookt — STEG met en zonder CO_2-afvang.
  - Warmte-kracht STEG.
  - Gasmotoren tuinbouw.

De kosten zijn bepaald met een ‘ investeringsmodel’.

Milieubeleid

Voor de elektriciteitscentrales zijn twee issues dominant:

Toxisch en verzurend (NO_x, SO_2, PM_{10})	NEC, IPPC, Air Quality Directive Vergunningverlener, VROM, EZ
Broeikasgasemissies	Post Kyoto-doelstellingen Emissierechten Elektriciteitssector EZ, VROM

Spanning tussen nieuwbouw en milieu

	Heden	Prognose 2020	Doelen NEC + klimaat
CO_2 (Mton)	54	58 - 68	30 - 35
NO_x (kton)	35	33 - 35	28
SO_2 (kton)	13,5	12 - 23	13,5
Brandstof (PJ)	850 - 900		

- Voor NO_x en SO_2 is er spanning tussen de doelen en de prognose, maar doelen zijn haalbaar.
- Voor CO_2 liggen de doelen veraf van de prognose. Is dan het halen van de doelen een mission impossible?

Toxische en verzurende emissies

Technisch is er veel mogelijk bij kolencentrales, zie tabel.

	NO_x	SO_2	PM_{10}
Heikanin (Japan)	10	20	< 2
VS emissie eis	20	35	4
EU BAT ondergrens	30	10	< 2
Amer 9			<< 1

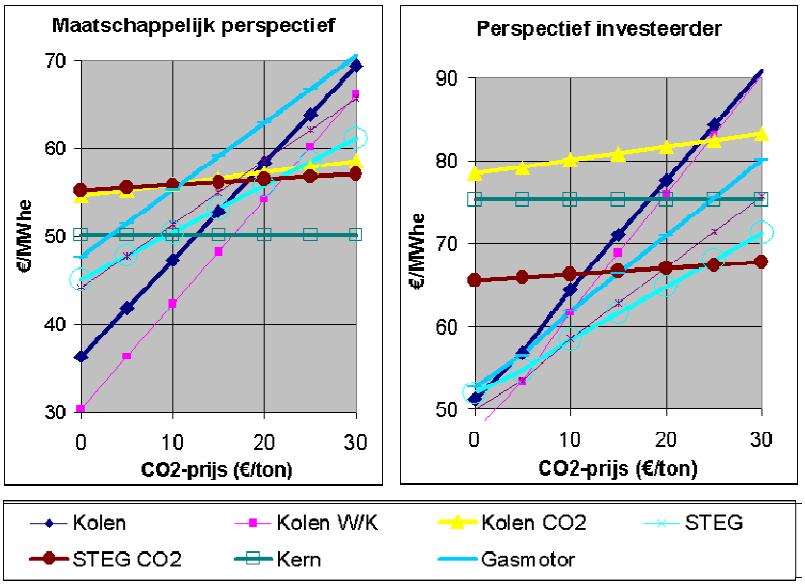
Uitgebreide gasreiniging geeft maar zeer beperkte meerkosten.
Desondanks: past een extra kolencentrale op de Maasvlakte bij de huidige luchtkwaliteit in de Rijnmond?

CO_2-emissie van verschillende opties voor elektriciteitscentrales

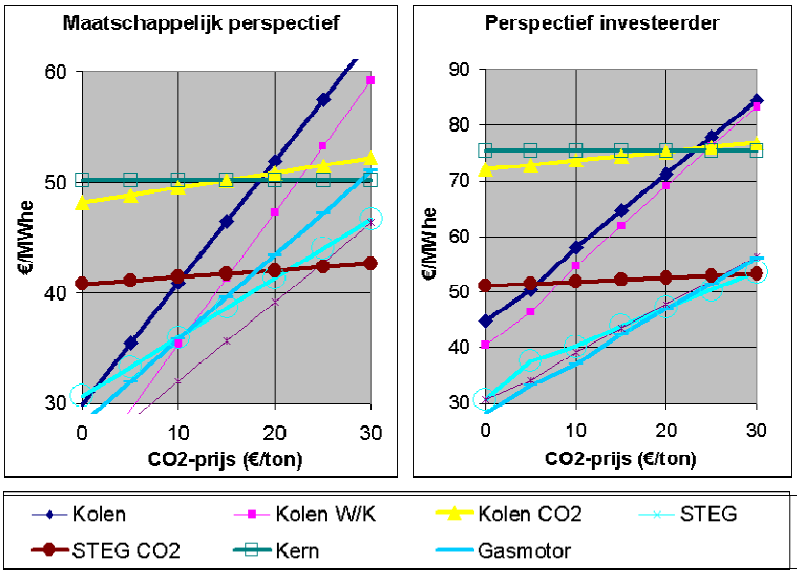
	CO_2 (Mton/jaar)			'Kale prijs' overheids perspectief
	Eigen emissie	Uitgespaard	Netto	
Kolen	5,4		5,4	30 - 36
Kolen W/K	5,8	0,8	5,0	23 - 30
Kolen CO_2	0,6		0,6	36 - 43
STEG	2,6		2,6	31 - 45
STEG W/K	3,5	1,2	2,3	25 - 44
STEG CO_2	0,3		0,3	36 - 50
Kerncentrale				50
Gasmotor	3,6	1,1	2,5	28 - 48
Biomassa				82

- Warmte-kracht geeft een bescheiden reductie van CO_2-emissies maar aantrekkelijke productiekosten.
- CO_2-afvang geeft een grote reductie van CO_2-emissies, maar is het betaalbaar?
- Kerncentrale en biomassacentrale zijn duur.

Invloed CO_2-prijs: hoge brandstofkosten
(Aardgas € 5,7/GJ; steenkool € 2,7/GJ)



Invloed CO_2-prijs: lage brandstofkosten
(Aardgas € 3,5/GJ; steenkool € 1,3/GJ)



Conclusies m.b.t. CO_2

- Impact nieuwe centrale is beperkt (±10%)
- CO_2-opslag waarschijnlijk lonend vanaf € 20 - € 30 per ton
- Vanuit investeerder: STEG bij lage CO_2-prijzen
  STEG + CO_2-afvang bij hoge CO_2-prijzen
- Vanuit maatschappij Kerncentrale bij hoge brandstofprijzen
  STEG met/zonder CO_2-afvang bij lage brandstofprijzen

Aanbevelingen

- Denk na over locatie nieuwe centrale: liever Eems dan Maasvlakte?
- Misschien beleid richten op STEG met/zonder CO_2-afvang.
- Faciliteer CO_2-opslag in Noord Nederland (beleid, infrastructuur).
- Bestaande park (+levensduurverlenging) lastige erfenis > beleid: nieuwe centrales met CO_2-opslag en oude centrales dicht?

D.4 Presentatie Wim Wolters: de plannen van Electrabel

Electrabel/Suez

- Opgesteld vermogen wereldwijd: ≥ 50.000 MW
- Kennis + ervaring met alle technologieën en brandstoffen:
  - CCGT, poederkool, wervelbed, kolenvergassing, nucleair, biomassa, wind, zon, fuel cells, CO2 afvangst, LNG, etc.
- Afgelopen jaren: meerdere centrales/jaar in bedrijf genomen
- Komende jaren: ≥ 5 centrales/jaar
- Technologiekeuze op basis van zorgvuldige afweging
  - Marktcondities
  - Wet- & regelgeving
  - Lokale omstandigheden
  - Stand der technologie + verwachte ontwikkeling

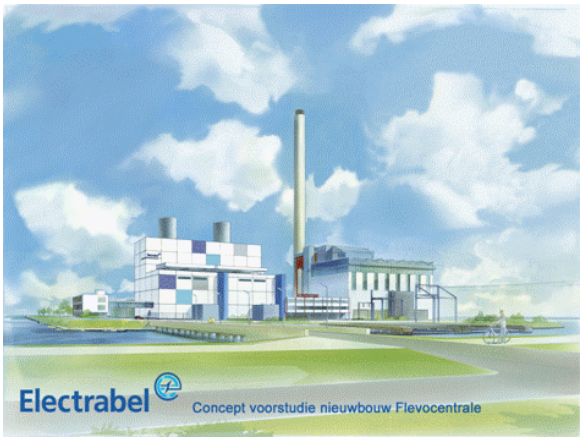
De plannen van Electrabel in Nederland

- 800 MW gasgestookte centrale op Flevo locatie
- 750-800 MW kolen/biomassa Maasvlakte

- Factoren meegenomen bij technologiekeuze
  - Marktcondities: trend richting verduurzaming
    - Motto: schoon, betaalbaar, betrouwbaar
    - Zo hoog mogelijk rendement, fors aandeel duurzaam
  - Wet- & regelgeving
    - BEES, BVA, IPPC – BAT, NEC plafonds, …
  - Lokale omstandigheden
    - Lokale milieubelasting, geluid, licht, site specifieke kenmerken, etc.
  - Stand der technologie

Flevoproject

- 800 MW gasgestookt CCGT
- η ≥ 58% (zonder warmtelevering)
- In bedrijf: 2009
- Milieuperformance BAT – proof of beter



Kolen/biomassacentrale Maasvlakte

- Drie mogelijke technologieën
  - USC Poederkool
  - USC Wervelbed
  - Vergassing
- Eisen
  - Zo hoog mogelijk rendement
  - Fors aandeel biomassa mogelijk
  - Geschikt voor (latere) toevoeging CO2 afvangst installatie
  - Zo laag mogelijke emissies
  - Betaalbaar & betrouwbaar

Technologievergelijking (1)

	USC Poederkool	USC Wervelbed	Vergassing
Rendement (%)	46-47%	45%	43-45%
Aandeel biomassa (%)	≤ 50-60%	≤ 80%	≤ 30%
Beschikbaarheid (uur/jaar)	8000	8000	7000 (Powergen Keulen: 6300)
CO2 afvangst	+(+ toekomst)	+(+ toekomst)	+(+ heden?)
Spectrum brandstof	Hoogwaardige steenkool + biomassa	Steenkool + biomassa	Multi fuel
Betaalbaarheid (Euro/MW)	++	++	0

Technologievergelijking (2)

	BEES	BVA	IPPC BAT	Poederkool centrale EBL NL	Kolenvergasser	Poederkool centrale in D
SO2 (mg/Nm³)	200	200	20 tot 150	≤50	≤50	≤200
NO_x (mg/Nm³)	200	200	90 tot 150	≤50	≤50-150	≤200
Stof (mg/Nm³)	20	20	5 tot 10	≤1	≤1	≤20
HCl (mg/Nm³)		10	1 tot 10	≤1	≤1	≤10
HF (mg/Nm³)		10	1 tot 5	≤0.1	≤0.1	≤5
CO (mg/Nm³)			30-50	≤30	≤10	≤30
Hg afvangst (%)			75	≥90	≥90	-

Conclusie

- Electrabel kiest voor haar kolen/biomassa centrale voor poederkooltechnologie
  - Komt het meest tegemoet aan motto Schoon, Betaalbaar & Betrouwbaar in NL en NWE markt
  - Past bij keuze Electrabel in brandstofmarkt (hoogwaardige steenkool & biomassa)

Slotopmerkingen

- Electrabel/SUEZ zijn niet tegen kolenvergassing
  - Marktincentives om te investeren in deze technologie ontbreken in EU markt
  - In US markt zijn deze incentives wel aanwezig
- Voorstel nieuwe titel debat:
  - Welke milieurandvoorwaarden voor nieuwe centrales in de NWE markt?

D.5 Presentatie Herbert Jost: de plannen van NUON

- Improvement existing generation portfolio
  - Velsen, Utrecht, Amsterdam
- New renewable capacity on-shore
  - New windparks, biomass installation Buggenum
- Nordzee Windpark off-shore
  - Egmond a. Z.
- Gasstorage capacity in Epe and Zuidwending
- Magnum Multifuel Centrale

Why is NUON planning new production capacity?

- **Replacement of existing older assets**
  - Several of our older units will come at the end of their lifecycle during the next decade
  - Nuon wants to take its responsibility with respect to security of supply
- **Market developments**
  - Increasing demand for electricity
  - Reacting on developments in the fuel markets
- **Further development of a sustainable power generation fleet**
  - Possibility to fire (local) biomass at high environmental and thermal efficiency
  - More stringent EU legislation: Nuon's choice will comply with BAT requirements
  - Profiting from synergy potential

Conventional large scale power generation options

CC (Combined Cycle)
Gas turbines combined with a steam turbine is an efficient, simple and clean way of electricity production from fossil fuels. The gas turbine is the core of the plant and is dominant regarding the plant performance. The waste heat from the gas turbine is recovered via steam generation which is converted into electricity in a steam turbine.

IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle)
Coal gasification offers a clean way to generate energy from solid and/or liquid fuels. Gasification is a process that produces mixtures of hydrogen and carbon monoxide (Synthesis gas or Syngas) from carbon feed stocks. IGCC technologies combine a gasification plant with a gas turbine and a steam turbine to produce power from both the syngas and steam produced from the excess heat coming from the GT and Gasifier.

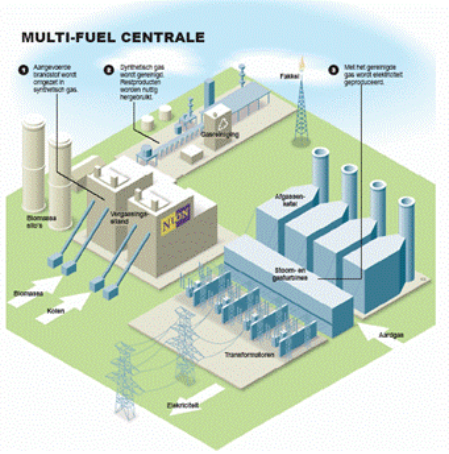
USC (Ultra Super Critical boiler)
Coal fuelled power plants produces electricity by burning coal in a boiler. The boiler generates steam at very high pressure and temperature levels, "super critical", which is converted into electricity in a steam turbine.

CHP (Combined Heat & Power)
Large scale power generation produces in addition to electricity large amounts of heat. Heat can be produced as city heat and/or as industrial heat. Combined heat & power can be incorporated on almost every power plant type.

NUON's choice for gasification

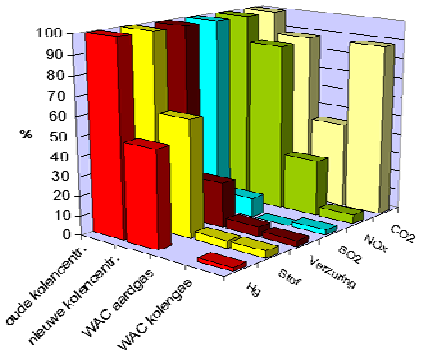
- Gasification is the versatile and clean technology of the future.
- High efficiency.
- Ability to fire a large range of fuels including biomass.
- Low emission levels and possible CO_2-sequestration.

Characteristics Magnum project



- Investment around 1 billion Euro
- Power output max 1200 MWe
- 2010/2011 commercial start-up
- Site location to be decided
- Multi-fuel concept
- Gasification and Combined Cycle technology
- Up to 2.0 millions tons cargo per year

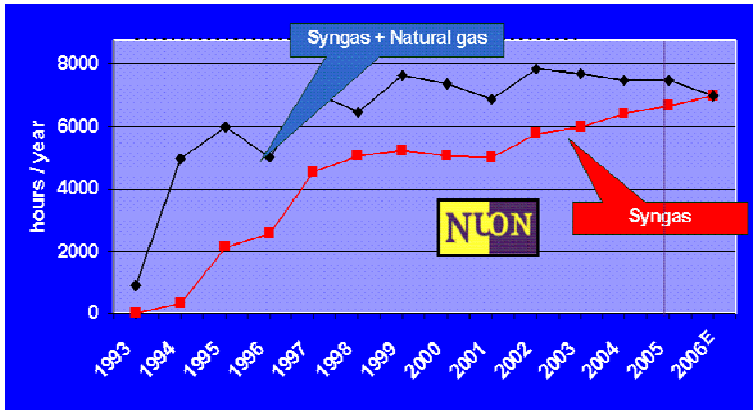
Gasification is the cleanest technology



Due to biomass usage the CO_2-emission will be reduced to ±60%

The dust emission levels of IGCC are significantly more favorable.

Performance improvement Buggenum



Future opportunities

IGCC technology and "near zero emission" concept:

- **Rest products Fly ash, Slag, Sulphur and Salt are reused**
- **Concept is ready for CO_2 sequestration (CO-shift)**
- **CO_2 storage is already done**
- **Hydrogen rich stream can be supplied to NG grid, to (petro-) chemical industry or to GT[1)] or Fuel Cell[1)]**

Note 1: Not proven technology

Pre-combustion has advantage over Post combustion :

-Efficiency Drop 6% vs. 20% relative

-Investment lower due to more compact equipment