

Aardgas en biomassa als
brandstof voor RWE Eemshaven
kolencentrale

Mogelijkheden en effecten van het
toepassen van andere brandstoffen dan
steenkool in de RWE Eemshaven
kolencentrale

Notitie
Delft, oktober 2011

Opgesteld door:
CE Delft

1 Inleiding

De aanleiding

In de Eemshaven werkt RWE/Essent aan een 2 x 780 MW_e kolencentrale. De centrale is inmiddels in aanbouw. RWE wil deze in 2013 in gebruik nemen. De centrale zou jaarlijks ongeveer 8,4 Mton CO₂ gaan uitstoten.

RWE heeft in de MER voor de centrale en op haar website aangegeven dat de centrale nodig is om tegemoet te komen aan toekomstige vraaggroei naar elektriciteit en nodig is om elektriciteit in Nederland voldoende goedkoop te houden. RWE heeft daarnaast in de pers aangegeven dat inzet van een andere brandstof om technische redenen niet mogelijk zou zijn.

In verband met deze statements heeft Greenpeace, zonder een vooropgesteld waardeoordeel te hebben over toepassing van alternatieve brandstoffen, aan CE Delft gevraagd welke mogelijkheden er grofweg zijn om de in aanbouw zijnde centrale met andere brandstoffen te stoken.

CE Delft heeft een globale analyse op basis van eigen expertise en openbare stukken uitgevoerd. De gepresenteerde cijfers betreffen in lijn daarmee steeds een indicatie van de mogelijkheden zonder een waardeoordeel van de zijde van CE Delft.

De beschouwde aspecten

CE Delft heeft aan de hand van de thermodynamische eigenschappen van de drie brandstoffen steenkool, aardgas en biomassa ingeschat of de in aanbouw zijnde RWE-centrale volledig met aardgas of biomassa zou kunnen worden gestookt en welke modificaties daarvoor nodig zijn. Hierbij is het effect op de volgende aspecten ingeschat:

- Operationele aspecten:
 - effect op netto elektrisch rendement en geleverd netto elektrisch vermogen.
- Milieubelasting gerelateerde aspecten:
 - omvang van emissies naar lucht;
 - omvang van koelwaterlozing;
 - aantal scheepsbewegingen;
 - voor biomassa: risico op indirecte effecten.
- Financiële aspecten en marktinpasbaarheid:
 - eventuele extra investeringen;
 - productiekosten op basis van de netto contante waarde methode.

CE Delft heeft deze aspecten in onderhavige notitie beknopt uitgewerkt. De effecten zijn steeds vergeleken met de referentiesituatie waarin de centrale voor 100% met kolen wordt gestookt.



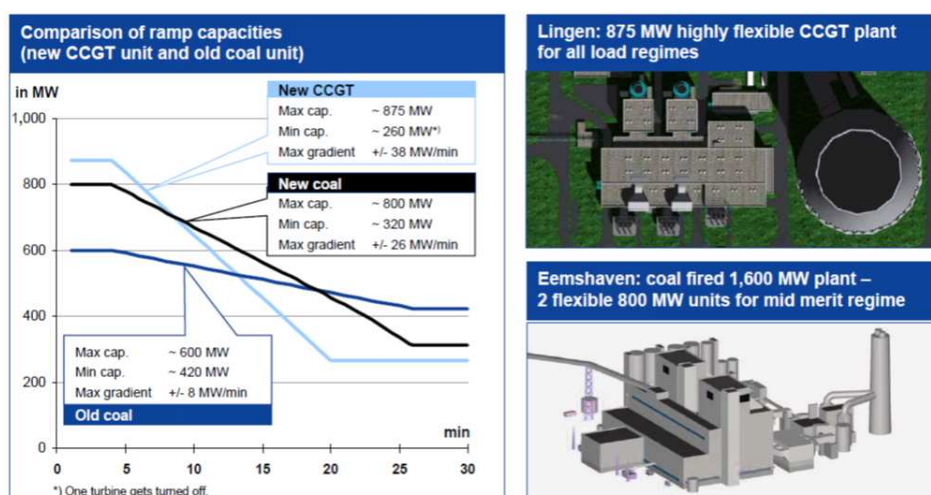
2 Kolengestookte referentie

De in aanbouw zijnde kolencentrale zal een totaal nettovermogen van 2 x 780 MW_e krijgen en zal worden uitgerust met twee 'ultrasuperkritische' 'Benson'-boilers van de Frans/Zwitserse ketelbouwer Alstom met eenmalige herverhitting. Er kan volgens opgave door RWE maximaal 10% biomassa (energie-inhoud) worden meegestookt.

De centrale zou als basislasteenheid moeten gaan opereren. De opgegeven beschikbaarheid van de centrale bedraagt 85-91%¹ en de overeenkomstige elektriciteitsproductie zou 11,6-12,5 TWh_e/jaar gaan bedragen. Het opgewekte vermogen zou geheel op de Nederlandse markt worden afgezet (ECN, 2010). De centrale zou aan de andere kant wel voldoende schakelsnelheid hebben om als een deellastcentrale te kunnen worden geëxploiteerd (RWE, 2009). De op/afregelsnelheid is hoger dan de huidige kolencentrales, maar nog niet zo groot als gascentrales (zie Figuur 1).

De belangrijkste specificaties, zoals in de literatuur genoemd, zijn samengevat in Figuur 2.

Figuur 1 Op/afregelsnelheid RWE-centrale



¹ Overeenkomend met 7.436 - 8.000 vollast equivalent uur per jaar, zie (ECN, 2010) en de MER van de RWE Eemshavencentrale.

3 Overschakelen op aardgas

De beschouwde varianten

Voor overschakelen van de kolencentrale op aardgas zijn twee varianten beschouwd:

- een variant waarin alleen de brandstof verandert en wordt overgeschakeld van het stoken van de ketels met steenkool naar het stoken met aardgas;
- een variant waarin gasturbines voor de ketels worden geplaatst en de rookgassen van de gasturbines als verbrandingslucht in de ketel te gebruiken.

In de tweede configuratie wordt meer aardgas gebruikt en meer elektriciteit geproduceerd, maar neemt ook het totale netto elektrisch rendement toe. Deze 'configuratie' wordt in Nederland bijvoorbeeld toegepast bij de centrales Hemweg 7, Harculo 60 en de beide centrales in Bergum.

Ombouw tot een STEG is niet meegenomen als mogelijk alternatief omdat dit, in dit stadium nu al 80% van de investeringen zijn gegund, een nieuw ontwerp van de centrale zou vergen³.

Variant 1: Geen aanpassingen aan bestaande boiler

In deze variant worden in ieder geval de boiler en het stoomturbine eiland van de geplande kolencentrale afgebouwd. De boiler wordt met aardgas gestookt en produceert elektriciteit als basislasteenheid. Aangenomen is dat een aardgasaansluiting van voldoende capaciteit al beschikbaar is, aangezien in de directe omgeving al een 1.750 MWe gascentrale operationeel is (Eemscentrale 1 - 5 van Electrabel) en twee nieuwe centrales met in totaal 2.400 MW_e vermogen operationeel worden (NUON Magnum en Eemsmund energie).

In principe is er in deze variant geen behoefte aan een rookgasreiniging elektrofilter en rookgasontzwaveling en aan apparatuur en faciliteiten voor opslag en behandeling van kolen en reststoffen, zodat de totale investeringen beperkt blijven tot enkel de kosten voor een boiler, het stoomturbine eiland en de SCR DeNO_x. Mogelijk kunnen de investeringen voor deze onderdelen nog worden teruggedraaid. In deze globale analyse is teruggedraaien van de investeringen als een variant meegenomen.

De aan gasstook gerelateerde emissies, koelwaterlozing en kosten zijn in Figuur 3 weergegeven.

Het nettovermogen en het rendement nemen naar verwachting iets toe ten opzichte van kolenstook, omdat er geen eigen gebruik is voor malen en transport van kolen en assen en omdat rookgasreinigingapparatuur niet in gebruik hoeft te zijn.

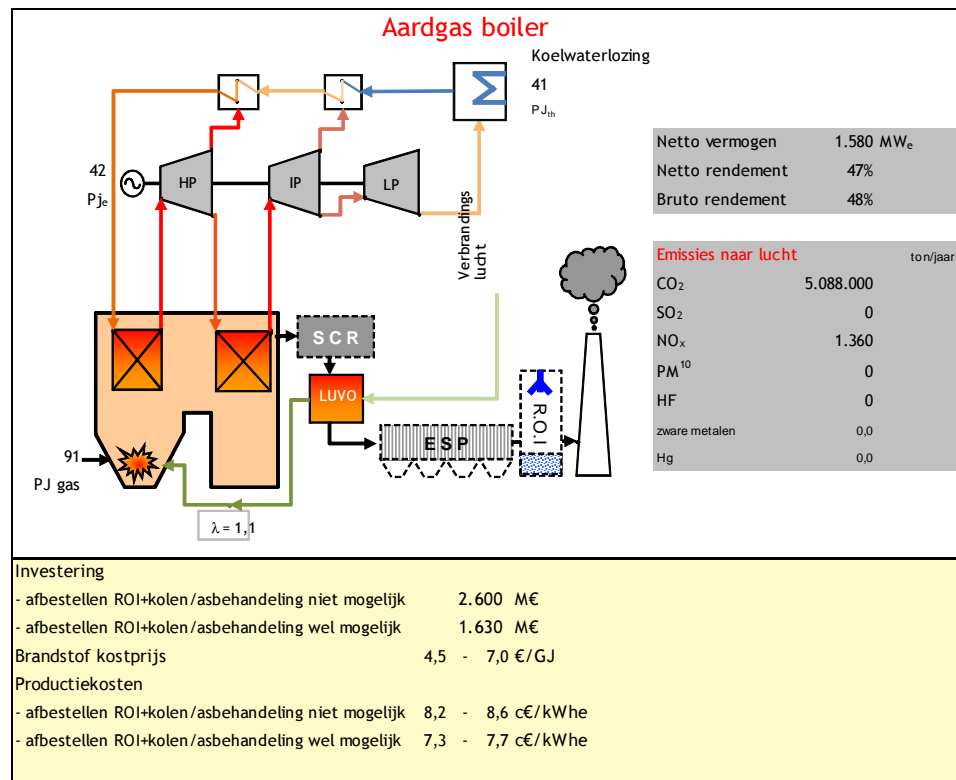
Het feit dat de superkritische boiler van de Hemweg 8 kolencentrale volledig op aardgas kan worden gestookt en dan 20 MW_e meer netto vermogen kan

³ Bij ombouw tot STEG zouden stoomturbine, generator worden behouden en zouden ketels en rookgasreiniging niet worden gebouwd of worden afgebroken. Een hiermee vergelijkbaar project wordt gerealiseerd bij de Claus centrale van Essent in Maasbracht. De stoomturbines van de RWE-centrale zijn ontworpen op gebruik van oververhitte stoom van 600 - 610 °C. Dit is ongeveer gelijk aan de temperatuur van rookgassen uit een moderne 'simple cycle' gasturbine. Aangezien stoomproductie uit rookgassen vereist dat de rookgassen warmer zijn dan de te produceren stoom lijkt het niet realistisch te verwachten dat deze stoomturbines in een STEG kunnen worden hergebruikt.



leveren lijkt erop te wijzen dat voor kolenstook ontworpen superkritische boilers zonder verdere problemen kunnen worden overgeschakeld op aardgas⁴.

Figuur 3 Overzicht specificaties en emissies bij 100% gasstook (voor 7.436 vollastuur equivalenten/jaar)



HP = hoge druk stoomturbine, IP = middendruk stoomturbine, LP = lagedruk stoomturbine; LUVU = lucht voorverwarmer, SCR = DeNO_x installatie, ESP = elektrofilter, R.O.I. = rookgas ontzwaveling.

De emissies van toxische stoffen en van CO₂ zullen bij overschakelen op gas sterk dalen. Dit is ook te verwachten aangezien aardgas niet of nauwelijks metalen, zwavel en halogenen bevat en aangezien de specifieke CO₂-emissie per GJ brandstof ongeveer 40% lager is als voor steenkool.

De netto contant gemaakte productiekosten variëren naar schatting van 7,8 €ct/kWh_e tot 5,3 €ct/kWh_e wanneer we uitgaan van de brandstofkosten en andere aannames uit de door PWC voor Greenpeace uitgevoerde studie (PWC, 2009).

De verwachting is dat de flexibiliteit van de centrale bij aardgasstook niet wezenlijk anders is dan bij kolenstook.

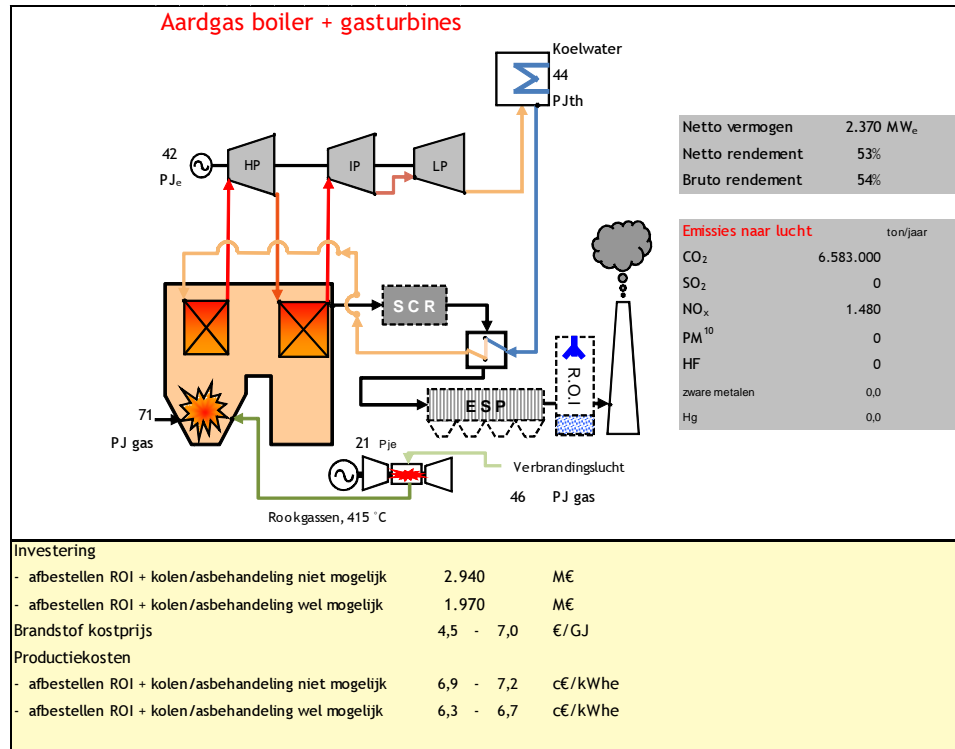
Variant 2: 'Hot windbox repowering' met gasturbine

In deze variant wordt bij de boiler een aantal gasturbines voorgeschakeld en omgebouwd tot een zogenaamde Combi-centrale. De rookgassen van de gasturbines bevatten nog zo'n 13 vol% zuurstof (in lucht: 21%), ruim voldoende om deze rookgassen te gebruiken als verbrandingslucht in de boiler. De warmte van de rookgassen wordt in de boiler gebruikt voor stoomproductie.

⁴ Zie <http://www.energymanagertraining.com/Journal/Best%20Practice%20Brouchure003.pdf>

Een Combi-centrale is dan ook min of meer een combinatie van een conventionele boiler en een STEG.

Figuur 4 Overzicht specificaties en emissies bij 'combi configuratie' (voor 7.436 vollastuur equivalenten/jaar)



HP = hoge druk stoomturbine, IP = middendruk stoomturbine, LP = lagedruk stoomturbine; LUVU = lucht voorverwarmer, SCR = DeNO_x installatie, ESP = elektrofilter, R.O.I. = rookgas ontzwaveling.

In de analyse is uitgegaan van gebruik van vier LMS100 areoderivatieve gasturbines van General Electric per boiler met een vermogen van 98 MW_e per gasturbine en een elektrisch rendement van 45%. Door de relatief lage temperatuur van de rookgassen (circa 410 °C) kunnen deze waarschijnlijk zonder verdere aanpassingen aan de boiler en branders als verbrandingslucht in de boiler worden gebruikt.

Door de combinatie van gasturbines met een hoog rendement en een boiler en stoomcyclus met een hoog rendement, zou naar onze verwachtingen een nettorendement van 53% gehaald kunnen worden.

Het gebruik van rookgassen van gasturbines maakt wel een andere aanpassing noodzakelijk.

Bij gebruik van lucht wordt de lucht voorverwarmd door warmtewisseling met de nog warme rookgassen uit de boiler voordat deze worden ontstoofd en ontzwaveld. Omdat in plaats van lucht, rookgassen van gasturbines worden gebruikt, moeten de warme rookgassen uit de boiler nu hun warmte ergens anders aan afstaan. Aangenomen is dat die warmte wordt gebruikt voor het opwarmen van ketelvoedingwater, zoals bijvoorbeeld ook gebeurt bij de Goi energiecentrale van TEPCO.

De aan de 'combi configuratie' gerelateerde emissies, koelwaterlozing en kosten zijn in Figuur 4 weergegeven.

Het nettovermogen neemt volgens onze schattingen toe met ongeveer 50% tot 2.370 MW_e. Het netto elektrisch rendement zou volgens onze schattingen toenemen tot 53%. Het brandstofgebruik en de koelwaterlozing nemen eveneens toe met respectievelijk 30 en 10%. De beperktere toenames illustreren het hogere nettorendement.

Bij de schattingen is uitgegaan van een 90% belasting van de boiler ten opzichte van vollast. Er is ook rekening gehouden met de balans tussen zuurstof in de gasturbine rookgassen en de zuurstofbehoefte voor het verbranden van de in de boiler 'bijgestookte' aardgas.

De emissies van toxische stoffen en van CO₂ zullen bij overschakelen op gas sterk dalen. Er zal nog een significante jaarvracht aan NO_x zijn, maar deze wordt door toepassing van een SCR DeNO_x beperkt tot circa 13 g/GJ (Arcadis, 2009).

De productiekosten variëren naar schatting van 6,3 €ct/kWh_e tot 4,7 €ct/kWh_e, wanneer we uitgaan van de brandstofkosten en andere aannames uit de door PWC voor Greenpeace uitgevoerde studie (PWC, 2009).

Bij de kostenschatting is rekening gehouden met extra investeringen in gasturbines (M\$ 50 per turbine) en warmtewisselaars voor ketelvoedingwater voorverwarming (€ 50/kW_e oorspronkelijk vermogen).

De op deze wijze aangepaste centrale zal eenzelfde flexibiliteit hebben als de originele kolencentrale. De flexibiliteit van een STEG-centrale is echter groter (zie Figuur 1).



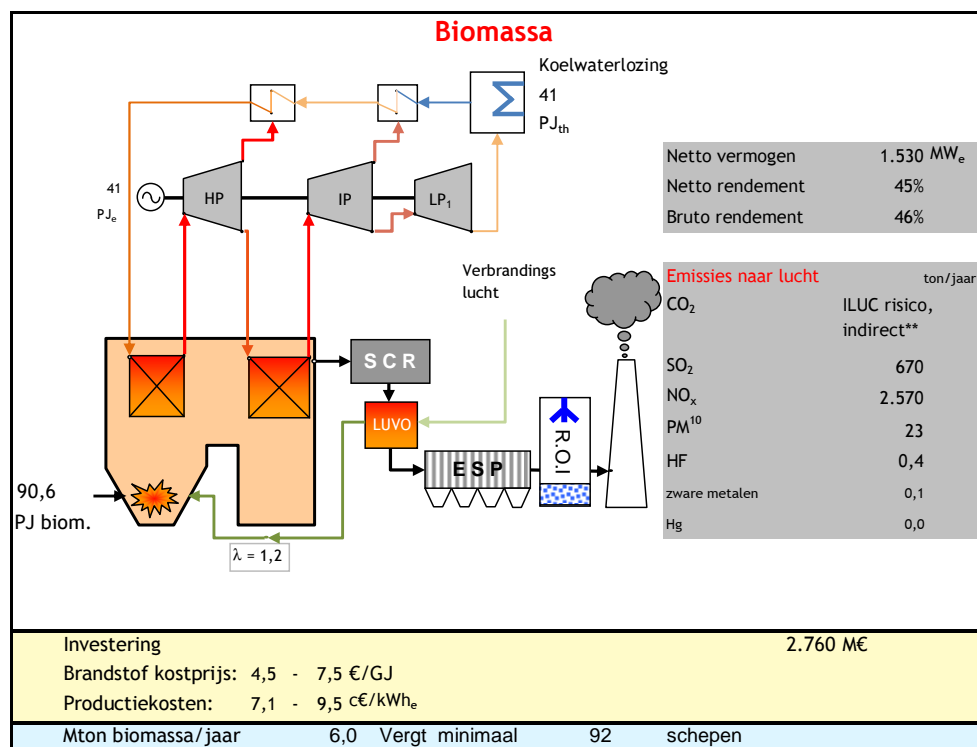
4 Overschakelen op biomassa

Ingeschatte invloed op milieu en economie

In deze variant wordt de centrale volledig afgebouwd, maar wordt deze tevens aangepast om op 100% biomassa te kunnen worden gestookt. Aangenomen is dat er voldoende ruimte is om het volume aan biomassa te kunnen opslaan.

De aan biomassa stoken gerelateerde emissies, koelwaterlozing en kosten zijn in Figuur 5 weergegeven.

Figuur 5 Overzicht specificaties en emissies bij 'biomassa stoken' (voor 7.436 vollastuur equivalenten/jaar)



HP = hoge druk stoomturbine, IP = middendruk stoomturbine, LP = lagedruk stoomturbine; LUVVO = lucht voorverwarmer, SCR = DeNO_x installatie, ESP = elektrofilter, R.O.I. = rookgas ontzwaveling.

** toelichting bij kanttekeningen

Er is voor de analyse uitgegaan van de toepassing van pellets van getorreficeerd schoon hout, afkomstig van zagerijen of geproduceerd als dunningshout bij bosonderhoud⁵.

Om in een voor steenkool stoken ontworpen boiler enkel biomassa of een hoog percentage biomassa te kunnen verstoffen, zal de biomassa weinig halogenen en as moeten bevatten en zal de as een hoge smeltemperatuur moeten hebben. Voor zover ons bekend heeft alleen schoon hout tot nu toe bewezen deze eigenschappen te hebben.

Torreficering zal er voor zorgen dat de eigenschappen van het materiaal meer lijken op die van steenkool.

⁵ Zie bijvoorbeeld:
http://www.essent.nl/content/overessent/actueel/archief/2011/werelds_grootste_houtpelletfabriek_in_gebruik_genomen.html

Het netto vermogen en het rendement nemen naar verwachting iets af doordat er per GJ brandstof iets meer rookgasvolume moet worden verplaatst, waardoor het eigen gebruik van de rookgasventilator toeneemt.

De emissies naar lucht van fijn stof en SO₂ zullen, bij overschakelen op biomassa, dalen. Dit is ook te verwachten aangezien biomassa minder zwavel en as bevat. Maar de emissies van toxische stoffen als HF en zware metalen nemen niet perse af.

De invloed op de netto jaarvrucht van NO_x blijkt in de praktijk moeilijk voorspelbaar. Er is aangenomen dat de specifieke emissie (in g NO_x/GJ) voor biomassa gelijk is aan die van steenkool. De uiteindelijke netto emissie van CO₂ is onzeker en hangt af van de mate van indirecte ontbossing en het soort biomassa dat wordt verstoofd (zie volgende subparagraaf).

Gebruik van biomassa in Eemshaven vergt bijna twee keer zoveel scheepsbewegingen als toepassing van steenkolen.

De productiekosten bedragen naar schatting 10,3 €ct/kWh_e wanneer we uitgaan van de brandstofkosten en andere aannames uit de door CE Delft voor VME uitgevoerde studie (CE, 2009a). Bij de investeringen is rekening gehouden met een extra investering van € 100/kW_e (circa M€ 155) voor faciliteiten om biomassa te kunnen opslaan en te transporteren⁶.

De verwachting is dat de flexibiliteit van de centrale bij biomassastook niet wezenlijk anders is dan bij kolenstook. De centrale kan volgens (RWE, 2009) bij kolenstook al als deellasteenheid opereren.

Kanttekeningen bij biomassa stoken

Minder efficiëntie inzet van biomassa

Het produceren van elektriciteit op basis van biomassa heeft als nadeel dat het een inefficiënte manier is om bij te dragen aan de wettelijke doelstelling voor hernieuwbare energie in de Renewable Energy Directive (RED).

De doelstelling in de 'Directive' is gedefinieerd in eindgebruikseenheden: energie die door de consument wordt afgenomen en gebruikt. Elektriciteit uit biomassa produceren, gebeurt met een rendement van - in het geval van de RWE-centrale - 45%. Dat betekent dat uiteindelijk slechts 45% van de energie-inhoud van de biomassa meetelt als bijdragend aan de RED-doelstelling. Ook in FAO-verband wordt op de inefficiëntie van deze route gewezen⁷. Meestoken of sec verbranden voor elektriciteitsproductie is ook om financiële redenen inefficiënt, aangezien biomassa ook een dure brandstof is en de vervangen steenkool slechts € 2 tot € 3/GJ kost.

Een efficiëntere oplossing zou zijn om vanuit beleid meer in te zetten op het gebruiken van biomassa voor warmte (in een boiler) en warmtekracht koppeling en de doelstelling van 27 PJ uit het 'Nationaal Actieplan' sterk te verhogen. In deze toepassingen wordt de biomassa met rendementen van 80-90% omgezet in - aan de RED-doelstelling bijdragende - warmte (en elektriciteit) en wordt de energie-inhoud efficiënter benut vanuit het

⁶ Zie bijvoorbeeld: http://www.ieabcc.nl/publications/paper_cofiring.pdf of www.ef4.be/documents/.../15_electrabel.pdf

⁷ Zie <http://www.fao.org/docrep/meeting/018/k7431e.pdf>



perspectief van de RED-doelstelling. Er zou vanwege het efficiëntere gebruik minder biomassa nodig zijn om de doelstelling te halen. Bovendien wordt aardgas uitgespaard, een driemaal duurder brandstof vergeleken met steenkool.

Er is voor deze toepassing nog een aanzienlijke ruimte van tenminste 60 PJ aan warmtevraag bij voedingsmiddelenindustrie, papierindustrie en chemie door ombouw van ketels of plaatsing van bio-WKK-centrales. Ook in de tuinbouw is nog ruimte voor directe inzet van vaste biomassa.

Risico op ILUC en discussie over tijdsruimte waarop CO₂-reductie wordt gerealiseerd

Een andere kanttekening betreft het risico van extra ontbossing en extra emissies van CO₂ door ontbossing. De voor elektriciteitsproductie uit biomassa benodigde grote hoeveelheid materiaal is niet eenvoudig beschikbaar op de markt. Er wordt geschat⁸ dat er in Europa een tekort van 260 miljoen m³ hout is om één traditionele houtgebruikende sectoren als de papierindustrie van grondstoffen te voorzien én de energiesector van voldoende hout te voorzien. Hernieuwbaar energiebeleid zou nu al leiden tot stilleggen van papierfabrieken vanwege tekort aan grondstoffen⁹.

Niet alleen Nederland heeft houtpellets nodig. In 'Biomass, a burning issue'¹⁰ wordt becijferd dat Groot-Brittannië voor het halen van haar RED-doelen 35 Mton/jaar aan houtpellets moet gaan importeren. De druk op de houtmarkt zal dus fors toenemen en daarmee het risico op indirecte ontbossing.

Er is daarnaast discussie in wetenschappelijke kringen over de mate waarin gebruik van hout van volwassen bomen een reductie van CO₂-emissies geeft (zie bijvoorbeeld EEA, 2011)¹¹.

⁸ Zie <http://www.icfpa.org/keymessages0510.pdf>

⁹ Zie <http://www.pulpapernews.com/2010/04/cepi-highlights-wood-use-concerns>

¹⁰ Zie: <http://www.aecb.net/UserFiles/File/Biomass%20-%20A%20Burning%20Issue%20-%20published%20September%2020101.pdf>

¹¹ Zie <http://www.eea.europa.eu/about-us/governance/scientific-committee/sc-opinions/opinions-on-scientific-issues/sc-opinion-on-greenhouse-gas>



5 Vergelijking van de prestaties

In Tabel 1 is een samenvattend overzicht gegeven met indicatieve cijfers voor procesparameters, emissies en economische parameters.

Tabel 1 Overzicht geschatte omvang van diverse parameters voor de beschouwde verschillende brandstoffen

	Steenkool stoken	Aardgas stoken	Combi-configuratie aardgas	Biomassa stoken
Netto vermogen (MW _e)	1.560	1.580	2.370	1530
Netto rendement	46%	47%	53%	45%
Bruto rendement	48%	48%	54%	46%
Emissies naar lucht (ton/jaar)				
CO ₂	8.423.000	5.088.000	6.583.000	ILUC risico, indirect
SO ₂	1.818	0	0	667
NO _x	2.566	1.359	1.477	2.566
PM ¹⁰	171,00	0	0	23,35
HF	16,00	0	0	0,42
zware metalen	0,20	0	0	0,06
Hg	0,10	0	0	0,00
Koelwaterlozing (PJ)				
	41	41	44	41
Scheepsbewegingen/jaar				
	55			92
Investing, kostprijs centrale (M€)				
- enkel boiler	n.v.t.	1.650	2.000	n.v.t.
- ook rookgasreiniging	2.600	2.600	3.000	2.800

Zoals ook aangegeven in de tekst van voorgaande drie paragrafen geeft aardgas stoken minder emissies van toxische stoffen en een gereduceerde emissie van CO₂ en NO_x. Er is geen aanvoer van brandstof per schip nodig.



6 Inpasbaarheid in de markt

Bij inpasbaarheid in de markt spelen een aantal deelvragen, met name:

- zijn de productiekosten op korte en lange termijn concurrerend;
- is er voldoende vraag voor het extra vermogen.

Ter vergelijking, de Nederlandse elektriciteitsconsumptie bedroeg anno 2008 circa 120 TWh_e, waarvan circa 65 TWh_e basislastvraag. De basislast werd voor circa 15 TWh_e gedekt met import en voor circa 50 TWh_e gedekt door binnenlandse productie:

- kernvermogen, kolenvermogen, hoogovengas totaal circa 30 TWh_e;
- gasgestookte WKK-centrales in chemie, raffinagesector, papierindustrie circa 20 TWh_e.

Kosten in relatie tot overige centrales

De kosten van een nieuwe gascentrale bedragen 1,4 €ct vast en 4,9 €ct per kWh variabel (de marginale kosten, inclusief kosten CO₂ bij € 15 per ton). Ombouw van de RWE-centrale tot gascentrale leiden tot een relatief dure gascentrale: 2,5 €ct vast en 6,0 €ct per kWh variabel. Voor de kolencentrale zijn deze kosten 3,3 respectievelijk 2,6 €ct/kWh (zie paragraaf 2).

Dit betekent dat als een centrale eenmaal is gebouwd en in bedrijf is de marginale kosten voor kolenstroom lager zijn dan die van stroom uit een gascentrale.

Pas bij een CO₂-prijs van circa € 50 of meer, worden de marginale kosten van kolen hoger dan die van gas (zie Tabel 2 en Figuur 6). De marginale kosten van de nieuwe RWE-kolencentrale zijn de laagste van Nederland vanwege de hoge rendementen die met de centrale worden gehaald (46%) en de lage brandstofkosten (€ 2 per GJ). Ander kolencentrales hebben lagere rendementen (Hemweg 40%). Centrales met hogere rendementen (STEG Flevocentrale 56%) hebben hogere brandstofkosten (€ 7,5 per GJ).

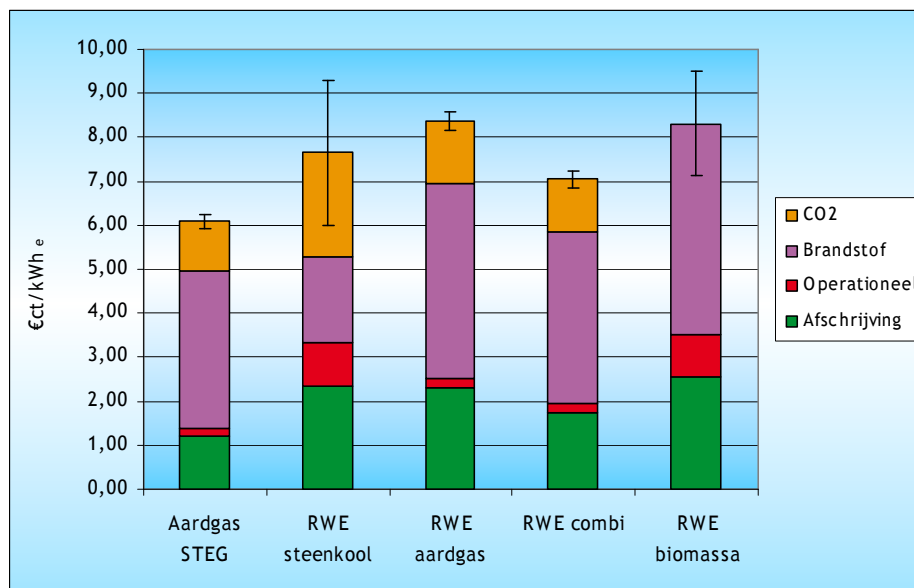
Tabel 2 Overzichtstabel elektriciteitsproductiekosten nieuwe centrales (in €ct per kWh)

Per kWh	Vast	Operationeel	Brandstof	CO ₂	Totaal
STEG - 1600	1,2	0,2	2,8-4,3	0,5-1,7	5,9-6,3
RWE-Kolen	2,3	1,0	1,6-2,3	1,1-3,6	6,0-9,3
RWE-ombouw gas	2,3	0,2	3,5-5,4	0,7-2,2	8,2-8,6
RWE-ombouw gas 2	1,8	0,2	3,1-4,8	0,6-1,9	6,9-7,2
RWE-gebruik 100% biomassa	2,5	1,0	3,6-6,0	0	7,1-9,5

Bron: CE, 2011.



Figuur 6 Gevisualiseerde gemiddelde productiekosten en spreiding



Toelichting: bij de figuur en bij Tabel 2: in de berekeningen is de volgende bandbreedtes voor brandstofkosten en CO₂-prijs aangehouden:

Kolen	€ 2 - 3 per GJ
Aardgas	€ 7,5 - 4,5 per GJ
Biomassa	€ 7,5 - 4,5 per GJ
CO ₂	€ 15 - 50 per ton

Bron: CE Delft, 2011.

Overcapaciteit

In de berekeningen van de totale capaciteit in Nederland in 2020, is de RWE-centrale opgenomen voor 1,6 GW als onderdeel van de 11,2 GW die in de periode 2008-2020 wordt gebouwd. Dit leidt tot overcapaciteit. Vergroten van de centrale met 800 MW zal de overcapaciteit vergroten.

Tabel 3 Overzichtstabel elektriciteitsproductie in NL (in GW)

	2008	Mutatie	Totaal 2020
Centraal	14,9		
- Uit bedrijf		-6,4	19,7
- Nieuwbouw		11,2	
Decentraal (WKK)	6,5	2	8,5
Wind	2	10	12
Totaal	23,4	16,8	40,2

Bron: CE, 2009.

De elektriciteitsvraag in Nederland groeit naar verwachting van 120 TWh in 2008 naar 145 TWh in 2020 en neemt dus met 20% toe. Hierbij is uitgegaan van de scenario's van ECN voor Schoon en Zuinig met correctie voor elektrisch vervoer, economische recessie en de moeilijkheid om de elektriciteitsvraag te beperken. De vermogensgroei is per saldo 70%. De conclusie van (CE, 2009) is overcapaciteit waardoor het aandeel hernieuwbaar in de knel komt en/of er een omslag is van import naar export van elektriciteit. Dat wordt onderschreven door (ECN, april 2010) die daarbij nog uitgaat van het in bedrijf blijven van de Duitse kerncentrales. Inmiddels heeft Duitsland het besluit



genomen de kerncentrales versneld te sluiten (Atomausstieg) wat zal resulteren in import van onder andere Nederlandse elektriciteit. De RWE-centrale zal daar misschien niet direct aan deelnemen (afhankelijk van contracten die voor deze centrale zijn/worden gesloten), maar het Nederlandse productiepark zal zeker gaan exporteren.

Aandeel hernieuwbaar

Om de EU-doelen m.b.t. hernieuwbaar te kunnen realiseren zal in 2020 35% elektriciteit (50 TWh) uit hernieuwbare bronnen moeten worden opgewekt. De RWE-centrale zal daar als kolencentrale of als gascentrale geen bijdrage aan kunnen leveren; groengas voor elektriciteitsproductie is niet beschikbaar. Alleen de (bijgestookte) biomassa kan een bijdrage leveren aan de 50 TWh hernieuwbaar, met de kanttekening dat dit niet de meest efficiënte wijze is om de biomassa te laten meetellen voor de RED (zie paragraaf 5).

Regionale net

De capaciteit van het hoogspanningsnet vanuit de Eemshaven wordt momenteel uitgebreid en zal in 2016 gereed zijn. De capaciteit zal daarmee met 5.000 MW worden uitgebreid, voldoende om de elektriciteitsproductie van Eemshaven (Eemscentrale, Magnum, Eemsmond Energie, RWE-centrale verminderd met lokaal gebruik, o.a. Aldel) naar de rest van Nederland te transporteren. Ook een groter vermogen bij ombouw van de RWE-centrale tot gascentrale hoeft geen probleem te zijn. Daarnaast wordt momenteel COBRA-cable voorbereid, een verbinding tussen Denemarken en Eemshaven van 700 MW met name om Denemarken en Nederland elektriciteit uit te kunnen laten wisselen (marktwerking en verbeteren voorzienings-zekerheid). De beslissing wordt in 2012 genomen. Deze verbinding zal ook bruikbaar zijn om elektriciteit van de RWE-centrale en de andere centrales in de Eemshaven te exporteren naar Denemarken.

Conventionele centrales en windparken hoeven niet strijdig te zijn. Zowel een moderne kolencentrale als een gascentrale kunnen snel op- en afregelen (gas 38 MW/min en kolen 26 MW/min, zie ook paragraaf 2). Hierdoor kunnen beide type centrales een goede backup zijn voor grote windparken in de regio Eemshaven. Er liggen goede technische mogelijkheden om windparken in de regio Eemshaven aan te sluiten op het Nederlandse net. Voor Duitse parken geldt op dit moment een beperking omdat de Duitse einspeiseverguetung (feedin-tarief) is gekoppeld aan invoeding in het Duitse net zodat op korte termijn de technische inpassing niet financieel aantrekkelijk zal zijn. Als de conventionele centrales worden gebruikt als backup voor windelektriciteit zal de bedrijfstijd afnemen en daarmee de vaste kosten per kWh stijgen.



7 Gebruikte literatuur

Arcadis, 2009

Milieu-effectrapport Aardgasgestookte Elektriciteitscentrale Eemshaven
Arnhem : Arcadis, 2009

Website:

<http://www.advancedpower.ch/projects/B02024CE90A1%20MER%20Eemsmond%20Energie.pdf>

CE, 2009a

F.J. (Frans) Rooijers, S.M. (Sander) de Bruyn, M.I. (Margret) Groot, L.M.L. (Lonneke) Wielders

Duurzame elektriciteitsmarkt? : Zonder aanvullend beleid worden de duurzame energiedoelen niet gehaald

Delft : CE Delft, 2009

CE, 2009b

H.J. (Harry) Croezen, M.I. (Margret) Groot, J.H.B. (Jos) Benner

Een schoner en zuiniger elektriciteitspark in 2020 : Concrete mogelijkheden

Delft : CE Delft, 2009

CE, 2010a

D. (Dorien) Bennink, F.J. (Frans) Rooijers, H.J. (Harry) Croezen,

F. (Femke) de Jong, A. (Agnieszka) Markowska

VME Energy Transition Strategy : External Costs and Benefits of Electricity Generation

Delft : CE Delft, 2010

CE, 2010b

B.L. (Benno) Schepers, M. (Mart) Bles

Meer energie uit biomassa

Delft : CE Delft, 2010

CE, 2011

Model kosten elektriciteitsproductie

Intern CE computermodel gebruikt voor [CE, 2010a] met aangepaste brandstofcijfers.

EC, 2009

Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC
In: Official Journal of the European Union, L140 (5-6-2009); p. 16-62

EEA, 2011

Opinion of the EEA Scientific Committee on Greenhouse Gas Accounting in Relation to Bioenergy

European Environment Agency Scientific Committee, 15 September 2011

PWC, 2008

J.W. Velthuis, et al.

A financial and economic comparison of coal, gas and wind as options for Dutch electricity generation

Amsterdam : PricewaterhouseCoopers Advisory N.V., 2008



RWE, 2009

Facts & Figures (Updated May 2009), p. 21

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/111798/data/111814/39053/rwe/presse-news/downloads/Facts-Figures.pdf>

TenneT, 2011

Website, persbericht:

<http://www.tennet.org/projecten/Projecteninhethoorden/NoordWest380.asp>

