

Definitief, v3

ECN-BS--07-037
13 december 2007
77830

Notitie **Vragen over nieuwe kolencentrales in Nederland**

Aan Ministerie van Economische Zaken

Kopie aan Remko Ybema
 Bert Daniëls
 Ton van Dril
 Sebastiaan Hers
 Xander van Tilburg

Van Ad Seebregts
 Martin Scheepers

Achtergrond en inleiding

Deze notitie beantwoordt een aantal vragen van EZ over de nieuwe geplande kolencentrales in Nederland. EZ heeft ECN eind november gevraagd op korte termijn ('Ad hoc') deze antwoorden en ondersteunende informatie te verschaffen. EZ wil de informatie benutten in de gesprekken die zij voert met de initiatiefnemers voor de nieuwe kolencentrales. Dit betreft Nuon, Electrabel Nederland, E.ON Benelux, RWE Power AG, en Essent.

De vragen

Op de volgende vragen wordt in deze notitie ingegaan:

1. Wat is de positie in de elektriciteitsmarkt van een nieuwe kolencentrale t.o.v. een nieuwe gascentrale?
2. Wat betekent het verplicht stellen van een bepaald percentage meestook biomassa?
3. Een nieuwe kolencentrale in Nederland of in Duitsland: wat is het verschil?
4. Wat betekent het toepassen van CCS op de positie van kolencentrales in de elektriciteitsmarkt?
5. Hoe liggen de verhoudingen bij verschillende prijzenscenario's?

Status van deze notitie en relatie met andere projecten

Een aantal elementen in deze notitie is tevens relevant in het kader van het project LUVU S&Z dat ECN momenteel uitvoert voor VROM. Hierin spelen inschattingen over nieuwe kolencentrales en hun mogelijke impact op luchtverontreinigende emissies (NO_x, SO₂ en fijn stof) in de zichtjaren 2015 en 2020 een belangrijke rol. Ook mogelijke effecten op de importen vanuit dan wel exporten naar Duitsland spelen in die studie een prominente rol. ECN voert binnenkort, op verzoek van EZ (Vragen voor Morgen project 'Nederland duurte-eiland elektriciteit' ten behoeve van het Energie-rapport 2008), een kwantitatieve analyse uit van de penta-laterale elektriciteitsmarkt (Nederland, Duitsland, België, Frankrijk en Luxemburg, alsmede verbindingen met VK en Noorwegen). Die analyse betreft het jaar 2020 onder verschillende omstandigheden (brandstofprijzen en CO₂-prijs, nieuwbouw en sluiting centrales, uitbreiding inter-connectie capaciteit).

Wat beantwoordt deze notitie niet?

Bij de beantwoording van de vragen is vooral gekeken naar de variabele kosten van de elektriciteitsproductie. Deze kosten bepalen de inzet van de centrales (en dus de brandstofmix en daaruit

afgeleid o.a. CO₂-emissies). De variabele kosten bepalen voor een belangrijk deel de marktprijs voor elektriciteit. Voor investeerders zijn de integrale kosten, dus inclusief investerings- en financieringskosten, zeker zo belangrijk. Dit investeerderperspectief en deze kosten zijn in deze notitie niet nader beschouwd.

EZ heeft naar aanleiding van een eerste conceptversie van deze notitie (versie v2, 29 november 2007) extra vragen gesteld over de vergelijking 'kolencentrale in Nederland vs. in Duitsland.' (Vraag 3 hierboven). Een van de vragen betrof het verplicht stellen van biomassa in een Nederlandse kolencentrale en een vergelijking met een Duitse kolencentrale (zonder biomassa). Die vraag is extra beantwoord. Andere vragen waren:

- a. Hoeveel marge is er om in Nederland extra eisen aan nieuwe kolencentrales te stellen, zonder dat producenten besluiten dan toch liever de kolencentrales in Duitsland te bouwen?
- b. Hoe lang zouden Nederlandse kolencentrales kunnen 'profiteren' van een hogere marktprijs in Nederland?
- c. Wanneer zijn de condities van de penta-laterale elektriciteitsmarkt zodanig dat er een meer 'onbeperkte' transport van stroom tussen beide landen kan plaatsvinden?

Deze vragen kunnen beantwoord worden op basis van de hierboven genoemde kwantitatieve analyses van de penta-laterale elektriciteitsmarkt die binnenkort worden uitgevoerd.

Samenvatting van de antwoorden en conclusies

1. Wat is de positie in de elektriciteitsmarkt van een nieuwe kolencentrale t.o.v. een nieuwe gascentrale?

- 1.1. De brandstofkosten van een nieuwe kolencentrale zijn ca. 16 €/MWh (bij 2 €/GJ kolenprijs). Dit is beduidend minder dan de brandstofkosten van een nieuwe gascentrale die ca. 43 €/MWh bedragen (bij 7€/GJ aardgasprijs, is ca. 22 ct/m³).
- 1.2. Bij een relatief lage CO₂-prijs blijft een nieuwe kolencentrale vooraan in de merit order (inzetvolgorde). De marginale kosten blijven dan beduidend lager dan die voor een nieuwe gascentrale, ook indien de aardgasprijs relatief laag is.
- 1.3. Bij een relatief hoge CO₂-prijs zou dat beeld kunnen wijzigen. Het omslagpunt is daarbij wel afhankelijk van de verhouding tussen de aardgas- en kolenprijs. Ter illustratie: bij een kolenprijs en aardgasprijs van ca. 2 resp. 6 €/GJ, ongeveer gelijk aan de waarden uit het GEHP scenario, ligt dat omslagpunt pas rond de 55 €/ton CO₂. Bij een aardgasprijs van 4 €/GJ ligt het omslagpunt rond 25 €/ton CO₂.
- 1.4. Gascentrales kunnen veel sneller op en af worden geregeld dan kolencentrales. Dit vertegenwoordigt ook een marktwaarde, bijvoorbeeld in een situatie met sterk variërende belasting of fluctuerende productiecapaciteit (zoals fluctuerend aanbod van windenergie in een park met veel windcapaciteit). In ieder geval zijn poederkoolcentrales minder flexibel dan gascentrales.

2. Wat betekent het verplicht stellen van een bepaald percentage meestook biomassa?

- 2.1. Indien er (verplicht) een aandeel biomassa wordt verondersteld van bijvoorbeeld 20 of 40 %, dan nemen de variabele kosten van de kolencentrale bij lage CO₂-prijs aanvankelijk toe ten opzichte van 100% kolen. Bij hogere CO₂-prijs kan het CO₂-voordeel van biomassa de hogere biomassaprijs compenseren. In dat geval zullen de variabele kosten van een nieuwe kolencentrale met biomassa relatief gunstiger zijn dan die van een nieuwe gascentrale (zie ook 3.5 hieronder).

3. Een nieuwe kolencentrale in Nederland of in Duitsland: wat is het verschil?

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

- 3.2. Voorlopig kunnen ook de opbrengsten van een kWh geproduceerd door een kolencentrale in Nederland hoger liggen door de hogere prijs op de Nederlandse markt. Dat geldt vooral in de piekuren. Bij een veel hogere CO₂-prijs zou dat beeld echter in de toekomst kunnen veranderen. De elektriciteitsprijzen op de Nederlandse en de Duitse markt convergeren onder invloed van 'marktkoppeling', uitbreiding van inter-connectie capaciteit, wijzingen in de beide productieparken, oplopende CO₂-prijzen.
- 3.3. Nieuwe centrales krijgen zowel in Nederland als in Duitsland in het NAP 2008-2012 rechten toegewezen op basis van de beste commercieel opererende vergelijkbare centrale wereldwijd.
- 3.4. In Duitsland krijgen alleen kleinschalige biomassa installaties (<20 MW) subsidie (feed-in tarief). Er lijkt geen regeling te bestaan die meestook van biomassa in kolencentrales stimuleert. Dat is dus een verschil met het Nederlandse beleid.
- 3.5. Bij relatief hoge CO₂-prijzen (ruim 40 €/ton CO₂ of meer) kunnen de variabele kosten van een Nederlandse kolencentrale met verplichte biomassa meestook, lager zijn dan die van een vergelijkbare kolencentrale in Duitsland, zonder biomassa. Hierbij is uitgegaan van een biomassa prijs van 6,6 €/GJ ten opzichte van 2 €/GJ voor kolen. Bij lage CO₂-prijzen is dat niet of veel minder het geval. Tot een biomassa percentage van 7% zijn de variabele kosten in Nederland lager, ongeacht de CO₂-prijs.

4. Wat betekent het toepassen van CCS op de positie van kolencentrales in de elektriciteitsmarkt?

- 4.1. Indien bij een nieuwe kolencentrale CCS wordt toegepast zullen de CO₂-emissies drastisch kunnen dalen. Bij een rendementsverlies van 9%-punt (37% i.p.v. 46%) en een CO₂ afvang percentage van 75%, komen de CO₂-emissies uit op 320 gram/kWh (100% steenkool). Dit is vergelijkbaar met de CO₂-emissie van een nieuwe gascentrale.
- 4.2. Indien tevens biomassa wordt gestookt, kunnen de CO₂-emissies nog verder dalen. In principe kunnen dan zelfs 'negatieve CO₂-emissies' resulteren. Bij een biomassapercentage van 60% is de CO₂-emissie -80 gram/kWh.
- 4.3. In bijna alle gevallen zijn de variabele kosten van een nieuwe gascentrale hoger dan de nieuwe kolencentrale met CO₂ afvang (onder de gemaakte veronderstellingen).
- 4.4. Echter, de extra kosten van CCS bij nieuwe kolencentrales zitten vooral in de extra investeringen en hogere overige O&M kosten. Deze zijn hier niet nader beschouwd. Daarbij is het toepassen van CCS op grote schaal een nog onbewezen technologie. Een hoge betrouwbaarheid en hoge beschikbaarheid is voor elektriciteitsproducenten in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt zeer belangrijk. Een lage beschikbaarheid en betrouwbaarheid leidt tot verlies aan opbrengsten en extra kosten voor onbalans.

5. Hoe liggen de verhoudingen bij verschillende prijsenscenario's?

Het antwoord op deze vraag is terug te vinden bij de antwoorden van bovenstaande vragen. In de diverse Figuren 1.2 tot en met 4.2 zijn de verschillen bij wisselende prijzen en prijzenverhoudingen af te lezen. Er is een aantal indicatieve berekeningen uitgevoerd, waarbij vooral de aardgas- en CO₂-prijzen zijn gevarieerd, maar tevens de biomassaprijs. Deze prijzen zijn de belangrijkste onzekere prijsfactoren. In principe zijn ook andere keuzes voor bijvoorbeeld de kolenprijs mogelijk. Daar is vanwege de korte tijdspanne vanaf gezien.

1. Wat is de positie van een nieuwe kolencentrale t.o.v. een nieuwe gascentrale?

Brandstofkosten en CO₂-kosten

De nieuwe kolencentrales hebben een omzettingsrendement van ca. 46%. Nieuwe gascentrales van het STEG type hebben een rendement van ca. 58%. De gemiddelde CO₂-emissiefactoren zijn dan resp. ca. 740 en 350 gram per kWh. Een nieuwe kolencentrale stoot dus per geproduceerde kWh ruim 2 keer zoveel CO₂ uit dan een nieuwe gascentrale. De CO₂-kosten zijn dus ook ca. 2 keer zo hoog.

Daartegenover, zijn de brandstofkosten voor een nieuwe kolencentrale beduidend lager dan die voor een nieuwe gascentrale. Ter illustratie: in het Global Economy Hoge Olieprijs scenario is gerekend met een kolenprijs van 2 €/GJ en een aardgasprijs van ca. 7 €/GJ. De brandstofkosten zijn dan resp. 16 en 43 €/MWh.

De positie van een nieuwe kolen- en gascentrales kan worden geïllustreerd aan de hand van een supply curve¹ voor elektriciteit. Zo'n curve is in Figuur 1.1 weergegeven voor het jaar 2013. Hierbij is uitgegaan van 4 nieuwe gascentrales en 3 nieuwe kolencentrales (vanaf 2007). De supply curve zal hierdoor naar rechts schuiven ten opzichte van de situatie zonder die nieuwe centrales. De elektriciteitsprijs zal zowel in de dal- als in de piekuren naar beneden gaan, ten opzichte van de situatie dat dit nieuwe vermogen niet zal worden gebouwd. Er zal minder elektriciteit worden geïmporteerd en mogelijk zelfs elektriciteit worden geëxporteerd. Dit laatste is vooral afhankelijk van de vraag hoe het productiepark zich in het buitenland ontwikkelt (wordt er voldoende nieuwe productievermogen gerealiseerd in verhouding tot de groei van de elektriciteitsvraag, welke typen centrales worden daar bijgebouwd of juist gesloten, wordt de piekvraag in het buitenland met gascentrales gedekt, etc.). De Nederlandse groothandelsprijzen voor elektriciteit zullen meer gaan convergeren met die van het buitenland door een toenemende integratie van de Nederlandse markt met die van onze buurlanden (o.m. 'marktkoppeling' en uitbreiding van inter-connectie capaciteit), door aanpassingen van de productieparken (bijv. Nederland meer kolenvermogen, buitenland meer gasvermogen) en oplopende CO₂-prijzen.

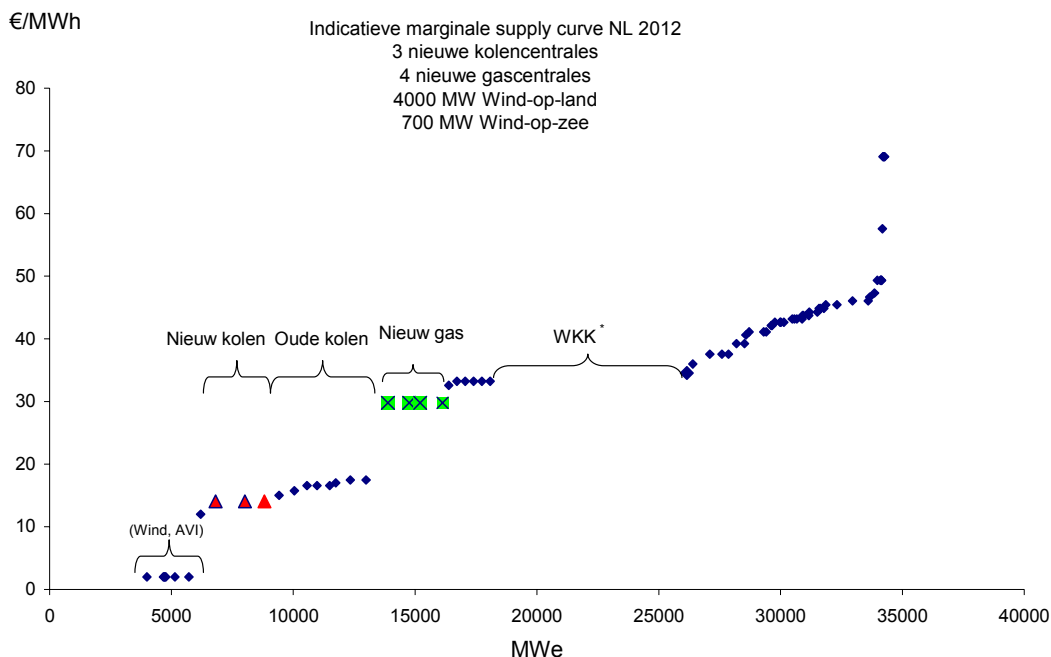
De nieuwe kolencentrales bevinden zich in de supply curve links van de oude kolencentrales. Zij hebben door hun betere efficiency (46% vs. gemiddeld 39-40%) lagere brandstofkosten en CO₂-kosten. Worden de nieuwe kolencentrales uitgerust met CO₂-afvang, dan zal het omzettingsrendement dalen (van 46% naar minder dan 40%) en zullen de short-run costs per MWh hoger komen te liggen. Nieuwe kolencentrales met CCS zullen in de supply-curve dan rechts van de oude centrales terecht komen.

In onderstaande Figuur 1.1 is ter illustratie een marginal supply curve getekend voor het jaar 2013, bij een CO₂-prijs van nul. In de figuur zijn een drietal nieuwbouwplannen voor kolencentrales geëffectueerd. Deze bevinden zich links van de oude acht kolengestookte eenheden.

Om het variabele kostenverschil bij verschillende aardgas- en kolenprijsverhoudingen en bij verschillende CO₂-kosten te illustreren, zijn de verschillen in Tabel 1 weergegeven. In Figuur 1.2 ge-

¹ De supply curve komt tot stand door het vermogen van de centrales in volgorde van oplopende short-run costs (brandstofkosten, kosten CO₂-rechten, variabele bedrijfskosten) te rangschikken. Opgemerkt moet worden dat WKK niet goed in de supply curve wordt gerepresenteerd omdat de opbrengst van de warmtelevering niet is verdisconteerd. Hierdoor zal (een deel) van de WKK waarschijnlijk meer naar links in de supply curve zitten. Dit aspect wordt in het kader van deze notitie dus gemakshalve even verwaarloosd. Verder is in de figuur een 100% beschikbaarheid verondersteld.

ven negatieve waarden aan dat de variabele kosten van kolencentrales hoger zijn dan die van nieuwe gascentrales.



Figuur 1.1 *Indicative marginale supply curve voor Nederland, jaar 2012, inclusief 3 nieuwe kolencentrales, 4 nieuwe gascentrales, en ca. 5 GW windenergie (CO₂-prijs = 0, geen CCS, geen biomassa meestook, kolenprijs 2€/GJ; aardgasprijs 4,7 €/GJ). Geen rekening gehouden met niet-beschikbaarheid*

De brandstofkosten van een nieuwe kolencentrale zijn ca. 16 €/MWh (bij €/GJ kolenprijs). Dit is beduidend minder dan de brandstofkosten van een nieuwe gascentrale die ca. 43 €/MWh bedragen (bij 7€/GJ aardgasprijs, is ca. 22 ct/m³). Bij stijgende CO₂-kosten nemen de marginale kosten toe.

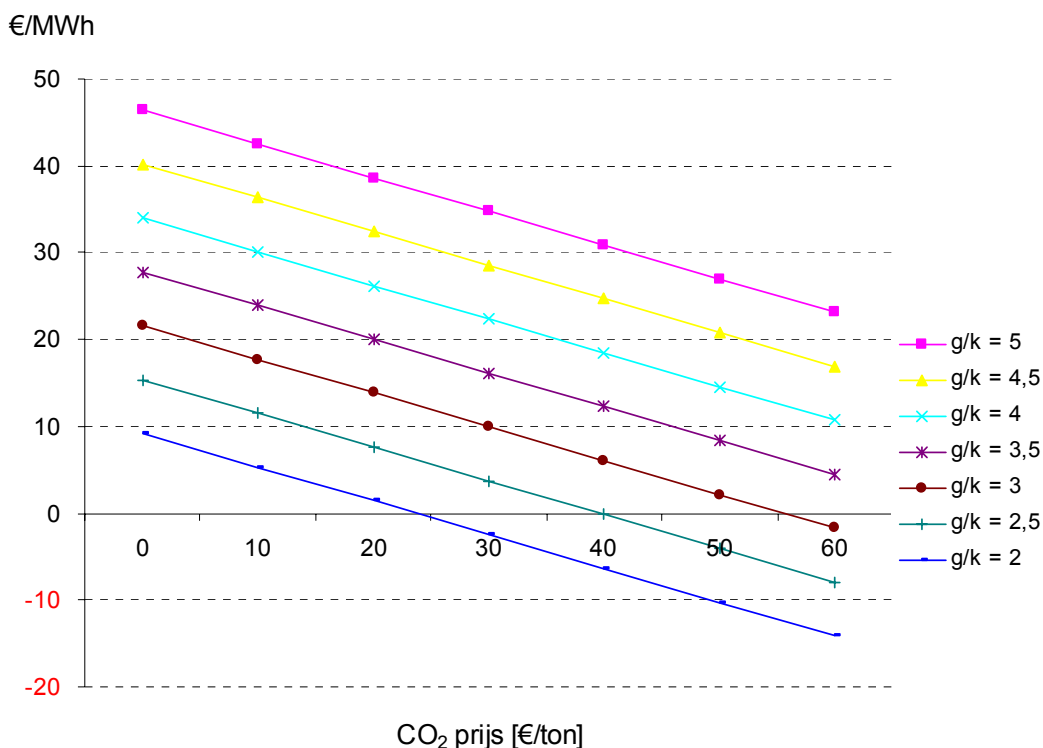
Tabel 1 *Marginale kosten (€/MWh)²⁾ nieuw kolen versus nieuw gas, bij oplopende CO₂-prijs, en bij verschillende aardgasprijzen (vaste kolenprijs van 2€/GJ); geen biomassa*

					EU-laag S&Z						EU-hoog S&Z			
CO ₂ prijs (€/t)	0	0	10	10	20	20	30	30	40	40	50	50	60	60
g/k ¹⁾	kolen	gas	kolen	gas	kolen	gas	kolen	gas	kolen	gas	kolen	gas	kolen	gas
2		25		28		32		35		39		42		46
2.5		31		35		38		42		45		49		52
3		37		41		44		48		51		55		58
3.5	16	43	23	47	30	50	38	54	45	58	53	61	60	65
4		50		53		57		60		64		67		71
4.5		56		59		63		66		70		73		77
5		62		66		69		73		76		80		83

1) g/k = verhouding aardgasprijs/kolenprijs. Een verhouding van 3,5 is ongeveer de verhouding zoals geldt voor het GEHP scenario in 2020.

2) De marginale kosten zijn exclusief overige variabele operationele kosten. Deze zijn te verwaarlozen ten opzichte van de brandstof- en CO₂-kosten.

In Figuur 1.2 staan de verschillen weergegeven. Bij een relatief lage CO₂-prijs heeft een nieuwe gascentrale hogere variabele kosten. De marginale kosten blijven dan beduidend lager dan voor een nieuwe gascentrale, ook indien de aardgasprijs relatief laag is (lage g/k verhouding waarden). Bij een relatief hoge CO₂-prijs kan het beeld wijzigen. Het omslagpunt is daarbij wel afhankelijk van de verhouding tussen de aardgas- en kolenprijs. Ter illustratie: bij een kolenprijs en aardgasprijs van ca. 2 resp. 6 €/GJ (g/k = 3), ongeveer gelijk aan de waarden uit het GEHP-scenario, ligt dat omslagpunt rond de 55 €/ton CO₂. Bij een aardgasprijs van 4 €/GJ (g/k = 2) ligt het omslagpunt rond de 25 €/ton CO₂.



Figuur 1.2 *Verskil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; 100% kolen (geen biomassa)*

Flexibiliteit: gascentrale in het voordeel

Een ander aspect dat zich minder eenvoudig in kwantitatieve zin laat uitdrukken, is het voordeel dat nieuwe gascentrales hebben in termen van flexibiliteit. Gascentrales kunnen veel sneller op en af worden geregeld dan kolencentrales. Dit vertegenwoordigt ook een marktwaarde, bijvoorbeeld in situaties met een hoge of een sterk variërende belasting of fluctuerende productiecapaciteit (zoals fluctuerend aanbod van windenergie in een park met veel windcapaciteit). In ieder geval zijn poederkoolcentrales minder flexibel dan gascentrales. Het multi-fuel vergassingsconcept van Nuon's Magnum ontwerp kan waarschijnlijk een stuk flexibeler worden bedreven dan een poederkoolcentrale.

2. Wat betekent het verplicht stellen van een bepaald percentage meestook biomassa?

Nieuwe typen poederkoolcentrales kunnen worden ontworpen voor een meestookpercentage van 60% (zie bijvoorbeeld de Electrabel kolencentrale). In de plannen maken de diverse producenten verschillende keuzes van 20% (E.ON, max. van 30% wordt ook genoemd), 30% (Essent, op massabasis) tot 60% (Electrabel). Een kolenvergassingscentrale (zoals Buggenum en Nuon's Magnum) kan tot 30% biomassa meestoken.

Indien biomassa in een bepaald percentage wordt ingezet, worden de 'schadelijke'² CO₂-emissies naar rato kleiner. Hierbij wordt dan aangenomen dat het netto omzettingsrendement niet wezenlijk wordt verlaagd door de biomassa brandstof.³ Een kolencentrale met 20% biomassa komt dan uit op ca. 600 gram/kWh (was: 740 met 100% kolen). Met 60% biomassa komen de CO₂-emissies zelfs lager uit dan voor een nieuwe gascentrale (300 gram/kWh versus 350 gram/kWh). De CO₂-kosten zullen naar rato afnemen met de afname in de CO₂-emissies.

Indien het meestoken van een minimaal percentage biomassa verplicht wordt gesteld, leidt dat tot een hogere kostprijs (biomassa is thans ca. 3 keer duurder dan steenkool). Hierbij wordt dan verondersteld dat meestook niet wordt gesubsidieerd door een SDE-regeling. Uitgaande van een biomassaprijs van 6,6 €/GJ (Bron: laatste conceptadvies voor SDE-regeling, ECN-E-07-069) en bijvoorbeeld een biomassa meestook percentage van 20%, nemen de brandstofkosten toe van 16 €/MWh met 100% kolen, tot 23 €/MWh met 80% kolen en 20% biomassa.

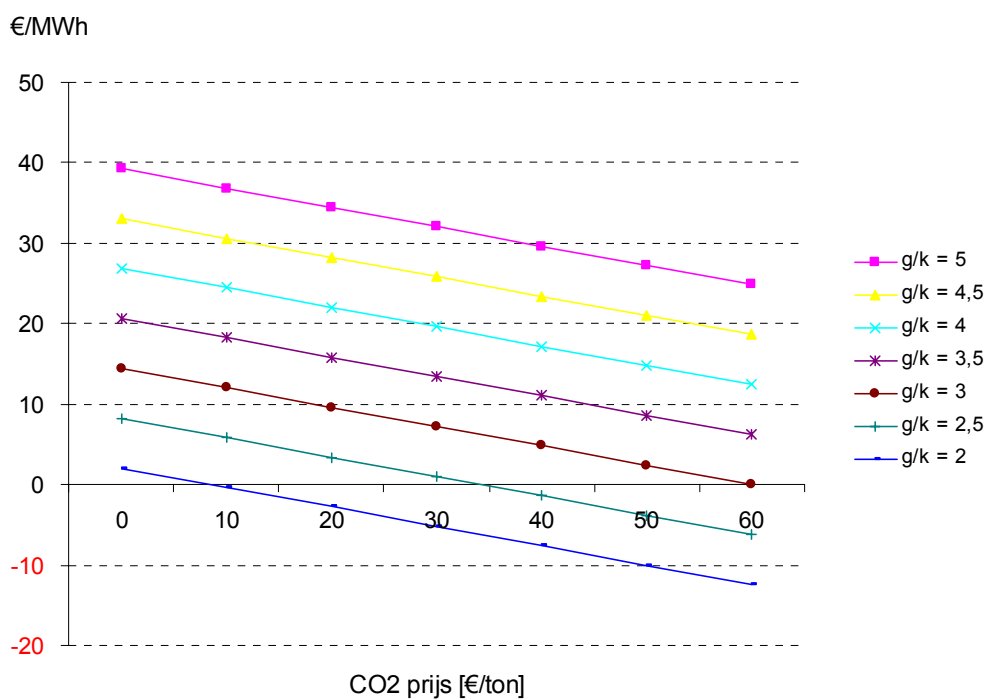
Indien er (verplicht) een aandeel biomassa wordt verondersteld van bijvoorbeeld 20 of 40%, dan nemen de variabele kosten van de kolencentrale aanvankelijk toe ten opzichte van 100% kolen. Bij hogere CO₂-kosten kan het CO₂-voordeel van biomassa de hogere biomassa prijs compenseren. In dat geval worden de variabele kosten van een nieuwe kolencentrale met biomassa gunstiger dan die van een nieuwe gascentrale, zie Figuur 2.1 (20% biomassa) en 2.2 (40% biomassa) en 2.3 (60% biomassa).

Aangezien de prijs van biomassa op de lange termijn een belangrijke onzekere factor is, is tevens voor een situatie met 40% biomassa (en 60% kolen) gerekend met een 25% lagere en hogere prijs dan de basisprijs van 6,6 €/GJ. De biomassaprijzen worden dan resp. 4,9 en 8,2 €/GJ. De brandstofkosten nemen dan resp. af of toe met 5 €/MWh. De verschillen in variabele kosten met een nieuwe gascentrale worden dan navenant minder of meer, zie Figuur 2.4 en 2.5 (vgl. met Figuur 2.2).

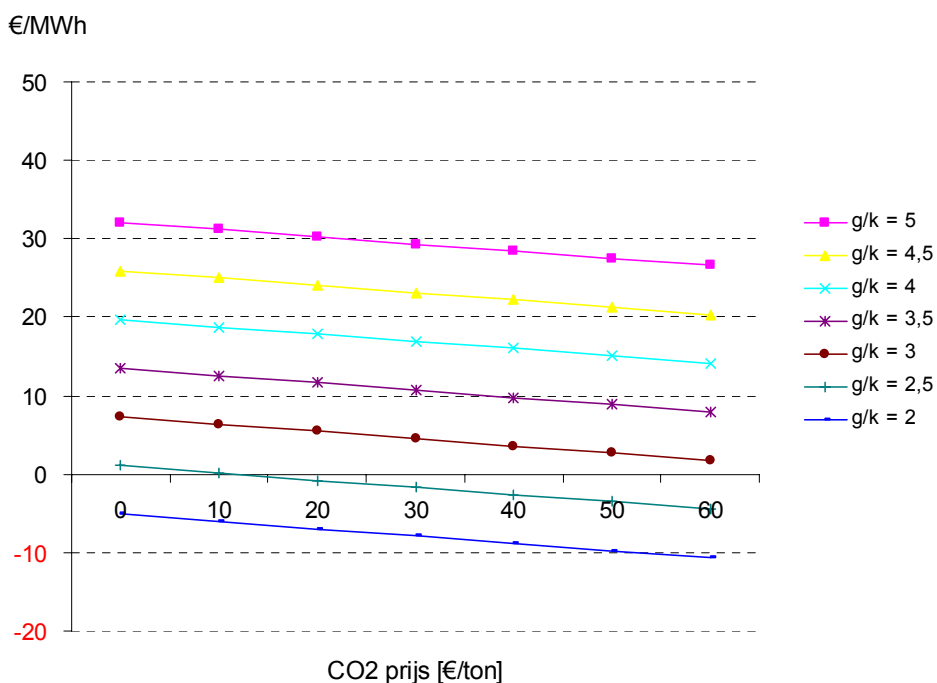
Opgemerkt dient te worden dat extra overige variabele kosten (O&M) als gevolg van de inzet van biomassa, niet zijn verrekend. Dergelijke kosten worden in ECN-E-07-069 geschat op 2 €/MWh (variabele O&M-kosten), en zijn dus relatief gering.

² Met 'schadelijke' CO₂-emissies wordt de CO₂-emissie bedoeld die voortkomt uit verbranding van fossiele brandstoffen. De CO₂-emissie van verbranding van biomassa is kortcyclisch en uit oogpunt van klimaatbeleid niet 'schadelijk'.

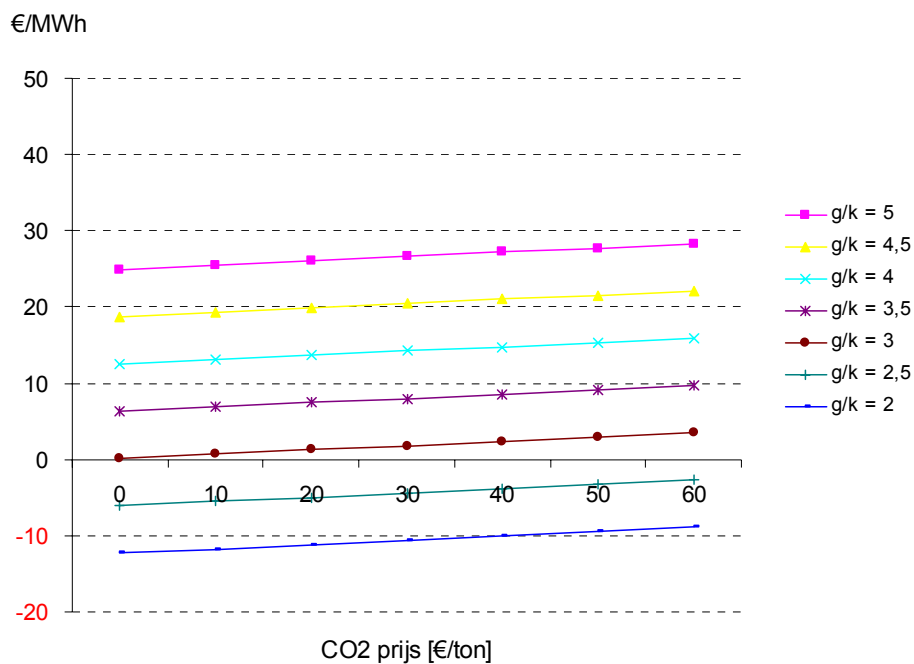
³ Inzet van biomassa leidt tot marginale reducties in het omzettingsrendement, zo blijkt uit een aantal beschikbare MER's. In geval van E.ON wordt bij een biomassa meestook van 30% (massabasis, is dan ca. 20% op energiebasis) gerekend met een netto rendement van 45% dus 1% minder dan met 100% steenkool. Deze 1% rendementsverlies heeft een zeer beperkte invloed op de brandstof- en CO₂-kosten.



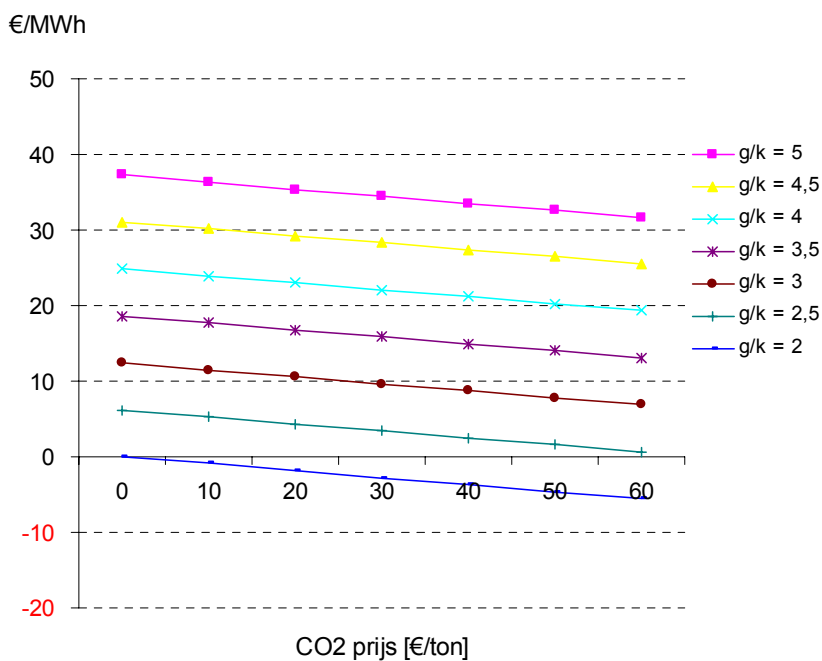
Figuur 2.1 *Vershil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; biomassa prijs 6,6 €/GJ; 80% kolen; 20% biomassa*



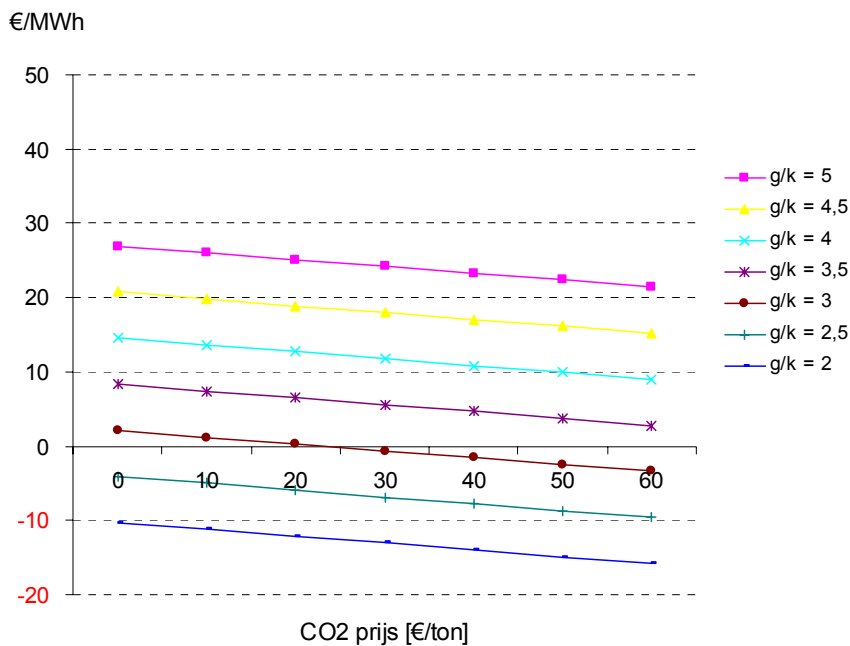
Figuur 2.2 *Vershil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; biomassa prijs 6,6 €/GJ; 60% kolen; 40% biomassa*



Figuur 2.3 *Verskil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; biomassa prijs 6,6 €/GJ; 40 % kolen; 60% biomassa*



Figuur 2.4 *Verskil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; LAGE biomassa prijs 4,9 i.p.v. 6,6 €/GJ; 60% kolen; 40% biomassa*



Figuur 2.5 *Verskil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; HOGE biomassa prijs 8,2 i.p.v. 6,6 €/GJ; 60% kolen; 40% biomassa*

3. Een nieuwe kolencentrale in Nederland of in Duitsland: wat is het verschil?

De van oorsprong Duitse bedrijven EON en RWE, plannen in Nederland en in Duitsland dezelfde typen nieuwe en moderne poederkoolcentrales. Het betreft poederkoolcentrale met superkritische stoomcondities, en een omzettingsrendement van ca. 46 %.

Nederland: voordeel van kustlocaties

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

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

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

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

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

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

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

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

MEP/SDE regeling in Nederland een voordeel?

Nederland kent een subsidieregeling (MEP en binnenkort de nieuwe SDE-regeling) voor het meestoken van vaste biomassa in kolencentrales. In Duitsland krijgen alleen kleinschalige biomassa installaties (<20 MW) subsidie (feed-in tarief) (IEA, 2007). Er lijkt geen stimuleringsregeling te bestaan voor het stoken van biomassa in kolencentrales. Dit maakt een kolencentrale in Nederland aantrekkelijker dan in Duitsland.

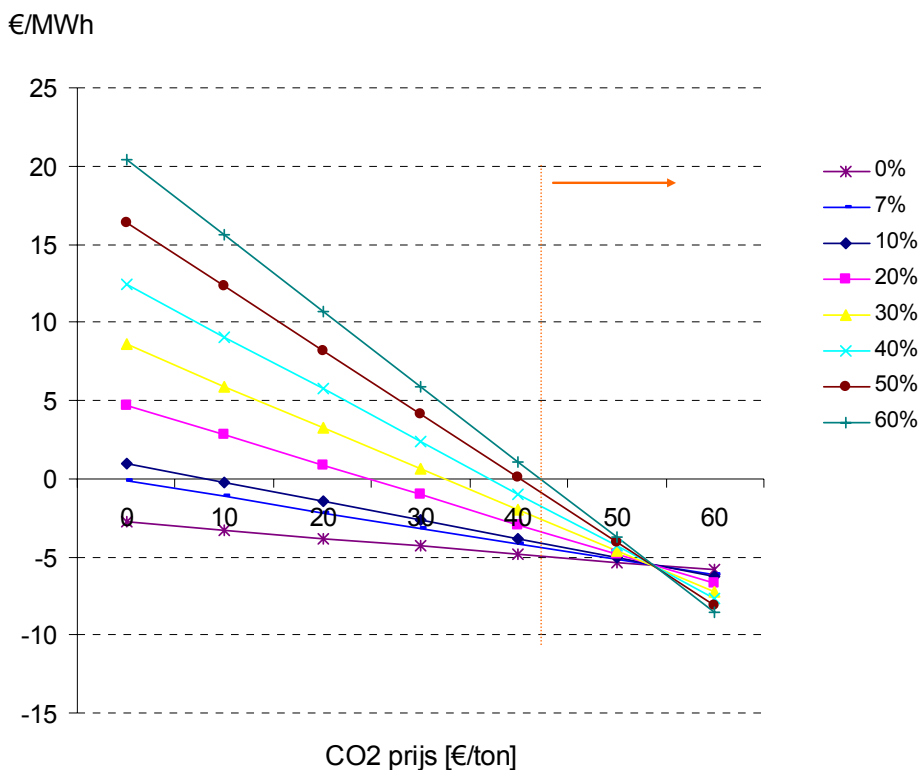
Verplicht stellen biomassa meestook in een Nederlandse kolencentrale en verschil met een vergelijkbare Duitse kolencentrale zonder biomassa

Een van de extra vragen betreft het effect van een verplichtstelling van een bepaald aandeel biomassa in een Nederlandse kolencentrale versus hetzelfde type kolencentrale in Duitsland.

In die vergelijking is verder verondersteld dat de Duitse kolenprijs iets hoger ligt dan de Nederlandse kolenprijs (0,2 €/GJ), dit door het kustlocatie voordeel in Nederland. Tevens is verondersteld dat de Duitse kolencentrale met een koeltoren is uitgerust, en daarom een 3%-punt lager netto omzettingsrendement heeft (midden van de eerder genoemde 2-4% verlies uit de Koelwaterstudie).

Anderzijds is er in de Nederlandse centrale rekening gehouden met een netto lager omzettingsrendement door het meestoken van biomassa (1%-punt bij 30%; 2% bij 60%; rest naar rato).

Uit de vergelijking blijkt dat bij hoge biomassa percentages (20% of meer) en bij relatief lage CO₂-prijzen (20 €/ton CO₂ of lager), de variabele kosten van een Nederlandse kolencentrale hoger liggen dan de Duitse centrale. Voor hogere CO₂ prijzen (bij ruim 40 €/ton CO₂ of meer, rechts van oranje lijn) zijn de variabele kosten van de Nederlandse centrale lager dan de Duitse. De marge tussen beide centrales hangt dus sterk af van de veronderstelde CO₂ prijzen en meestook percentages. Tot een biomassa percentage van 7% zijn de variabele kosten lager, ongeacht de CO₂ prijs.



Figuur 3.1 *Vershil in variabele kosten: Nederlandse minus Duitse kolencentrale. Nederlandse kolencentrale met verplicht aandeel biomassa versus een Duitse kolencentrale zonder biomassa; met afslagen op netto omzettingsrendementen; Duitse kolenprijs 0,2 €/GJ hoger en biomassa prijs van 6,6 €/GJ*

4. Wat betekent het toepassen van CCS bij nieuwe kolencentrales?

Een andere route om de CO₂-emissies van nieuwe kolencentrales omlaag te krijgen is het toepassen van CCS (Carbon Capture and Storage). Ten opzichte van een vergelijkbare kolencentrale gaat CO₂-afvang gepaard met extra energieverbruik. Het netto omzettingsrendement gaat meerder procentpunten omlaag. In een recente EnergieNed/EZ/VROM studie (Vosbeek et al., 2007) wordt dit rendementsverlies geschat op ca. 9%-punten ('technologie 2006'). De MER's noemen zelfs waarden tot 12%-punten. Toekomstige technologische ontwikkelingen kunnen via een R&D-traject van pilots, demo's dit rendementsverlies mogelijk beperken. Producenten zullen daarom afwachtend zijn om grootschalig CCS toe te gaan passen.

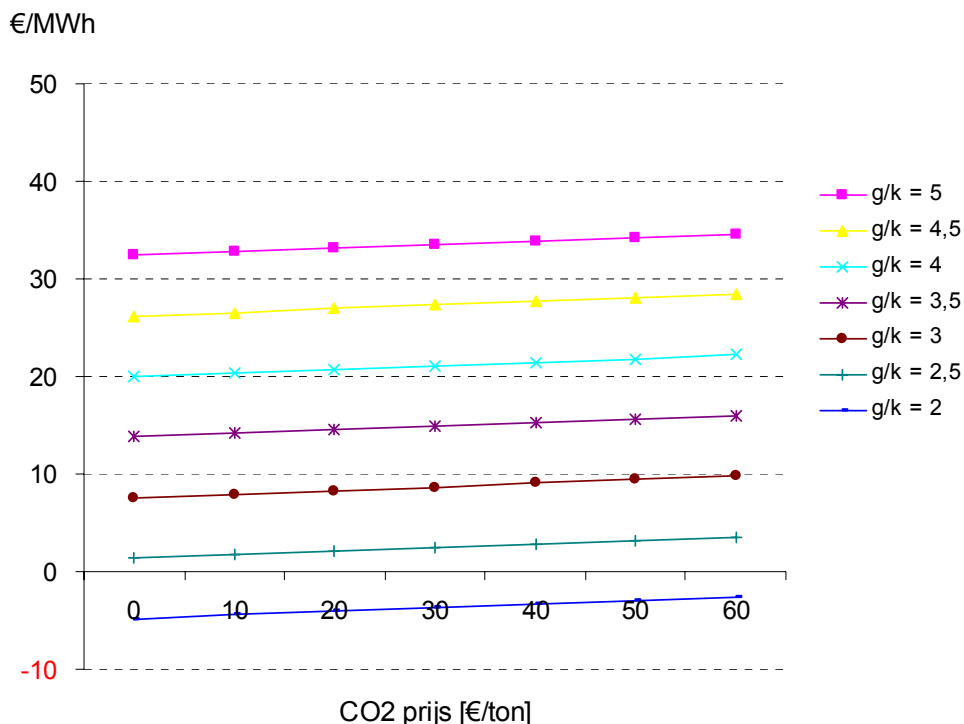
Bij een rendementsverlies van 9%-punt en een CO₂-afvang percentage van 75%, is de gemiddelde CO₂-emissiefactor ca. 320 gram/kWh (was: 740 gram/kWh). Dit is qua orde grootte vergelijkbaar met een nieuwe gascentrale (350 gram/kWh).

Indien tevens biomassa wordt verstookt is deze emissiefactor nog lager. In geval van CCS zouden de CO₂-emissies van biomassa zelfs als 'negatieve emissies' kunnen worden geboekt. Bij een biomassa percentage van 20%, resulteert in dat geval ruim 180 gram/kWh.

Ter indicatie voor de prijsverschillen zijn in onderstaande Figuur 4.1 de extra variabele kosten van een nieuwe gascentrale (zonder CO₂-afvang!) ten opzichte van een nieuwe kolencentrale met 75% CO₂-afvang, weergegeven. In bijna alle gevallen zijn de marginale kosten van een nieuwe gascentrale hoger dan de nieuwe kolencentrale met CO₂-afvang. De eventuele extra variabele O&M kosten die door CCS worden veroorzaakt, zijn in deze vergelijking meegenomen. Deze kosten worden op basis van de eerder aangehaalde EnergieNed/EZ/VROM studie op ca. 2 tot 4 €/MWh geschat.

Opgemerkt dient verder te worden dat de extra kosten van CCS vooral in de extra investeringen en hogere vaste O&M-kosten zullen zitten. Deze zijn hier niet nader beschouwd. Daarbij is het toepassen van CCS op grote schaal een nog onbewezen technologie. Een hoge betrouwbaarheid en hoge beschikbaarheid is voor elektriciteitsproducenten in een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt zeer belangrijk. Een lage beschikbaarheid en betrouwbaarheid leidt tot verlies aan opbrengsten en extra kosten voor onbalans.

Een andere opmerking die relevant is, dat CO₂-afvang bij een ontwerp als Nuon's Magnum, met kolen/biomassavergassing, anders uitpakt dan bij een poederkoolcentrale. Het Magnum ontwerp veronderstelt tevens een fors aandeel aardgas in de totale brandstofmix. Een vergelijking van dit ontwerp en specifieke brandstofmix valt buiten de scope van de 'Ad hoc' analyse zoals beschreven in deze notitie.



Figuur 4.1 *Verskil in variabele kosten tussen nieuwe gas- en kolencentrale met CO₂ afvang, bij verschillende verhoudingen tussen aardgas- en kolenprijs; kolenprijs = 2€/GJ; 100% kolen (geen biomassa); 75% CO₂ afvang; rendement kolen met CO₂ afvang = 37% (was 46% zonder afvang); extra variabele O&M CCS: 3 €/MWh.*

5. Hoe liggen de verhoudingen bij verschillende prijsscenario's?

Het antwoord op deze vraag is terug te vinden bij de antwoorden van bovenstaande vragen. In de diverse figuren 1.2 tot en met 4.1 zijn de verschillen bij wisselende prijzen en prijzenverhoudingen af te lezen. Er is een aantal indicatieve berekeningen uitgevoerd, waarbij vooral de aardgas- en CO₂ prijzen zijn gevarieerd, maar tevens de biomassa prijs. Deze prijzen zijn de belangrijkste onzekere prijsfactoren. In principe zijn ook andere keuzes voor bijvoorbeeld de kolenprijs mogelijk. Daar is vanwege de korte tijdspanne vanaf gezien.

Voor de indicatieve berekeningen is een spreadsheet gemaakt waarmee behalve deze prijzen, ook de andere parameters (omzettingsrendementen, biomassa meestook percentages, afslagen bij biomassa meestook of gebruik koeltorens) relatief eenvoudig zijn te variëren (via gevoeligheidsanalyses). De spreadsheet is tevens geschikt om een geïntegreerde onzekerheidsanalyse uit te voeren, waarbij meerdere parameters gelijktijdig gevarieerd worden, en waarbij beter inzicht verkregen kan worden in het relatieve belang van de onzekere parameters voor de verschillen tussen bijvoorbeeld 'kolen versus gas' of 'kolen in Nederland versus kolen in Duitsland'.⁴

⁴ Dit naar aanleiding van een opmerking van Klaas Jan Koops (EZ) op een vorig concept (29 november) van deze notitie. Uitvoeren van die analyses is voorbij het Ad hoc karakter van de huidige analyse.

Bijlage: Veronderstellingen en gebruikte bronnen

In deze bijlage is een aantal belangrijke veronderstellingen en daarbij behorende parameters toegelicht.

Algemeen uitgangspunt is geweest zo veel mogelijk direct aan te sluiten bij recent materiaal dat tevens ten grondslag ligt aan de studies van ECN/MNP voor EZ en VROM (Referentieramingen, Optiedocument, WLO, Beoordeling Schoon & Zuinig).

Tabel overzicht nieuwbouwplannen kolencentrales Nederland

Initiatiefnemer	Locatie	(netto) Vermogen (MW _e)	Brandstof	In bedrijf (verwachting)	Elektrisch rendement (%)
Electrabel	Maasvlakte	750	Kolen/biomassa	2012	46
E.ON	Maasvlakte	1070	Kolen/biomassa	2012	46
Nuon	Eemshaven	1200	Kolen/biomassa/ aardgas	2011	42-46
RWE	Eemshaven	1600 (2 x 800)	Kolen	2012/2013	46
Essent	Geertruidenberg	800 tot 1100	Kolen/biomassa	Niet bekend	46

Omzettingsrendement

Voor het netto omzettingsrendement is uitgegaan van 46%.

Brandstof- en CO₂-prijzen

De oorspronkelijke brandstof- en CO₂-prijzen in de WLO-studie zijn uitgedrukt in €₂₀₀₀. Deze prijzen zijn met een factor 1,16 naar €₂₀₀₇ waarden vertaald.

Voor de kolen- en CO₂-prijzen is er in de WLO-scenario's tot 2020 slechts 1 pad gehanteerd. Voor de aardgasprijs is er tevens op basis van een hogere olieprijs een hogere waarde verondersteld in een variant van een van de WLO-scenario's.

In onderstaande tabel staan de gehanteerde prijzen weergegeven.

Brandstof	Prijs [€ ₂₀₀₇ /GJ]
Kolen	2,0
Aardgas	4,7 tot 6,8
Biomassa (vast)	6,6

De verhouding aardgas/kolenprijs varieert bij deze getallen tussen 2,4 en 3,4.

Voor de indicatieve berekeningen is daarom rekening gehouden met een verhouding van 2 tot en met 5, en is in stappen van 0,5 deze verhouding gevarieerd.

In de beoordeling van Schoon & Zuinig heeft ECN gewerkt met een bandbreedte van 20 tot 50 €/ton CO₂. In de indicatieve berekeningen is rekening gehouden met een bandbreedte van 0 tot 60 €/ton CO₂, en is in stappen van 10 €/ton CO₂ gevarieerd.

Als uitgangspunt voor de biomassaprijs is een waarde van 6,6 €/GJ genomen, conform het conceptadvies basisbedragen voor de nieuwe SDE-regeling (van Tilburg et al, 2007). Voor het jaar 2007 was dit bedrag 5,8 €/GJ.

CCS

Voor aannames over CCS is gekeken naar een recent rapport uit de door EnergieNed/EZ/VROM betaalde studie 'Making large-scale CCS in the Netherlands work' (Vosbeek et al, 2007; Ploumen et al., 2007). Hierin worden o.a. parameters gegeven voor poederkoolcentrales met en zonder CCS ('Technologie 2015').

Mede gebaseerd op die studie zijn de volgende aannames gemaakt:

- 9% Rendementsverlies centrale met CCS (in vergelijking zonder CCS, in een 'capture ready' centrale), dus 36% netto rendement van een 'capture ready' poederkool na retrofit CCS.
- 2-4€/MWh Extra variabele O&M-kosten.

Afslagen in netto omzettingsrendementen

- 3%-punt Afslag op netto omzettingsrendement voor kolencentrale aan de kust (Nederland) versus kolencentrale met koeltoren (Duitsland).
- 1%-punt Afslag op netto omzettingsrendement voor kolencentrale met ca. 30% biomassa.

Gebruikte bronnen

- BMU (2006): *Nationaler Allokationsplan 2008-2012 für die Bundesrepublik Deutschland*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 28. Juni 2006.
- EZ/DHV (2004): *Koelwaterstudie - Inventarisatie van technische mogelijkheden om elektriciteitsproductie in Nederland op korte en lange termijn minder afhankelijk te maken van de beschikbaarheid van voldoende (koud) koelwater – Quick Scan*. EZ/DHV Water, april 2004.
- EZ/VROM (2007): Nederlands nationaal toewijzingsplan broeikasgasemissierechten 2008-2012. Vastgesteld op 16 mei 2007 (www.co2-allocatie.nl)
- IEA (2007): *Energy Policies of IEA Countries - Germany 2007 Review*. OECD/IEA, Paris, 2007. Milieueffectrapportages E.ON kolencentrale, Nuon Magnum, Electrabel kolencentrale en nieuwe Flevocentrale.
- Ploumen, P.J., H. Koetzier, F. Turpin, R.D. Smeets (2007): *Investigations to CO₂ storage: strategies for CO₂ capture*. KEMA Consulting, 30620089-Consulting 06-1064, Arnhem, 15 March 2007 (appendix report of Vosbeek et al., Ecofys, 2007).
- Seebregts (2007): *Beoordeling nieuwbouwplannen elektriciteitscentrales in relatie tot de WLO SE-en GE-scenario's: een quickscan*, ECN-E-07-014, februari 2007 (binnenkort een soort update in kader van LUVU S&Z project).
- Tilburg, X. van., H. Cleijne, E.A. Pfeiffer, S.M. Lensink, M. Mozaffarian (2007): *Technisch-economische parameters van duurzame elektriciteitsopties in 2008-2009*. Conceptadvies basisbedragen voor de SDE-regeling, ECN-E-07-069, november 2007.

Uit ECN-E-07-069:

Tabel 5.4 *Technisch-economische parameters meestook houtpellets in een kolencentrale*

		2006-2007	2008-2009
Investeringskosten	[€/kW _{th}]	220	220
Bedrijfstijd/vollasturen	[Uren/jr]	7250	7250
Variabele O&M-kosten	[ct/kWh _e]	0,20	0,20
Overige operationele kosten	[ct/kWh _e]	0,80	0,80
Energie-inhoud secundaire brandstof	[GJ/ton]	17,5	17,5
Brandstofkosten	[€/ton]	102	115
Elektrisch rendement	[%]	37,5	37,5
Energie-inhoud primaire brandstof	[GJ/ton]	29,3	29,3
Vermeden brandstofkosten[€/ton]	53,5	60	
Effectiviteit brandstofsubstitutie	[%]	93,3	93,3