



Sluiting van de Nederlandse kolencentrales Maatschappelijke en economische effecten

Juni 2016

spring associates

Samenvatting

Er bestaat brede consensus dat de dreiging van klimaatverandering vraagt om een elektriciteitsvoorziening die binnen enkele decennia vrijwel CO₂-neutraal is. Tegen deze achtergrond vindt in Nederland de politieke discussie plaats over een mogelijk vervroegde sluiting van de vijf kolencentrales die we nog hebben (een 'kolenexit').

Kolencentrales stoten veel CO₂ uit. Zo leveren ze 30% van de stroom die we in Nederland verbruiken en stoten daarbij 65% van de totale emissies van de elektriciteitsproductie uit. Daarmee zijn ze verantwoordelijk voor 15% van de totale CO₂-emissies van Nederland. Bovendien stoten ze fijnstof, stikstof en kwik uit, met negatieve gevolgen voor gezondheid en milieu. Het is moeilijk in te zien hoe de kolencentrales op de middellange termijn nog allemaal onderdeel kunnen zijn van een verduurzamend energiesysteem.

De discussie over sluiting komt op een bijzonder moment, aangezien drie van deze vijf centrales nog maar nét open zijn: die van E.On en die van Engie op de tweede Maasvlakte, en die van RWE in de Eemshaven. De andere twee centrales, de Hemweg 8 van Nuon in Amsterdam en de Amer 9 van RWE in Geertruidenberg, dateren uit de jaren 90. Nog niemand heeft een onderbouwde waardering van de betreffende centrales gepubliceerd. Wel hebben de eigenaren hieromtrent bedragen genoemd die rond de oorspronkelijke investeringskosten liggen van de (nieuwe) centrales, ongeveer €6 miljard. Wij hebben gemeend in deze lacune te moeten voorzien, en hebben een waardering gemaakt van de vijf centrales. Dit hebben we gedaan door de elektriciteitsmarkt in een groot aantal scenario's te simuleren, en daaruit de toekomstige kasstromen van de kolencentrales af te leiden. Het grote aantal scenario's leidt tot een bandbreedte op basis van betrouwbaarheidsintervallen.

Onze berekeningen wijzen uit dat de waarde van de twee jaren 90-centrales samen rond de €0,5 miljard ligt. De drie nieuwe centrales zijn aanzienlijk minder waard dan waarvoor ze gebouwd zijn, namelijk ongeveer €3,2 miljard. Als alle kolencentrales vanaf 2020 verplicht worden om te sluiten blijft er nog €0,4 miljard aan waarde over. Het totale waardeverlies is in dat geval €3,3 miljard.

Het waardeverlies tussen investeringsbeslissing en vandaag, komt in de eerste plaats door de extreme verslechtering van de marktomstandigheden sinds 2008. De eigenaren van de centrales hebben om die reden hun investeringen ook al fors afgeboekt. De groothandelsprijzen zullen de komende 15 jaar in onze simulaties behoorlijk stijgen, maar aangezien dit samenhangt met hogere kolen- en CO₂-prijzen, vertaalt dit niet één-op-één door naar de waarde van de kolencentrales. Op de lange termijn, vragen de politieke toezeggingen van het Parijs-akkoord om ingrepen die het risico van de toekomstige kasstromen sterk doen stijgen, en dus zullen leiden tot een lagere waardering. Daarmee is sluiting van de centrales een beleids optie die ergens de komende 15 jaar bijna niet voorkomen kan worden.

Onzekerheden in de waardering zijn aanzienlijk. Toch zal het daadwerkelijke waardeverlies bij sluiting eerder lager liggen dan hoger. Als de centrales niet worden gesloten zullen er immers alternatieve maatregelen nodig zijn om de energietransitie te versnellen, met waarschijnlijk een negatief effect op de winstgevendheid van de kolencentrales. Bovendien is de veronderstelde groei van duurzame capaciteit relatief laag, en zijn enkele effecten die het waardeverlies verder verlagen niet in de berekening meegenomen (zoals de restwaarde van onderdelen en stijging van de opbrengsten van gascentrales en centrales in het buitenland).

De totale CO₂-uitstoot van Nederland zal bij een kolenexit met netto circa 10 miljoen ton dalen in 2020. Sluiting van de vijf kolencentrales heeft daarmee de grootste CO₂-impact van alle beschikbare opties, en het Urgenda-doel kan ermee worden bereikt. Sluiting van alleen de twee jaren 90-centrales resulteert in een netto afname van CO₂-uitstoot van circa 3,7 miljoen ton, en is onvoldoende voor het bereiken van het Urgenda-doel. De kosten voor sluiting verhouden zich ook relatief gunstig tot de alternatieve opties. Zelfs als de kosten van sluiting als maatschappelijke kosten worden beschouwd, is deze beleids optie een van de meest kostenefficiënte van alle opties.

Executive Summary

It is broadly accepted that the threat of global warming and climate change demands a nearly carbon neutral electric power system within a few decades. Against this backdrop, a political discussion is taking place in the Netherlands on the potential premature closure of the five remaining coal-fired power plants.

Coal-fired power plants are a large source of carbon emissions. They generate 30% of the power in the Netherlands, while emitting 65% of the total emissions of electricity production. They are hereby responsible for 15% of the total carbon emissions in the Netherlands. Moreover, coal plants emit particulates, nitrogen and mercury into the atmosphere with negative effects for both public health and the environment. It is thus difficult to see how coal-fired power plants can remain part of a sustainable energy system in the mid- to long-term.

The discussion on a premature closure of coal plants takes place at an interesting time, since three out of the five plants have only recently been opened: the plants owned by E.On and Engie at Maasvlakte 2, and the plant owned by RWE at Eemshaven. The two other plants, the Hemweg 8 of Nuon in Amsterdam and the Amer 9 of RWE in Geertruidenberg, date from the 90s. No substantiated economic valuation of these five plants has yet been made. Plant owners did mention valuations close to the original investment costs of the (new) plants, ca. €6 billion. We have addressed this gap by compiling such a valuation of the five power plants. We have done this by simulating a large number of electricity market scenarios, and by deriving the coal plants' future cash flows from these scenarios. The large number of scenarios result in a bandwidth based on confidence intervals.

Our calculations show that the economic value of the two older plants from the 90s is ca. €0.5 billion. The three new plants are valued at ca. €3.2 billion, which is considerably lower than their respective construction costs. In case of premature closure in 2020, the remaining value would be ca. €0.4 billion, meaning there would be a total loss of value of ca. €3.3 billion.

This loss of value between investment decision and today, is mainly caused by extreme deterioration of market conditions since 2008. This is exemplified by the fact that plant owners have already taken substantial write-downs on their investments. In our simulations, wholesale electricity prices do rise over the next 15 years. However, this does not translate directly into a higher value of coal plants, as the increase of wholesale prices coincides with higher coal and carbon prices. In the long-term, the political commitments made in the Paris Agreement require additional measures that would increase the risks of future cash flows, and therefore results in a lower valuation. In this light, closure of the five coal plants also seems a policy decision that almost cannot be avoided in the next 15 years.

Uncertainties around the valuation are substantial. Nevertheless, the actual loss of value in case of premature closure will likely be lower rather than higher. If the coal plants remain operational, alternative measures are required that accelerate the energy transition. These measures will likely have a negatively impact on the profitability of the plants. Moreover, the assumed growth of renewable capacity is relatively low, and some effects that will further decrease the loss of value have not been included in our calculations (such as the residual value of technical plant components, and the increase of revenues from gas-fired plants and production capacity abroad).

In case of closure of the five coal plants, the total carbon emissions of the Netherlands will show a net decrease of ca. 10 million tons in 2020. This means that full closure is the most effective option in terms of carbon impact of all available options, and would be sufficient for the Netherlands to reach its Urgenda target in 2020. Closure of the two older coal plants only would result in a net decrease of carbon emissions of ca. 3.7 million tons, and would be insufficient for reaching the Urgenda target. Costs of closure are also relatively low compared to alternatives. Even if the loss of value due to premature closure is considered as a societal cost (instead of a cost for the plant owners), this option would still be one of the more cost-efficient measures available.

Wat is de aanleiding tot dit rapport?

In 2020 moet 25% CO₂-reductie en 14% duurzame opwek zijn gerealiseerd

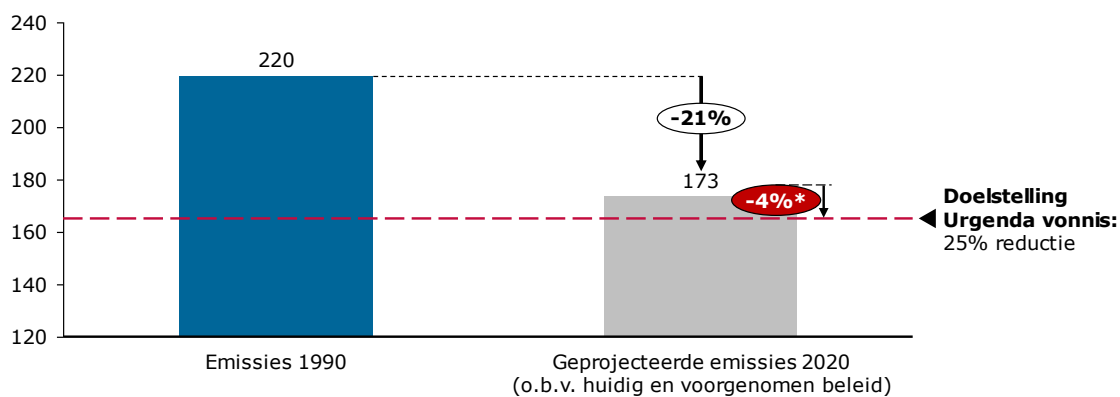
Niet alle doelstellingen zullen met het huidige en voorgenomen beleid worden gehaald

Er bestaat brede internationale consensus dat klimaatverandering een groot risico vormt en dat de mondiale CO₂-uitstoot sterk moeten worden teruggebracht om opwarming van de aarde te beperken. Nederland heeft daarom meerdere klimaatdoelstellingen, waaronder 14% duurzame energie in 2020 (EU-richtlijn), 16% duurzame energie in 2023 (Energieakkoord), 25% CO₂-reductie in 2020 ten opzichte van 1990 (Urgenda-vonnis) en maximaal 2°C opwarming met een streven naar 1,5°C (Parijs-akkoord). Het behalen van een aantal van deze doelstellingen lijkt nog ver weg en de beschikbare tijd om stappen te nemen die op tijd hun beslag krijgen neemt steeds verder af. ECN concludeerde onlangs zelfs in de Nationale Energieverkenning 2015 (ECN (2015a)) dat, hoewel de 'niet-CO₂-broeikasgassen' sinds 1990 zijn gedaald, het niveau van CO₂-emissie al jarenlang constant is. Bovendien stelt ECN dat de contouren van een duurzaam energiesysteem nog vaag zijn en dat een concreet langetermijnperspectief daarvoor ontbreekt.

Volgens de laatste berekeningen van ECN (2015a) en PBL (2015)¹ zal de Urgenda-doelstelling met het huidige, vastgestelde en voorgenomen beleid niet worden gehaald. De verwachte emissiereductie in 2020 is circa 21%, terwijl minimaal 25% is opgelegd (zie Figuur 1). Het gat van 4%, oftewel 8 miljoen ton CO₂, vraagt dus om aanvullend beleid. Het kabinet bestudeert momenteel de verschillende mogelijkheden om dit gat in te vullen door middel van een aantal onderzoeken, waaronder het Interdepartementale Beleidsonderzoek (MvF (2016)).

Figuur 1: CO₂-doelstelling wordt met huidig en beoogd beleid niet gehaald

Broeikasgasemissies in Nederland, 1990 vs. projecties 2020 (miljoen ton CO₂-equivalent)



Er wordt in de politiek al geruime tijd gesproken over aanvullend beleid rondom kolencentrales. Kolencentrales behoren namelijk tot de grootste CO₂-uitstoters van Nederland en waren in 2015 verantwoordelijk voor ongeveer 15% van de totale Nederlandse CO₂-emissies. Volgens de Nederlandse Emissieautoriteit stootten de centrales 65% van de CO₂-emissies van elektriciteitsproductie uit in 2015, terwijl ze volgens het CBS slechts 30% van de elektriciteit opwekten. Bovendien stoten ze fijnstof, stikstof en kwik uit, met negatieve gevolgen voor gezondheid en milieu. Dit

¹ In de berekeningen van ECN (2015a) is niet het hele Energieakkoord meegenomen, omdat er deels nog geen beleid voor was gedefinieerd. De minister van Economische Zaken heeft in zijn Kamerbrief van 17 mei 2016 (30 196, nr. 456) een maatregelenpakket aangekondigd voor invulling van het hele Energieakkoord. De cijfers van ECN (2015a) zijn daarom aangepast aan PBL (2015) dat wel het hele Energieakkoord meeneemt.

alles maakt het moeilijk in te zien hoe de kolencentrales in hun huidige vorm (zonder grootschalige CO₂-afvang) op de middellange termijn nog allemaal onderdeel kunnen zijn van een verduurzamend energiesysteem. Ergens in de komende jaren zal er een besluit genomen moeten worden over uitfasering.

De vijf oudste kolencentrales zijn of worden al uitgefaseerd

Er is in het Energieakkoord van 2013 al afgesproken om de vijf oudste kolencentrales uit de jaren 80 vervroegd uit te faseren door invoering van een minimumrendementseis. De energiebedrijven hebben in ruil voor deze vroegtijdige sluiting vrijstelling van kolenbelasting ontvangen, waarvan de invoering gepland stond in 2016. We schatten het financiële voordeel dat de kolenproducenten hiermee hebben ontvangen op circa €125 miljoen per jaar². De overheid heeft het wegvallen van deze inkomsten opgevangen door de energiebelasting voor consumenten te verhogen³.

Inmiddels zijn drie van de vijf oudste kolencentrales gesloten. Sluiting van de overige twee (Maasvlakte 1 & 2) volgt per 1 juli 2017. Na uitvoering van het Energieakkoord blijven er dus nog vijf kolencentrales over, waarvan twee kolencentrales uit de jaren 90 en drie nieuwe centrales die recent in bedrijf zijn genomen (zie Figuur 2).

Figuur 2: Er zijn na 2017 nog vijf Nederlandse kolencentrales operationeel

Overzicht Nederlandse kolencentrales

Generatie	Kolencentrales	Eigenaar	Max. vermogen	Inbedrijfsname	Jaar uit bedrijf in referentiepad	Jaar uit bedrijf Energieakkoord	
Jaren 80	Amer 8	RWE/ Essent	650	1980	2017	2016 (1 jan.)	} Sluiting als onderdeel van Energieakkoord
	Gelderland 13	ENGIE/ GDF Suez	600	1981	2017	2016 (1 jan.)	
	Maasvlakte 1 & 2	Eon/ Uniper	1.040	1986	Na 2020	2017 (1 jul.)	
	Borssele 12	EPZ	410	1987	Na 2020	2016 (1 jan.)	
Jaren 90	Amer 9	RWE/ Essent	640	1993	2033	Onveranderd	} (Nog) geen beleid omtrent sluiting
	Hemweg 8	Vattenfall/ Nuon	650	1994	2034	Onveranderd	
Nieuw	Eemshaven A & B	RWE/ Essent	1.560	2015	2050	Onveranderd	
	Rotterdam 1	ENGIE/ GDF Suez	730	2015	2050	Onveranderd	
	Maasvlakte 3	Eon/ Uniper	1.070	2016	2050	Onveranderd	

Bron: ECN, TenneT

Er vindt nu een politieke discussie plaats over sluiting van de laatste kolencentrales

Er vindt momenteel een politieke discussie plaats over additioneel beleid voor de laatste vijf kolencentrales. Het is logisch dat er daarbij ook wordt gekeken naar het uitfaseren van deze kolencapaciteit, zoals de minister van Economische Zaken zelf aangaf in zijn Kamerbrief van 18 december 2015. De Tweede Kamer heeft de regering via de motie-Jan Vos c.s. (32 813, nr. 115) ook verzocht "[...] te onderzoeken welke maatregelen genomen moeten worden om de uitspraak in de Urgenda-zaak na te leven", en daarbij "[...] alle opties te betrekken, inclusief de mogelijkheid van sluiting van Nederlandse kolencentrales." Op 26 november 2015 nam de Tweede Kamer bovendien de motie-Van Veldhoven/Van Weyenberg (34 302, nr. 99) aan waarin de regering verder wordt gevraagd: "[...] de Nederlandse kolencentrales uit te faseren en daarvoor met de sector een plan op te stellen, waarbij rekening gehouden wordt met de groei van het aandeel hernieuwbaar, de

² Op basis van onze marktsimulatie (die later in dit onderzoek zal worden toegelicht) wordt het jaarlijkse kolenverbruik in 2017-2030 geschat op 8,6 miljoen ton. Daarnaast is uitgegaan van een belastingtarief van €14,46 euro per ton voor 2016 (bron: Belastingdienst).

³ In het Belastingplan 2015 is energiebelasting op elektriciteit verlaagd met 2 ct/kWh en op gas (voor consumenten) verhoogd met 5 ct/m³, wat in totaal ongeveer € 200 miljoen oplevert (bron: Energiea, 'Steuern Belastingplan 2016 gezocht via schuiven energiebelasting', 3 november 2015).

juridische en financiële aspecten, potentiële wegleffecten van CO₂". De minister van Economische Zaken heeft in de Kamerbrief van 18 december 2015 toegezegd nog in deze kabinetsperiode een besluit te nemen over de uitvoeringsvariant.

De financiële implicaties van sluiting zijn nog onduidelijk

Als reactie op de aanstaande beleidskeuze hebben Engie/GDF Suez en E.On/Uniper al bedreigd met schadeclaims in geval van gedwongen sluiting. Daarbij zijn bedragen genoemd die rond de oorspronkelijke investeringskosten liggen van de (nieuwe) centrales, ongeveer €6 miljard. Óf er bij sluiting van de kolencentrales financiële compensatie zal moeten worden betaald, en wat daar de hoogte van zal zijn, hangt af van vele verschillende factoren die de minister van Economische Zaken momenteel onderzoekt.

Het doel van dit rapport is om de discussie over een vroegtijdige 'kolenexit' te ondersteunen. Hiervoor is er een schatting gemaakt van de financiële waarde van de vijf nog operationele kolencentrales en zijn de economische en maatschappelijke effecten van sluiting in kaart gebracht.

In deze publicatie worden de gevolgen van sluiting onderzocht

In dit onderzoek staan de volgende vragen centraal:

- Wat is de netto contante waarde van de vijf nog operationele kolencentrales?
- Wat zijn overige effecten van sluiting voor energiebedrijven?
- Wat zijn de financiële implicaties van sluiting voor energiegebruikers?
- Wat zijn de (overige) maatschappelijke kosten en baten?

Dit rapport is het resultaat van een onderzoek dat is uitgevoerd door Spring Associates op verzoek en met financiële steun van Greenpeace Nederland en de European Climate Foundation. Het rapport is in volstrekte onafhankelijkheid opgesteld en de conclusies komen volledig voor rekening van de auteurs.

Over Spring Associates

Spring Associates is een adviesbureau dat organisaties ondersteuning biedt bij belangrijke strategische vraagstukken, voornamelijk met betrekking tot hun rol in het publieke domein. Spring Associates heeft specifieke expertise op het gebied van energiemarkten, waaronder elektriciteitsproductie en -distributie, gaswinning, -transport en -overslag, hernieuwbare capaciteit, kernenergie, alsook nationaal en internationaal energiebeleid.

Hoe heeft de elektriciteitsmarkt zich ontwikkeld?

De markt voor conventionele productie is sinds 2007-2008 sterk verslechterd

Om een waardering van de kolencentrales in perspectief te plaatsen is het zinvol de recente ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt te bezien. In 2007-2008, de periode waarin de investeringsbeslissingen voor de drie nieuwe kolencentrales werd genomen, werd de markt gekenmerkt door hoge productiemarges en bestond de consensus tussen marktpartijen dat de elektriciteitsvraag in de toekomst zou blijven stijgen. Er werd in die periode door energiebedrijven flink geïnvesteerd in nieuwe productiecapaciteit, niet alleen in kolen- maar ook in gascentrales.

De Nederlandse overheid schetste hierbij wel in een vroeg stadium de verwachting dat CO₂-afvang en -opslag (CCS) in de nabije toekomst nodig zou zijn. De toenmalige minister van VROM, Jacqueline Cramer, gaf expliciet aan het wenselijk te achten dat exploitanten van kolencentrales hier (in hun financiële planning) rekening mee zouden houden.

Zo schreef Cramer in haar Kamerbrief van 28 juni 2007 (28 240, nr. 77): *"Kolencentrales zijn uiteindelijk alleen nog maar acceptabel door een combinatie van een zo hoog mogelijk opwekendement [...] en de toepassing van CO₂-afvang en ondergrondse opslag."* Later schreef zij in haar Kamerbrief van 27 oktober 2008 (31 209, nr. 42) mee: *"Het kabinet maakt afspraken met exploitanten van nieuwe kolencentrales voor een inspanningsverplichting voor de nu voorziene nieuwe kolencentrales als aanvulling op het ETS. Vanaf 2015 dient zeer substantieel CO₂ gereduceerd te zijn in het centrale bestand van de betreffende exploitant van kolencentrales."* (Kloostera, 2016)

Na 2008-2009 keerde het tij. Aangezien de elektriciteitsmarkt gekenmerkt wordt door lange constructieduur van nieuwe capaciteit, is de markt erg vatbaar voor zogenaamde 'varkenscycli'⁴. Deze cyclus werd versterkt door de financiële crisis. Omdat de vraag naar elektriciteit na 2008 sterk terugliep terwijl er steeds meer nieuwe capaciteit online kwam, ontstond er grote overcapaciteit in de markt. In combinatie met de groei van duurzame energie en interconnectiecapaciteit met omliggende landen zorgde dit voor een sterke daling van winstmarges op conventionele productiecapaciteit.

Aandelenkoersen van energiebedrijven zijn flink gedaald...

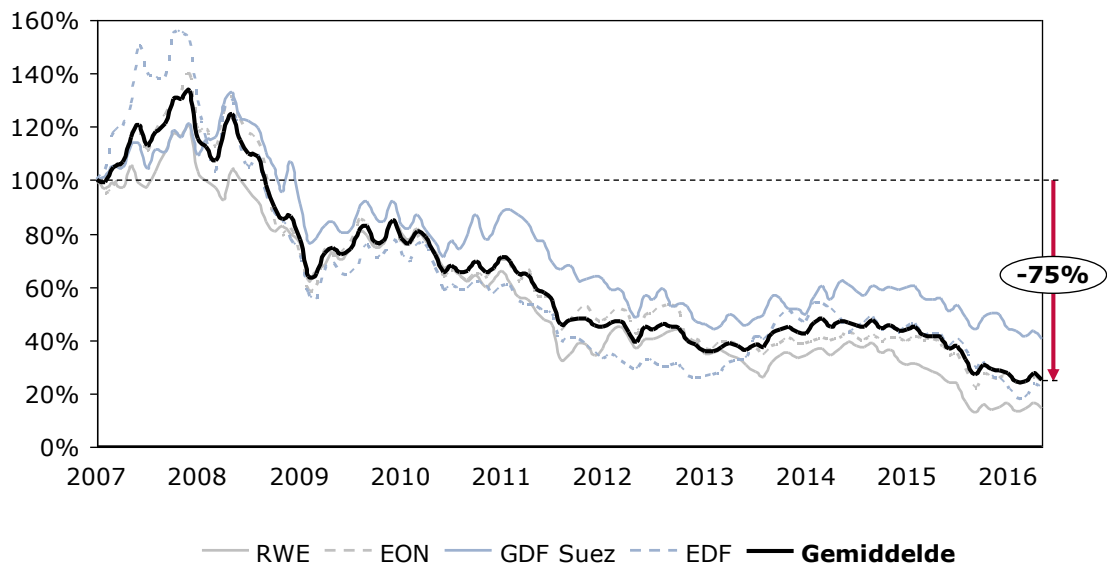
De winstgevendheid van de nieuwe elektriciteitscentrales (zowel kolen- als gascapaciteit) bleek dan ook een stuk lager te zijn dan tijdens de constructie werd verondersteld, en energiebedrijven moesten noodgedwongen vele miljarden afboeken op hun conventionele assets. Zo berekende Handelsblatt⁵ in maart 2016 dat de vier grote energiebedrijven in Duitsland – E.On, RWE, Vattenfall en EnBW – sinds 2011 voor in totaal €46,2 miljard aan afschrijvingen hebben gedaan (zowel door gedwongen sluitingen als door een verslechtering van de energiemarkt). Dit heeft ook zijn weerslag gehad op de waarderingen van deze bedrijven. De aandelenkoersen van de grote Europese energiebedrijven daalden sinds 2007 gemiddeld met ongeveer 75% (zie Figuur 3).

⁴ Een varkenscyclus is het verschijnsel in de economie dat overschotten en tekorten van een bepaald product elkaar afwisselen, doordat aanbieders massaal reageren op de hoogte van de prijzen, maar tegen de tijd dat deze reactie doorwerkt op het aanbod, is de prijs alweer omgeslagen.

⁵ Handelsblatt, 'How to Kill an Industry', 24 maart 2016

Figuur 3: Aandelenkoersen van energiebedrijven zijn ~75% gedaald

Aandelenkoersen grote Europese energiebedrijven, 2007-2016 (januari 2007=100%)



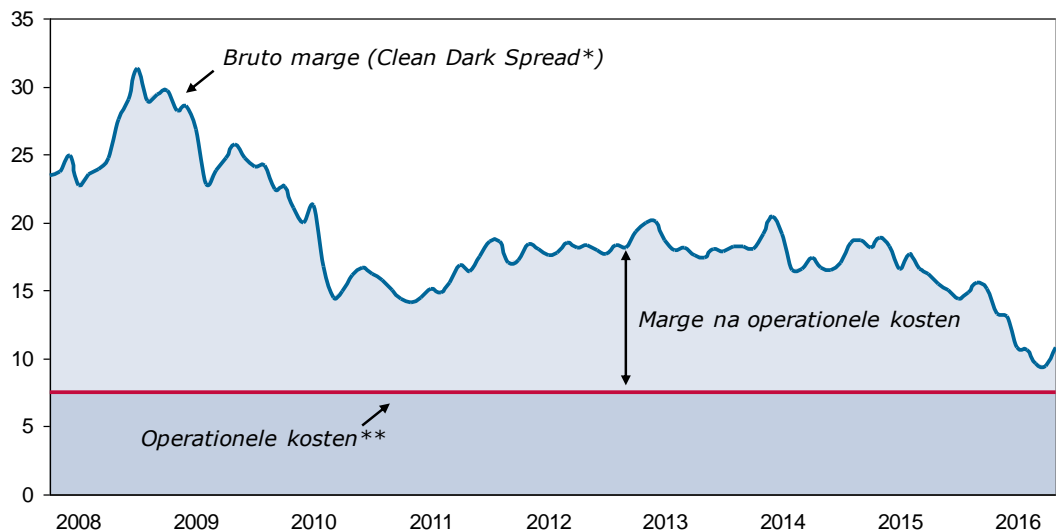
Bron: Thomson Reuters

... en de winst-marges op kolen bleken veel lager dan verwacht

In Figuur 4 zijn winstmarges op kolencapaciteit weergegeven voor de periode 2008-2016. Hieruit valt af te lezen dat de brutomarge op kolenproductie in 2008 nog rond de €25-30 per MWh lag. Na 2008 daalde de brutomarge en in 2016 bedroeg deze nog slechts €10 per MWh, net voldoende om de operationele kosten te dekken. De winstgevendheid van de nieuwe kolencentrales is voor de kolenproducenten daarom een stuk lager te zijn dan tijdens constructie (2007-2008) werd verondersteld.

Figuur 4: Winstmarges van kolencentrales zijn sinds 2008 erg afgenomen

Marge op kolenproductie (€ per MWh)



* Clean Dark Spread is een proxy voor de brutomarge op kolenproductie en wordt berekend als de energieprijis per MWh min de kolenprijs per MWh min de CO₂ prijs per MWh. De spreads die hier zijn gegeven betreffen de 2 jaar forward spreads voor een kolencentrale met een efficiëntie van 46%

** Aanname operationele kosten (variabele en vaste Operating & Maintenance kosten) ~€7,5 per MWh

Bron: Endex, ICE, Bloomberg, Spring Associates analyse

Om een goede waardering te kunnen maken van de toekomstige kasstromen van de kolencentrales, moet er echter rekening gehouden worden met de verwachte toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsmarkt. Zo is een inschatting nodig van de vraag- en prijsontwikkeling (kolen-, gas- en CO₂-prijzen), van de productievolumes van individuele centrales en van de groei van duurzame productiecapaciteit en import-export. Om dit goed te kunnen doen is gebruikt gemaakt van een simulatiemodel, dat in de volgende sectie zal worden beschreven.

Hoeveel zijn de vijf kolencentrales waard?

Om de kolencentrales te waarderen zijn toekomstige kasstromen gesimuleerd

Om de effecten van de marktontwikkelingen op elektriciteitsprijzen te kunnen simuleren, is gebruik gemaakt van het model KyPowerFundamentals van Kyos, een analytische softwareontwikkelaar voor energie- en grondstofmarkten. Dit model is in staat om op uurbasis de optimale inzet van elektriciteitscentrales en daarmee de elektriciteitsprijs te berekenen. Het model doet dit op basis van verschillende inputs, waaronder brandstof- en CO₂-prijzen, elektriciteitsvraag en ontwikkeling van het productiepark (waaronder de groei van hernieuwbare capaciteit). Het model bootst in feite een competitieve elektriciteitsmarkt na, waarbij vraag en aanbod worden gebalanceerd en de marktprijs een resultaat is van de inzet en kostenstructuur van de onderliggende productie-eenheden. Een uitgebreide modelbeschrijving is opgenomen in Annex A.

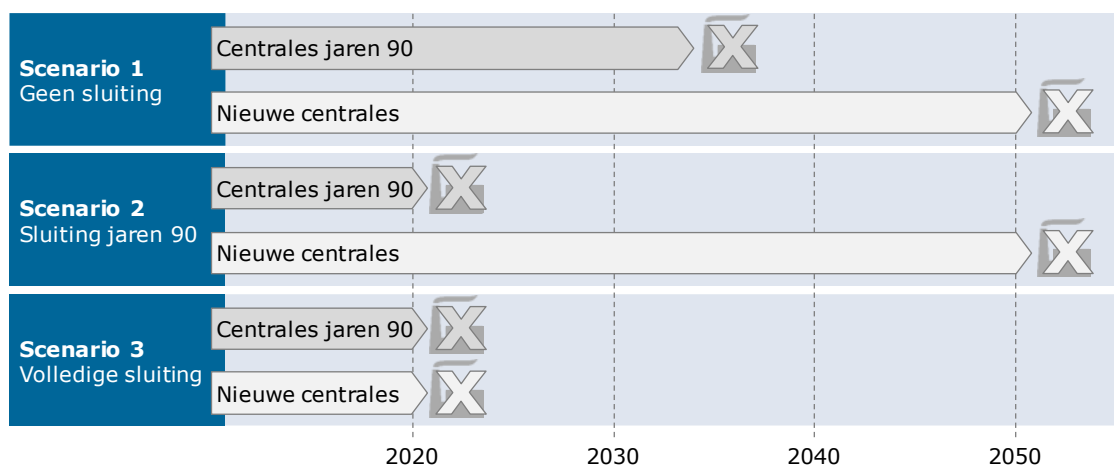
We hebben ervoor gekozen om 3 scenario's te onderzoeken, waarbij we rekening houden met de huidige politieke discussie over verschillende beleidsopties:

- *Scenario 1: Geen sluiting* – de vijf kolencentrales blijven operationeel
- *Scenario 2: Sluiting jaren 90* – de twee jaren 90-kolencentrales sluiten per 1 januari 2020 (het jaar waarin Nederland aan de Urgenda en EU-doelstellingen moet voldoen), de drie nieuwe centrales blijven operationeel
- *Scenario 3: Volledige sluiting* – alle vijf centrales sluiten per 1 januari 2020

In het geval dat de centrales operationeel blijven wordt vastgehouden aan een operationele levensduur van ongeveer 40 jaar. Dit betekent dat de jaren 90-centrales uitschakelen in 2034 en de nieuwe centrales in 2050 (zie Figuur 5).

Figuur 5: Er zijn drie scenario's voor sluiting onderzocht

Definitie van scenario's



Bron: Spring Associates

De model-aannames komen uit gezaghebbende bronnen

De modelaannames zijn gebaseerd op gezaghebbende bronnen die gangbaar zijn voor dit soort studies. De ontwikkeling van de Nederlandse elektriciteitsvraag en van hernieuwbare productiecapaciteit is overgenomen uit het scenario 'vastgesteld en voorgenomen beleid' uit de Nationale Energie Verkenning 2015 (ECN (2015a)) die eind 2015 is gepubliceerd. De voorspellingen van kolen-, gas- en CO₂-prijzen zijn gebaseerd op de World Energy Outlook 2015 (IEA (2015a))⁶.

Voorspellingen van import en export zijn voor *Scenario 1: Geen sluiting* overgenomen uit ECN (2015a) en voor *Scenario 3: Volledige sluiting* is een correctie gemaakt op basis van ECN (2015b). Deze laatste studie hanteert hetzelfde model als ECN (2015a) met het enkele verschil dat de effecten van een 'kolenexit' zijn meegerekend. *Scenario 2: Sluiting jaren 90* is een gewogen interpolatie.

In het kort laten de aannames het volgende beeld zien:

- Hernieuwbare elektriciteit groeit tot en met 2023 in lijn met het Energieakkoord, waarna de groei afneemt (dit komt omdat er nog beperkt aanvullend beleid bekend is, en dit is dus een relatief conservatieve aanname)
- De kolen- en gasprijzen herstellen zich tot en met 2030
- De CO₂-prijs stijgt substantieel tot 2030
- Elektriciteitsvraag stijgt licht door toenemende elektrificatie
- Nederland wordt naar verwachting een netto-exporteur van elektriciteit

Een uitgebreid overzicht van de aannames is te vinden in Annex B.

Er is ook rekening gehouden met de volatiliteit van duurzame energiebronnen, zoals wind en zonne-energie. Pieken en dalen van wind en zon kunnen immers een grote impact hebben op elektriciteitsprijzen. We hebben hier rekening mee gehouden door historische uurprofielen van wind en zon te gebruiken en die op te schalen in lijn met toenemende capaciteit.

Bandbreedtes zijn berekend op basis van historische volatiliteit

De voorspellingen van vooral de toekomstige prijsniveaus van grondstoffen zijn omringd door onzekerheid. Met deze onzekerheid is in de simulatie rekening gehouden door niet 1 maar 100 simulaties per scenario uit te voeren. Bij iedere simulatie zijn de grondstofprijzen gevarieerd op basis van historische prijsvolatiliteit⁷. Elke simulatie gebruikt dus andere aannames van gas-, kolen- en CO₂-prijzen. Dit stelt ons in staat om onzekerheidsintervallen te genereren rondom de simulatieresultaten. Ter illustratie is een voorbeeld van de bandbreedtes rondom input- en outputprijzen gegeven in Figuur 6.

⁶ ECN (2015a) baseert zijn voorspellingen van grondstofprijzen op de World Energy Outlook 2014 (IEA (2014)). Aangezien er van deze studie inmiddels een update beschikbaar is (IEA (2015a)), die is aangepast op de sterke prijsdaling van fossiele brandstoffen in 2015, zijn prijsvoorspellingen van kolen, gas en CO₂ gebaseerd op deze recentere versie.

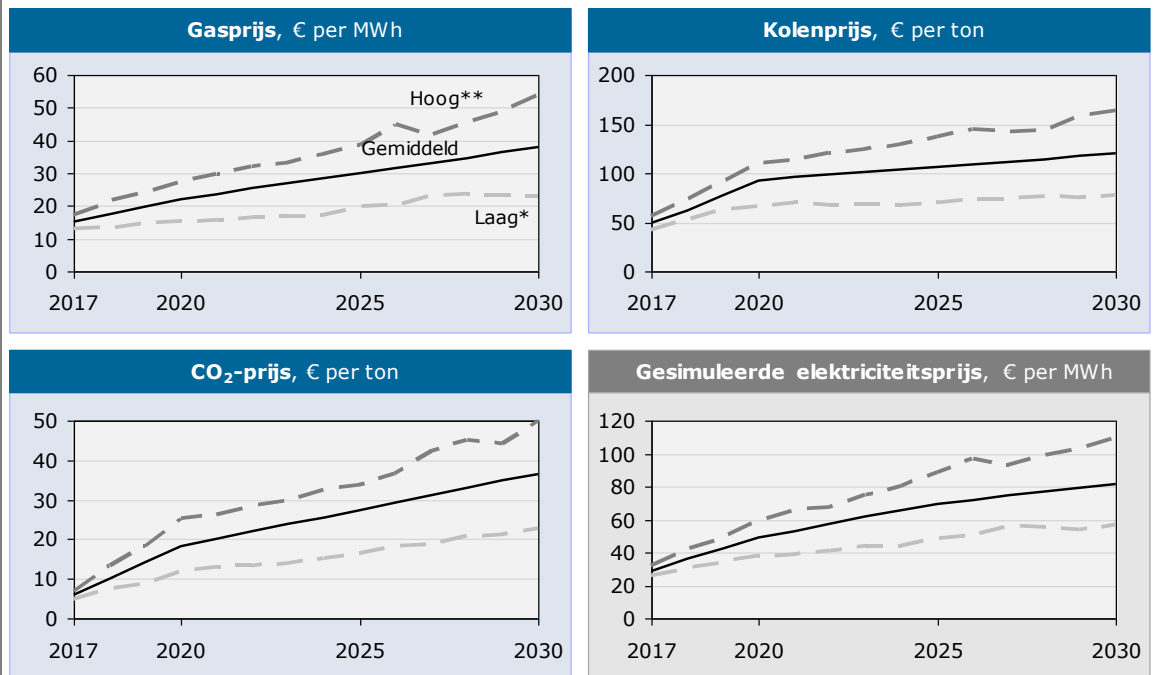
⁷ Hier is gebruikt gemaakt van een Monte Carlo simulatietechniek, waarbij een fysiek proces niet één keer maar vele malen wordt gesimuleerd, elke keer met andere startcondities. Het resultaat van deze verzameling simulaties is een verdelingsfunctie die het hele gebied van mogelijke uitkomsten weergeeft. Daarnaast is hierbij rekening gehouden met historische correlaties en cointegratie van prijzen. Zo wordt het op basis van historische correlatie zeer onwaarschijnlijk geacht dat op eenzelfde moment sprake is van relatief zeer hoge gasprijzen en zeer lage kolenprijzen.

Prijzen zullen naar verwachting weer stijgen...

De simulatieresultaten laten zien dat de groothandelsprijzen in de toekomst naar verwachting weer gaan stijgen. Dit is voor een groot deel het gevolg van stijgende gas-, kolen- en CO₂-prijzen. Deze aannames volgen direct uit IEA (2015a) en lijken inderdaad waarschijnlijk in het licht van (i) de sterke prijsdaling die recent heeft plaats gevonden in de grondstofmarkten waardoor grondstofproducenten (waaronder kolen- en gasproducenten) enorm onder druk staan, (ii) de verlaging van het ETS-plafond en andere ingrepen die het systeem van emissiehandel beter moeten laten functioneren en waardoor CO₂-prijzen zullen gaan stijgen.

Figuur 6: Onzekerheidsintervallen zijn bepaald rond de simulatieresultaten

Inputs (gas-, kolen- en CO₂-prijzen) en outputs (elektriciteitsprijs), *Scenario 1: Geen sluiting*



Noot: dit zijn nominale prijzen, in tegenstelling tot de prijzen in Annex B die reële prijzen betreffen

** Laag = 80% van de simulaties vallen boven deze waardes*

*** Hoog = 80% van de simulaties vallen onder deze waardes*

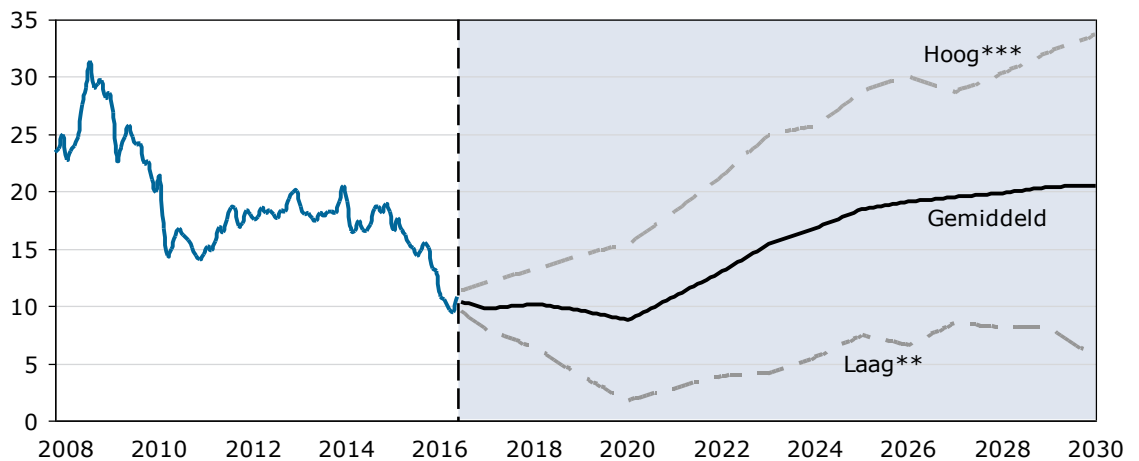
Bron: Kyos, Spring Associates

... maar dit leidt beperkt tot hogere marges

Dat de elektriciteitsprijzen waarschijnlijk weer stijgen, wil niet zeggen dat de winstmarges op kolenproductie evenredig toenemen. De gesimuleerde brutomarge op kolenproductie is weergegeven in Figuur 7, en is daar ook vergeleken met historische marges. We kunnen hieruit afleiden dat stijging van elektriciteitsprijzen slechts in beperkte mate leidt tot hogere winsten op kolenproductie. Op korte termijn blijven de marges erg laag. Op langere termijn zouden marges zich kunnen herstellen tot het niveau van 2012-2014, maar waarschijnlijk niet terugkeren op het niveau van 2008-2009.

Figuur 7: Stijging van elektriciteitsprijzen leidt beperkt tot hogere marges

Brutomarge* kolenproductie: historie 2008-mei 2016, simulatie juni 2016-2030 (€ per MWh)



* De Clean Dark Spread is hier gegeven als proxy van de brutomarge; cijfers Scenario 1: Geen sluiting

** Laag = 80% van de simulaties vallen boven deze waardes

*** Hoog = 80% van de simulaties vallen onder deze waardes

Bron: Endex, ICE, Bloomberg, Kyos, Spring Associates analyse

Met de simulatie van elektriciteitsprijzen en brutomarges (i.e. de Clean Dark Spread) kunnen we een schatting van de toekomstige kasstromen en een waardering van de kolencentrales maken. Voor deze analyse zijn de kasstromen gedefinieerd als de omzet per centrale min de brandstofkosten, CO₂-kosten, kosten voor operatie en onderhoud en belasting.⁸ De omzet, brandstofkosten en CO₂-kosten volgen uit het model, de variabele en vaste kosten voor operatie en onderhoud zijn op basis van IEA (2015b) geschat op respectievelijk €2 per MWh en €37,50 per kW_e per jaar. Belastingen zijn berekend over de operationele boekwinsten (EBIT) waarbij een vennootschapsbelasting van 25% is aangehouden. Een uitgebreide beschrijving van deze berekening is gegeven in Annex B.

De toekomstige winsten worden verder gewaardeerd door gebruik te maken van een disconteringsvoet van 6,9%. Deze disconteringsvoet is gelijk aan de gemiddelde financieringskosten van beursgenoteerde Europese verticaal-geïntegreerde energiebedrijven en komt exact overeen met de financieringskosten zoals gespecificeerd in IEA (2015b). Voor een uitgebreide berekening van deze financieringskosten kan worden verwezen naar Tabel B3 in Annex B.

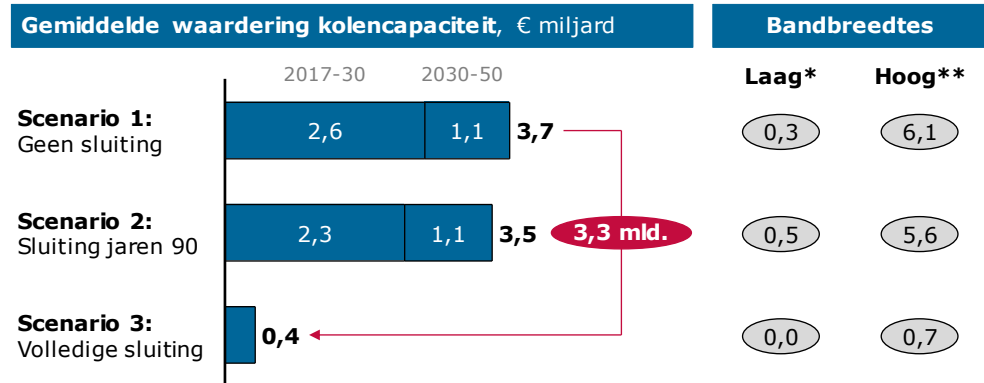
We hebben ervoor gekozen om de markt niet verder dan tot 2030 te modelleren. Het is immers niet goed in te zien, hoe de kolencentrales na 2030 nog allemaal onderdeel kunnen zijn van een verduurzamd energiesysteem. Hierin spelen vele variabelen en onbekenden een rol, maar een systeem waarin op Nederlands niveau aan de klimaatdoelstellingen wordt voldaan en waarin deze centrales in 2040 nog allemaal open zijn is eigenlijk niet voorstelbaar. Bovendien is het zeer waarschijnlijk dat de hernieuwbare capaciteit die na 2030 zou worden toegevoegd lagere integrale kosten kent dan de bovenkant van de bandbreedte van onze prijsvoorspellingen. Het is de vraag of een eventueel nieuw marktregime kolencentrales een hogere marktprijs zou gunnen dan dat, of in ieder geval zal de benutting van de centrales zeer aanzienlijk gaan dalen. Vandaar dat wij in *Scenario 1: Geen sluiting* en *Scenario 2: Sluiting jaren 90* aannemen dat de kasstromen na 2030 lineair aflopen,

⁸ NB. Het betreffen hier de kasstromen naar de onderneming, die toekomen aan zowel de verstrekkers van schuld als de aandeelhouders. Rente op schuld is daarom niet als aparte kasstroom meegenomen.

vanaf het niveau van 2030 tot nul aan het einde van de levensduur van de centrales (i.e. 2034 voor de jaren-90 centrales, 2050 voor de nieuwere centrales). De waardering van de kasstromen van de verschillende centrales is weergegeven in Figuur 8, waarin ook bandbreedtes (onzekerheidsintervallen) zijn opgenomen.

Figuur 8: Het waardeverlies bij sluiting bedraagt ongeveer €3,3 miljard

Netto contante waarde (NCW) van de toekomstige kasstromen van de vijf kolencentrales



* Laag = 80% van de simulaties vallen boven deze waardes

** Hoog = 80% van de simulaties vallen onder deze waardes

Bron: Spring Associates analyse

De vijf kolen-centrales zijn ongeveer €3,7 miljard waard

Onze berekeningen laten zien dat de netto contante waarde van de vijf kolencentrales samen rond de €3,7 miljard ligt. De twee jaren 90-centrales zijn samen ongeveer €0,5 miljard waard, en de drie nieuwe centrales ongeveer €3,2 miljard. Dit is fors minder dan de investeringskosten waarvoor ze zijn gebouwd, die voor de nieuwe centrales alleen al rond de €6 miljard liggen.⁹ Het verschil tussen de waarde van de nieuwe en de jaren 90-centrales komt vooral doordat de jaren 90-centrales kleiner zijn, en doordat deze uiterlijk operationeel blijven tot 2034, terwijl de andere centrales tot uiterlijk 2050 blijven produceren. Dat de kolencentrales niet meer waard zijn wat ze hebben gekost wordt onderstreept door het feit dat energiebedrijven de afgelopen jaren al forse afboekingen hebben moeten doen.

Bij volledige sluiting is het waardeverlies ca. €3,3 miljard

Bij vervroegde sluiting lopen de eigenaren van de kolencentrales kasstromen mis. Het netto contante 'waardeverlies', weergegeven in Figuur 8, bedraagt €3,3 miljard als alle vijf centrales gesloten worden in 2020, en €0,2 miljard als dit alleen geldt voor de centrales uit de jaren 90. Let wel dat er in deze waardering geen rekening is gehouden met eventuele restwaarde van onderdelen. Deze restwaarde zal in Scenario 3: Volledige sluiting een stuk hoger zijn dan in Scenario 1: Geen sluiting en het verschil tussen beide scenario's zal daarom in werkelijkheid lager uitvallen.

⁹ De volgende schattingen zijn gevonden: POYRY (2014) € 5,3 miljard, AD (2015) € 5,7 miljard, Frontier (2015) € 6,0 miljard, IEA (2015b) € 6,1 miljard.

De bandbreedtes rond met name de waardering in *Scenario 1: Geen Sluiting* en *Scenario 2: Sluiting jaren 90* zijn groot. Wij achten het waarschijnlijk dat het daadwerkelijke waardeverlies lager is dan €3,3 miljard. Zo zullen met de aannames van Scenario 1 en 2 niet alle klimaatdoelstellingen worden gehaald en volgen er aanvullende maatregelen die de winstgevendheid van kolencentrales waarschijnlijk negatief beïnvloeden. Bovendien zijn enkele effecten die het waardeverlies substantieel verlagen niet meegenomen, waaronder de eerdergenoemde restwaarde van onderdelen en hogere opbrengsten van gascentrales en centrales in het buitenland.

In Figuur 9 is het waardeverlies tussen *Scenario 1: Geen sluiting* en *Scenario 3: Volledige sluiting* uitgesplitst per centrale. Hier blijkt dat met name de nieuwste centrales – de Eemshaven A&B van RWE/Essent, de Rotterdam 1 van ENGIE/GDF Suez en de Maasvlakte 3 van E.On/Uniper – substantiële kasstromen mislopen.

Figuur 9: Het waardeverlies verschilt per kolentrale

Waardeverlies per centrale in *Scenario 3: Volledige sluiting* t.o.v. *Scenario 1: Geen sluiting*

Afname waardering in Scenario 3: Volledige sluiting, € mld,			Bandbreedtes		
	Centrale	Eigenaar		Laag*	Hoog**
Jaren 90	Amer 9	RWE/ Essent	0,2	-0,1	0,4
	Hemweg 8	Vattenfall/ Nuon	0,2	-0,1	0,5
Nieuw	Eemshaven A & B	RWE/ Essent	1,3	0,2	2,1
	Rotterdam 1	ENGIE/ GDF Suez	0,6	0,1	1,0
	Maasvlakte 3	E.On/ Uniper	0,9	0,2	1,5
Totaal	Alle vijf centrales		3,3 mld.	0,3	5,5

* Laag = 80% van de simulaties vallen boven deze waardes

** Hoog = 80% van de simulaties vallen onder deze waardes

Bron: Spring Associates analyse

Deze schatting van het waardeverlies bij een kolenexit moet overigens niet geïnterpreteerd worden als de hoogte van een rechtmatige claim. Hierbij zullen ook juridische aspecten zoals rechtmatige/onrechtmatige overheidsdaad een rol spelen (Kloostera, 2016). Wel is het een indicatie van de bovenkant van het waardeverlies die in deze discussie als startpunt kan dienen.

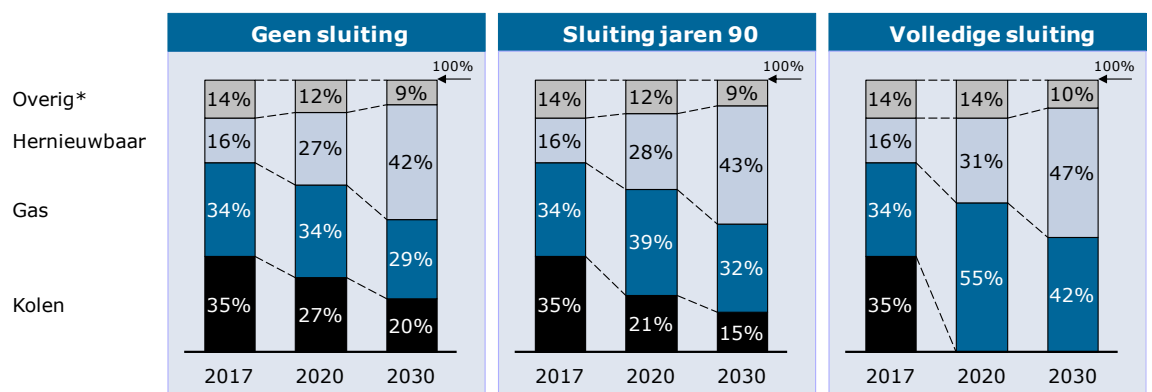
Wat zijn overige effecten voor energiebedrijven?

Elektriciteitsproductie uit kolen wordt vooral vervangen door gas

Door het sluiten van kolencentrales zal ook de Nederlandse productiemix er anders uit gaan zien. Hoe de productiemix zich zal gaan ontwikkelen kan worden afgeleid uit het simulatiemodel (zie Figuur 10). In alle scenario's is te zien dat hernieuwbare productiecapaciteit een steeds belangrijkere rol gaat vervullen. Als *Scenario 3: Volledige sluiting* wordt vergeleken met *Scenario 1: Geen sluiting* dan blijkt dat het wegvallen van kolenproductie met name wordt opgevangen door een toename van gasproductie. Daarnaast zal de netto-import van elektriciteit toenemen. Import- en exportvolumes volgen uit ECN (2015b) en zijn opgenomen in Tabel B2 in Annex B.

Figuur 10: Gascentrales vangen weggevallen kolenproductie grotendeels op

Gemiddelde ontwikkeling productiemix per scenario



* Hieronder vallen kernenergie, biomassa, hoogovengas en afval

Noot: Netto-import verschilt per scenario, wat kleine verschillen in hernieuwbaar en overig veroorzaakt

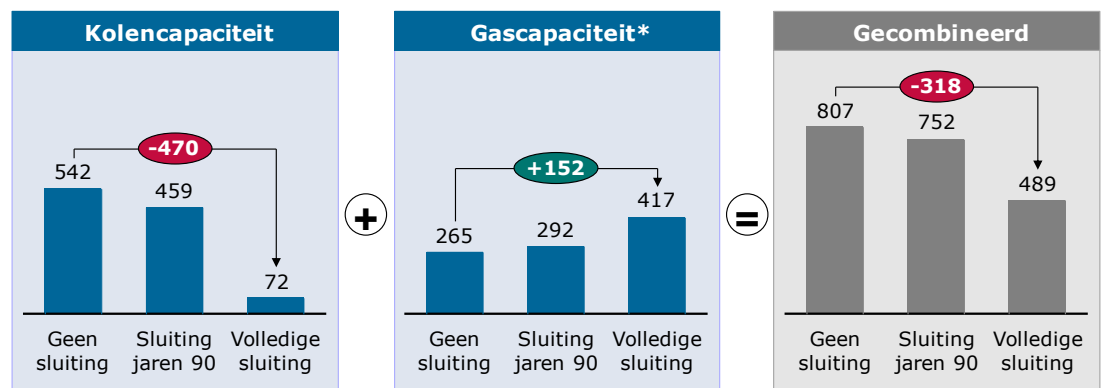
Bron: Spring Associates analyse

De opbrengst uit kolen daalt, maar de opbrengst uit gas stijgt

Bij vervroegde sluiting zullen producenten winst op kolencentrales mislopen. Daar staat dus wel tegenover dat andere centrales (met name de gascentrales die momenteel ver beneden hun capaciteit produceren) meer gaan verdienen. In Figuur 11 is weergegeven hoe de verandering in brutomarge op kolencapaciteit zich verhoudt tot de verandering in brutomarge op gascapaciteit.

Figuur 11: Margedaling op kolen staat tegenover margestijging op gas

Gemiddelde totale brutomarge per jaar voor de periode 2017-2030 (€miljoen)



* Gascapaciteit exclusief WKK's

Noot: Deze getallen zijn niet verdisconteerd en gelden alleen voor Nederlandse centrales. We hebben geen waardering gemaakt van de toename van 'gaswinsten' i.v.m. de grote hoeveel gascentrales en bijbehorende kostenaanname.

Bron: Spring Associates analyse

Ongeveer 30% van de weggevallen marge op kolen wordt goed gemaakt door gas

De brutomarge op gascapaciteit blijkt in *Scenario 3: Volledige sluiting* gemiddeld met €152 miljoen per jaar toe te nemen. Het gecombineerde margeverlies op gas en kolen komt daarmee uit op €318 miljoen ten opzichte van een margeverlies op kolen van €470 miljoen. In *Scenario 2: Sluiting jaren 90* is dit gecombineerde margeverlies €55 miljoen ten opzichte van het margeverlies op kolen van €83 miljoen. In beide gevallen wordt dus ongeveer 30% van de weggevallen brutomarge op kolen goed gemaakt door een stijging van brutomarge op gas. Naast deze extra gasopbrengsten in Nederland zullen ook de opbrengsten van centrales in het buitenland toenemen, maar de hoogte daarvan is in dit onderzoek niet berekend.

Energieproducenten met relatief veel gascentrales zullen hier dus meer van profiteren dan producenten met relatief weinig gascapaciteit. Van de partijen met kolencentrales hebben Nuon en ENGIE relatief veel gascentrales in Nederland. E.On en RWE hebben een relatief grote exposure aan kolen en zijn bij een kolenexit relatief nadelig uit. Producenten zonder kolencentrales, zoals Eneco en Delta, hebben natuurlijk baat bij een gedwongen sluiting.

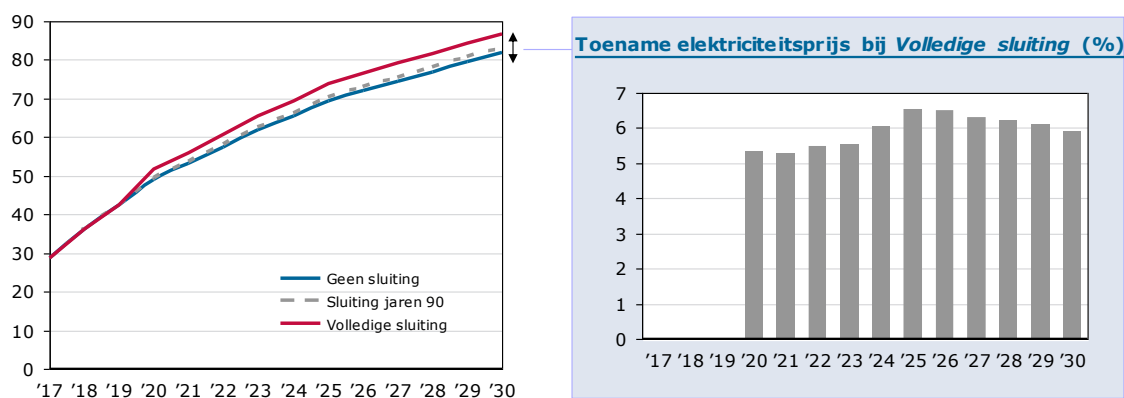
Wat zijn de implicaties voor energiegebruikers?

Prijzen zullen licht stijgen als gevolg van een kolenexit

Door de verschillen in productiemix zullen de elektriciteitsprijzen in de drie scenario's van elkaar afwijken. Een vergelijking van groothandelsprijzen per scenario is gegeven in Figuur 12. De simulaties wijzen uit dat een kolenexit in 2020 een lichte prijsstijging tot gevolg heeft van 5-7% ten opzichte van het *Scenario 1: Geen sluiting*. In *Scenario 2: Sluiting jaren 90* wordt een kleine prijsstijging van ongeveer 1% berekend. Deze resultaten zijn in lijn met de resultaten uit ECN (2015b), waarin bij sluiting een stijging van 4-7% is gevonden.

Figuur 12: De elektriciteitsprijzen stijgen bij een kolenexit met 5-7%

Gesimuleerde gemiddelde jaarlijkse elektriciteitsprijs per scenario, 2017-2030 (€ per MWh)



Bron: Spring Associates

Kosten voor huishoudens stijgen met maximaal ca. €14 per jaar

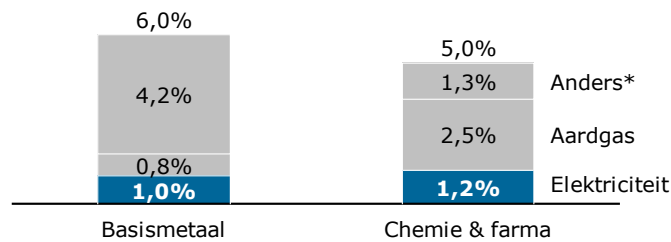
Een stijging van de groothandelsprijzen zal *ceteris paribus* resulteren in hogere energiekosten voor consumenten en bedrijven. In *Scenario 2: Sluiting jaren 90* zal sprake zijn van een maximale toename van 1% (in 2028) en in *Scenario 3: Volledige sluiting* zullen de prijzen maximaal met 6,5% toenemen (in 2025). Een gemiddeld huishouden verbruikt volgens het NIBUD jaarlijks ongeveer 3 MWh aan elektriciteit. Als we rekening houden met vastrecht, opslagen en belastingen, zal een stijging van 6,5% overeenkomen met een stijging van de jaarlijkse energiekosten voor een gemiddeld huishouden van ongeveer €14 per jaar.

Ook de stijging van kosten voor de industrie zijn beperkt

Ook de energiekosten voor het bedrijfsleven zullen door het uitfaseren van kolencentrales iets toenemen. De mogelijke negatieve gevolgen voor de concurrentiepositie van de energie-intensieve industrie is een vaak gebruikt argument in de discussie over een kolenexit. Om een prijsstijging van maximaal 6,5% in perspectief te plaatsen, zijn in Figuur 13 de energiekosten voor de twee meest energie-intensieve sectoren van Nederland gegeven.

Figuur 13: Elektriciteit is een relatief kleine kostenpost voor de industrie

Aandeel energiekosten in totale kosten voor industrie, 2015 (%)



* Hieronder vallen steenkool, aardolie, afval en warmte
Bron: ABN Amro Economisch Bureau

Elektriciteitskosten maken voor deze twee sectoren 1-1,2% van de totale kostenbasis uit. Een stijging van 6,5% zal daarom waarschijnlijk geen grote effecten hebben op de concurrentiepositie ($1,2\% \times 6,5\%$ is immers minder dan 0,01%).

De impact op de industriële concurrentiepositie lijkt beperkt

Zelfs voor de NS, één van de grootste stroomafnemers van Nederland met een jaarlijks elektriciteitsverbruik van 1,2 TWh (circa 1% van het totale landelijke verbruik), zijn de kosteneffecten relatief beperkt. Bij een prijsstijging van 6,5% zullen de totale kosten voor de NS toenemen met ongeveer €6 miljoen. Op hun totale kostenbasis van €4,8 miljard is dit een kostenstijging van slechts 0,1%. Het lijkt daarom onwaarschijnlijk dat de concurrentiepositie van de Nederlandse industrie door een kolenexit substantieel wordt aangetast.

Kostenstijging is niet te vermijden om doelstellingen te behalen

Het is ten slotte goed op te merken dat de aannames in *Scenario 1: Geen sluiting* niet toereikend zijn om aan de Nederlandse klimaatdoelstellingen te voldoen. Dit betekent dat een vergelijking tussen Scenario 1 en Scenario 3 niet helemaal eerlijk is. Nederland zal immers een transitie moeten maken van een high-carbon naar low-carbon energiesysteem, en voorlopig zijn low-carbon oplossingen nog duurder dan conventionele oplossingen. Er zal daarom een prijsmechanisme moeten komen dat low-carbon oplossingen (waaronder wind, zon, maar tot op zekere hoogte ook gas) concurrerend maakt. Dit zal over het algemeen gepaard gaan met hogere energieprijzen. Een stijging van kosten (zij het hogere energieprijzen, hogere overheidsuitgaven of hogere belastingen) is daarom onontkoombaar.

Wat zijn de maatschappelijke kosten en baten?

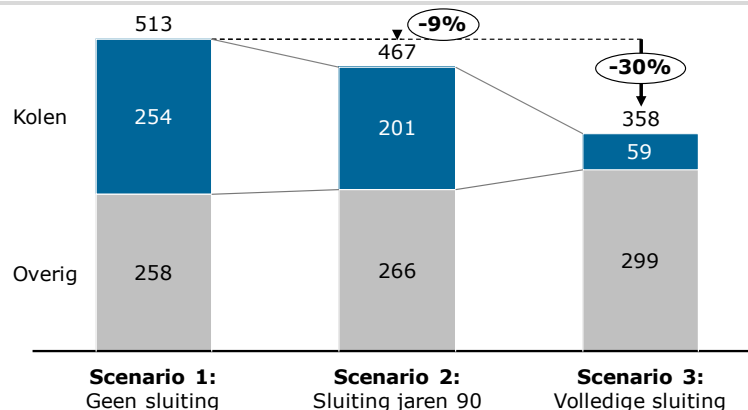
De CO₂-uitstoot van elektriciteitsproductie kan met ca. 30% afnemen

Eén van de belangrijkste maatschappelijke baten van sluiting is de CO₂-reductie die wordt gerealiseerd. Dit effect is geschat door wederom gebruik te maken van het simulatiemodel. In Figuur 14 is de cumulatieve uitstoot van het Nederlandse productiepark over de periode 2017-2030 gegeven. Uit deze analyse blijkt dat in *Scenario 2: Sluiting jaren 90* de CO₂-uitstoot van elektriciteitsproductie met circa 9% wordt teruggebracht ten opzichte van *Scenario 1: Geen sluiting*. In *Scenario 3: Volledige sluiting* wordt zelfs een CO₂-reductie van 30% gerealiseerd.

Deze reductie is deels toe te schrijven aan een stijging van de netto-import. Deze neemt in *Scenario 3: Volledige sluiting* met 65 PJ toe. Voor het grootste deel is dit echter een gevolg van een toename van productie door gascentrales. De gemiddelde CO₂-uitstoot per binnenlands geproduceerde kilowattuur daalt tussen 2017-2030 gemiddeld met ongeveer 20%. In deze berekening is nog geen rekening gehouden met biomassa bij- en meestook, omdat het niet is in te schatten in welke mate bij- en meestook zal worden ingezet gedurende die gehele periode. In de volgende analyse zijn deze effecten wel meegenomen.

Figuur 14: CO₂-uitstoot van elektriciteitsproductie kan met 30% afnemen

Cumulatieve uitstoot van elektriciteitsproductie, 2017-2030 (miljoen ton CO₂)



Noot: Hierin zijn CO₂-effecten van biomassa bij- en meestook niet meegenomen
Bron: Spring Associates analyse

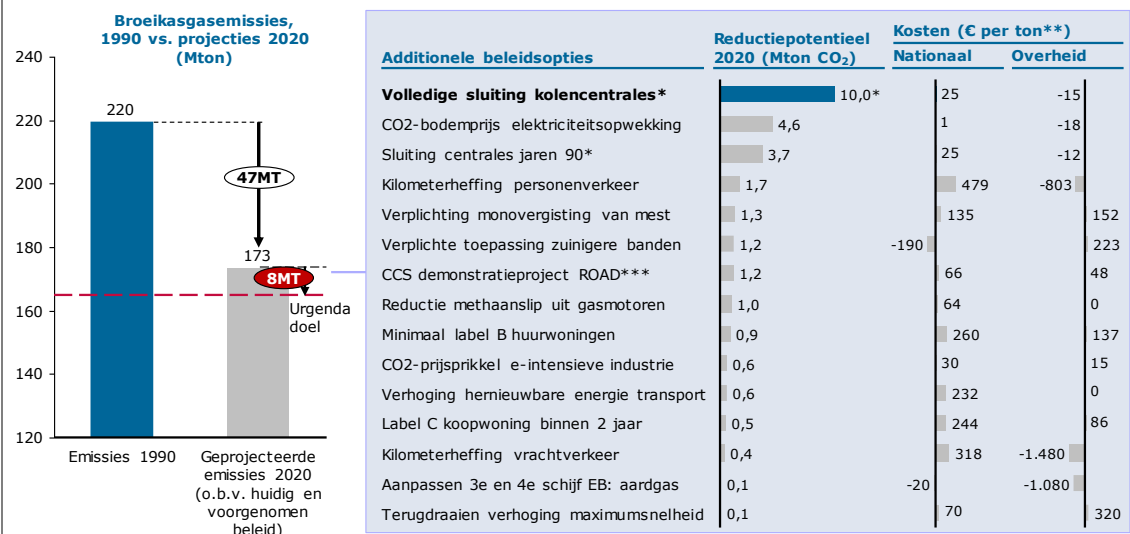
In 2020 betekent dit een reductie van 10 miljoen ton CO₂

In absolute termen schatten we dat de jaarlijkse CO₂-uitstoot van binnenlandse elektriciteitsproductie met circa 15 miljoen ton afneemt (als er geen rekening wordt gehouden met bij- en meestook; kolencentrales zullen ongeveer 20 miljoen minder uitstoten en gascentrales 5 miljoen ton meer). Dit resultaat komt exact overeen met de berekeningen van ECN (2015b). Dit effect zal iets lager uitvallen als ook rekening wordt gehouden met de bijdrage van biomassa bij- en meestook (25 PJ in 2020). De netto CO₂-reductie zal dan circa 10 miljoen ton bedragen. Hierbij is uitgegaan van de maximale meestookcapaciteit, zoals beschreven in CE Delft (2016).

In Figuur 15 zijn het reductiepotentieel en de kosten per vermeden ton CO₂ van een kolenexit vergeleken met alternatieve beleidsopties. Deze vergelijking bevat die beleidsopties die ook zijn onderzocht in het Interdepartementale Beleidsonderzoek (MvF (2016)). Alleen het reductiepotentieel en de kosten van het sluiten van kolencentrales zijn hierin aangepast op basis van onze eigen berekeningen. Er is in deze gegevens een correctie gemaakt voor het wegvallen van biomassa bij- en meestook. In de overheidskosten per vermeden ton CO₂ bij sluiting is rekening gehouden met een eventuele vergoeding voor het totale waardeverlies zoals geschat in dit onderzoek (€3,3 miljard) verspreid over een periode van 10 jaar. Dit is een conservatieve aanname en deze kosten betreffen de bovenkant van de schatting.

Figuur 15: Het sluiten van kolencentrales is effectief en kosten-efficiënt

Additionele beleidsopties om de Urgenda-doelstelling te halen



Noot: Alleen effecten met een positief reductie-effect in 2020 zijn meegenomen. Positieve getallen betreffen kosten, negatieve getallen baten.

* Deze effecten houden rekening met de verwachte bijdrage van biomassa bij- en meestook.

** Voor het bepalen van de kosten is gekeken naar de 'Nationale Kosten' en de 'Overheidskosten' uit MvF (2016). Voor de overheidskosten is rekening gehouden met een mogelijke schadeclaim bij een kolenexit, waarbij is gerekend met een waardeverlies van €3,3 miljard. Kosten zijn verspreid over 10 jaar.

*** De kosteninschatting voor CCS in MvF (2016) gaan ervan uit dat het project 10 jaar lang zal draaien. Dit is op basis van de capaciteit van het betreffende veld niet mogelijk en de productieduur zal waarschijnlijk veel korter zijn, waardoor kosten per vermeden ton CO₂ substantieel hoger uitvallen.

Bron: MvF (2016), Spring Associates analyse

Volledige sluiting heeft de grootste impact van alle beleidsopties...

Sluiting van kolencentrales blijkt de beleidsoptie met het grootste reductiepotentieel van alle onderzochte beleidsopties. Er zullen beleidskeuzes moeten worden gemaakt die in 2020 resulteren in een aanvullende CO₂-reductie van 8 miljoen ton om te voldoen aan het Urgenda-vonnis. Met volledige sluiting van de kolencentrales zal hieraan kunnen worden voldaan. Een sluiting van alleen de jaren 90-centrales blijkt niet toereikend om de Urgenda-doelstelling te kunnen halen en ook de andere opties zouden alleen in combinatie een reductie van 8 miljoen ton kunnen realiseren.

... en is daarnaast relatief kosten-efficiënt

Een vergelijking van de kosten per vermeden ton CO₂ wijst uit dat, zelfs als er rekening wordt gehouden met een eventuele schadevergoeding voor het totale waardeverlies, de kosten van sluiting relatief beperkt zijn. De nationale kosten van volledige sluiting bedragen circa €25 per vermeden ton CO₂. Deze kosten worden met name veroorzaakt door hogere elektriciteitsimport en door het feit dat import van gas relatief duur is in vergelijking met import van kolen. Volledige sluiting

resulteert voor de overheid zelfs in een bate van €15 per vermeden ton CO₂. Enerzijds is er een kostenpost voor het uitkeren van een schadevergoeding. Anderzijds verdwijnen de SDE-uitgaven voor biomassa bij- en meestook in kolencentrales en resulteren de hogere energieprijzen in lagere SDE-subsidies. De meeste andere beleidsopties met een substantieel reductiepotentieel zullen leiden tot een kostenpost voor de overheid.

SDE-uitgaven voor bij- en meestook zullen met €3-4 miljard afnemen

Ook in absolute termen zijn met SDE-subsidies op biomassa bij- en meestook grote bedragen gemoeid. De minister van Economische Zaken meldde in de kamerbrief van 1 februari 2016 dat "[...] de totale geraamde subsidiekosten voor bij- en meestook van duurzame biomassa (..) naar verwachting [uitkomen] op circa 3 miljard euro over een periode van 8 jaar." CE Delft (2016) komt zelfs uit op een totaal budget van circa €4 miljard voor de komende 8 jaar. Ook ECN (2015b) berekende dat het vervroegd sluiten van de kolencentrales en daarmee het wegvallen van bij- en meestook, de kasuitgaven voor de SDE+ laten dalen met maximaal een half miljard per jaar.

Er zijn alternatieve opties beschikbaar voor het wegvallen van bij- en meestook

Het kabinet ziet dat bij- en meestook een belangrijke bijdrage kan leveren aan het behalen van de Europese doelstelling voor hernieuwbare energie. Naar verwachting zal bij- en meestook in 2020 een bijdrage van ongeveer 1,2% aan hernieuwbare energie leveren. Het SDE-budget dat vrijvalt met het sluiten van de kolencentrales kan echter worden aangewend voor alternatieve opties. CE Delft (2016) berekende dat er alternatieven beschikbaar zijn om bij- en meestook op te vangen, waarvan er één zelfs goedkoper zou zijn vanuit het perspectief van het overheidsbudget. Bovendien heeft het ministerie van Financiën in MvF (2016) aangegeven dat CO₂-reductie voor Nederland het hoofddoel moet zijn en dat hernieuwbare energie slechts een subdoel is. Met dit als uitgangspunt, zal een kolenexit een positieve en kostenefficiënte bijdrage kunnen leveren aan de langetermijndoelen van Nederland.

Conclusie

Een kolenexit zou een effectieve en kosten-efficiënte maatregel zijn

Wij waarderen de vijf kolencentrales op ongeveer €3,7 miljard. De nieuwe centrales zijn ongeveer €3,2 miljard waard, en de centrales uit de jaren 90 ongeveer €0,5 miljard. Dit is een stuk lager dan de totale investeringskosten, die voor de drie nieuwe centrales alleen al rond de €6 miljard liggen. Als alle kolencentrales vanaf 2020 verplicht worden om te sluiten blijft er nog €0,4 miljard aan waarde over. Het waardeverlies is in dat geval €3,3 miljard. Het is aannemelijk dat het daadwerkelijke waardeverlies eerder lager ligt dan hoger, omdat klimaatdoelstellingen in het basisscenario (*Scenario 1: Geen Sluiting*) niet worden gehaald. Bovendien zijn een aantal effecten die het verlies verlagen niet meegenomen, waaronder de restwaarde van de onderdelen en de hogere marges op overige Nederlandse centrales en buitenlandse capaciteit.

De totale CO₂-uitstoot van Nederland zou bij sluiting met circa 10 miljoen ton in 2020 afnemen, waarbij rekening is gehouden met het wegvallen van bij- en meestook van biomassa. De Urgenda-doelstelling (i.e. de meest beperkende kortetermijndoelstelling) zou dus kunnen worden bereikt met deze maatregel. De kosten van sluiting verhouden zich ook relatief gunstig tot alternatieve opties, zelfs als rekening wordt gehouden met eventuele compensatie van waardeverlies.

Annex A: Simulatiemodel KyPowerFundamentals

In dit onderzoek is gebruik gemaakt van het model KyPowerFundamentals van Kyos – een analytische softwareontwikkelaar voor energie- en grondstofmarkten. Dit model kan prijzen in een elektriciteitsmarkt simuleren aan de hand van de kostenstructuur van individuele centrales.

Het KyPowerFundamentals model wordt gebruikt door spelers in de energiemarkt om beslissingen te nemen omtrent nieuwe investeringen, het berekenen van risico's en het bepalen van handelsstrategieën. Daarnaast is het geschikt om de gevolgen door te rekenen van structurele veranderingen in de markt, zoals de sluiting van centrales, de groei van hernieuwbare energieproductie of de introductie van een CO₂-belasting.

De belangrijkste inputs van het simulatiemodel bestaan uit:

- Eigenschappen van individuele elektriciteitscentrales (incl. type, capaciteit, efficiëntie, startkosten en beschikbaarheid)
- Verwachte elektriciteitsvraag
- Verwachte elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen (met name wind en zon)
- Verwachte brandstof- en CO₂-prijzen

De werking van de elektriciteitsmarkt wordt met behulp van deze inputs op een gedetailleerde manier gesimuleerd. Dit kan voor één land, zoals in dit onderzoek is gedaan, of voor meerdere landen tegelijk.

Een uniek kenmerk van het simulatiemodel is de combinatie van Monte Carlo simulaties rondom inputprijzen en de fundamentele marktmodellering: voor ieder scenario van brandstof- en CO₂-prijzen leidt het model de bijbehorende uurlijkse elektriciteitsprijzen af. Deze uurlijkse elektriciteitsprijzen liggen precies op dat niveau waar de totale productie van conventionele centrales gelijk is aan de zogenaamde residuele elektriciteitsvraag. Dit is het deel van de elektriciteitsvraag dat geleverd moet worden door conventionele centrales:

Residuele vraag = Elektriciteitsvraag - hernieuwbare productie - import + export.

Het model past de elektriciteitsprijzen aan totdat de totale productie van alle conventionele centrales overeenkomt met de residuele vraag in ieder uur. Het houdt daarbij niet alleen rekening met de marginale productiekosten, zoals in een traditioneel merit order model, maar ook met de startkosten en must-run verplichtingen van centrales, bijvoorbeeld voor het leveren van warmte. Dit optimalisatieproces komt overeen met het functioneren van een competitieve elektriciteitsmarkt zoals we die in Europese landen hebben. Het KyPowerFundamentals simulatiemodel bepaalt zodoende niet alleen de prijs van elektriciteit, maar doet ook voorspellingen over de ontwikkeling van productiekosten onder verschillende scenario's, over welke elektriciteitscentrales zullen produceren en over de invloed van mogelijke systeemveranderingen.

Zie voor meer informatie: <http://www.kyos.com/power-markets/>

Annex B: Overzicht modelaannames

De belangrijkste modelaannames zijn weergegeven in Tabel B1 en zijn gebaseerd op de World Energy Outlook 2015 (IEA (2015b)) en de forward prijzen per 18 mei 2016. De cijfers voor tussenliggende jaren zijn lineair geïnterpoleerd. Ter vergelijking zijn ook cijfers uit de NEV 2015 (ECN (2015a)) gegeven. De reële grondstofprijzen zijn omgezet naar nominale prijzen aan de hand van een inflatiepercentage van 1,75%.

Tabel B1: Aannames inputprijzen

Kolenprijs, gasprijs en CO₂-prijzen, 2017-2030 (€, reële prijzen 2014)

Bron	Variabelen	2017	2020	2023	2025	2030
IEA (2015a) World Energy Outlook 2015, 'New policies scenario'	Kolenprijs (€ per ton)		70,5			76,5
	Gasprijs (€ per MWh)		20,0			28,7
	CO ₂ -prijs (€ per ton)		16,5			27,8
Forward prijzen Gebaseerd op API2, TTF (gas) en EEA futures*	Kolenprijs (€ per ton)	48,3				
	Gasprijs (€ per MWh)	15,1				
	CO ₂ -prijs (€ per ton)	6				
Modelaannames Forward prijzen voor 2017 IEA (2015a) voor 2020-2030	Kolenprijs (€ per ton)	48,3	70,5	72,3	73,5	76,5
	Gasprijs (€ per MWh)	15,1	20,0	22,6	24,3	28,7
	CO ₂ -prijs (€ per ton)	6	16,5	19,9	22,1	27,8
ECN (2015a) NEV 2015, 'Vastgesteld en voorgenomen beleid'	Kolenprijs (€ per ton)	68	81	83	85	88
	Gasprijs (€ per MWh)	20,7	29,0	31,1	32,1	34,2
	CO ₂ -prijs (€ per ton)	9	11	13	15	20

* Data per 18 mei 2016

Bron: ECN (2015a), IEA (2014), IEA (2015a), CME-Group, EEX, ICE

Aannames die van invloed zijn op de vraag naar elektriciteitsproductie zijn weergegeven in Tabel B2. De vraag, import en export in *Scenario 1: Geen sluiting* en de productie uit hernieuwbare bronnen volgt uit ECN (2015a) 'vastgesteld en voorgenomen beleid'. Voor de productie uit windenergie in 2030 is het 'vastgestelde beleid' gebruik, omdat deze in dat jaar (in tegenstelling tot in andere jaren) hoger wordt ingeschat dan in het 'vastgesteld en voorgenomen beleid'. Het effect op import en export in *Scenario 3: Volledige sluiting* is overgenomen uit ECN (2015b). Import en export in *Scenario 2: Sluiting jaren 90* is een gewogen interpolatie op basis van capaciteit.

Om inputs op jaarbasis om te zetten naar inputs op uurbasis zijn jaar-uur-profielen gebruikt. Voor de vraag naar elektriciteit is dit profiel gebaseerd op historische gegevens. Voor de productie uit hernieuwbare bronnen (afhankelijk van wind- en zoncycli) komt het profiel van TenneT, waarbij gegevens van een representatieve aangrenzende provincie uit Duitsland zijn gebruikt. Import en export is constant verondersteld, omdat het modelleren van de omringende landen vergaande en onzekere aannames vereist van de ontwikkeling in nabijgelegen landen.

Eigenschappen van het conventionele productiepark zijn geverifieerd bij verschillende partijen. Aangenomen is dat zowel de capaciteit als de eigenschappen van het conventionele park in de tijdshorizon tot en met 2030 niet zullen veranderen. Volledige beschikbaarheid van de gascentrales is verondersteld.

Tabel B2: Aannames vraag en productiecapaciteit

Binnenlandse vraag, import en export, productie uit hernieuwbare bronnen, 2017-2030 (PJ)

Bron	Variabelen	2017	2020	2023	2025	2030		
ECN (2015a) NEV 2015, 'Vastgesteld en voorgenomen beleid'	Binnenlandse vraag	410	410	412	414	421		
	Productie hernieuwbare bronnen	Wind op zee	7,4	27,4	60,6	68,9	89,7	
		Wind op land	34,5	54,8	63,7	64,3	65,9	
		Zon-PV	9,0	17,4	27,8	35,2	51,8	
		Waterkracht	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
ECN (2015b) Effecten vervroegd sluiten Nederlandse kolencentrales	Import & export	Scenario 1 Geen sluiting	Import	152	134	87	80	82
		Export	59	96	135	145	145	
	Import & export	Scenario 2 Sluiting jaren 90	Import	152	143	97	89	91
			Export	59	89	126	136	135
		Scenario 3 Volledige sluiting	Import	152	167	122	112	114
			Export	59	72	104	114	112

Bron: ECN (2015a), ECN (2015b)

Effecten van het implementeren van CO₂-afvang en -opslag (CCS) zijn buiten beschouwing gelaten. In recent gepubliceerd werk van de IEA (2015a) bleek dat investeringen in CCS op dit moment verre van rendabel zijn. Voor nieuwbouw van CCS zijn CO₂-prijzen van circa €40 per ton nodig in 2030, exclusief variabele kosten voor CO₂-transport en -opslag. Voor een gascentrale ligt dit prijspunt nog verder weg (€80-90 per ton). Grootschalige energieopslag is ook buiten beschouwing gelaten, omdat de ontwikkeling hiervan niet goed te voorspellen is. De opbrengsten voor kolencentrales van het beschikbaar stellen van regelvermogen zijn ook niet meegenomen. Ook dit laat zich beperkt modelleren en bovendien zullen andere centrales (met name gascentrales) het wegvallen van het regelvermogen door kolencentrales opvangen. Inkomsten uit restwarmte zijn ook niet meegenomen, omdat het enerzijds onzeker is of die inkomsten zullen komen, en anderzijds omdat de business case op restwarmte – gegeven de subsidies op infrastructuur – min of meer neutraal is.

Om tot een netto kasstroom van de kolencentrales te komen is rekening gehouden met belastingen. Deze zijn berekend op basis van een belastingpercentage van 25% over de operationele boekwinst (EBIT). Om de EBIT te berekenen zijn de gesimuleerde operationele kasstromen (EBITDA) als basis genomen en hier zijn afschrijvingen van afgetrokken, €6,3 miljard in totaal. Dit bedrag is bepaald op basis van de investeringskosten (€6 miljard voor de drie nieuwe centrales en €2,2 miljard voor de jaren 90-centrales), waarbij een afschrijvingsperiode is gebruikt van 30 jaar vanaf ingebruikname. Er is een onbeperkte voorwaartse verliesverrekening (Engels: tax loss carry forward) verondersteld. Dat wil zeggen dat operationele verliezen kunnen worden meegenomen naar volgende jaren, wat een verlagend effect heeft op de belastingen. Dit is dan ook een conservatieve aanname. Het totale effect van belastingen op de totale waardering in *Scenario 1: Geen sluiting* (€3,7 miljard) is met €0,4 miljard relatief beperkt.

Voor de waardering van toekomstige kasstromen is een disconteringsvoet gebruikt van 6,9%. Deze disconteringsvoet is gelijk aan de gemiddelde kapitaalkosten van 11 beursgenoteerde Europese verticaal-geïntegreerde energiebedrijven (zie Tabel B3).

Tabel B3: Berekening kapitaalkosten (gebruikt als disconteringsvoet)

Europese verticaal geïntegreerde energiebedrijven

Bedrijf	Gebieden	Activiteiten	Kosten schuld*	Kosten eigen vermogen	Schuld-percentage**	WACC***
Gas Natural	Pan-Europees	Elektriciteit & gas	5,2%	10,4%	46,3%	8,0%
Drax	Groot-Brittannië	Elektriciteit	3,2%	8,8%	15,0%	8,0%
CEZ	Centraal-/Oost-Europa	Elektriciteit & gas	3,6%	9,8%	32,6%	7,8%
EDP	Portugal	Elektriciteit & gas	5,3%	11,2%	58,8%	7,7%
RWE	Pan-Europees	Elektriciteit & gas	3,7%	10,1%	40,0%	7,5%
E.On	Pan-Europees	Elektriciteit & gas	3,1%	9,1%	40,0%	6,7%
Iberdrola	Spanje	Elektriciteit & gas	4,1%	8,9%	46,8%	6,7%
Verbund	Oostenrijk	Elektriciteit (90% hydro)	3,0%	9,8%	50,0%	6,4%
Endesa	Spanje	Elektriciteit	3,5%	8,5%	53,2%	5,8%
Engie	Pan-Europees	Elektriciteit & gas	2,5%	8,2%	45,5%	5,6%
SSE	VK & Ierland	Elektriciteit & gas	3,2%	7,7%	48,0%	5,5%
Gemiddeld			3,7%	9,3%	43,3%	6,9%

* Na belastingen

** $Schuldpercentage = \frac{Schuld}{Schuld + Eigen\ Vermogen}$

*** WACC = Weighted Average Cost of Capital, oftewel Gewogen Gemiddelde Kapitaalkosten

Bron: Credit Suisse (december 2015)

Annex C: Referenties

- **AD (2015)** – Bremmer, D., *GDF en E.On: Miljardenclaims bij sluiting kolencentrales*, Algemeen Dagblad, 24 november 2015
- **Algemene Rekenkamer (2015)** – *Stimulering duurzame energieproductie - Haalbaarheid en betaalbaarheid van beleidsdoelen*, Algemene Rekenkamer, 14 april 2015
- **CE Delft (2011)** – Bennink, D.; Croezen, H.; Valkengoed, M. van, *The Accountability of European Renewable Energy and Climate Policy*, CE Delft, april 2011
- **CE Delft (2016)** – Warringa, G.E.A.; Vergeer, R.; Croezen, H.J.; Rooijers, F.J.; De Bruyn, S.M., *Alternatieven voor meestook biomassa in kolencentrales*, CE Delft, maart 2016
- **Delta (2015)** – *Kolendeal Energieakkoord: emissiereductie en verduurzaming kan en moet sneller en goedkoper*, Delta N.V., 17 maart 2015
- **ECN (2015a)** – *Nationale Energie Verkenning*, ECN; PBL; CBS; RVO, oktober 2015
- **ECN (2015b)** – Hout, M. van; Koutstaal, P., *Effecten van het vervroegd sluiten van de Nederlandse kolencentrales*, ECN, oktober 2015
- **Ecofys (2015)** – Noothout, P., Eggink, E., van der Leun, K., *CO₂-uitstoot elektriciteitsproducten in Nederland 2014*, Ecofys, 18 december 2015
- **FD (2015)** – van Dijk, B., *Gascentrales in voortbestaan bedreigd*, FD, 26 oktober 2015
- **FD (2016)** – Grol, C., *Centrales lijden verlies, maar ze nu uitzetten is de duurdere keuze*, FD, 7 april 2016
- **Frontier (2015)** – *Scenarios for the Dutch electricity supply system*, Frontier Economics, september 2015
- **Greenpeace (2015)** – *Energy [R]evolution: a sustainable world energy outlook 2015*, Greenpeace Int'l; Global Wind Energy Council; SolarPowerEurope; DLR, september 2015
- **IEA (2014)** – *World Energy Outlook 2014*, International Energy Agency, OECD, november 2014
- **IEA (2015a)** – *World Energy Outlook 2015*, International Energy Agency, OECD, november 2015
- **IEA (2015b)** – *Projected Costs of Generating Electricity 2015*, International Energy Agency; Nuclear Energy Agency; OECD, 30 september 2015
- **Kloostra (2016)** – Kloostra, B., *Memo: Beperking CO₂-uitstoot kolencentrales*, Van Den Biesen Kloostra Advocaten, 26 april 2016
- **MvF (2016)** – *IBO kostenefficiëntie CO₂-reductiemaatregelen*, ministerie van Financiën, Inspectie der Rijksfinanciën - Bureau Strategische Analyse, april 2016
- **PBL (2015)** – *Quick scan mogelijke aanvullende maatregelen emissiereductie 2020 ten behoeve van Urgenda klimaatzaak*, PBL; ECN, september 2015
- **POYRY (2013)** – *Outlook for new coal-fired power stations in Germany, The Netherlands and Spain*, POYRY Management Consulting, april 2013
- **SEO (2016)** – Buunk, E.; Hof, B.; Tieben, B., *Sluiting kolencentrales*, SEO, april 2016