

Externe notitie

Amsterdam, 24 september 2013
Definitief

Afdeling Policy Studies

Van Ad Seebregts

Aan Autoriteit Consument & Markt (ACM)
(Contactpersoon ACM: Erik Kloosterhuis)

ECN-N--13-034

Kopie Paul Koutstaal (ECN)
Marc Londo (ECN)

Onderwerp **Effecten van versneld sluiten van de vijf oudste kolencentrales¹**

1. Achtergrond en doel van deze notitie

Deze notitie schetst de mogelijke effecten van het vervroegd sluiten van de vijf oudste kolencentrales in Nederland, dit dan als onderdeel van het nog te sluiten Energieakkoord. Het betreft centrales van vier producenten: RWE/Essent, E.ON, GDF Suez Nederland en EPZ. Het besluit c.q. de afspraak om kolenvermogen uit de markt te halen heeft mogelijk invloed op de prijzen op de Nederlandse elektriciteitsmarkt. De ACM moet een oordeel vellen over de mogelijke ongewenstheid van dat effect in het kader van de (Europese) kartelwetgeving. Om een indicatie te krijgen van de effecten, heeft de ACM aan ECN gevraagd een aantal berekeningen uit te voeren. De resultaten en de uitgangspunten van deze berekeningen staan in deze notitie samengevat.

Achtereenvolgens komen aan de orde:

- Samenvatting van de gevraagde resultaten van de berekeningen voor 2 geanalyseerde varianten (2.),
- een overzicht van de uitgangspunten van de berekeningen (3.),
- schets van werkwijze en aanpak (4.),
- de belangrijkste beperkingen en onzekerheden in de analyse en berekeningen (5.), en
- samenvatting resultaten van een drietal gevoeligheidsanalyses (6.)

De notitie verwijst voor meer details naar nog te publiceren achtergrondinformatie.² Gepoogd is echter deze notitie zo veel als mogelijk zelfstandig leesbaar te maken.

2. Samenvatting resultaten

De over de jaren 2016-2021 uitgemiddelde resultaten zijn samengevat in Tabel 1 voor de effecten op de groothandelsprijs elektriciteit op de Nederlandse markt. De berekende groothandelsprijs is representatief voor de totale elektriciteitsvraag in de betreffende jaren. De elektriciteitsvraag loopt in

¹ Het ECN projectnummer voor deze analyse is 6.00750. Contactpersoon voor deze notitie is de auteur, e-mail: seebregts@ecn.nl. Opmerkingen van EZ op de vorige conceptnotitie zijn verwerkt in deze definitieve versie.

² Inmiddels gepubliceerd op www.ecn.n/energieakkoord.

de genoemde jaren op van ca. 124 TWh in 2016 tot 129 TWh³ in 2020. Na 2020 daalt de elektriciteitsvraag licht als gevolg van onder andere verdergaande energiebesparing.

Omdat ten behoeve van de doorrekeningen voor het Energieakkoord enkel de geaggregeerde en gemiddelde resultaten zijn bepaald in een beperkt aantal zichtjaren, is dit ook voor deze aanvullende berekeningen voor de ACM bepaald. De afzonderlijke resultaten en verschillen per jaar zijn tevens bepaald voor de gehele periode 2016-2023. Deze jaarlijkse verschillen variëren wat van jaar tot jaar door de dynamiek in brandstof- en CO₂-prijzen, stijgende elektriciteitsvraag, 'autonome' timing sluiten centrales in het referentiep pad, en groei hernieuwbaar vermogen. Een detail toelichting op deze dynamiek is tevens omschreven.

Tabel 1: Effecten van versneld sluiten oudste 5 kolencentrales op de groothandelsprijs elektriciteit. Gemiddelden in periode 2016-2023⁴

<u>Gemiddelde groothandelsprijs per jaar, in euro/MWh</u>	Gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<u>Referentiep ad inclusief Energieakkoord (met vervroegd sluiten en kolenbelasting tarief van 0 per 1/1/2016)</u>	62.4	57.2	59.3	61.3	63.5	65.5	67.8	70.6	70.8
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	-0.6	-0.4	-0.2	-0.1	-0.7	-0.6	-1.5	0.0	0.0
Variant 2 Geen vervroegde sluiting van kolencentrales en handhaving van kolenbelasting op 14 €/ton steenkool	-0.5	-0.3	-0.2	-0.1	-0.6	-0.6	-1.2	0.0	0.0

2.1 Verschillen zitten in de jaren 2016-2021

Omdat de maatregel over het versneld sluiten van de oudste vijf kolencentrales de jaren 2016-2021 betreffen, zullen de verschillen enkel in die jaren optreden. Op verzoek van de ACM zijn tevens de jaren 2022-2023 doorgerekend. De verschillen zijn in die twee laatste jaren nihil, omdat in deze jaren de centrales ook in het referentiep ad al worden voorzien gesloten te zijn.

³ De elektriciteitsvraag met inbegrip van de energiebesparing op elektriciteitsvraag komt in het definitieve Energieakkoord lager uit. Ter indicatie: in 2020 is de elektriciteitsvraag dan ruim 3 TWh lager (besparing in industrie en in gebouwde omgeving).

⁴ De zichtjaren voor de doorrekeningen voor het Energieakkoord zijn de jaren 2014/2015, 2020, en 2030. Het accent ligt daarbij vooral op het jaar 2020 in verband met het al dan niet halen van de Europese en nationale doelstellingen voor dat jaar. Om het dynamische verloop van de veronderstelde (stijgende) brandstof- en CO₂-prijzen in de periode 2016-2030 voor met name dat zichtjaar 2020 wat beter te kunnen verdisconteren, is voor het Energieakkoord het gemiddelde van de groothandelsprijzen over de jaren 2018-2022 bepaald als indicatie voor het prijseffect in het zichtjaar 2020. De veronderstelde sluiting van de oudste kolencentrales is op jaar- of zelfs maandbasis bepaald. Het elektriciteitsmodel kan daarmee precies rekening houden. De verschillen tussen het Energieakkoord en de varianten doen zich voor in de jaren 2016-2021.

2.2 Groothandelsprijs neemt procentueel met 0,8 a 0,9% toe door het vervroegd sluiten van de oudste kolencentrales

Zoals verwacht, leveren de beide varianten waarbij de kolencentrales wat langer in bedrijf blijven, een lagere elektriciteitsprijs op. Dat verschil is gemiddeld 0,5 tot 0,6 €/MWh in de periode 2016-2021 in respectievelijk Variant 2 en in Variant 1. Dat is in 0,8 tot 0,9% ten opzichte van een gemiddelde groothandelsprijs van ca. 62 €/MWh in de periode 2016-2021.

In Variant 2 wordt tevens de kolenbelasting weer op 14 €/ton gezet (huidig tarief in 2013). Dit leidt t.o.v. Variant 1 tot een iets hogere groothandelsmarktprijs en daarom t.o.v. het referentiep pad iets mindere daling (0,50€/MWh) dan Variant 1. In die Variant 2 nemen de marginale kosten van productie voor de kolencentrales toe door deze kolenbelasting, en er zijn daardoor iets meer verschuivingen in de merit order.

Voor de jaren 2019-2021 zijn er de grootste verschillen. Dat is te verklaren uit twee factoren, namelijk de doorstijgende aardgasrijzen en doorstijgende elektriciteitsvraag. Bij het in bedrijf blijven van de oude kolencentrales zullen die centrales in die jaren meer produceren dan in de eerdere jaren. Het uit bedrijf nemen heeft daarom ook het grootste prijseffect in die jaren 2019-2021.

2.3 Het vervroegd sluiten van de kolencentrales leidt tot minder emissies

Variant 1 en 2 leiden, zoals verwacht tot een stijging van emissies. Vervroegd sluiten leidt dus tot minder emissies. Door het vervroegd sluiten vindt er vooral een brandstofs substitutie plaats van steenkool naar aardgas. Variant 2 leidt tot iets minder koleninzet ten opzichte van Variant 1 en daardoor ook tot minder stijging van emissies. Door de kolenbelasting in Variant 2 is er t.o.v. Variant 1 een netto toename in de import van stroom. Hierdoor zijn de emissie effecten in Variant 2 kleiner dan in Variant 1.

CO₂

In Tabel 2 staan enkel de directe CO₂ emissie effecten weergegeven. Dit betreft dus de CO₂-emissies op Nederlandse bodem. De mutaties treden op in centrales die alle onder het EU ETS vallen. Voor de totale CO₂-emissies onder dit systeem is er dus geen enkel effect. De lagere CO₂-emissies door het versneld sluiten van de oudste kolencentrales, betekent dat andere centrales of andere installaties die onder het ETS vallen meer CO₂ kunnen uitstoten. De elektriciteitsproducenten kunnen eventueel al aangekochte CO₂-emissierechten die ze niet nodig hebben, verkopen. Uit de berekeningen blijkt dat de CO₂ -emissies dan naar verwachting plaats zullen vinden in elektriciteitsopwekking in het buitenland, of in andersoortige industriële installaties, in Nederland of daarbuiten, die onder het ETS vallen.

NO_x, SO₂ en fijn stof

Als effect van het vervroegd sluiten van de kolencentrales nemen ook de emissies aan NO_x, SO₂ en fijn stof af. Deze emissies zijn belangrijk voor de lokale luchtkwaliteit. Voor NO_x en SO₂ gelden enerzijds nationale doelstellingen (de zgn. NEC-doelstellingen, National Emissions Ceilings) voor de totale nationale uitstoot, en anderzijds lokale concentratienormen. Deze nationale doelstellingen worden door de Europese Commissie bepaald. Het versneld sluiten van de kolencentrales betekent dat deze NEC-doelstellingen voor het jaar 2020 sneller bereikt kunnen worden. Tevens verbetert de lokale

luchtkwaliteit door sluiting. Voorbeeld daarvan is sluiting van de twee Maasvlakte kolencentrales in de Rijnmond. Hierdoor zullen de concentraties van NO_x, SO₂ en fijn stof lager worden, en daarom in die regio minder vaak overschrijdingen van de lokale luchtkwaliteitsnormen voorkomen. Daarbij kan worden opgemerkt, dat in die regio vooral emissies door het verkeer de belangrijkste bijdrage aan deze emissies leveren.

Tabel 2: Effecten in directe emissies CO₂ en van emissies NO_x, SO₂ en fijn stof

CO₂, in Mton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Directe emissies CO ₂ , in Mton, verschillen t.o.v. referentiep pad incl. akkoord									
Variante 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	4.7	4.1	3.4	5.7	5.9	4.5	4.7	0.0	0.0
Variante 2 Geen vervroegde sluiting van kolencentrales en handhaving van kolenbelasting op 14 €/ton steenkool	3.9	2.6	2.1	5.0	5.2	3.9	4.5	0.0	0.0

NO_x, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variante 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	1.5	1.4	1.3	1.9	1.9	1.3	1.4	0.0	0.0
Variante 2 Geen vervroegde sluiting van kolencentrales en handhaving van kolenbelasting op 14 €/ton steenkool	1.2	0.8	0.7	1.6	1.7	1.1	1.3	0.0	0.0

SO₂, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variante 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	2.0	2.0	1.6	2.4	2.4	1.8	1.9	0.0	0.0
Variante 2 Geen vervroegde sluiting van kolencentrales en handhaving van kolenbelasting op 14 €/ton steenkool	1.7	1.4	1.1	2.0	2.2	1.6	1.7	0.0	0.0

Fijn stof, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variante 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Variante 2 Geen vervroegde sluiting van kolencentrales en handhaving van kolenbelasting op 14 €/ton steenkool	0.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0

3. Uitgangspunten

De uitgangspunten voor de berekeningen zijn de maatregelen uit het laatst bekende concept Energieakkoord worden uitgevoerd. Dat is de versie van 1 augustus.⁵ Het referentiep ad is mede in

⁵ De tekst van het Energieakkoord d.d. 27 augustus jl. leidt tot een inzet van windenergie op zee die in 2020 en 2023 gelijk is aan de omvang in gevoeligheidsanalyse 1. In 2023 staat dan 4450 MW opgesteld in plaats van 5400 MW. (=5,4 GW). Zie ook Tabel 4.

overleg met SER-partners door ECN/PBL bepaald en vastgesteld. Het referentiep pad is ook de achtergrond waartegen het gehele Energieakkoord is doorgerekend.

Oudste kolencentrales en kolenbelasting

Voor de maatregelen betreffende de oudste kolencentrales (generatie '80) houdt dat in:

- Sluiten kolencentrales Gelderland, Borssele en Amer-8 per 1/1/2016.
- Sluiten Maasvlakte 1 en 2 per 1/7/2017.

Het kolenbelasting tarief, nu 14 €⁶/ton steenkool, wordt per 1/1/2016 op '0' gezet, indien de genoemde elektriciteitsproducenten zich houden aan het sluiten van deze vijf kolencentrales volgens het overeengekomen schema.

In Tabel 2 staan de schema's van het referentiep pad zonder en inclusief het Energieakkoord samengevat. De aannames over het uit bedrijf nemen van de oudste kolencentrales zijn dezelfde als in de RR2012 gehanteerd. De vervroegde sluiting houdt in dat er in 2017 ca. 1250 MW minder kolenvermogen is, en in 2020 ca. 1450 MW⁷ minder kolenvermogen is dan in het referentiep pad zonder Energieakkoord.

Tabel 3: Karakteristieken van de vijf oudste kolencentrales en uitgangspunten jaar van uit bedrijf nemen.

Centrale	Netto capaciteit in MW _e	Exploitant	Jaar uit bedrijf referentiep ad	Volgens Energieakkoord
Amer-8	645	RWE/Essent	2017	1-1-2016
Gelderland-13	602	GDF Suez NL	2017	1-1-2016
Borssele-12	406	EPZ	Na 2020	1-1-2016
Maasvlakte 1+2	= 2 * 520 = 1040	E.ON	Na 2020	1-7-2017

Zoals eerder al (ECN, 2013) is vermeld, is de sluitingsdatum van de oudste kolencentrales onzeker. Op basis van bedrijfseconomische gronden is het heel wel denkbaar dat realistische sluitingsdata dichter bij het Energieakkoord liggen dan ECN nu aanneemt in het referentiep ad. De ontwikkeling van marktomstandigheden, met name van brandstof- en CO₂ -prijzen en de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt spelen daarin een belangrijke rol. Tevens is voor de economische groei het pad uit de RR2012 aangehouden. De huidige CPB cijfers gaan uit van een lagere groei tot 2020. Dit zou betekenen dat de groei in de elektriciteitsvraag lager is dan in de RR2012. Het effect van een lagere elektriciteitsvraag is niet nader onderzocht.

Hernieuwbare elektriciteitsproductie

De groei van het hernieuwbaar productievermogen is conform het voorlaatste voorstel in de concepttekst voor het Energieakkoord, waarbij een aandeel van 14 % hernieuwbaar wordt gehaald in het jaar 2020. Tabel 3 geeft het opgestelde vermogen van de belangrijkste opties.

⁶ € in dit rapport zijn €2013 (reële waarden). Om voor de jaren 2016-2020 met nominale prijzen te rekenen, kan ACM zelf inflatiecijfers voor de toekomstige jaren veronderstellen.

⁷ 406 + 2 * 520 = 1446 MW.

Uit Tabel 4 blijkt dat in het referentiep pad al een sterke groei van hernieuwbaar te zien is. Dat betekent dat een substantieel deel van het prijs dempende effect van de groei van hernieuwbare productie in Nederland met lage marginale kosten (windenergie en zon-PV) al verrekend is in het referentiep ad. Het Energieakkoord voegt daar nog wel extra hernieuwbaar aan toe, maar minder dan de al ‘autonome’ groei in het referentiep ad zelf.

In het definitieve akkoord is de groei van de hernieuwbare elektriciteitsproductie langzamer dan de ‘23-mei variant’ waarop de berekeningen voor de ACM op zijn gebaseerd. De tekst van het Energieakkoord was tijdens het uitvoeren van deze berekeningen voor de ACM nog niet definitief. Dat betekent dat de inschattingen van ECN en PBL over onder andere de hernieuwbare elektriciteitsproductie in de periode 2016-2023 nog niet exact bekend waren. ECN schat in dat een mogelijke verlaging van de hernieuwbare elektriciteitsproductie een verwaarloosbare impact zal hebben op o.a. de groothandelsprijs voor elektriciteit. In een gevoeligheidsanalyse is met een minder groot aandeel WOZ gerekend, zie case GVA-1. Die case komt dicht in de buurt van de beoordeling door ECN/PBL van het definitieve Energieakkoord.

Het referentiep ad inclusief het Energieakkoord wordt in deze notitie aangeduid als ‘Energieakkoord case’.

Tabel 4: Veronderstellingen hernieuwbare elektriciteitsproductie in periode 2015-2023, volgens referentiep ad, concept Energieakkoord, en beoordeling definitief Energieakkoord. Opgesteld vermogen en netto elektriciteitsproductie

	Referentiep ad	Energieakkoord (vorig concept)	Energieakkoord beoordeling ECN	referentiep ad	Energieakkoord (vorig concept)	Energieakkoord beoordeling ECN
	[GWe]	[GWe]	[GWe]	[TWh]	[TWh]	[TWh]
Wind op Land (en op meer) (WOL)						
2015	3.9	3.6	3.6	28.0	7.7	7.7
2016	3.8	3.7	3.7	20.8	8.1	8.1
2017	3.5	3.8	3.8	29.7	8.6	8.6
2018	3.3	4.5	4.5	78.5	10.7	10.7
2019	3.6	5.1	5.1	79.1	12.8	12.8
2020	3.8	6.0	6.0	0.0	15.0	15.0
2021	3.9	6.2	6.2	6.2	15.1	15.1
2022	4.0	6.4	6.4	1.3	15.3	15.3
2023	4.0	6.6	6.6	7.6	15.4	15.4
Wind op Zee (WOZ)						
2015	0.8	0.7	0.7	2.8	2.3	2.3
2016	1.1	1.0	1.0	3.8	3.4	3.3
2017	1.2	1.0	1.0	4.3	3.3	3.3
2018	1.3	1.4	1.0	4.7	4.8	3.3
2019	1.5	2.1	1.8	5.3	7.5	6.1
2020	1.6	3.5	2.8	5.9	12.5	9.7
2021	1.7	3.5	3.3	6.2	12.6	11.4
2022	1.7	3.5	3.8	6.4	12.6	13.4
2023	1.8	5.4	4.4	6.7	19.2	15.6
Zon-PV						

	Referentiep [GWe]	Energieakkoord (vorig concept) [GWe]	Energieakkoord beoordeling ECN [GWe]	referentiep [TWh]	Energieakkoord (vorig concept) [TWh]	Energieakkoord beoordeling ECN [TWh]
2015	1.4	1.4	1.4	1.2	1.2	1.2
2016	1.7	1.9	1.9	1.5	1.6	1.6
2017	2.0	2.3	2.4	1.8	2.0	2.1
2018	2.3	2.8	3.0	2.1	2.4	2.7
2019	2.7	3.3	3.6	2.3	2.8	3.2
2020	3.0	3.8	4.3	2.6	3.2	3.7
2021	3.1	3.9	4.5	2.7	3.3	3.8
2022	3.2	4.0	4.7	2.7	3.4	4.0
2023	3.3	4.0	4.8	2.8	3.4	4.1
Meestook biomassa in kolencentrales						
2015	0.3	0.6	0.6	2.3	3.9	3.9
2016	0.0	0.6	0.6	2.3	3.9	3.9
2017	0.0	0.7	0.6	2.3	3.8	3.8
2018	0.0	0.8	0.5	2.3	3.8	3.8
2019	0.0	0.9	0.8	2.3	5.4	5.4
2020	0.0	1.0	1.0	2.3	6.9	6.9
2021	0.0	1.0	1.0	2.3	6.8	6.8
2022	0.0	1.0	1.0	2.3	6.9	6.9
2023	0.0	1.0	1.0	2.3	6.5	6.5
					6.9 TWh = 25 PJ	

Uitbreiding interconnectie met Duitsland

In alle gevallen is rekening gehouden met uitbreiding van de interconnectie capaciteit met Duitsland. Dit betreft de verbinding Doetinchem – Wesel per 2016.⁸ Dit betekent dat er extra import vanuit Duitsland mogelijk is vanaf dat jaar, indien de prijsverschillen tussen Duitsland en Nederland groot genoeg zijn. Deze extra interconnectie capaciteit tussen Nederland en Duitsland zal de marktkoppeling sterker maken

De gehanteerde brandstofprijzen en de CO₂-prijzen zijn in belangrijke mate bepalend voor de hoogte van de elektriciteitsprijs en de brandstofmix van de elektriciteitsopwekking. De veronderstelde prijzen zijn hieronder samengevat. Voor de periode 2016-2023 zijn de gehanteerde kolen- en aardgasprijzen nog grotendeels gebaseerd op de projecties die PBL en ECN hebben gehanteerd in de 'Referentieraming Energie en Emissies: Actualisatie 2012 Energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030' (PBL/ECN, 2012), in deze notitie afgekort als **RR2012**.

CO₂-prijs

Een van de elementen (i.e. verondersteld beleidseffect) van het Energieakkoord is een enigszins aangescherpt Europees klimaatbeleid. Hierdoor komen de CO₂-prijzen iets hoger uit dan de

⁸ TenneT, Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2011-2027, juni 2012. Er is nu in totaal 5600 MW import/export capaciteit beschikbaar (België/Duitsland; NorNed; Britned). Met reducties ten gevolge van storingen, revisies en loop flows vanwege productiesurplus uit windcapaciteit wordt dat 5200 MW. Per 2016 komt hier resp. 1500 en 1400 MW bij via de Doetinchem-Wesel verbinding. TenneT voorziet per 2019 nog de Cobra Cable tussen Nederland en Denemarken (700 MW maximaal). Die laatste verbinding is niet door ECN verondersteld omdat er nog geen definitief besluit is.

veronderstelde CO₂ -prijzen in het referentiep pad zonder akkoord. De CO₂ -prijs is in 2020 ca. 11 €/ton. In de gevoeligheidsanalyse GVA-3 is onderzocht wat het effect is van een structureel lagere CO₂ -prijs.

Aardgasprijs

Voor de aardgasprijs is de waarde voor het jaar 2016 nog afgeleid van termijnprijsnoteringen (bepaald op basis van noteringen medio februari 2013).⁹ Voor de jaren 2017 tot en met 2020 is een lineaire interpolatie verondersteld naar de gasprijs gehanteerd in (PBL/ECN, 2012). Die gasprijs was gebaseerd op het IEA WEO 2011 Current Policies scenario. In de WEO 2012 gaat het IEA uit van lagere aardgasprijzen op de Europese markt, op basis van de veronderstelde schaliegasontwikkelingen in de VS en in Europa. ECN gaat er daarentegen van uit er nog geen redenen zijn om af te wijken van het pad uit (PBL/ECN, 2012) en (IEA, 2011). In de gevoeligheidsanalyse GVA-2 is onderzocht wat het effect is van een structureel lagere aardgasprijs.

Kolenprijs

De kolenprijs is per 1/1/2013 verhoogd met de kolenbelasting van 14 €/ton steenkool. Dit is omgerekend 0,56 €/Gigajoule (GJ)¹⁰. In de recente statistieken en de termijnrijzen voor steenkool is duidelijk het effect te zien van relatief goedkoop aanbod van steenkool op de wereldmarkt. Dat goedkope aanbod wordt bepaald door steenkool uit de VS. De schaliegasontwikkeling in de VS heeft geleid tot een aanbod van relatief goedkope steenkool uit de VS. De kolencentrales in de VS draaien de laatste tijd veel minder dan voor de schaliegas exploratie, ten gunste van de inzet gascentrales.

Het middellange (2015-2020) en lange termijn beeld (na 2020) is in de berekeningen ongewijzigd ten opzichte van de veronderstellingen in (PBL/ECN, 2012). Ook het IEA laat in de laatste WEO 2012 geen lagere kolenprijzen voor Europa zien (IEA, 2012). Dit ondanks dat het IEA wel veel effect verwacht van de schaliegasrevolutie op de Europese gasprijzen na 2020.

De huidige trend in de steenkoolprijzen is nog steeds een dalende. Termijnrijzen voor de jaren 2016 laten op dit moment (medio augustus 2013) al weer lagere noteringen zien dan termijnrijzen die in februari 2013 werden genoteerd. In de gevoeligheidsanalyse 2 is onderzocht wat het effect is van een structureel lagere kolenprijsprijs.

Tabel 5: Uitgangspunten brandstof- en CO₂-prijzen (referentiep pad inclusief Energieakkoord)

referentiep ad incl./ Energieakkoord		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Kolenprijs (excl. kolenbelasting)	[€/GJ]	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5
Aardgasprijs	[€/m ³]	24.5	25.8	27	28.2	29.3	29.9	30.4	30.9
CO ₂ -prijs	[€/ton]	8.4	9	9.6	10.2	10.8	11.7	12.6	13.5
Elektriciteitsvraag Nederland (incl. netverliezen) ¹¹	[TWh]	124.1	125.3	126.5	127.8	129.2	128.9	128.7	128.4

⁹ Voor de periode van Q1 2013 t/m Q4 2016 is gebruik gemaakt van Endex forwardprijzen gemiddeld over de periode september 2012 t/m februari 2013. Dit zijn de forwardprijzen voor de handel over de betreffende jaren. Latere Endex noteringen in de periode maart 2013 tot en met heden (half augustus 2013) zijn dus niet benut. Zie verder (ECN, 2012) voor meer details.

¹⁰ Op basis van een calorische waarde van 25,1 Megajoule/kilogram (MJ/kg). CIF ARA API2 kolenkwaliteit. De Nederlandse standaard CO₂ emissiefactor voor (Overige sub-bitumineuze) steenkool is 94,7 kg/GJ. (Agentschap NL, 2011).

¹¹ De elektriciteitsvraag met inbegrip van de energiebesparing op elektriciteitsvraag komt in het definitieve Energieakkoord wat lager uit. Ter indicatie: in 2020 is de elektriciteitsvraag dan ruim 3 TWh lager (besparing in industrie en in gebouwde omgeving).

Recente ontwikkelingen in Duitsland zijn al in referentiep pad verwerkt

Ten opzichte van (PBL/ECN, 2012) zijn de ontwikkelingen in Duitsland met de versnelde groei van met name zon-PV verwerkt in de nieuwe berekeningen. De uitgangspunten zijn in meer detail samengevat in (ECN, 2013).¹² Hierdoor is er ook in de groothandelsprijzen in Nederland een verlagend effect ten opzichte van (PBL/ECN, 2012). In deze bijgestelde actualisatie in (ECN, 2013) zijn door de lagere prijzen in Duitsland de importen van stroom uit Duitsland lager dan de importen uit die RR2012. De prijzen op de Nederlandse groothandelsmarkt zijn daardoor in die bijgestelde actualisatie uit 2013 al ca. 10 €/MWh lager dan in de RR2012.

4. Werkwijze en aanpak

In het kader van de werkzaamheden voor de SER, is de Energieakkoord case door ECN doorgerekend voor effecten op onder andere:

- De gemiddelde groothandelsprijs op de elektriciteitsmarkt in Nederland voor de jaren 2016-2020,
- De brandstofinzet van steenkolen, aardgas en biomassa, en de daaruit afgeleide effecten op emissies CO₂ en emissies die de luchtkwaliteit beïnvloeden, te weten NO_x, SO₂ en fijn stof.

ECN heeft voor de berekeningen voor de ACM gebruik gemaakt van dezelfde aanpak en hetzelfde elektriciteitsmarktmodel als voor de doorrekeningen van het Energieakkoord. De 'what-if' berekeningen zijn gemaakt met het POWERS elektriciteitsmarktmodel. Op basis van dit model leveren extra bewerkingen van de berekende (meer gedetailleerde) marktprijzen en brandstofinzet, een indicatie van de effecten van de verschillende varianten en de emissies.

Om de robuustheid van de resultaten te toetsen, zijn voor de belangrijke onzekere factoren gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Die analyses staan in de volgende sectie beschreven.

5. Beperkingen, onzekerheden en gevoeligheidsanalyses

De berekeningen geven in de vorm van de absolute verschillen tussen het Energieakkoord en de 2 Varianten een goede indicatie van de effecten die ontstaan door het al dan niet vervroegd sluiten van de oudste vijf kolencentrales. Uitgangspunten voor toekomstige jaren zijn echter inherent onzeker. Bij andere uitgangspunten zullen de berekeningen en effecten anders uitpakken.

Zo is de hoogte van de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt, de brandstofinzet en de omvang van de Nederlandse elektriciteitsproductie sterk afhankelijk van de vigerende brandstof- en CO₂-prijzen. De relatief hoge brandstof- en CO₂-prijzen zorgen er bijvoorbeeld voor dat de berekende prijs van ca. 61 €/MWh voor de periode 2016-2020 beduidend hoger ligt dan bijvoorbeeld recente termijnrijzen voor het jaar 2016. In een dergelijke recente termijnrijzen is rekening gehouden met (termijn)prijzen voor steenkool en aardgas die lager zijn dan wat hier is verondersteld voor de middellange termijn (2016-2023).

¹² In opdracht van EZ uitgevoerd. Betreft update van de effecten van invoering van een kolenbelastingtarief van 14,03 €/ton steenkool per 1/1/2013. ECN Rapport is nog niet openbaar gemaakt door EZ.

Tevens ligt de veronderstelde gemiddelde CO₂-prijs in 2016-2023 hoger dan wat nu in termijnprijzen wordt waargenomen. Dit verschil is beperkt tot ca. 5 €/ton CO₂¹³.

Ten slotte heeft een groot aandeel hernieuwbare productie met lager variabele kosten, zoals windenergie en zon-PV, een verlagend effect op de groothandelsprijs voor elektriciteit. Dit verlagende effect is al grotendeels aanwezig in het referentiep pad, zoals eerder al in Sectie 3 is toegelicht.

De berekeningen gaan uit van een voorlaatste versie van het Energieakkoord. Hierin wordt een hernieuwbare elektriciteitsproductie verondersteld die overeenkomt met een aandeel van ca. 14% hernieuwbare energie in 2020.

De kolenprijzen- en aardgasprijzen in de periode 2016-2023 volgen zo goed als de prijzenpaden zoals door PBL/ECN zijn verondersteld in de Actualisatie Referentieraming Energie en emissies 2012 (PBL/ECN, 2012). De huidige¹⁴ termijnprijzen voor steenkool liggen op ca. 85 \$/ton (Cal 14 ARA API2). De veronderstelde importkolenprijzen voor 2016-2023 liggen tussen de 9 tot 13% hoger.

De aardgasprijzen in de periode 2016-2020 lopen van 24,5 ct/Nm³ in 2016 tot 29,3 ct/Nm³ in 2020, hetgeen correspondeert met 27,9 tot 33,4 €/MWh. Huidige termijnprijzen (TTF) liggen op een niveau van ca. 26 euro/MWh (Cal 14/15).

Gevoeligheidsanalyses met bijvoorbeeld lagere kolen- en lagere aardgasprijzen, of een andere onderlinge kolen-/aardgasprijsverhouding, of een veel minder hernieuwbare productie zullen tot andere numerieke resultaten leiden. Om die reden is een aparte gevoeligheidsanalyse uitgevoerd met lagere brandstofprijzen (GVA-2). De lagere kolen- gas- en CO₂-prijzen lijken meer in lijn te liggen met de huidige en korte termijn markt (2013-2016) dan de ECN-basisaannames voor de middellange termijn (2017 en daarna).

De omvang van het kolenvermogen wat eerder uit bedrijf wordt genomen, ten opzichte van het referentiep ad is ca. 1250 MW in 2016 en groeit dan tot maximaal 1450 MW in 2020. In 2020 staat er volgens het Energieakkoord in 2020 nog ruim 4600 MW kolenvermogen, bestaande uit ruim 3400 MW nieuw kolenvermogen, plus Hemweg-8 (630 MW) en Amer-9 (600 MW). Door het in bedrijf komen van het nieuwe kolenvermogen in 2014, wordt de positie van de oudste kolencentrales (en van de nieuwe gascentrales) in de merit order slechter. Het netto omzettingsrendement van de nieuwe kolencentrales is namelijk met ca. 46% hoger dan de 37 tot 39% voor de 5 oudste kolencentrales.¹⁵ Het gemiddeld aantal draaiuren van de oudste kolencentrales zal in 2014 en daarna ten opzichte van 2012 en 2013 fors verminderen (ECN, 2013).

¹³ Gemiddelde 2016-2020 in referentiep ad is 9,6 €/ton CO₂. Huidige EUA prijzen begeven zich tussen de 4 en 5.

¹⁴ Bron: ECX, vermeld in GDF Suez Market Trends, Week van 09/08 tot 16/08/2013.

¹⁵ Dit betreft enkel het 'elektrisch' rendement. Enkele oudste centrales produceren tevens nog warmte die elders wordt benut/afgezet.

5.1 Verschillen met uitgangspunten Energieakkoord case

Tabel 6: Verschillen met uitgangspunten Energieakkoord case

Referentiep pad incl./ Energieakkoord		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Kolenprijs (excl. kolenbelasting)	[€/GJ]	3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5
Aardgasprijs	[€/m ³]	24.5	25.8	27	28.2	29.3	29.9	30.4	30.9
CO ₂ -prijs	[€/ton]	8.4	9	9.6	10.2	10.8	11.7	12.6	13.5
Elektriciteitsvraag Nederland (incl. netverliezen)	[TWh]	124.1	125.3	126.5	127.8	129.2	128.9	128.7	128.4
Opgesteld vermogen Windenergie op Zee									
Opgesteld vermogen, referentiep ad+Energieakkoord*	[GW]	0.958	0.959	1.359	2.109	3.542	3.5	3.5	5.4
<u>GVA-1 - minder snelle groei en in 2023 minder</u>	[GW]	0.228	0.928	0.928	1.378	1.978	2.7	3.5	4.4
<u>GVA-2 - lagere aardgas- en kolenprijzen</u>									
Kolenprijs (excl. kolenbelasting)	[€/GJ]	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Aardgasprijs	[€/m ³]	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8	22.8
<u>GVA-3 - lagere CO₂-prijs</u>									
CO ₂ -prijs	[€/ton]	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0

6. Resultaten gevoeligheidsanalyses

Voor de bovenstaande geschetste drie belangrijke bronnen van toekomstige onzekere factoren zijn een drietal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. Hiervoor is zowel het referentiep ad incl. het Energieakkoord doorgerekend, alsmede de variant 1 waarbij de oudste kolencentrales pas later volgens het referentiep ad uit bedrijf gaan.

Groothandelsprijzen

Tabel 7: Groothandelsprijzen

<u>GVA-1: minder hoge en minder snelle ingroei Wind op Zee (WOZ)</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
referentiep道+Energieakkoord	62.6	57.4	59.4	61.5	63.5	65.9	68.0	70.8	71.1
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	-0.55	-0.7	-0.3	-0.1	-0.5	-0.5	-1.1	0.0	0.0
<u>GVA-2: lagere kolen- en aardgasprijs, en lagere gas-/kolenprijsverhouding</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
referentiep道+Energieakkoord	54.7	54.3	54.6	54.3	55.0	54.9	55.2	56.0	55.6
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	-0.54	-0.5	-0.7	-0.4	-0.7	-0.5	-0.5	0.0	0.0
<u>GVA-3: CO₂-prijs lager (5 euro/ton CO₂)</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
referentiep道+Energieakkoord	59.3	54.6	57.0	58.7	60.3	61.4	63.6	66.6	66.5
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	-0.63	-0.2	-0.1	-0.9	-0.7	-0.5	-1.4	0.0	0.0

Verschillen in emissies t.o.v. referentiep道+Energieakkoord indien kolencentrales niet versneld sluiten

Tabel 8: GVA-1: minder hoge en minder snelle ingroei Wind op Zee (WOZ)

<u>CO₂, in Mton/jaar</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	4.9	5.7	3.0	5.4	6.2	4.4	4.9	0.0	0.0
<u>NO_x, in kton/jaar</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	1.6	1.9	1.2	1.8	2.1	1.2	1.5	0.0	0.0
<u>SO₂, in kton/jaar</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	2.1	2.8	1.5	2.3	2.6	1.8	1.9	0.0	0.0
<u>Fijn stof, in kton/jaar</u>	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0

Tabel 9: GVA-2: lagere kolen- en lagere aardgasprijzen, en lagere minder hoge en minder snelle ingroei Wind op Zee (WOZ)

CO₂, in Mton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	4.3	8.4	3.3	3.6	4.4	2.1	3.9	0.0	0.0

NO_x, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	1.4	3.6	1.5	0.8	1.3	-0.1	1.1	0.0	0.0

SO₂, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	1.9	2.7	1.4	2.0	2.0	1.6	1.5	0.0	0.0

Fijn stof, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabel 10: GVA-3: CO₂-prijs lager (5 euro/ton CO₂)

CO₂, in Mton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	5.1	5.8	3.0	5.8	5.9	4.9	5.3	0.0	0.0

NO_x, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	1.8	2.0	1.2	2.0	2.0	1.5	1.8	0.0	0.0

SO₂, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	2.1	2.6	1.4	2.4	2.4	2.0	2.0	0.0	0.0

Fijn stof, in kton/jaar	gemiddelde 2016-2021	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Variant 1 Geen vervroegde sluiting kolencentrales	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0

Referenties

EC (2010): *EU energy trends to 2030 - UPDATE 2009*. EUROPEAN COMMISSION, Directorate-General for Energy, in collaboration with Climate Action DG and Mobility and Transport DG, Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010:

http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/trends_to_2030_update_2009_en.pdf

ECN (2012): *Effecten invoering producententarief*. Auteurs: P.R. Koutstaal, J. Gerdes, C.H. Volkers, W. Wetzels, juni 2012, ECN-E--12-032. Zie ook:

<http://www.rijksoverheid.nl/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2012/10/01/kamerbrief-over-onderzoek-ecn-effecten-invoering-producententarief.html>

ECN (2013): *Actualisatie elektriciteitsopwekking en marktprijzen 2013-2030 -Nederland in de Noordwest- Europese markt*. Ad Seebregts en Wouter Wetzels, ECN-E--13-020, juni 2013, Amsterdam.

ECN/PBL (2012): *Referentieraming Energie en Emissies: Actualisatie 2012 Energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030*. M. Verdonk en W. Wetzels, PBL/ECN, Den Haag/Amsterdam:

<http://www.ecn.nl/publicaties/ECN-E--12-039>

IEA (2011): *World Energy Outlook 2011*. IEA. Paris, november 2011.

IEA (2012): *World Energy Outlook 2012*. IEA. Paris, november 2012:

<http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>