



Welke centrales vervangen de kolencentrales?

Analyse van elektriciteitsmarkt
zonder kolencentrales



Committed to the Environment

Welke centrales vervangen de kolencentrales?

Analyse van elektriciteitsmarkt zonder kolencentrales

Delft, CE Delft, januari 2019

Publicatienummer: 19.001

Elektriciteit / Productie / Markt / Analyse / Toekomst

Notitie opgesteld voor: Natuur en Milieu

Deze notitie is opgesteld door: Frans Rooijers en Sebastiaan Hers

CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



1 Inleiding

De vraag die Natuur en Milieu aan CE Delft stelde, was: als de kolencentrales zouden sluiten in 2020 welke centrales zullen dan de gevraagde elektriciteit gaan produceren?

Een uitgebreide modelanalyse was in het gegeven tijdbestek niet mogelijk, daarom zijn diverse modelanalyses uit het recente verleden getoetst op enkele actuele ontwikkelingen zoals de situatie in België met de kerncentrales, en in Duitsland met betrekking tot het Duitse CO₂-beleid.

2 Samenvatting

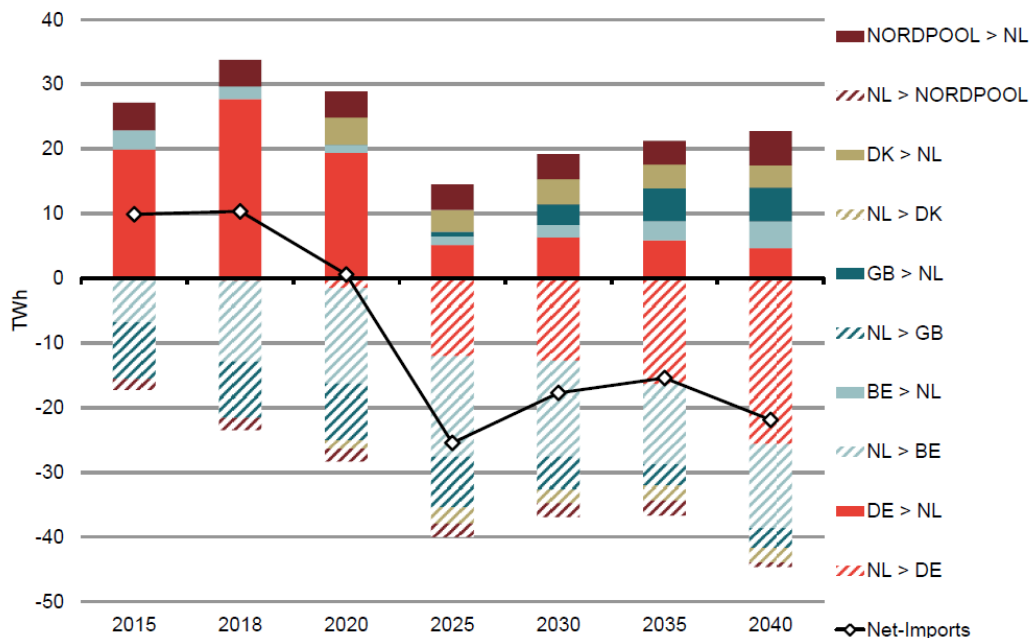
Als alle Nederlandse kolencentrales (bij elkaar 5 GW, 31 TWh/jaar) in 2020 zouden sluiten zal de productie waarschijnlijk opgevangen worden door gascentrales in Nederland en Duitse gas- en kolencentrales. Volgens recente analyse zal ruim 20 TWh van de ongeveer de 31 TWh wegvallende kolengestookte elektriciteit (incl. 6 TWh biomassa bijstook) worden opgevangen door gasgestookte elektriciteit. De resterende 11 TWh zal op korte termijn goeddeels worden opgewekt met buitenlandse kolengestookte (steenkool, geen bruinkool) eenheden. De verwachting is dus niet dat er significant extra bruinkoolcentrales worden ingezet.

In heel Noordwest Europa is er discussie over de kolencentrales, waarbij de directe werkgelegenheid van de mijnbouw verdwijnt doordat deze duurder is dan import. Door het Duitse beleid om de CO₂-doelen te gaan halen, zal er een druk komen op de Duitse elektriciteitssector om ook daar bruinkool- en steenkoolcentrales te sluiten, zodat in de loop van de jaren 20 de import van Duitse elektriciteit uit steenkool zal afnemen en uiteindelijk de Nederlandse en buitenlandse gascentrales de Nederlandse steenkoolcentrales zullen vervangen.

3 Kolencentrales worden vervangen door aardgas en import

Voor het referentiescenario van de Frontier Economics studie ‘Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants’ uit 2016 (zie ook (Frontier Economics, 2016)) volgt dat Duitse export naar Nederland in 2018 uitkomt op ongeveer 20 TWh, terwijl er vanuit Nederland niets wordt geïmporteerd.¹ Na de nucleaire uitfasering, de introductie van de bruinkool en capaciteitsreserve en de toenemende bijdrage van zon en wind in Nederland neemt in 2025 de import van Nederland naar Duitsland toe tot ruim 10 TWh, en de export van Duitsland naar Nederland neemt af tot 5 TWh. De netto export naar Nederland van 20 TWh in 2018 slaat dus om in een netto import vanuit Nederland van ruim 5 TWh in 2025.² In de navolgende jaren, 2030, 2040 en 2050, loopt dit verder op tot een netto import van uiteindelijk 20 TWh. Dit is echter op basis van de beschikbaarheid van kolencentrales in Nederland.

Figuur 1 - Import en export voor Nederland in het referentiescenario in de studie ‘Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants’ van Frontier Economics uit 2016

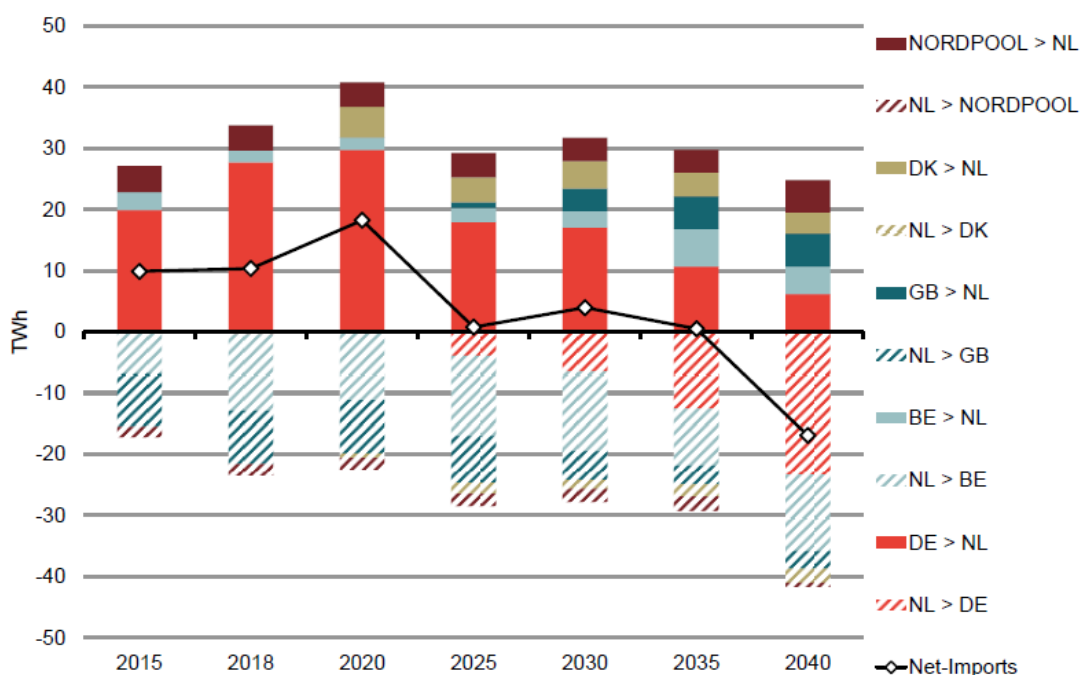


¹ De voorlopige gerealiseerde netto export van Duitsland naar Nederland gerapporteerd door Fraunhofer ISE stemt hier met 19 TWh mee overeen.

² De analyse gaat uit van de wind en zon verwachtingen conform de Nationale Energieverkenning (ECN, PBL, CBS, RVO, 2016). In de lopende onderhandelingen over het klimaatakkoord worden nieuwe ambities neergelegd die uitkomen op een veel sterkere groei voor wind en zon in Nederlands. In dat geval zal deze omslag zich in nog sterkere mate voordoen.



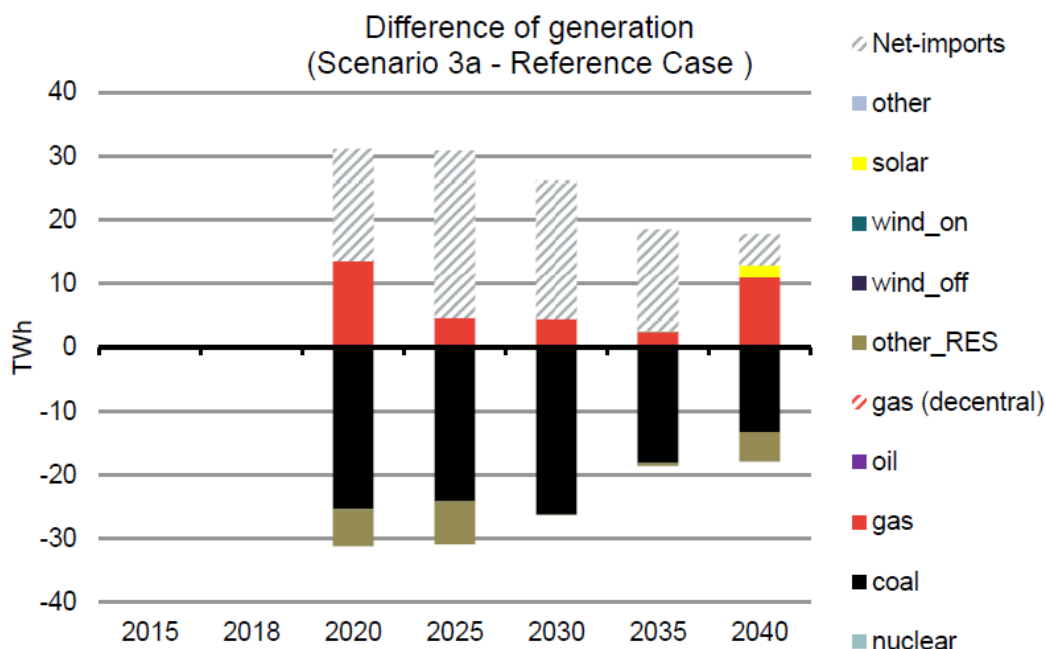
Figuur 2 - Import en export voor Nederland in het scenario 3a (uitfasering Nederlandse kolen voor 2020) in de studie 'Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants' van Frontier Economics uit 2016



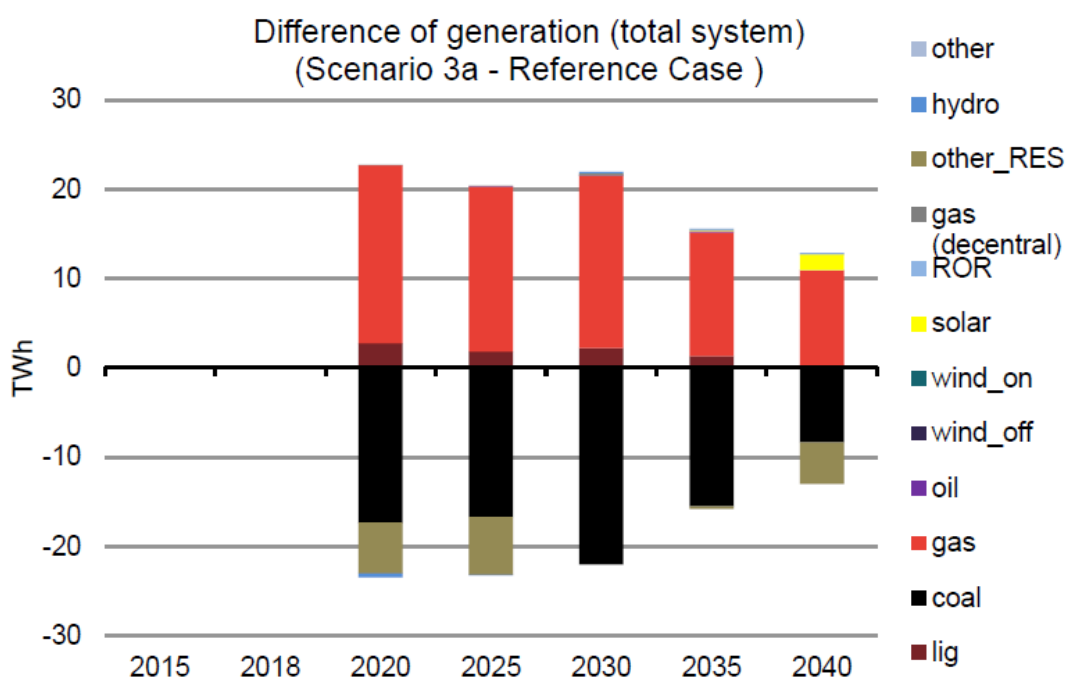
In deze zelfde studie worden ook de resultaten voor een scenario (scenario 3a) met Nederlandse uitfasering van kolen voor 2020 gepresenteerd. Figuur 2 laat de resultaten zien. Daaruit volgt dat, in vergelijking tot het referentiescenario, de Nederlandse netto export vanaf 2020 in dit scenario sterk terugvalt door de uitfasering van Nederlandse kolencentrales, en zelfs omslaat tot een lichte netto import. Vooral de import vanuit Duitsland neemt dan sterk toe. Het ligt echter niet voor de hand dat dit gepaard zal gaan met sterk toenemende productie uit bruinkool in Duitsland, want deze wordt al vrijwel volledig ingezet (zie ook Paragraaf 5). Een toenemende inzet van vooral gas- en kolengestookte eenheden in Duitsland ligt daarom meer in de lijn der verwachtingen. Volgens deze studie zal het daarbij gaan om 5 TWh kolengestookte productie, 1 TWh bruinkoolgestookte productie (een toename van minder dan 1% van de jaarlijkse productie) en 1 TWh gasgestookte productie. Daarnaast wordt volgens deze berekeningen een deel van de wegvallende kolencentrales in Nederland opgevangen met gasgestookte faciliteiten, zoals blijkt uit Figuur 3.

Tot slot wordt in de studie ook het resultaat gepresenteerd voor de veranderende inzet naar brandstof op Noordwest Europese schaal (zie Figuur 4). Hieruit volgt een zeer beperkte toename van bruinkoolinzet van zo'n 1% (1 TWh op een huidige jaarlijkse productie van 130 TWh tot 145 TWh). Voor het overige gaat het om een toename van 20 TWh naar gasgestookte productie. Deze toenames vangen de weergegeven *netto* reductie van 25 TWh kolengestookte productie (incl. 6 TWh biomassa bijstook) in de regio op, i.e. de wegvallende 31 TWh aan Nederlandse productie (incl. 6 TWh biomassa bijstook), en dus met 7 TWh toenemende buitenlandse kolengestookte productie (grotendeels in Duitsland).

Figuur 3 - Verschil in Nederlandse productie naar brandstof tussen het referentiescenario en scenario 3a (uitfasering Nederlandse kolen voor 2020) in de studie 'Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants' van Frontier Economics uit 2016



Figuur 4 - Verschil in Noordwest Europese productie naar brandstof tussen het referentiescenario en scenario 3a (uitfasering Nederlandse kolen voor 2020) in de studie 'Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants' van Frontier Economics uit 2016



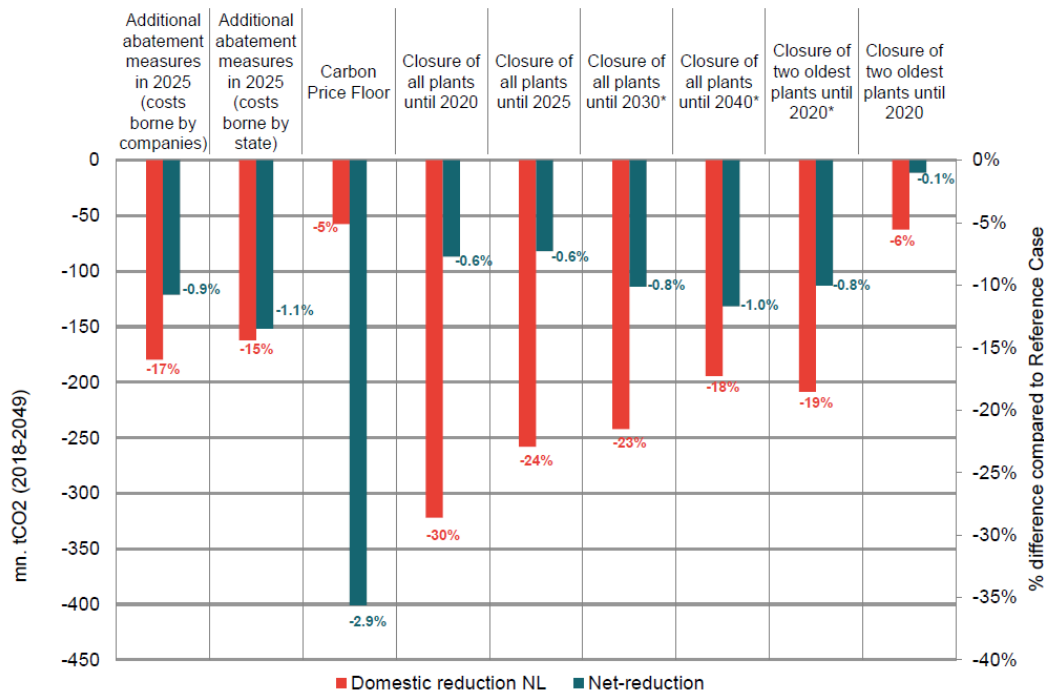
Conclusie: Volgens de studie van Frontier Economics zal wegvallende kolenstroom in Nederland worden opgevangen door toenemende inzet van gas en toenemende importen (uit met name Duitsland).

4 CO₂-impact sluiting kolencentrales voor 2020

Het uiteindelijke netto resultaat voor emissiereductie in Nederland en Noordwest Europa, die volgt uit sluiting van kolencentrales in Nederland voor 2020, wordt weergegeven in Figuur 5. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat hiermee een significante emissiereductie op Nederlandse bodem kan worden gerealiseerd van 30%. Op Noordwest Europese schaal zal de procentuele reductie veel lager liggen. De bijdrage van de Nederlandse centrales is relatief bescheiden op het niveau van Noordwest Europa, maar bovendien zal het op dit schaalniveau leiden tot toenemende inzet van buitenlandse kolencentrales.

Dit maakt ook duidelijk dat voor significante stappen de reductie van kolenemissies besluitvorming op een groter schaalniveau van belang is. In Nederland is er daarom sprake van toenemende interesse in regionale maatregelen zoals invoering van een minimum CO₂-prijs op regionale schaal, naar model van de reeds bestaande Britse minimum CO₂-prijs. Ook de Franse overheid heeft daar al enkele malen een voorstel voor neergelegd. In Duitse context is daarvoor minder animo, mede vanwege de grote werkgelegenheidsbelangen.

Figuur 5 - Impact van sluiting van Nederlandse kolencentrales voor 2020 volgens in de studie 'Research Scenarios for Coal-Fired Power Plants' van Frontier Economics uit 2016



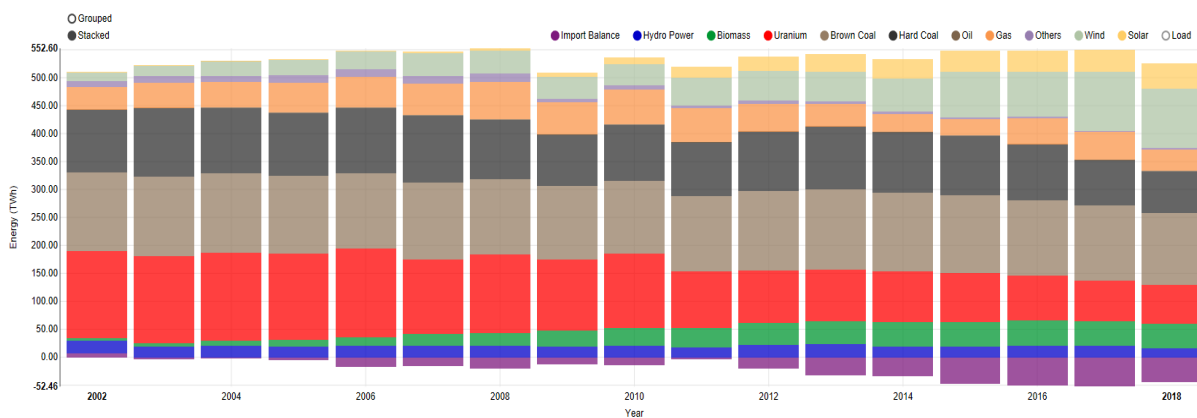
5 Duitse bruinkoolcentrales hebben geen overschot

De vraag is dan of die Duitse importen bruinkoolcentrales zijn of andere centrales?

Of Duitse bruinkool al vrijwel volledig wordt ingezet, kan worden vastgesteld aan de hand van historische productiedata die al jaren door het Duitse Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (kortweg Fraunhofer ISE) worden opgesteld op basis van data van 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, EEX en beschikbaar worden gesteld op www.energy-charts.de.

De inzet van Duitse bruinkool kan worden afgeleid uit de jaarlijkse productiegegevens voor het Duitse productiepark. In Figuur 6 worden deze gegevens gepresenteerd.³ Uit het overzicht kan worden opgemaakt dat de Duitse elektriciteitsproductie uit bruinkool op jaarbasis al sinds 2002 tussen de 130 en 145 TWh ligt. Dat komt overeen met ongeveer 6.500 en 7.250 vollasturen. Gewoonlijk moet worden uitgegaan van een jaarlijkse beschikbaarheid van 7.500 vollasturen voor dit type productiefaciliteiten in verband met uitval door gepland onderhoud, dus is er sprake van vrijwel volledige inzet binnen de grenzen van beschikbaarheid. Wel is er sinds de piekproductie van 145 TWh in 2013 sprake van een trendmatige afname tot 133 TWh in 2017. Waarschijnlijk is dit het gevolg van toenemende bijdragen van zon en wind. Deze groeiende bijdrage lijkt echter met name te resulteren in toenemende netto export, die sinds 2011 is opgelopen van vrijwel nihil tot een stabiele 50 TWh sinds 2015.

Figuur 6 - Jaarlijkse elektriciteitsproductiegegevens in TWh voor het Duitse productiepark sinds 2002



Net generation of power plants for public power supply.
Datasource: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX
Last update: 20 Dec 2018 06:26

Van boven naar beneden (2016): zon, wind, gas, steenkool, bruinkool, uranium, biomassa, hydro, import.

De gerealiseerde inzet ligt in lijn met het algemene beeld dat bruinkool tegen relatief lage kosten kan worden ingezet. Alhoewel beschikbare data met betrekking tot de historische en huidige kosten van Duitse bruinkool schaars zijn, bevestigen deze de gebruikelijke veronderstelling dat de marginale kosten van bruinkoolgestookte eenheden lager liggen dan voor steenkoolgestookte eenheden, en hoger dan de marginale kosten voor nucleaire eenheden. Het zogenaamde *merit order*-effect dat zon en wind de faciliteiten met hogere marginale kosten uit de merit order drukken, raakt dan ook vooraleerst gasgestookte en

³ De gegevens voor 2018 zijn hier uiteraard nog voorlopig; er resteren nog enkele weken tot het eind van 2018.

steenkoolgestookte eenheden en wordt verder gedempt door toenemende export. Vooral nog treedt dit merit order-effect bij bruinkool alleen beperkt op in weekenden en wat sterker in de kerstperiode. Zie voor deze detail analyse de Bijlage A.

Conclusie: Duitse bruinkool wordt al sinds 2002 vrijwel volledig ingezet. Wel vertonen de inzetgegevens een lichte trendmatige afname sinds 2013, die vermoedelijk samenhangt met toenemende bijdragen van zon en wind. Deze groeiende bijdrage van zon en wind heeft in deze periode vooraleerst bijgedragen aan toenemende exporten.

6 Afnemende productie kernenergie

Maar ook in Duitsland verandert de situatie. Besloten is de kerncentrales te sluiten.

Uit de historische inzetgegevens van het Duitse park zoals weergegeven in Figuur 6, kan worden afgeleid dat de productie door Duitse nucleaire eenheden sinds 2010 trendmatig is teruggelopen van ongeveer 132 TWh tot 72 TWh in 2017. Dit ligt nog altijd hoger dan de netto export van 50 TWh. Dat maakt het aannemelijk dat het wegvallen van deze productie onder in de merit order zou leiden tot;

1. Toenemende inzet van Duitse productiecapaciteit, bijvoorbeeld kolengestookte of gasgestookte eenheden.
2. Afnemende netto export vanuit Duitsland.

Zoals uit voorgaande is gebleken, wordt Duitse bruinkool al volledig ingezet. Dat geldt echter niet voor Duitse steenkolengestookte centrales. In 2017 was er volgens de Fraunhofer ISE-data ongeveer 25 GW beschikbaar, terwijl er ongeveer 81 TWh met deze eenheden is geproduceerd. Dat komt neer op ongeveer 3.250 vollasturen, tegen een gebruikelijke beschikbaarheid van 7.500 vollasturen. Slechts ongeveer 50% van de beschikbare capaciteit is afgelopen jaar dus ingezet, en er is voldoende capaciteit beschikbaar om de wegvallende Duitse productie van 70 TWh uit nucleaire eenheden op te vangen. Dit zal inderdaad gebeuren als de Duitse kolengestookte eenheden tegen lagere marginale kosten kunnen produceren dan buitenlandse productie.

De toenemende netto export uit Duitsland van de afgelopen jaren heeft zich ontwikkeld bij een toenemende bijdrage van Duitse zon en wind, terwijl de Duitse piekprijzen werden gezet door inzet van kolen- en gasgestookte eenheden. Gewoonlijk wordt in door-de-weekse nachten ongeveer 4 GW en op door-de-weekse dagen ongeveer 10 GW van de beschikbare 26 GW Duitse kolen ingezet, terwijl in het in weekenden en de kerstperiode vrijwel volledig wordt teruggeregeld. Deze piekvraaggedreven inzet valt samen met de inzet van ongeveer 15 GW van de 30 GW beschikbare gasgestookte capaciteit. Met andere woorden, de behoefte aan flexibel inzetbare productie tijdens doordeweekse piekperiodes wordt ingevuld met 10 GW kolen en 15 GW gas als (prijszettende) marginale eenheden, zodat deze aanbodsegmenten bij wegvallende productie van nucleaire eenheden meer kunnen gaan bijdragen.

De afnemende productie van de Belgische nucleaire eenheden zorgt voor een extra vraag op de internationale markt naar elektriciteit die hoogstwaarschijnlijk ook leidt tot een grotere inzet van de Duitse steenkoolcentrales (als de Nederlandse gesloten zouden zijn).

Conclusie: De uitfasering van Duitse nucleaire eenheden kan enerzijds opgevangen worden door afnemende netto exporten vanuit Duitsland en anderzijds door toenemende inzet van Duitse steenkolengestookte eenheden. De afnemende inzet van de Belgische centrales versterkt dit effect.

7 Duitsland heeft ook CO₂-doelstelling

Ook in Duitsland is er zware druk voor het uitschakelen van kolen. Eerste sluitingen zullen in de periode 2020-2022 zijn om het gat met hun 2020 broeikasgasemissiedoelstelling te dichten. De meest logische centrales om te sluiten liggen in West-Duitsland. De Oost-Duitse centrales zijn lastiger. Dit verlaagt dus de kans dat Nederland elektriciteit uit bruinkool, maar ook elektriciteit uit steenkool gaat importeren.

In verschillende scenariostudies die in de afgelopen jaren zijn uitgevoerd naar de impact van kolenuitfasering wordt gewoonlijk verondersteld dat Duitse bruinkoolgestookte productiecapaciteit afneemt van de huidige 20 GW à 21 GW tot 10 GW in 2030 op basis van bekende amortiseringsplannen, typische levensduur van 50 jaar en de introductie van de bruinkool en capaciteitsreserve (zie ook (Frontier Economics, 2015), (Frontier Economics, 2016), (Frontier Economics, 2018)).

De Duitse overheid heeft daarom begin dit jaar een overlegplatform opgezet om met werkgevers, werknemers, en energiebedrijven te komen tot een Duits voorstel voor de aanpak van kolengestookte productie. Naar verwachting zal in februari 2019 een voorstel worden neergelegd tot uitfasering voor 2035. Inmiddels is overigens ook het kolendebat in Noordoost Europa gestart, mede vanwege afnemende kwaliteit en toenemende winningskosten van lokale kolen. Door toenemende concurrentiedruk van geïmporteerde kolen lijkt het debat over kolen in de regio langzaamaan te worden losgekoppeld van de werkgelegenheidsbelangen.

Ook in een recente analyse van Agora Energiewende over stappen voor kolen om in 2030 tot 65% hernieuwbare energie te komen (zie ook (Agora Energie Wende und Aurora Energy Research, 2018)), wordt in het 'business as usual'-scenario uitgegaan van sluiting van 10 GW bruinkoolgestookte capaciteit in Duitsland tot 2030. Deze verwachting hangt volgens Agora Energiewende samen met de 65% RES-E-doelstelling voor 2030 (persoonlijke communicatie). Hierdoor zullen de steenkoolcentrales in Duitsland, die een lagere CO₂-emissie hebben dan de bruinkoolcentrales, meer draaiuren gaan maken. Tenzij de Duitse overheid net als de Nederlandse overheid aanvullend op het ETS, prijsverhogende maatregelen gaat treffen die de gascentrales prioriteit geven. Dat lijkt op dit moment echter nog een brug te ver.

Conclusie: Er lijkt sprake van consensus over verdere afname van de huidige 20 GW aan bruinkool tot 10 GW aan bruinkool in Duitsland, waardoor bruinkool wordt vervangen door steenkool.

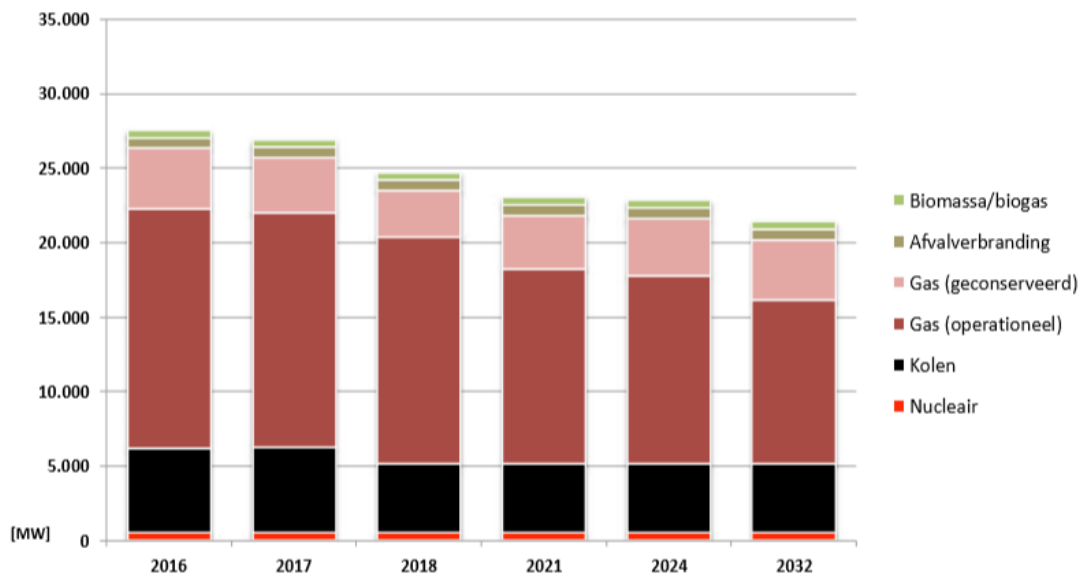
8 Nederland heeft voldoende capaciteit aan gascentrales

De beschikbare en toekomstige capaciteit voor elektriciteitsvoorziening wordt door TenneT bijgehouden en gerapporteerd in de rapportage 'Monitoring leveringszekerheid', uit hoofde van haar wettelijke verplichting om zorg te dragen voor de leveringszekerheid (zie ook (TenneT, 2017)). In Figuur 7 wordt een overzicht geboden van de meest recente inzichten in de vooruitzichten voor het opgestelde vermogen in Nederland, terwijl in Figuur 8 een overzicht wordt geboden van door de producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen (ouder en nieuwer). Daaruit blijkt dat naar verwachting met name gasgestookt vermogen uit bedrijf zal worden genomen, zodat de bestaande 15 GW operationeel gasvermogen terugloopt tot ongeveer 11 GW in 2032. Gedurende deze periode blijft er ongeveer 4 GW aan geconserveerd nieuwer (efficiënt) gasgestookt vermogen beschikbaar in afwachting van veranderende marktomstandigheden. Naast het operationele vermogen kan dit vermogen eventueel ingezet worden bij teruglopende export van Duitse elektriciteit naar Nederland, en zal in ieder geval de concurrentie met Duitse gascentrales goed aankunnen omdat dit centrales zijn met een hoge efficiency en daardoor lagere marginale kosten. De concurrentie met de Duitse steenkoolcentrales kunnen ze merendeels niet aan

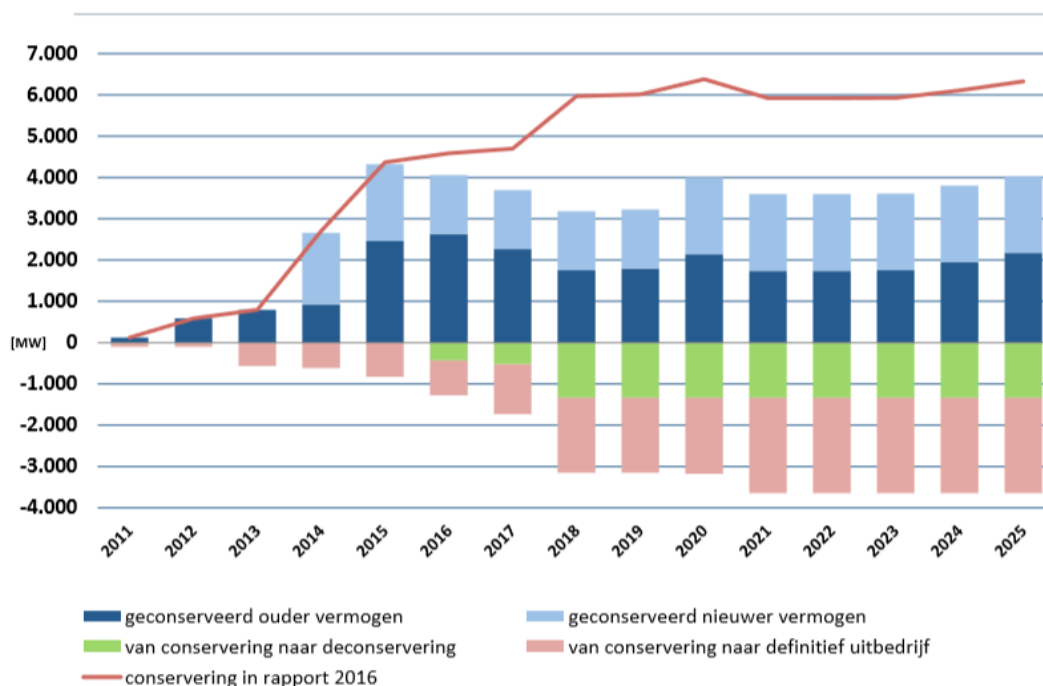


door de lagere prijs van steenkool en de lage prijs van CO₂ op het ETS, tenzij de Duitse overheid daar ook extra maatregelen neemt (zie Paragraaf 7).

Figuur 7 - Ontwikkeling van het opgesteld vermogen (thermische eenheden) in de periode 2016 tot 2032



Figuur 8 - Ontwikkeling van het door producenten aangegeven geconserveerd of te conserveren vermogen (ouder en nieuwer) en de mutatie per jaar van conservering naar deconservering of naar definitieve uitbedrijfneming (peildatum telkens 1 januari).



Conclusie: Nederland heeft voldoende capaciteit aan gascentrales beschikbaar tot 2032.



9 Conclusie: Gascentrales vervangen kolencentrales

Als alle Nederlandse kolencentrales (bij elkaar 5 GW, 31 TWh/jaar) in 2020 zouden sluiten zal de productie waarschijnlijk opgevangen worden door gascentrales in Nederland en Duitse gas- en kolencentrales. Volgens recente analyse zal ruim 20 TWh van de ongeveer de 31 TWh wegvallende kolengestookte elektriciteit (incl. 6 TWh biomassa bijstook) worden opgevangen door gasgestookte elektriciteit. De resterende 11 TWh zal op korte termijn goeddeels worden opgewekt met buitenlandse kolengestookte (steenkool, geen bruinkool) eenheden. De verwachting is dus niet dat er significant extra bruinkoolcentrales worden ingezet.

Door de Duitse stop van kerncentrales en de noodzaak om ook in Duitsland de CO₂-doelen te halen zullen ook daar bruinkool- en steenkoolcentrales uit bedrijf gaan. Op dat moment zal er minder of geen import meer zijn en zullen de Nederlandse gascentrales de elektriciteit gaan produceren die nu door de kolencentrales worden geproduceerd.



Bijlage(n)

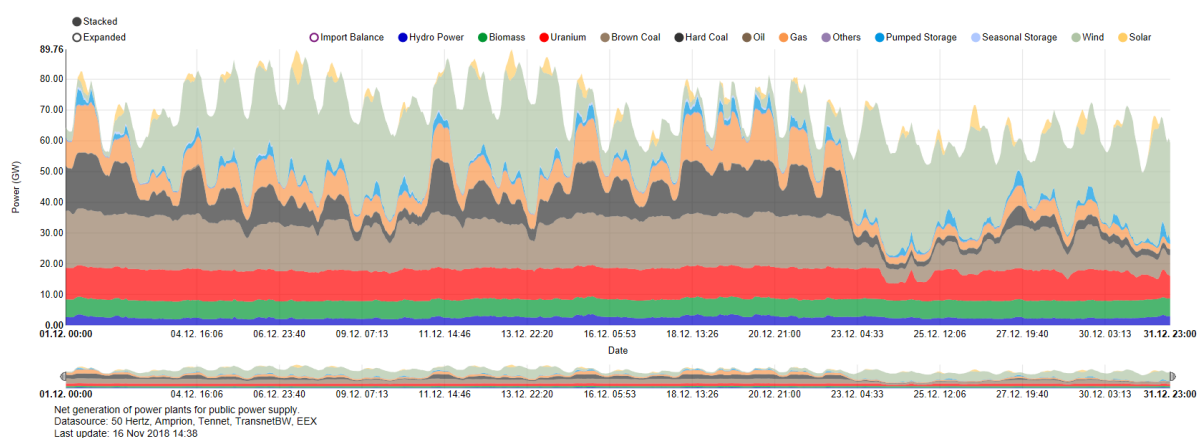


A Detailanalyse inzet Duitse bruinkool

Uit detaildata van inzet van Duitse centrales gerapporteerd door Fraunhofer ISE blijkt dat Duitse bruinkoolcentrales sporadisch wordt teruggeschakeld in geval van lage vraag (bijvoorbeeld in de kerstperiode) en/of uitzonderlijk hoge productie uit wind en zon. Dit blijkt bijvoorbeeld uit de uurlijkse elektriciteitsproductiegegevens voor het Duitse productiepark in december 2017 (zie Figuur 9). Het overzicht laat de invulling van de Duitse vraag naar elektriciteit zien, inclusief netto import. In de periode laat dit tot 22 december 2017 de gebruikelijke dag/nacht-cycli en werkweek/weekend-cycli zien, en oscilleert het tussen de ongeveer 55 GW (bijv. om 04:00 uur op zaterdag 16/12/17) en 90 GW (bijv. om 12:00 uur op woensdag 13/12/17). De residuele vraag (vraag min zon en wind) oscilleert in deze periode tussen de 34 GW (bijv. om 02:00 uur op zondag 10/12/17) en 77 GW (bijv. om 08:00 uur op vrijdag 1/12/17). In deze periode wordt bruinkool met ongeveer 16 GW tot 18 GW vrijwel volledig ingezet. Wel wordt bruinkool sporadisch teruggeschakeld bij hoge windproductie in de nachten in het weekend.

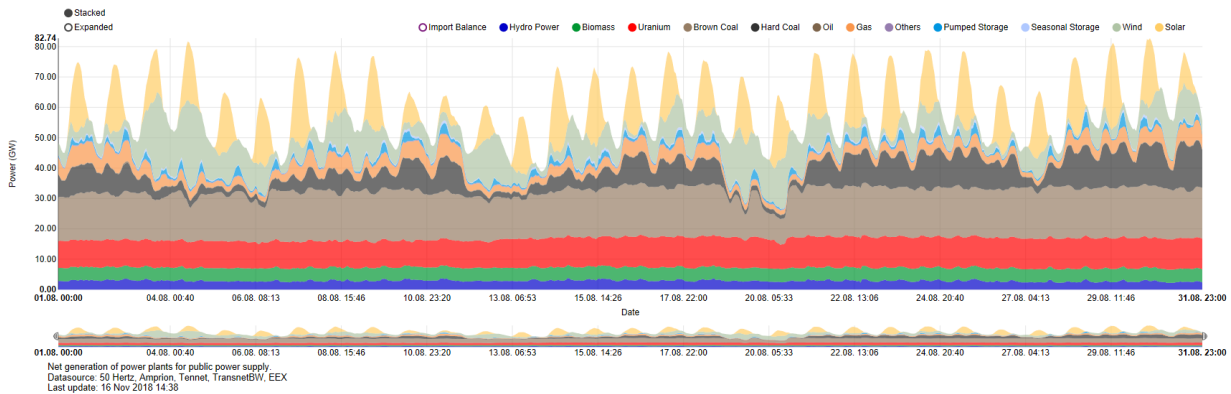
In de kerstperiode neemt de vraag echter af tot een bandbreedte van ongeveer 50 GW (bijv. om 04:00 uur op zondag 31/12/17) tot 71 GW (bijv. om 19:00 uur op vrijdag 29/12/17) en de residuele vraag tot een bandbreedte van ongeveer 23 GW (bijv. om 04:00 uur op zondag 24/12/17) en 50 GW (bijv. om 18:00 uur op woensdag 27/12/17). In deze periode wordt bruinkool structureel teruggeschakeld tot ongeveer 5 GW à 15 GW.

Figuur 9 - Uurlijkse elektriciteitsproductie allocatiegegevens in GW voor het Duitse productiepark in december 2017



In Figuur 10 wordt eenzelfde overzicht voor de maand augustus 2017 weergegeven. In dit geval treedt eveneens sporadische afschakeling van bruinkool op in de weekenden, zeker bij hoge wind/zon invoeding. Voor het overige wordt bruinkool goeddeels volledig ingezet.

Figuur 10 - Uurlijkse elektriciteitsproductie allocatiegegevens in GW voor het Duitse productiepark in augustus 2017



Deze dynamiek in inzet van Duitse bruinkool laat zich al sinds 2010, het eerste jaar waarover deze gegevens beschikbaar zijn, zien. Wel is de impact van de vakantieperiode rond Kerst in combinatie met veel zon/wind wel sterker geworden. De sterke groei van zon en wind in Duistland heeft in die zin nog geen grote invloed gehad op de jaarlijkse inzet van Duitse bruinkool.