

Ontwikkeling van de brandstofmix van de Nederlandse elektriciteitsvoorziening

Analyse en synthese van recente studies

Rudi Hakvoort
Jos Meeuwsen

Rapport in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken

Opgesteld door:

D-Cision B.V.
Postbus 44
8000 AA Zwolle

Zwolle, 9 april 2010

INHOUD

MANAGEMENT SAMENVATTING	5
1 Inleiding	9
2 De brandstofmix in context.....	11
2.1 Inleiding.....	11
2.2 Beleidsdoelstellingen van de Nederlandse overheid	11
2.3 Doel van dit rapport	14
3 Overzicht van de verschillende studies	17
3.1 Relevante studies	17
3.2 Doelstelling en scope van de studies	17
3.3 De brandstofmix in 2020	19
4 Antwoorden op de kernvragen	23
4.1 Inleiding.....	23
4.2 Is invoeding van 12 GW windvermogen mogelijk?	23
4.3 Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing?	26
4.4 Zijn nieuwe conventionele productie-eenheden wel rendabel?	29
4.5 Verdringen kolencentrales investeringen in duurzame energie?.....	31
4.6 Blijven we beleverd worden door kolencentrales?	32
4.7 Is er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar?	35
4.8 Vormt overcapaciteit een probleem?.....	38
4.9 Is de voorzieningszekerheid in het geding?	40
5 Reflectie.....	43
5.1 Algemene bevindingen	43
5.2 Modellen en aannames	45
5.3 Witte vlekken	46
Bijlage A. Modeluitgangspunten van de studies	51
A.1 Modelopzet	51
A.2 Modeluitgangspunten	52
A.3 Relevante invoer en uitvoer	54
A.4 Geanalyseerde effecten.....	56

MANAGEMENT SAMENVATTING

ACHTERGROND

Om te beoordelen in hoeverre de doelstellingen van het Werkprogramma Schoon & Zuinig worden behaald is de verwachte brandstofmix van de elektriciteitsvoorziening in Nederland voor 2020 van belang. De afgelopen jaren zijn verschillende studies uitgevoerd over de energievoorziening in 2020. Veel van de rapporten doen (direct of indirect) een uitspraak over de samenstelling van de brandstofmix in 2020, zij het dat de verwachtingen hierover niet eensluidend zijn.

Aan *D-Cision* is gevraagd om een vergelijkend onderzoek uit te voeren van vijftien studies over de brandstofmix in 2020. De vergelijking heeft zowel kwantitatief als kwalitatief plaatsgevonden.

KWANTITATIEVE VERGELIJKING

Elektriciteitsvraag in 2020

De elektriciteitsvraag in 2020 vormt bij de onderzochte studies geen *output* van de modellen maar een *input*. Op basis van de historische ontwikkeling van de belasting, aannames van de economische groei alsmede een inschatting van de (in 2020) gerealiseerde energiebesparing is in de verschillende studies een inschatting gemaakt van de elektriciteitsvraag in 2020. Deze inschatting kenmerkt zich door een hoge mate van onzekerheid. De verschillende studies komen dan ook met uiteenlopende schattingen, variërend van een (gewenste) omvang van 120 TWh tot een verwachte waarde van 156 TWh (zij het dat hierin het effect van de recessie van 2008-2009 nog niet is verwerkt).

Opgestelde vermogen in 2020

Ook de inschatting van het in 2020 opgestelde vermogen betreft in belangrijke mate een *invoervariabele*. Op basis van een interpretatie van de huidige ontwikkelingen is in veel rapporten een inschatting gemaakt van het productiepark in 2020. Als de internationale marktontwikkeling in de modellering is meegenomen is dit niet alleen voor Nederland maar ook voor het buitenland gebeurd.

In de rapporten is sprake van een grote brandbreedte in die visie hoe het productiepark in 2020 is samengesteld. Wel concluderen vrijwel alle studies dat sprake zal zijn van overcapaciteit vanwege de combinatie van forse nieuwbouw van conventioneel vermogen en de verwachte toename van (vooral) windvermogen als invulling van de doelstellingen rondom duurzame elektriciteit.

De brandstofmix in 2020

De brandstofmix heeft niet zozeer met het opgestelde vermogen (in MW) te maken als wel met de *inzet* van de productiemiddelen (in kWh of MWh). Deze inzet is onder andere afhankelijk van de beschikbaarheid van de productiemiddelen (windvermogen produceert bijvoorbeeld alleen als het waait), de kostprijs van de verschillende typen productiemiddelen en de marktprijs in de omringende landen.

Ook op dit vlak bieden de studies een divers beeld. Zo varieert de bijdrage van windenergie in 2020 behoorlijk: van minimaal 15 TWh per jaar tot 38 TWh per jaar. Ook over de inzet van de conventionele bronnen lopen de schattingen behoorlijk uiteen. Dit heeft voor een groot deel te maken met de inschatting van de marktontwikkeling in Noordwest-Europa en de vraag in hoeverre Nederlandse centrales goedkoper kunnen produceren dan buitenlandse eenheden (waardoor een deel van de geproduceerde elektriciteit kan worden geëxporteerd).

KWALITATIEVE VERGELIJKING

De kwalitatieve analyse heeft zich vooral gericht op acht belangrijke beleidsmatige kernvragen. Op basis van de overwegingen en visies zoals die in de verschillende studies zijn geformuleerd, is geprobeerd een gemeenschappelijke conclusie te formuleren.

VRAAG #1: Is invoeding van 12 GW windvermogen mogelijk?

Op basis van de meerderheid van de schattingen over de ontwikkeling van het opgestelde vermogen in de periode tot 2020 lijkt inpassing van 12 GW windvermogen mogelijk te zijn. Wel wordt aanbevolen om extra flexibiliteit te realiseren door middel van een combinatie van meer interconnectie capaciteit met het buitenland, verbeteringen in de regelbaarheid en voorspelbaarheid van fossiel, warmtekracht- en duurzaam vermogen, meer mogelijkheden voor elektriciteitsopslag (o.a. in de vorm van elektrische auto's) en 'intelligente netten'. Ook verdient het aspect van netstabiliteit in de komende jaren meer aandacht.

VRAAG #2: Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing?

De verwachte omvang van verdringing van warmtekrachtvermogen door een toename van windenergie lijkt mee te vallen. Daarbij wordt aangetekend dat vervanging van WKK door wind per saldo tot een lagere inzet van fossiele energiedragers leidt. Bij WKK gaat het weliswaar om een efficiënte vorm van energieproductie, maar er wordt nog altijd een fossiele energiedrager ingezet, terwijl dit bij wind niet het geval is.

VRAAG #3: Zijn nieuwe conventionele productie-eenheden wel rendabel?

Geconcludeerd is dat het moeilijk is om hierover een uitspraak te doen. De rentabiliteit van elektriciteitsproductiecentrales op fossiele brandstof is overigens sinds de liberalisering van de energiemarkt geen verantwoordelijkheid van de overheid meer.

VRAAG #4: Verdringen kolencentrales investeringen in duurzame energie?

Zolang de overheid een stabiel investeringsklimaat schept door regulering en stimulering (bijvoorbeeld door subsidiëring van de onrendabele top van duurzame energie), lijkt er voldoende ruimte voor marktpartijen om allerlei initiatieven op het gebied van duurzame energie te ontplooiën - ongeacht de verwachte overcapaciteit.

VRAAG #5: Blijven we beleverd worden door kolencentrales?

Nieuwe kolencentrales die nu gebouwd worden zullen de komende decennia voor de markt beschikbaar zijn. Echter, de *inzet* van kolencentrales is een marktaangelegenheid. Instrumenten die de milieulasten van elektriciteitsproductie internaliseren (zoals de quotering van CO₂-emissies en het Europese handelsstelsel voor CO₂-emissierechten) kunnen de *merit order* – en dus de daadwerkelijke inzet van de verschillende centrales – beïnvloeden.

VRAAG #6: Is er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar?

Nederland is één van de weinige Europese landen met een hoge interconnectiecapaciteit, die bovendien de komende jaren nog verder wordt uitgebreid. De studies zijn verdeeld over de mate waarin Nederland in 2020 exporteur van elektriciteit zal zijn. Op basis hiervan is het niet mogelijk een conclusie te trekken in hoeverre de interconnectiecapaciteit voldoende is om alle gewenste markttransacties (voornamelijk in de vorm van exporten) te accommoderen. Onduidelijk is ook in hoeverre de noodzakelijke additionele flexibiliteit van het elektriciteitssysteem verdere uitbreiding van de interconnectiecapaciteit vereist.

VRAAG #7: Vormt overcapaciteit een probleem?

Overcapaciteit is geen probleem maar veeleer een luxe. De baten voor elektriciteitsgebruikers lijken veel groter dan de meerkosten ten gevolge van hogere noodzakelijke subsidiëring van duurzame energie.

VRAAG #8: Is de voorzieningszekerheid in het geding?

Vanwege de verwachte overcapaciteit in Nederland in 2020 lijkt de voorzieningszekerheid niet in het geding. Wel kan de overcapaciteit in combinatie met het toenemende aandeel duurzame energie de netstabiliteit (en dus de *leveringszekerheid* beïnvloeden).

ALGEMENE BEVINDINGEN

Noordwest-Europese context

De brandstofmix vormt geen onderwerp (meer) dat Nederland geïsoleerd kan adresseren. Hoe meer de Noordwest-Europese markt gestalte krijgt, hoe meer de brandstofmix een regionaal (in Europese zin) issue wordt en van de markt afhankelijk is. Alle rapporten onderkennen het belang van een beschouwing vanuit dit Europese perspectief. Wel lijkt het gebrek aan voldoende inzicht in en betrouwbare data over de ontwikkeling van het productievermogen in het buitenland parten te spelen, gegeven de uiteenlopende conclusies met betrekking tot de import/exportpositie van Nederland in 2020.

Scenario's

Verschillende rapporten hanteren scenario's om onzekerheden te verdisconteren. Gegeven de grote bandbreedte voor de onzekerheden leidt dit tot een grote diversiteit in de scenario's. Het is dan ook niet verwonderlijk dat de uitkomsten van de verschillende exercities behoorlijk variëren. Op basis hiervan is het lastig om een eenduidige conclusie te trekken over de relatieve en absolute aandelen van de diverse productietypen in de verwachte brandstofmix in 2020.

Inpassing van windvermogen

De meer gedetailleerde studies van Frontier Economics en KEMA Consulting lijken de conclusie te ondersteunen dat 12 GW windvermogen goed kan worden ingepast in het Nederlandse elektriciteitssysteem. De geconcludeerde flexibiliteit is overigens afhankelijk van de aanname omtrent de flexibiliteit van warmtekrachtvermogen.

Amovering van productievermogen

De meeste rapporten zijn voorzichtig in het kwantificeren van te amoveren grootschalig productievermogen alsmede vervanging van industrieel en kleinschalig warmtekrachtvermogen. De keuzes hierbij zijn echter sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de markt (lage elektriciteitsprijzen bevorderen vervanging immers niet) en de dan vigerende stimuleringsregelingen.

Doelstellingen Schoon & Zuinig

Afgezien van de studies van ECN lijken de onderzochte studies niet heel geschikt om het behalen van de doelstellingen van het Werkprogramma Schoon & Zuinig te beoordelen.

Nederland blijft aardgasland

De Nederlandse brandstofmix voor 2020 ligt voor wat het opgestelde vermogen betreft nagenoeg vast, aangezien de meeste investeringskeuzes die voor 2020 tot daadwerkelijke realisatie moeten leiden, nu al bekend zijn. De inzet van het opgestelde productievermogen kan echter wel variëren afhankelijk van de ontwikkeling van de brandstofprijzen, de CO₂-prijs en andere condities. Het merendeel van de studies geeft voor de brandstofmix in 2020 aan dat aardgas vooralsnog de belangrijkste brandstof blijft.

Effect van brandstof- en CO₂-prijzen

Slechts een beperkt aantal studies omvat scenario's met verschillende brandstofprijzen. Desalniettemin hebben deze een groot effect op de business. Ditzelfde geldt voor de CO₂-prijs. Er lijkt consensus te bestaan over de verwachting dat CO₂ prijzen om uiteenlopende redenen tot 2020 beneden 20 €/ton blijven. Een consequentie hiervan is dat steenkool vooralsnog een basislast-brandstof blijft.

Kosten

Vanwege de ten gevolge van de overcapaciteit verwachte lagere marktprijzen zal de rentabiliteit van zowel conventionele eenheden als duurzame productiemiddelen onder druk komen te staan. Om deze reden is het twijfelachtig of al het aangekondigde nieuwe conventionele productievermogen ook daadwerkelijk zal worden gebouwd.

Ook de onrendabele top van duurzame energie zal stijgen bij een lagere marktprijs. Doordat deze via stimuleringsregelingen wordt gedekt, kunnen de (te socialiseren) kosten voor de samenleving oplopen – hoewel deze kosten voor elektriciteitsgebruikers lager zijn dan de baten ten gevolge van de lagere

marktprijs. De stabiliteit van de subsidieregelingen gedurende de levensduur van de parken is dan ook van groot belang om het *regulatory risk* te beperken.

1 Inleiding

Het Ministerie van Economische Zaken werkt samen met het Ministerie van Volkshuisvesting, Ruimte Ordening en Milieubeheer aan een visie op de ontwikkeling van de Nederlandse en Noordwest-Europese brandstofmix voor de elektriciteitsvoorziening.

De vraagstelling die hierbij centraal staat is:

‘Wat is het effect van de verwachte ontwikkeling van het elektriciteitsproductiepark in Nederland en de ons omringende landen op de realisatie van de kabinetsdoelen zoals geformuleerd in het Werkprogramma Schoon & Zuinig, in het bijzonder:

- *CO₂-emissiereductie van 30 % ten opzichte van 1990;*
- *Realisatie van 35 % duurzame elektriciteit (als onderdeel van 20 % duurzame energie);*
- *Inzet van warmtekrachtkoppeling (WKK) als onderdeel van 2 % besparing per jaar.*

En vormt dit verwachte effect aanleiding om additionele beleidsmaatregelen te nemen om de ontwikkeling van de brandstofmix bij te sturen?’

De afgelopen jaren zijn verschillende studies uitgevoerd over de elektriciteitsvoorziening in 2020. Veel van de rapporten doen (direct of indirect) een uitspraak over de samenstelling van de brandstofmix in 2020, zij het dat de verwachtingen hierover niet eensluidend zijn.

Aan *D-Cision* is gevraagd om een vergelijkend onderzoek uit te voeren van vijftien studies over de brandstofmix in 2020. Het voorliggende rapport vormt hiervan de weerslag.

D-Cision heeft geen eigen modelberekeningen over de brandstofmix in 2020 uitgevoerd. Dit rapport bevat een analyse en synthese van standpunten van derden. Waar *D-Cision* tot een eigen beoordeling komt (met name in hoofdstukken 4 en 5), is dit expliciet in de tekst aangegeven.

2 De brandstofmix in context

2.1 Inleiding

In het verleden vonden discussies over de brandstofmix vooral hun oorsprong in het kader van de voorzieningszekerheid. De continuïteit van de elektriciteitsvoorziening werd immers mede geborgd door de diversificatie van brandstoffen. Door de liberalisering van de energiemarkt is de Nederlandse elektriciteitsmarkt opgegaan in de (Noordwest) Europese markt en is dit aspect gaandeweg op de achtergrond geraakt in het nationale energiebeleid. Voorzieningszekerheid is tegenwoordig meer een Europees dan een nationaal issue.

Daarentegen is het nadenken over (en desgewenst via beleidsinstrumenten sturen van) de brandstofmix in toenemende mate een onderdeel geworden van het milieubeleid. Om te kunnen voldoen aan de strenge doelstellingen van het ‘Werkprogramma Schoon & Zuinig’, dat de nationale pendant vormt van het ‘20-20-20 in 2020’ pakket van de Europese Commissie, staat de brandstofmix weer in het midden van de belangstelling.

In tegenstelling tot de jaren '80 en '90 van de vorige eeuw zal het realiseren van eventueel gestelde doelen vooral via inzet van marktinstrumenten moeten plaatsvinden. Dit betekent dat rekening moet worden gehouden met de dynamiek van de internationale elektriciteitsmarkt en het investeringsklimaat in Nederland. Bij de ontwikkeling van beleidsinstrumenten zal dan ook gezocht moeten worden naar nieuwe middelen die in de huidige marktcontext inpasbaar en succesvol kunnen zijn – zonder dat dit excessieve kosten met zich meebrengt.

2.2 Beleidsdoelstellingen van de Nederlandse overheid

2.2.1 Het Werkprogramma Schoon & Zuinig

De beleidsdoelstellingen van het Nederlandse kabinet voor 2020 zijn in 2007 vastgelegd in het ‘Werkprogramma Schoon & Zuinig’. Concreet gaat het hierbij om de volgende doelstellingen:

- een CO₂-emissiereductie van 30 % ten opzichte van 1990,
- realisatie van 20 % duurzame energie, en
- realisatie van een energiebesparing van 2 % besparing per jaar.

In het ‘Werkprogramma Schoon & Zuinig’ worden verschillende maatregelen en instrumenten voorgesteld om de genoemde doelstellingen in 2020 te bereiken. Deze maatregelen zijn toegespitst op verschillende sectoren, namelijk:

- gebouwde omgeving,
- industrie en energie,
- verkeer en vervoer,
- land- en tuinbouw, en
- overige broeikasgassen.

De beleidsinstrumenten zijn vervolgens onderverdeeld naar:

- marktprikkels,
- normering,
- instrumenten gericht op innovatie,
- tijdelijke stimulansen, zoals de Stimuleringsregeling Duurzame Energie (de ‘SDE-regeling’), en

- Europese en internationale klimaat- en energiediplomatie.

Alleen al hieruit is duidelijk dat de brandstofmix van de elektriciteitsproductie slechts een onderdeel uitmaakt van de totale jaarlijkse energiebalans. Behalve voor de doelstelling van hernieuwbare elektriciteit is het nog onduidelijk welk deel van de totale beleidsdoelstellingen door de elektriciteitssector gerealiseerd dienen te worden en welk deel door de overige organisaties die gerekend worden tot de sector 'Industrie en energie'. Hieronder wordt dit laatste nader toegelicht.

2.2.2 Reductiedoelstelling broeikasgasemissies

Vanwege de Europese markt voor CO₂-rechten moet het realiseren van de kabinetsdoelstelling op het gebied van de emissie van broeikasgassen in eerste instantie vanuit Europees perspectief worden benaderd. Onder het Europese emissiehandelssysteem ('EU-ETS') is weliswaar sprake van een plafond, maar voor Nederland geldt geen nationaal quotum (anders dan de ambitie uit het Werkprogramma Schoon & Zuinig). Vooral in de internationaliserende elektriciteitssector speelt het effect dat een deel van de beoogde Nederlandse beleidsdoelstelling teniet kan worden gedaan door de verwachte verschuiving van elektriciteitsproductie naar Nederland (resultierend in een toename van elektriciteitsexporten vanuit Nederland).

Een belangrijke emissiereductie kan in de (Nederlandse) energiesector worden gerealiseerd door een (nog) hogere inzet op aardgas in plaats van kolen als brandstof. Dat impliceert mogelijk nadelen voor de voorzieningszekerheid vanuit Nederlands perspectief en wellicht ook voor de betaalbaarheid op de langere termijn. Wanneer de voornamelijk gratis allocatie van emissierechten in het emissiehandelssysteem wordt vervangen door een volledig veulingsysteem, kan dit veranderen. Bij veulen moeten alle rechten immers worden aangekocht, zodat CO₂-intensieve elektriciteitsproductie hierdoor wordt ontmoedigd.

Een andere mogelijkheid om een omvangrijke emissiereductie te bewerkstelligen, is een grotere rol voor kernenergie. In het Coalitieakkoord van het kabinet Balkenende-IV is besloten om vooralsnog geen nieuwe kerncentrale te bouwen. Vanwege de beperkte voorraden uranium alsook het kernafvalvraagstuk wordt nucleaire energie niet tot de hernieuwbare energiebronnen gerekend. Anderzijds geldt wel dat kernenergie een belangrijke bijdrage kan leveren aan de reductie van broeikasgassen.

De ambitie van het kabinet voor de sector 'Industrie en energie' voor 2020 betreft een emissiereductie van 56-61 Mton/jaar ten opzichte van de situatie van ongewijzigd beleid. Dit omvat daarmee het merendeel van de totale beleidsdoelstelling van 96 Mton/jaar (zie Tabel 1). De bijdrage van de gezamenlijke sector 'Industrie en energie' is daarom van cruciaal belang voor het behalen van de doelstellingen.

De sector 'Industrie en energie' valt voor een groot deel onder het EU-ETS. Het EU-ETS zal in belangrijke mate de bijdrage van de energiesector aan de Nederlandse emissiedoelstellingen beïnvloeden. Ook zullen de emissiereducties sterk afhankelijk zijn van andere ontwikkelingen in Europa. Vooral de wijze van de allocatie van de emissierechten (gratis verstrekken dan wel veulen) is bepalend voor de activiteiten die de industrie- en energiesector op dit vlak zullen ontplooiën.

Tabel 1. Beoogde emissiereductie (in Mton/jaar) volgens het 'Werkprogramma Schoon & Zuinig'.

	1990	2005	2010	2020			
			ongewijzigd beleid	ongewijzigd beleid	Met S&Z volgens ECN/MNP	Met S&Z doel kabinet	Reductiedoel kabinet t.o.v. ongewijzigd beleid
Gebouwde omgeving	30	29	27	26	20-23	15-20	6-11
Industrie/elektriciteit	93	101	105	131	75	70-75	56-61
Verkeer	30	39	40	47	30-34	30-34	13-17
Landbouw	9	7	9	7	5-6	5-6	1-2
Overige broeikas- gassen	54	36	35	35	28-29	25-27	8-10
Totaal	215	212	215	246	158-167	150	96
CDM/JI ¹			-15				

¹⁾ Bij toepassing van het *Clean Development Mechanism* (CDM) of *Joint Implementation Projects* (JI) wordt (onder het Kyoto protocol) geïnvesteerd in emissiereducties in ontwikkelingslanden in plaats van een (duurdere) emissiereductie in het thuisland. Hoewel de nationale/Europese emissies hoger liggen, dalen de globale emissies (en tegen lagere kosten).

2.2.3 Doelstelling voor energiebesparing

Ook de toerekening van de doelstelling van 2 % energiebesparing per jaar aan de elektriciteitsproductiesector vraagt om nadere invulling. Immers, de productie van elektriciteit gaat gepaard met forse (warmte)verliezen. Deze warmte gaat verloren via de schoorsteen, via het lozen van koelwater op oppervlaktewater of via koeltorens). Door de verwachte verschuiving van productievermogen naar Nederland wordt Nederland gaandeweg meer een exportland voor elektriciteit. De warmteverliezen die dit met zich meebrengt verschuiven mee naar Nederland, waardoor per saldo de efficiëntie van de benutting van primaire energie afneemt. Het gebruik van brandstoffen en de lozing van restwarmte in Nederland nemen dus beide aanmerkelijk toe.

Vanuit Europees perspectief zal dit echter niet zo zijn. Nieuwe centrales hebben over het algemeen een hoger elektrisch omzettingsrendement dan oudere eenheden. Bovendien hebben centrales die koelwater gebruiken een hoger rendement dan luchtgekoelde installaties. De elektriciteit die in Nederland wordt geproduceerd, hoeft niet in het buitenland geproduceerd te worden. Op Europese schaal zal de efficiëntie van de elektriciteitsproductie daarom gemiddeld stijgen, hetgeen winst is. Echter, gegeven de huidige administratieve toerekening van energiegebruik in de EU, zal deze winst niet in Nederland geboekt worden. In feite geldt dit voor iedere internationale handel: Als Nederland meer melkproducten gaat exporteren, zal ook de uitstoot van de Nederlandse melkfabrieken stijgen.¹

¹ Vanzelfsprekend betreft dit een puur administratieve toerekening. (Globale) energiebesparing treedt niet op door de locatie van elektriciteitsproductie te verschuiven, maar door de netto elektriciteitsconsumptie te reduceren, door de conversie van fossiele brandstoffen naar elektriciteit efficiënter te maken of door meer restwarmte te benutten. Uit deze boekhoudkundige beschouwing kan daarom niet de conclusie worden getrokken dat Nederland maar stroom moet blijven importeren. Immers, het achterliggende doel is een *globale* vermindering van het energiegebruik en van de CO₂-uitstoot. Wel kan worden overwogen om de nationale energiebalansen in de EU administratief te corrigeren voor de in- en uitvoer van elektriciteit.

2.2.4 Doelstelling voor duurzame energie

De kabinetsdoelstelling op het gebied van hernieuwbare energie bedraagt 20% van het energiegebruik in 2020. Dit is ambitieuzer dan de door de Europese Commissie opgelegde doelstelling van 14 % voor Nederland. Het verschil is gedeeltelijk verklaarbaar vanwege verschillen in gehanteerde definities. De Europese definitie is gebaseerd op het finale energiegebruik en wijkt daarmee af van de in Nederland gehanteerde definitie op basis van het primaire energiegebruik.

Verder is het van belang om op te merken dat het gebruikelijk is om energiedragers die als grondstof voor kunststoffen en kunstmest fungeren of als reactiemiddel in chemische processen worden gebruikt op het totale primaire energiegebruik in mindering te brengen. Naast de opwekking van groene stroom tellen ook andere duurzame bronnen, zoals biobrandstoffen voor transportdoeleinden mee. Omdat het merendeel van alle duurzame energie in de vorm van elektriciteit vrijkomt, zijn de ambities van Nederlandse overheid voor hernieuwbare elektriciteit aanmerkelijk hoger gesteld, namelijk op 35 % van het elektriciteitsgebruik in 2020.

2.3 Doel van dit rapport

Het voorliggende rapport omvat een samenvatting van een vergelijkende analyse van de verschillende studies die de laatste drie jaar zijn verschenen met betrekking tot de ontwikkeling van de brandstofmix. Het zichtjaar voor de meeste studies is 2020. De analyse is gebaseerd op een kwalitatieve analyse van de rapporten alsmede een beperkte kwantitatieve analyse.

Kwalitatieve analyse van eerder uitgevoerde studies

In de kwalitatieve analyse zijn de uitgangspunten, de gehanteerde methodologie en resultaten van de verschillende studies geïnventariseerd en onderling vergeleken. De componenten van de analyse zijn weergegeven in Figuur 1. Het doel was om te proberen eventuele verschillen in uitgangspunten alsmede de verschillende resultaten logisch aan elkaar te relateren (of wanneer een logische samenhang ontbreekt, te begrijpen waaruit dit voortkomt).

Kwantitatieve analyse van eerder uitgevoerde studies

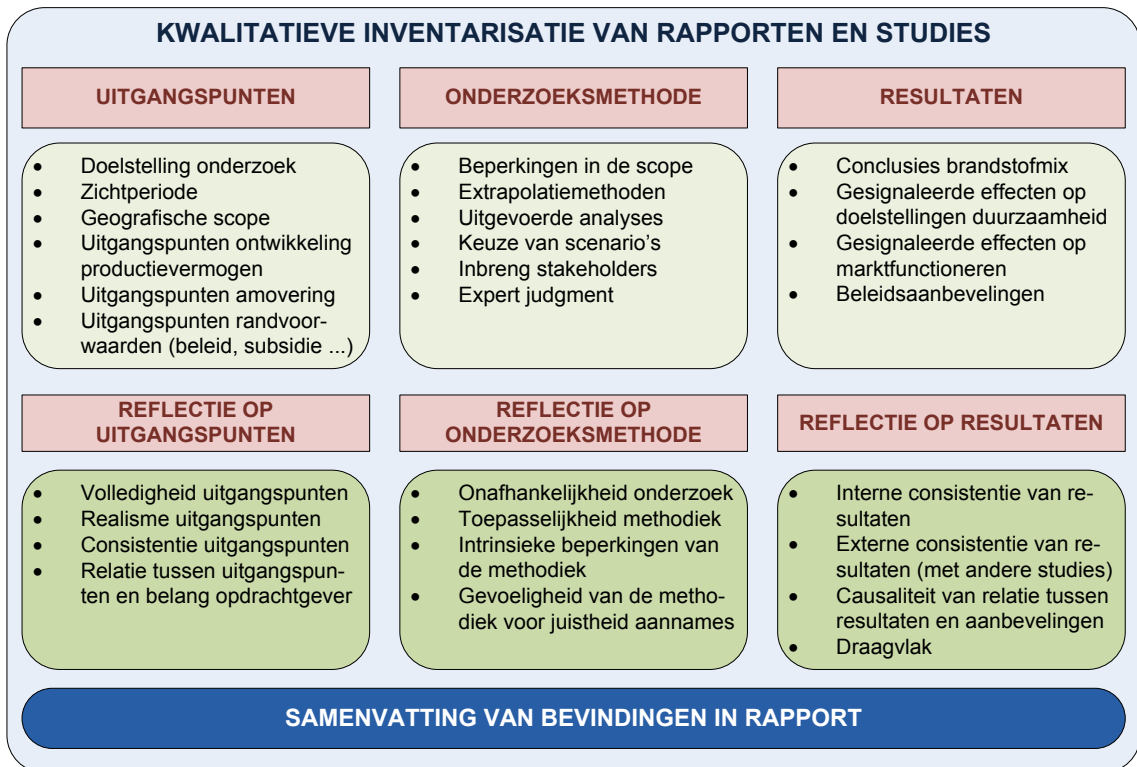
De kwantitatieve analyse betrof een vergelijking tussen de verschillende studies op belangrijke getalsmatige grootheden. De grootheden waarop de inventarisatie zich heeft gericht, zijn weergegeven in Figuur 2.

Analyse en synthese door D-Cision

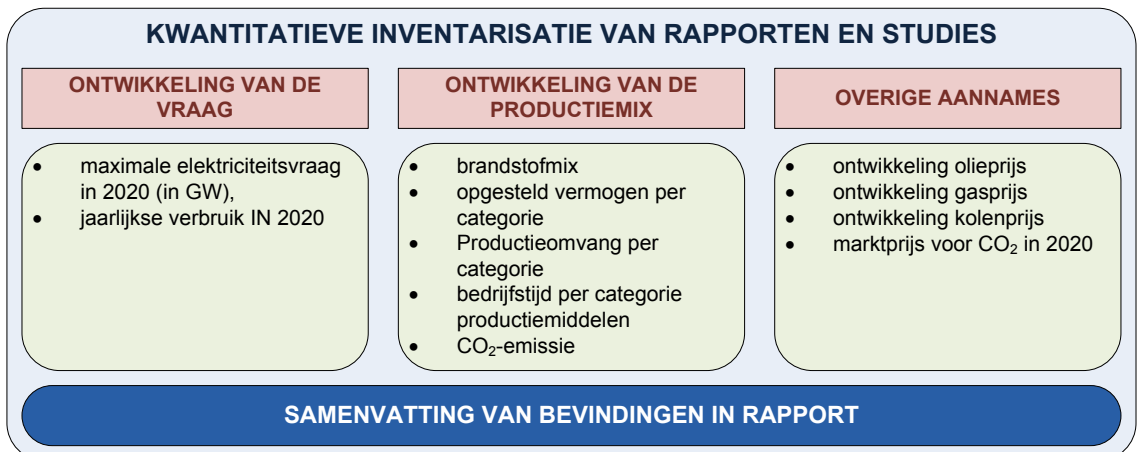
In de volgende hoofdstukken worden de resultaten van de door *D-Cision* uitgevoerde kwalitatieve en kwantitatieve analyse van vijftien rapporten op hoofdlijnen weergegeven.²

In hoofdstuk 3 worden de studies ‘geordend’ naar hun scope en uitgangspunten alsmede op een aantal andere relevante aspecten. In hoofdstuk 4 wordt vervolgens geanalyseerd wat de verschillende studies melden over acht actuele vragen. Hierbij geeft *D-Cision* tevens een eigen beoordeling van het betreffende vraagstuk in een poging om de verschillende standpunten van de rapporten samen te brengen. In hoofdstuk 5 worden de bevindingen samengevat.

² De auteurs van de rapporten zijn in de gelegenheid gesteld om de kwantitatieve en kwalitatieve analyses van hun rapport(en) op juistheid te beoordelen. Het merendeel van de auteurs heeft van deze gelegenheid om een reactie te geven gebruik gemaakt.



Figuur 1. Overzicht van de verrichte kwalitatieve analyse van de verschillende rapporten en studies.



Figuur 2. Overzicht van de verrichte kwantitatieve analyse van de verschillende rapporten en studies.

3 Overzicht van de verschillende studies

3.1 Relevante studies

In de afgelopen jaren zijn verschillende studies verschenen over de ontwikkeling van de brandstofmix (met het oog op zichtjaar 2020). De vergelijking richt zich op de meest recente rapporten. Dit zijn voornamelijk studies uit de afgelopen drie jaar (2007-2009). Ze zijn in Tabel 2 genoemd.

Tabel 2. Overzicht van de geanalyseerde studies.

AFKORTING	STUDIE
#1/AER1	Algemene Energieraad (AER), <i>Brandstofmix in beweging - op zoek naar een goede balans</i> , januari 2008.
#2/AER2	Algemene Energieraad (AER), <i>De ruggengraat van de energievoorziening</i> , augustus 2009.
#3/CE	F.J. Rooijers, S.M. de Bruyn, M.I. Groot en L.M.L. Wielders, <i>Duurzame elektriciteitsmarkt?</i> , CE Delft in opdracht van Stichting Natuur en Milieu, oktober 2009.
#4/ECN1	A.W.N van Dril, <i>Verkenning Schoon en Zuinig - Effecten op energiebesparing, hernieuwbare energie en uitstoot van broeikasgassen</i> , ECN-E--09-022, april 2009.
#5/ECN2	A. Seebregts, H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, S. Lensink, A. van der Welle en W. Wetzels, <i>Brandstofmix elektriciteit 2020: inventarisatie, mogelijke problemen en oplossingsrichtingen</i> , ECN-X--09-046, december 2009.
#6/ECN3	A.J. Seebregts, H.J.M. Snoep, J. van Deurzen, P. Lako en A.D. Poley, <i>Kernenergie en brandstofmix - Effecten van nieuwe kerncentrales na 2020 in de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008</i> , ECN-X--09-058, september 2009.
#7/CIEP	P. Boot, B. Buijs en J. de Jong, <i>Energiebeleid en de Noordwest-Europese Markt - Brandstofmix en Infrastructuur</i> , Clingendael, december 2009.
#8/EDN	J.P. van Soest en H. Wiltink, <i>Groene energie voor basislast?</i> , Energie Dialoog Nederland, 7 oktober 2009.
#9/FE	Frontier Economics, <i>Study on the flexibility in the Dutch and NW European power market in 2020</i> , January 2010.
#10/KEMA	E. Benz, C. Hewicker, N. Moldovan, G. Stienstra, W. van der Veen, KEMA Consulting, <i>Integratie van windenergie in het Nederlandse elektriciteitssysteem in de context van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt</i> , Arnhem, 31 maart 2010.
#11/PLEF	CWE/Regional Forum Centre West, <i>Improved Regional System Adequacy Forecast</i> , Final Report, draft version of November 7, 2008.
#12/RegTrans	Regieorgaan Energietransitie Nederland, <i>Duurzame energie in een nieuwe economische orde</i> , november 2008.
#13/G4S	F.J. Rooijers, B.H. Boon en J. Faber, Green4Sure, <i>Het Groene Energieplan</i> , Delft, mei 2007.
#14/TenneT1	TenneT, <i>Rapport Monitoring Leveringszekerheid 2008-2024</i> , juni 2009.
#15/TenneT2	TenneT, <i>Kwaliteit- en capaciteitsplan 2010-2016</i> , december 2009.

In het vervolg wordt een vergelijkend overzicht gegeven van de in Tabel 2 genoemde rapporten over de ontwikkeling van de Nederlandse brandstofmix.

3.2 Doelstelling en scope van de studies

De onderzochte studies verschillen aanmerkelijk qua doelstelling en scope. Soms betreft het modelstudies van (zo goed als mogelijke) geëxtrapoleerde ontwikkelingen rond de inzet van productiemiddelen om aan de verwachte elektriciteitsvraag te voldoen. Soms hebben de studies een ander doel, bijvoorbeeld het schetsen van de gewenste ontwikkeling van duurzame energie en de inpassing daarvan in het energiesysteem, of het beschrijven van bijvoorbeeld een groen

en betaalbaar ‘arrangement’ voor een specifieke deelsector (zoals #8/EDN). De inschatting van de ontwikkeling van de brandstofmix vormt bij deze laatste studies niet de kern. Wel worden bij de analyse aannames gedaan over de ontwikkeling van de brandstofmix.³

Tabel 3. Overzicht van de doelstelling en scope van de onderzochte studies alsmede de relatie met het geformuleerde beleid.

	DOELSTELLING			SCOPE			RELATIE MET BELEID	
	Analyse van waarschijnlijk scenario's op basis van systeem ontwikkeling	Analyse van mogelijke scenario's op basis van doelstellingen	Beschrijving van wenselijk scenario op basis van voorkeuren	Omvat een beperkt deel van de elektriciteitssector	Omvat de gehele elektriciteitssector	Omvat het algehele energie verbruik	Berekent effecten van het bestaande beleid	Bepaalt vanuit doelen noodzakelijk nieuw beleid
#1/AER1		√			√			√
#2/AER2			√	√				√
#3/CE		√			√		√	
#4/ECN1	√					√	√	
#5/ECN2	√				√		√	
#6/ECN3			√		√		√	
#7/CIEP		–			√		–	
#8/EDN		√			√			√
#9/FE		√			√			√
#10/KEMA		√			√			√
#11/PLEF	√				√		√	
#12/RegTrans		√			√			√
#13/G4S			√			√		√
#14/TenneT1	√				√		√	
#15/TenneT2	√				√		√	

In Tabel 3 wordt een overzicht gegeven van de doelstelling van de verschillende studies. Niet alle rapporten hadden immers als oogmerk om enkel een beeld te schetsen van de brandstofmix in 2020 van de elektriciteitsproductiesector. Hierbij wordt de volgende indeling onderscheiden:

➤ **Doelstelling van de studie**

- *Analyse van waarschijnlijke scenario's op basis van systeem ontwikkeling:* De studie beoogt op basis van een zo goed mogelijke inschatting van de economie, de elektriciteitsmarkt, de beleidsontwikkeling etc. één of meer toekomstbeelden te schetsen.
- *Analyse van mogelijke scenario's op basis van doelstellingen:* De studie beoogt één of meer toekomstbeelden te schetsen op basis van specifieke doelstellingen over de ontwikkeling van de brandstofmix. Meestal betreft dit de aanname van een bepaald aandeel duurzame energie in 2020.

³ De selectie van de te onderzoeken studies heeft in overleg met de opdrachtgever plaatsgevonden. Ook als studies slechts in afgeleide zin over de brandstofmix handelen, kunnen ze voor de analyse relevant zijn gegeven de daarin vervatte verwachtingen en aannames.

- *Beschrijving van wenselijk scenario op basis van voorkeuren:* De studie beoogt één of meer toekomstbeelden te schetsen op basis van in de studie veronderstelde aannames over de ontwikkeling van de brandstofmix. Dit betreft bijvoorbeeld een extreme verduurzaming van de brandstofmix of het effect van investeringen in kerncentrales op de brandstofmix.
- **Scope van de studie**
 - *Omvat een beperkt deel van de elektriciteitssector:* De studie bespreekt niet de gehele elektriciteitssector maar richt zich alleen op specifieke onderdelen hiervan. Een integrale visie op de brandstofmix of elektriciteitsmarkt in 2020 wordt niet gegeven.
 - *Omvat de gehele elektriciteitssector:* De studie omvat alle (voor een analyse van de brandstofmix) relevante aspecten van de elektriciteitssector.
 - *Omvat het algehele energie verbruik:* De studie richt zich op het energieverbruik in het algemeen. De elektriciteitssector vormt hiervan een beperkt onderdeel.
- **Relatie met beleid**
 - *Berekent effecten van bestaand beleid & marktmodel:* De studie gaat uit van het huidige beleid (en marktmodel) en rekt het effect daarvan uit op de elektriciteitsproductie.
 - *Bepaalt vanuit doelen noodzakelijk nieuw beleid:* De studie gaat uit van het gewenste effect (bijvoorbeeld een specifieke duurzaamheidsdoelstelling) en bepaalt of veronderstelt vervolgens wat daarvoor op het gebied van elektriciteitsproductie nodig is.

3.3 De brandstofmix in 2020

In deze paragraaf worden de belangrijkste kwantitatieve resultaten van de verschillende studies met elkaar vergeleken. Dit betreft de verwachte binnenlandse vraag naar elektriciteit in 2020, het verwachte opgestelde vermogen in 2020 en de verwachte brandstofmix voor 2020.

3.3.1 De vraag naar elektriciteit in 2020

De elektriciteitsvraag in 2020 vormt geen *output* van de modellen maar is een *input*. Op basis van de historische ontwikkeling van de belasting, aannames van de economische groei alsmede een inschatting van de (in 2020) gerealiseerde energiebesparing is ten behoeve van de verschillende studies een inschatting gemaakt van de elektriciteitsvraag in 2020. Deze schatting kan verder beïnvloed zijn door de gesignaleerde stagnatie in de groei van het elektriciteitsverbruik gedurende de recessie van 2008-2009 alsmede de inschatting van de ontwikkeling van nieuwe technologieën zoals warmtepompen en de elektrische auto (zie ook Tabel 16).

De inschatting van de elektriciteitsvraag kenmerkt zich door een hoge mate van onzekerheid. De verschillende studies komen dan ook met uiteenlopende schattingen, variërend van een gewenste omvang van 120 TWh (scenario 'SB' in #6/ECN3) tot een verwachte waarde van 156 TWh (#4/ECN1).⁴ Illustratief is dat ECN de inschatting van de vraagprognose recent aanmerkelijk heeft bijgesteld. Rekende ECN in de Referentieraming 2008-2020 nog met een verwachte elektriciteitsvraag van circa 157 TWh in 2020⁵, in de nieuwe referentieramingen zal deze vanwege de verwachte lagere economische groei neerwaarts worden bijgesteld naar circa 128 TWh.⁶ Het is evident dat zo'n daling met bijna 30 TWh (–18 %) grote consequenties kan hebben voor de uitkomsten van modelberekeningen.

⁴ Zie ook Tabel 4.

⁵ B.W. Daniëls en C.W.M. van der Maas, *Actualisatie referentieramingen Energie en emissies 2008-2020*, ECN-E--09-010, augustus 2009, p61.

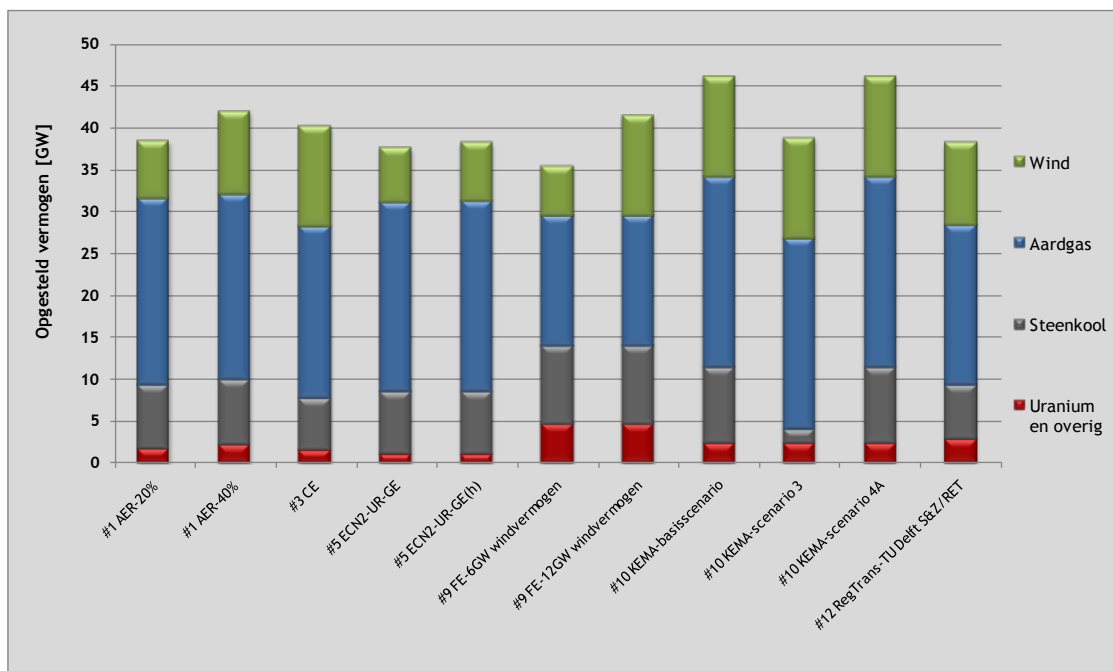
⁶ Mondelinge communicatie. De nieuwe raming gaat uit van krimp in 2008 en 2009, en voor periode 2011-2010 een groei van het BBP van 1,7 %/jaar. De nieuwe referentieramingen 2010-2020 van ECN worden naar verwachting in april 2010 gepubliceerd.

3.3.2 Het opgestelde vermogen in 2020

De onderzochte studies vertonen ook aanmerkelijke verschillen als het gaat over de samenstelling van het productiepark in 2020. Niet alle studies geven hierover kwantitatieve informatie, terwijl sommige afzonderlijke waarden geven voor verschillende scenario's. Daarnaast beperken sommige studies zich tot een inschatting voor specifieke typen vermogen. En tenslotte zijn er een aantal studies die een productiepark schetsen op basis van een wensbeeld (zoals #13/G4S).

Opgemerkt moet worden dat de inschatting van het opgestelde vermogen in belangrijke mate een *invoervariabele* betreft.⁷ Op basis van een interpretatie van de huidige ontwikkelingen (waarvoor allerlei aannames gedaan moeten worden; zie Tabel 16) wordt een inschatting gemaakt van het productiepark in 2020. Dit moet niet alleen plaatsvinden voor Nederland maar ook voor het buitenland (als de internationale marktontwikkeling tenminste in de modellering is meegenomen).

Een vergelijking van de voorgestelde productieparks is weergegeven in Figuur 3.



Figuur 3. Verwachte omvang van het opgestelde vermogen in 2020, onderscheiden naar brandstof. De onderliggende data is opgenomen in Bijlage 3.

3.3.3 De brandstofmix in 2020

De brandstofmix heeft niet zozeer met het opgestelde vermogen (in MW) te maken als wel met de *inzet* van de productiemiddelen (in kWh of MWh). Deze inzet is onder andere afhankelijk van de beschikbaarheid van de productiemiddelen (windvermogen produceert bijvoorbeeld alleen als het waait), de kostprijs van de verschillende typen productiemiddelen en de marktprijs in de omringende landen.

Zowel het opgestelde vermogen (onder aanname van de variabele kosten per type installatie) en de veronderstelde vraag (onder aanname van het belastingprofiel) zijn daarom nodig om de

⁷ Dit is bijvoorbeeld anders bij de ECN-analyses waar de inzet van hernieuwbaar vermogen vooral een uitkomst vormt van aannames over de mate van stimuleringsbeleid en budgetten daarvoor. De verwachte investeringen in (bijvoorbeeld) WKK worden daarmee afhankelijk van de rentabiliteit. In dat geval is de productiecapaciteit van WKK een uitvoervariabele.

inzet van de verschillende productiemiddelen te schatten. Afhankelijk van de complexiteit van het model kunnen hier allerlei additionele beperkingen aan zijn toegevoegd, zoals *must-run* condities voor bepaald vermogen (bijvoorbeeld afhankelijk van noodzakelijke warmtelevering door WKK-installaties), de beschikbaarheid van transportcapaciteit, reservestelling, *ramping* beperkingen⁸, etc.

De in de studies gepresenteerde resultaten voor de brandstofmix in 2020 zijn weergegeven in Tabel 4. Hierbij moet worden aangetekend dat sommige resultaten afhankelijk zijn van gedane aannames. Zo gaan enkele studies uit van de implementatie van 12 GW (*onshore* en *offshore*) windvermogen in Nederland, wat overeenkomt met voorgenomen beleid maar waarvan onduidelijk is of dit in de relatief korte tijd tot 2020 gerealiseerd zal kunnen worden.

Enkele opvallende zaken uit Tabel 4 zijn:

- Een aantal studies spreken zich niet uit over de samenstelling van de brandstofmix in 2020, maar volstaan met erop te wijzen dat deze sterk afhankelijk is van de internationale context, vooral van ontwikkelingen in de Noordwest-Europese markt.
- Het verschil tussen de daadwerkelijke productie (kolom 'TOTAAL') en het Nederlandse verbruik (kolom 'ELEKTRICITEITSVERBRUIK') vormt import of export (en mogelijk eventuele transportverliezen). De import en export vormt de resultante van de verwachting van de marktontwikkeling in Nederland en de omliggende landen.
- De bijdrage van wind in 2020 varieert behoorlijk: van minimaal 15 TWh per jaar (ECN) tot 38 TWh per jaar (Frontier Economics). Zelfs de hoeveelheid geleverde elektriciteit vanuit 12 GW geïnstalleerd vermogen varieert: KEMA schat dit op 33 TWh terwijl Frontier een hogere output verwacht.⁹
- Over de inzet van de conventionele bronnen lopen de schattingen behoorlijk uiteen. Dit heeft voor een groot deel te maken met de inschatting van de marktontwikkeling in Noordwest-Europa. Ook speelt mee dat dit de 'restpost' is, na inzet van duurzame bronnen, WKK en *must-run* vermogen.

⁸ *Ramping* heeft te maken met de snelheid waarmee een productie-installatie een veranderend vraagpatroon kan volgen.

⁹ De getallen voor KEMA komen overeen met een gemiddelde bedrijfstijd voor (*onshore* en *offshore*) windvermogen van ongeveer 2750 uur/jaar. Frontier Economics heeft de berekeningen niet voor een gemiddeld windjaar uitgevoerd maar voor een hoog windjaar (wat een *worst-case* scenario vormt), op basis van 3167 uur/jaar.

Tabel 4. Verwachte brandstofmix in 2020 zoals genoemd in diverse studies (uitgedrukt in TWh opgewekte elektriciteit per jaar).

	ELEKTRICITEITS- VERBRUIK	URANIUM EN OVERIG	STEENKOOL	AARDGAS	WIND	TOTAAL
AER (2008): 20% duurzame energie scenario	140	1) ¹⁾	46	1) ¹⁾	17	1) ¹⁾
AER (2008): 40% duurzame energie scenario		1) ¹⁾	46	1) ¹⁾	26	1) ¹⁾
CE Delft (2009)	145	109			36	145
ECN (2009): Update raming Global Economy scenario	156	10	55	103	17	185
ECN (2009): Update raming Global Economy (hoog) scenario		10	56	99	15	180
Frontier Economics (2010): 6 GW wind scenario	138	24	54	68	17	163
Frontier Economics (2010): 12 GW wind scenario		24	51	64	38	177
KEMA (2010): Basis scenario	130	4	24	66	33	127
KEMA (2010): Verminderde kolenzet scenario		4	9	69	33	115
KEMA (2010): Verhoogde vraag scenario	146	3	25	72	32	132
Pentalaterale Forum (2008)	137 ²⁾	onbekend	onbekend	onbekend	onbekend	115 ²⁾
Regieorgaan Energietransitie/TU Delft: S&Z/RET, Simulatie 9	137	9	40	52	33	134
Regieorgaan Energietransitie/TU Delft: S&Z/RET, Simulatie 29	159	9	7	79	33	128
Green4Sure (2007)	127	10	28	74	19	131

¹⁾ Afhankelijk van de ontwikkeling van de Noordwest-Europese energiemarkt.

²⁾ Genoemde cijfers zijn van toepassing voor het jaar 2015 i.p.v. 2020.

4 Antwoorden op de kernvragen

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de visies van de verschillende studies op een aantal belangrijke beleidsmatige kernvragen samengevat:

1. Is het elektriciteitssysteem in 2020 in staat om de invoeding van 12 GW windvermogen op te vangen zonder negatieve consequenties voor de systeemintegriteit en systeembetrouwbaarheid?
2. Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing?
3. Is de rentabiliteit van nieuw te bouwen kolengestookte en gasgestookte centrales in het geding nu er een overschot aan productiecapaciteit in 2020 wordt verwacht?
4. In hoeverre verdringt de verwachte ontwikkeling van conventioneel elektriciteitsproductievermogen duurzame elektriciteitsopwekking?
5. Als kolencentrales er eenmaal staan, blijven die dan de productiemix domineren (*lock-in effect*)?
6. Is er wel voldoende exportcapaciteit voor alle nieuwe elektriciteitscentrales?
7. Vormt overcapaciteit een probleem?
8. Is de voorzieningszekerheid gegeven de huidige toename van duurzame productiecapaciteit wel voldoende gewaarborgd?

In de onderstaande paragrafen zal achtereenvolgens op de genoemde acht vragen worden ingegaan. Daarbij wordt allereerst het probleem geschetst. Vervolgens worden verschillende argumenten voor en tegen de vraagstelling in tabelvorm weergegeven. Hierbij wordt (waar mogelijk) verwezen naar de rapporten waarin het betreffende argument is genoemd. Ook zijn enkele andere argumenten weergegeven, ondermeer zoals die in interviews met stakeholders naar voren zijn gebracht.¹⁰ Tenslotte formuleert *D-Cision* op basis hiervan een eigen antwoord op de genoemde vraag.¹¹

4.2 Is invoeding van 12 GW windvermogen mogelijk?

4.2.1 Vraagstelling

Het 'probleem' van windvermogen is dat de beschikbaarheid afhankelijk is van de windkracht. Als 12 GW windvermogen is geïnstalleerd, wordt heel veel elektriciteit ingevoerd als het waait, terwijl dit vermogen uit andere centrales geleverd moet worden als het niet waait. Daarbij komt dat de productie van windenergie in Noordwest-Europa een hoge mate van gelijktijdigheid heeft. Als het op de Noordzee waait (en de windmolens elektriciteit produceren) waait het hoogstwaarschijnlijk ook in Nederland, Duitsland en Denemarken. Als het niet waait, moeten dus zowel in Nederland als omliggende landen 'reservecentrales' de elektriciteitsproductie overnemen.

Om een idee te geven van de omvang van 12 GW wordt een vergelijking gemaakt met de piekbelasting in Nederland. Aannemende dat niet alle windturbines om technische redenen altijd beschikbaar zijn maar dat 10 % buiten bedrijf is gesteld, omvat de piekproductie van een windpark met een opgesteld vermogen van 12 GW circa 11 GW (op uurbasis). De verwachte

¹⁰ Deze argumenten zijn zonder bronvermelding weergegeven om de anonimiteit te waarborgen.

¹¹ De in dit hoofdstuk genoemde argumenten en bevindingen zijn op 10 maart 2010 tijdens een workshop met vertegenwoordigers uit de sector besproken. De resultaten hiervan zijn in dit rapport verwerkt.

piekbelasting in Nederland (in 2020) overdag wordt geschat op 20-24 GW. Dit betekent dat ongeveer de helft van het benodigde vermogen tijdens winduren door het windvermogen geleverd kan worden. 's Nachts is het aandeel windvermogen in de totale productiemix bij maximale windproductie nog hoger, omdat de nachtelijke belasting (in 2020) naar verwachting in de orde van 9-11 GW is. Dit is minder dan het geleverde windvermogen. In combinatie met productiemiddelen die niet afgeregeld kunnen of willen worden (zoals kerncentrales en andere *must-run* eenheden) ontstaat dan een productieoverschot. In verschillende rapporten wordt dit aangeduid als het 'dalprobleem'.

Niet alleen de aan- of afwezigheid van wind is van belang, maar ook de mate waarin fluctuaties in het windvermogen voorspeld kunnen worden. Immers, variaties in de elektriciteitsproductie van windvermogen moeten instantaan kunnen worden opgevangen door andere centrales of afschakelbare belastingen. Om de fluctuaties in windoutput op te vangen zijn centrales nodig die stand-by beschikbaar zijn ('draaiende reserve') of die snel kunnen worden opgestart (met name *open-cycle* gasturbines). Overigens hoeven deze eenheden niet in Nederland te staan. Als er voldoende transportcapaciteit op de interconnectoren beschikbaar is, kan dit ook in het buitenland gebeuren.

Als het systeem niet in staat is om de fluctuaties van het windvermogen op te vangen, zal het windvermogen moeten worden teruggeregeld (ook wel '*curtailment*' genoemd). Immers, als zulke fluctuaties optreden maar het systeem deze niet kan opvangen, zullen de frequentie-beveiligingen worden aangesproken die vervolgens clusters van verbruikers en/of bepaalde productiemiddelen automatisch afschakelen. Dit vormt een gevaar voor de leveringszekerheid.

4.2.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of het systeem invoeding van 12 GW windvermogen aan kan, staan in Tabel 5.

Tabel 5. Is invoeding van 12 GW windvermogen mogelijk?

<i>Is het elektriciteitssysteem in 2020 in staat om de invoeding van 12 GW windvermogen op te vangen zonder negatieve consequenties voor de systeemintegriteit en systeembetrouwbaarheid?</i>	
NEE	JA
Door het toenemende aandeel duurzame elektriciteit ontstaat behoefte aan meer flexibiliteit in het conventionele deel van het elektriciteitspark (#3/CE). Deze flexibiliteit kan niet alleen door WKK geleverd worden (#9/FE).	Door een grotere flexibiliteit van de elektriciteitsvraag, meer interconnectie met het buitenland, toename in de mogelijkheden voor elektriciteitsopslag, een betere regelbaarheid /voorspelbaarheid van het intermitterende productievermogen en meer flexibiliteit van het overige vermogen alsmede 'slimme netten' kan goed met het dalprobleem worden omgegaan (#6/ECN3; #10/KEMA; #12/RegTrans; #14/TenneT1).
In combinatie met kerncentrale Borssele (480 MW) en 4,5 GW nieuwe kolencentrales is een dalprobleem (met een overschot aan windvermogen) reëel denkbaar (#4/ECN1).	Flexibele inzet van industriële WKK door toenemende warmteopslag en/of hulpketels (#12/RegTrans; #9/FE) en/of export in combinatie met opvang in andere landen (#7/CIEP; #9/FE).

Is het elektriciteitssysteem in 2020 in staat om de invoeding van 12 GW windvermogen op te vangen zonder negatieve consequenties voor de systeemintegriteit en systeembetrouwbaarheid?

NEE	JA
<p>Conventioneel basislastvermogen staat op gespannen voet met duurzaam intermitterend (wisselend, niet actief regelbaar aanbod) vermogen. Als de windproductie en het must-run vermogen hoger zijn dan de vraag, resulteert een stroomoverschot (#8/EDN), wat kan leiden tot <i>curtailment</i> van windvermogen (#9/FE).</p>	<p>Toename van het windvermogen wordt vooral opgevangen door flexibiliteit van gasvermogen (#11/PLEF; #12/RegTrans). Ook kan flexibiliteit geleverd worden door kolenvergassing (voeding van syngas in gaseenheden, STEG of WKK) (#12/RegTrans).</p> <p>Uit de modelberekeningen blijkt niet dat 12 GW windvermogen tot problemen leidt (#9/FE; #10/KEMA), hoewel het dichtbij het maximum lijkt te zijn dat het systeem aan kan (#9/FE). Er wordt nauwelijks <i>curtailment</i> van windvermogen waargenomen (#10/KEMA).</p>

4.2.3 Beoordeling door *D-Cision*

Naar de mening van *D-Cision* lijkt (vooral op basis van de gedetailleerde studies van KEMA Consulting en Frontier Economics) geconcludeerd te kunnen worden dat het elektriciteitssysteem in technische zin de flexibiliteit waarschijnlijk wel zal kunnen leveren, in ieder geval tot een vermogen van 10-12 GW. Door een combinatie van een groeiende vraagrespon, meer interconnectiecapaciteit met het buitenland, meer mogelijkheden voor elektriciteitsopslag (o.a. in de vorm van elektrische auto's) en verbeteringen in de regelbaarheid en voorspelbaarheid van intermitterend vermogen zal in de benodigde flexibiliteit kunnen worden voorzien.

Wel kan hierbij worden aangetekend dat flexibiliteit aanzienlijke kosten met zich kan meebrengen, waaronder de kosten voor het reservevermogen waarmee de fluctuaties worden opgevangen en de kosten van eventuele verzwaring van de buitenlandverbindingen. Een goede verdeling van de flexibiliteitskosten lijkt van belang. Hierbij is de vraag welk deel van de kosten bij de veroorzakers moet worden gelegd (als prikkel om zich in te spannen de omvang van de fluctuaties tot het minimum te beperken) en welk deel voor rekening van de gebruikers met een sterk wisselend profiel komt en welk (resterend) deel over alle netgebruikers moet worden gesocialiseerd. Bij dit laatste kan trouwens ook een afhankelijkheid van het vraagpatroon van de betreffende gebruikers worden gehanteerd (#12/RegTrans). Ook lijken adequate mechanismen nodig om de beschikbare interconnectiecapaciteit op korte tijdschalen te kunnen benutten voor flexibiliteit (#9/FE).

Op basis van de meerderheid van de schattingen over de ontwikkeling van het opgestelde vermogen in de periode tot 2020 lijkt inpassing van 12 GW windvermogen mogelijk te zijn. Wel wordt aanbevolen om extra flexibiliteit te realiseren door middel van een combinatie van meer interconnectiecapaciteit met het buitenland, verbeteringen in de regelbaarheid en voorspelbaarheid van fossiel, warmtekracht- en duurzaam vermogen, meer mogelijkheden voor elektriciteitsopslag (o.a. in de vorm van elektrische auto's) en 'intelligente netten'.

4.3 Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing?

4.3.1 Vraagstelling

De vraagstelling richt zich erop in hoeverre de doelstelling van meer duurzame energie de doelstelling van het verhogen van de energiebesparing zou kunnen belemmeren. Concreet betreft dit de toename van het windvermogen (als vorm van duurzame energie) en de omvang van het WKK-vermogen (wat een belangrijk instrument is bij energiebesparing). Windenergie zou WKK (en dus energiebesparing) op twee manieren kunnen dwarszitten:

Mechanisme #1: In de situatie dat 12 GW windvermogen is geïnstalleerd, kan met het beschikbare windvermogen nagenoeg volledig in de energievraag gedurende (nachtelijke) daluren worden voorzien. Dat betekent dat in zulke uren geen WKK-vermogen wordt afgeroepen. Immers, windenergie heeft lagere variabele kosten dan elektriciteit uit WKK (#1/AER1). Aangezien er dan toch een warmtebehoefte is, zal hierin (tenminste voor een deel) worden voorzien via hulpketels (in de situatie dat opgewekte elektriciteit nauwelijks waarde vertegenwoordigt).

Mechanisme #2: De hoge windproductie vermindert de inzet van andere productiemiddelen gedurende de uren dat het waait. Veelal drukt dit basislast- en middenlasteenheden weg. Dit resulteert in een lagere rentabiliteit van kolencentrales (door het verminderde aantal draaiuren), waardoor ook de mogelijkheden voor bijstook van biomassa verminderen (#1/AER1).

4.3.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of grootschalige windenergie energiebesparing kannibaliseert staan vermeld in Tabel 6.

Tabel 6. Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing?

<i>Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing doordat de mogelijkheden voor WKK en biomassabijstook verminderen?</i>	
NEE	JA
De dalvraag zou in de toekomst kunnen stijgen door de inzet van opslagsystemen en een toenemende vraagrespons, export of opslag.	Inpassingsproblemen van windenergie in de daluren leidt tot het wegdrukken van WKK. WKK is echter de belangrijkste energiebesparingsoptie (#1/AER1, #2/AER2). Verder vermindert WKK de noodzaak voor kolengestookt basislastvermogen, dat 'drager' is van biomassabijstook.
Door een deel van de WKK-kosten op de warmtevraag te verhalen, worden de variabele kosten van elektriciteitsproductie vanuit WKK lager, zodat dit lager in de merit order komt. Verdringing door windvermogen is dan minder gauw aan de orde.	WKK kent lage vaste kosten en hoge variabele kosten. Bij basislastcentrales is dat andersom. Het gevolg is dat WKK in de nacht niet concurrerend is en uit de markt wordt gedrukt. Eenmaal geïnstalleerd basislastvermogen wordt ingezet ten koste van wind en WKK vanwege de lastige afschakeling van must-run vermogen (#12/RegTrans).

Kannibaliseert grootschalige windenergie energiebesparing doordat de mogelijkheden voor WKK en biomassa bijstook verminderen?

NEE	JA
WKK lijkt niet incompatibel met windvermogen. Zelfs bij 12 GW windinvoeding hoeft WKK zich nauwelijks aan te passen onder de aanname van de warmtebehoefte, de additionele kosten van het bedrijfsvoeren van WKK op deellast en het gebrek aan warmteopslag (#9/FE).	Capaciteit met de hoogste marginale kosten wordt als eerste uit de markt gehaald, d.w.z. WKK-vermogen en (oude en nieuwe) gascentrales.
	Modelberekeningen laten zien dat windenergie in de daluren inderdaad tot een verminderde inzet van WKK-vermogen leidt: ca. 14 % verminderde inzet in geval van 12 GW windvermogen en ca. 9 % vermindering bij 6 GW windvermogen. Deze terugregeling vindt echter plaats <i>nadat</i> kolencentrales zijn teruggeregeld (#10/KEMA).

4.3.3 Beoordeling door D-Cision

D-Cision is van mening dat in de discussie over energiebesparing een onderscheid gemaakt moet worden tussen energiebesparing aan de vraagzijde en energiebesparing aan de aanbodzijde. Energiebesparing aan de *aanbodzijde* betreft de vervanging van fossiele brandstoffen door energie uit duurzame bronnen. De (gedeeltelijke) vervanging van steenkool door biomassa (die in kolencentrales wordt bijgestookt) is hiervan een voorbeeld. Energiebesparing aan de *vraagzijde* betreft een lagere absolute vraag naar energie (van welke vorm dan ook). Voor energie die niet gevraagd wordt, zijn in het geheel geen brandstoffen nodig.

De ‘kannibalisering’ van energiebesparing door windenergie betreft een verschijnsel aan de aanbodzijde: De elektriciteit- en warmtebehoefte blijven gelijk, maar hierin wordt voorzien vanuit andere bronnen. Strikt genomen wordt aan de vraagzijde uiteindelijk geen energie bespaard. Echter, ondanks de ‘verdringing’ van WKK en biomassa vermindert windproductie de hoeveelheid fossiele brandstoffen aan de aanbodzijde (zie Box 1). Het voorzien in een bepaalde elektriciteitsbehoefte vanuit windenergie is in die zin de ‘duurzamere’ optie.¹²

De verwachte omvang van verdringing van warmtekrachtvermogen door een toename van windenergie lijkt mee te vallen. Daarbij wordt aangetekend dat vervanging van WKK door wind per saldo tot een lagere inzet van fossiele energiedragers leidt. Bij WKK gaat het weliswaar om een efficiënte vorm van energieproductie, maar er wordt nog altijd een fossiele energiedrager ingezet, terwijl dit bij wind niet het geval is.

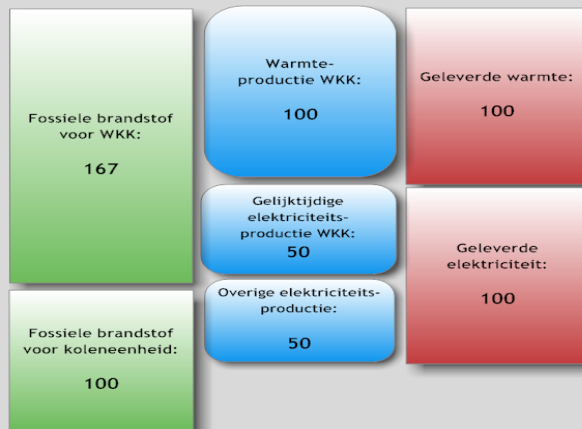
¹² Dit betreft natuurlijk alleen de situatie dat er geen ander terugregelbaar fossiel vermogen voorhanden is. WKK is immers op zijn beurt weer duurzamer dan conventionele elektriciteitsproductie op basis van fossiele brandstoffen (vanwege het hogere energetische rendement). Noch #9/FE noch #10/KEMA constateren een verdringing van WKK-vermogen door conventioneel basislastvermogen.

Box 1. Vereenvoudigde berekening van de inzet van fossiele brandstof ter illustratie van de verdringing van WKK door windvermogen.

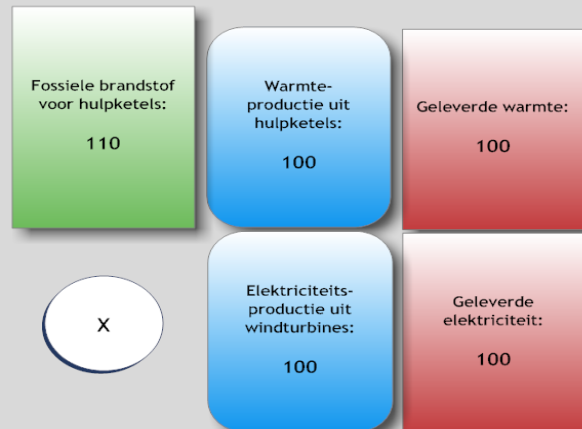
In deze box wordt een vereenvoudigde berekening weergegeven van het effect van de verdringing van WKK (en kolenvermogen) door windvermogen op de inzet van fossiele brandstoffen.

Aangenomen zijn een warmtevraag van 100 en een elektriciteitsvraag van 100. Voor de conversie van fossiele brandstof in WKK is een rendement van 30 % voor elektriciteit verondersteld en een gelijktijdig rendement van 60 % voor warmteproductie. Voor een kolencentrale is een elektrisch rendement van 40 % verondersteld, wat bij bijstook van 20 % biomassa leidt tot een conversierendement van 2 eenheden fossiele brandstof in 1 eenheid elektriciteit. Tenslotte is aangenomen dat hulpketels uit fossiele brandstof warmte kunnen produceren met een (thermisch) rendement van 90 %.

In de eerste situatie wordt in de vraag naar elektriciteit en warmte voorzien door WKK. Aangenomen wordt dat de warmtevraag volledig door WKK wordt gedekt. De resterende elektriciteit wordt dan geleverd door koleneenheden (met biomassabijstook). Zoals zichtbaar in de navolgende figuur zijn hiervoor 267 eenheden fossiele brandstof nodig.



Als windvermogen beschikbaar is en de elektriciteitslevering vanuit deze bron plaatsvindt, is voor de elektriciteitsproductie geen fossiele brandstof meer nodig. Wel moet de warmteproductie dan door de hulpketels worden verzorgd:



Duidelijk is dat nu slechts 110 eenheden fossiele brandstof nodig zijn om in de behoefte aan warmte en elektriciteit te voorzien. Daarnaast is behalve steenkool ook biomassa uitgespaard (dat op een later tijdstip of met een ander doel kan worden ingezet).

4.4 Zijn nieuwe conventionele productie-eenheden wel rendabel?

4.4.1 Vraagstelling

Sommige rapporten maken melding van de beperkte rentabiliteit van nieuw te bouwen kolengestookte en gasgestookte centrales. Vanwege het verwachte overschot aan productiecapaciteit in 2020 wordt verwacht dat een aantal nieuwe centrales niet rendabel kunnen zijn.

De rentabiliteit kan (tenminste) door twee mechanismen worden verminderd:

Mechanisme #1: Door het overschot aan geïnstalleerd productievermogen in combinatie met de prioritaire windproductie vermindert het aantal draaiuren voor conventionele eenheden. De vaste kosten moeten dus in een kleiner aantal uren worden terugverdiend.

Mechanisme #2: Door de toenemende CO₂-prijs wordt de marginale kostencurve vlakker doordat het prijsverschil afneemt tussen (snel duurder wordende) elektriciteit uit kolencentrales en de (minder snel duurder wordende) elektriciteit uit gascentrales. Doordat de marktprijs hierdoor gedurende een groter aantal uren in de buurt van de marginale productiekosten ligt (van kolen- en gaseenheden), daalt ook het producentensurplus tijdens de uren dat wordt geproduceerd.¹³ Vanwege de (in de meeste studies) voor 2020 verwachte CO₂-prijs in de bandbreedte van 10 tot 20 €/ton is dit effect nog beperkt. In de jaren erna kan het sterker optreden.

4.4.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of de rentabiliteit van nieuw te bouwen kolengestookte en gasgestookte centrales in het geding is gegeven het verwachte overschot aan productiecapaciteit in 2020 zijn weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7. Zijn nieuwe conventionele productie-eenheden wel rendabel?

<i>Is de rentabiliteit van nieuw te bouwen kolengestookte en gasgestookte centrales in het geding nu er een overschot aan productiecapaciteit in 2020 wordt verwacht?</i>	
NEE	JA
Als centrales eenmaal zijn gebouwd, blijven ze in de markt. Het zijn immers <i>lumpy investments</i> met hoge <i>sunk costs</i> .	Doordat de bedrijfstijden van de conventionele centrales zullen afnemen wordt de rentabiliteit van conventionele centrales inderdaad negatief beïnvloed (#3/CE; #9/FE; #10/KEMA; #11/PLEF).
De marktprijs is gebaseerd op de <i>marginale</i> kosten. De marginale kosten van de laatst afgeroepen eenheid bepalen de marktprijs die iedereen betaalt. Overcapaciteit zet weliswaar de marktprijs onder druk maar wil niet direct zeggen dat een centrale onrendabel wordt.	Windenergie heeft een prijsdrukkend effect door de lage variabele kosten. Soms geeft windvermogen de marginale prijs, namelijk tijdens daluren als verder alleen must-run vermogen draait. Kolencentrales zijn dan afgeregeld, met een lager aantal draaiuren tot gevolg (#6/ECN3). T.g.v. de windinvoeding daalt de gemiddelde basislastprijs, waardoor de opbrengsten dalen (#9/FE).

¹³ Het producentensurplus is het verschil tussen de marktprijs die een producent krijgt en de marginale productiekosten. Vanuit dit surplus moeten de vaste kosten van de elektriciteitscentrales worden betaald.

Is de rentabiliteit van nieuw te bouwen kolengestookte en gasgestookte centrales in het geding nu er een overschot aan productiecapaciteit in 2020 wordt verwacht?	
NEE	JA
Een deel van de opbrengsten zal in toenemende mate vanuit andere markten komen, zoals de markt voor het leveren flexibiliteit (die in belang zal toenemen).	De afname in de bedrijfstijd van gas- en kolencentrales leidt een kostenstijging van de elektriciteitsvoorziening (#3/CE; #11/PLEF).
De Nederlandse markt is geen geïsoleerde markt. Elektriciteit kan ook worden geëxporteerd.	

4.4.3 Beoordeling door D-Cision

Hoewel de marginale kostencurve (de *merit order*) de marktprijs bepaalt, zijn voor de bepaling van de rentabiliteit van nieuwe eenheden de (lange termijn) gemiddelde kosten van belang. Deze bestaan uit de som van alle vaste kosten (kapitaalslasten, personeelskosten, etc.) en variabele productiekosten (brandstofkosten, onderhoudskosten, CO₂-kosten, etc.) gedeeld door het aantal kWh dat geproduceerd is. Alleen wanneer deze gemiddelde kosten lager zijn dan de gemiddelde marktprijs (de totaal ontvangen verkoopprijs gedeeld door het aantal geproduceerde kWh) is een productie-eenheid rendabel. Deze gemiddelde kosten zijn van belang bij toetreding tot en uittreding uit de markt. Een marktprijs die op langere termijn beneden de gemiddelde kosten ligt, zal producenten ertoe bewegen zich uit de markt terug te trekken.

Aangezien de elektriciteitsmarkt een cyclische markt lijkt te zijn met afwisselend perioden van overcapaciteit en perioden van relatieve schaarste, is het naar de mening van D-Cision lastig vast te stellen of nieuwe centrales wel of niet rendabel zullen zijn. Het is goed mogelijk dat de marktprijs de komende jaren gedurende een groot aantal uren onder de gemiddelde kosten ligt. Dat zegt echter weinig over de algehele rentabiliteit van de betreffende eenheden, aangezien die afhankelijk is van de inzet over een veel langere periode (de technische levensduur van conventionele centrales ligt tussen de 30 en 50 jaar). Daarnaast zullen zich bij verdere penetratie van duurzame energie ook andere markten gaan ontwikkelen, zoals de markt voor flexibiliteit. Aangezien conventionele eenheden (vooralsnog) noodzakelijk lijken om het overgrote deel van deze flexibiliteit te leveren, zal dit additionele inkomsten opleveren. Daarmee lijkt het moeilijk om een uitspraak te doen over de rentabiliteit van nieuwe productiemiddelen.

Afgezien hiervan is elektriciteitsproductie sinds de liberalisering een commerciële activiteit, voor rekening en risico van de marktpartijen. De vraag is dan ook waarom de rentabiliteit van elektriciteitsproductiecentrales voor de overheid gedurende een periode van overcapaciteit meer een probleem zou zijn dan in een periode van schaarste (als elektriciteitsproductie aantrekkelijke winsten kan opleveren).

Geconcludeerd is dat het moeilijk is om hierover een uitspraak te doen. De rentabiliteit van elektriciteitsproductiecentrales op fossiele brandstof is overigens sinds de liberalisering van de energiemarkt geen verantwoordelijkheid van de overheid meer.

4.5 Verdringen kolencentrales investeringen in duurzame energie?

4.5.1 Vraagstelling

De vraag is hier in hoeverre de verwachte ontwikkeling van (forse investeringen in) conventioneel elektriciteitsproductievermogen (met name kolengestookt vermogen) investeringen in duurzame elektriciteitsopwekking verminderen. De argumentatie is hierbij dat grote marktpartijen al veel in conventioneel productievermogen hebben geïnvesteerd en daarom minder geneigd zouden zijn om daarnaast ook nog in duurzaam vermogen te investeren.

Meer specifiek zal door de verwachte overcapaciteit in 2020 en de beperkte exportcapaciteit in Nederland een neerwaartse druk op de prijs ontstaan. Investeringen in additionele duurzame productiemiddelen zijn dan wellicht minder interessant. Dit heeft niet eens zozeer te maken met het feit dat deze niet langer kostendekkend zouden zijn. Immers, bij een lagere marktprijs is de niet-rendabele top die vanuit de SDE-regeling wordt vergoed, immers ook hoger. Het argument lijkt veeleer te zijn dat bestaande producenten niet in duurzame energie zouden investeren omdat zij daarmee de rentabiliteit van hun bestaande eenheden zouden verlagen.

4.5.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of investeringen in duurzame energie onder druk staan vanwege de verwachte overcapaciteit in 2020, zijn weergegeven in Tabel 8.

Tabel 8. Verdringen kolencentrales investeringen in duurzame energie?

<i>Verdringt de verwachte ontwikkeling van conventioneel elektriciteitsproductievermogen duurzame elektriciteitsopwekking?</i>	
NEE	JA
Investeringen in duurzame energie hebben hun eigen 'business case' en drivers (#3/CE). Bij dalende marktprijzen stijgt weliswaar de onrendabele top van duurzame energie, maar deze wordt (grotendeels) gecompenseerd door een hogere bijdrage vanuit de SDE-regeling (#8/EDN).	Door investeringen in duurzame energie zullen de draaiuren van bestaande eenheden (verder) afnemen, zodat de financiële prikkel om te investeren voor grote marktpartijen kleiner is (#3/CE; #13/G4S; #7/CIEP).
De rentabiliteit van investeringen in duurzame energie is vooral afhankelijk van het subsidieregime en het hiermee geassocieerde <i>regulatory risk</i> . De facto stijgen alleen de kosten voor de SDE-regeling.	Vanwege de lage variabele kosten van duurzame energie wordt deze het eerste afgeroepen. Hierdoor daalt de gemiddelde elektriciteitsprijs, zodat de rentabiliteit van bestaande eenheden vermindert.
Investeringen in windparken etc. hoeven niet per se door grote marktpartijen te worden gedaan.	Investeringen in grootschalige windenergie vinden vanwege de financiële draagkracht van deze bedrijven vooral plaats door de grote (kapitaalkrachtige) marktpartijen in de energiemarkt.

Verdringt de verwachte ontwikkeling van conventioneel elektriciteitsproductievermogen duurzame elektriciteitsopwekking?	
NEE	JA
Ook grote energiebedrijven moeten (vanuit commercieel perspectief) mee in de verduurzaming van hun productiecapaciteit. Als zij niet investeren, zullen anderen het doen - met hetzelfde effect op de rentabiliteit van conventioneel vermogen.	Door de verwachte relatief lage CO ₂ -prijs tot 2020 is investeren in duurzaam onvoldoende aantrekkelijk (#8/EDN). Er is onvoldoende prikkel om in duurzame energie te investeren doordat nationale doelen niet vertaald zijn in bedrijfsdoelen (#3/CE).

4.5.3 Beoordeling door D-Cision

In een competitieve markt mag worden aangenomen dat investeringsbeslissingen op commerciële basis worden genomen. Daarmee wordt de business case voor zulke investeringen leidend. Deze laatste is (vooralsnog) in hoge mate afhankelijk van het stimuleringsregime van de overheid. Wel leidt overcapaciteit tot een lagere marktprijs, wat inhoudt dat de onrendabele top van duurzame elektriciteitsproductie groter wordt.¹⁴ Dat betekent dat een business case voor zo'n investering voor een groter deel afhankelijk wordt van stimuleringsregelingen. Het is dan van belang dat de continuïteit van de regeling gedurende de economische levensduur van de investering voorspelbaar is en stabiel blijft.

Verder mag worden aangenomen dat gegeven een positieve business case, in de situatie dat grote spelers niet zouden willen investeren, andere partijen dit zullen doen. Dit is wel op voorwaarde dat het *regulatory risk* zodanig beperkt is dat voor deze partijen financiering op goede voorwaarden mogelijk is. Hiervoor is de stabiliteit van het subsidieregime alsmede van andere relevante wet- en regelgeving van groot belang. In het bijzonder betreft dit het additionele marktrisico van een kleine speler op de markt, bijvoorbeeld gerelateerd aan zijn kleinere portfolio. De kosten voor balancering en inkoop van flexibiliteit kunnen dan immers wat hoger zijn.

Zolang de 'dreiging' bestaat dat kleine marktpartijen zullen investeren als de gevestigde producenten het niet doen, bestaat er een prikkel voor conventionele producenten om zelf ook te willen investeren - alleen al om te voorkomen dat de voordelen van additionele duurzame energie (die immers voorrang geniet) bij andere partijen komen, terwijl de nadelen (in de vorm van verminderde draaiuren van conventionele eenheden) wel door hen worden ervaren.

Zolang de overheid een stabiel investeringsklimaat schept door regulering en stimulering (bijvoorbeeld door subsidiëring van de onrendabele top van duurzame energie), lijkt er voldoende ruimte voor marktpartijen om allerlei initiatieven op het gebied van duurzame energie te ontplooiën - ongeacht de verwachte overcapaciteit.

4.6 Blijven we beleverd worden door kolencentrales?

4.6.1 Vraagstelling

De vraag is of kolencentrales die eenmaal zijn neergezet, voor de komende decennia de productiemix zullen domineren. Immers, elektriciteitsinstallaties zijn kapitaalintensief. Als ze

¹⁴ Zie ook §4.9.3.

er eenmaal staan, zullen ze voor hun hele levensduur van 30-50 jaar voor de markt beschikbaar blijven (het zogenaamde 'lock-in effect').

Het argument hierbij is dat de aanwezigheid van aanzienlijke hoeveelheden kolenvermogen de investeringen in nieuwe, duurzame productiecapaciteit zou kunnen beperken. Daarbij komt dat de variabele kosten van de inzet van gascentrales hoger zijn dan die van koleneenheden. Kolenstroom zit dus lager in de *merit order* en wordt eerder afgeroepen, ondanks dat dit meer milieuvervuilend is. Daarmee kunnen kolencentrales de energietransitie belemmeren.

4.6.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of een *lock-in* effect voor kolencentrales optreedt, staan in Tabel 9.

Tabel 9. *Lock-in* effect van kolencentrales.

<i>Treedt een lock-in effect van kolencentrales op, in de zin dat kolencentrales die eenmaal zijn neergezet de brandstofmix voornog zullen blijven domineren?</i>	
NEE	JA
Bij een CO ₂ prijs van 20 €/ton kunnen de oudste kolencentrales nog rendabel blijven draaien en neemt het aandeel kolen wat toe. Echter, bij een hogere CO ₂ prijs van 50 €/ton neemt het aandeel kolen flink af ten gunste van vooral meer aardgas (#5/ECN2).	De variabele kosten van kolencentrales zijn (bij de verwachte relatief lage CO ₂ -prijzen rond 2020) lager dan die van gascentrales. De kolencentrales zullen daarom eerder worden afgeroepen.
De inzet van eenheden kan worden beïnvloed. Naast een voorrangsregeling voor duurzame energie kunnen door de overheid ook prikkels worden ingebouwd waardoor de markt naast de prijs ook de milieukwaliteit van de energievoorziening kan laten meewegen (#12/RegTrans).	Vanwege de kapitaalintensiteit en levensduur van kolencentrales is het vervangingstempo traag (enkele procenten per jaar; #13/G4S). De brandstofmix voor 2020 is daarom al bekend (#1/AER1).
Fossiele elektriciteitsproductie kan worden ontmoedigd door: 1. strenge begrenzing van het begrip duurzaam bij 'voorrang voor duurzaam'; 2. waarborgen dat de kosten van terugregeling van grijze centrales bij congestiemanagement niet bij duurzame energie terechtkomen; 3. introductie van een belasting op het lozen van restwarmte door centrales; 4. vervangen subsidie op bijstook van biomassa in verplichting tot bijstook; 5. verplichting om CCS te continueren na de demonstratieperiode; 6. toevoegen van criteria aan CDM zodat het aanbod wordt beperkt; 7. stellen van efficiëntie-eisen aan installaties.	Ondanks de hogere variabele kosten van STEG-centrales in vergelijking met kolen-centrales zijn de totale kosten van STEG-centrales lager. Echter, zodra een kolencentrale is gebouwd zal die toch worden ingezet ten koste van wind en STEG-eenheden (#12/RegTrans).
	Het huidige beleid bevordert grootschalige elektriciteitsopwekking en dus het 'Powerhouse-scenario' uit het Energierapport 2008 (#12/RegTrans).

Treedt een lock-in effect van kolencentrales op, in de zin dat kolencentrales die eenmaal zijn neergezet de brandstofmix voorsnog zullen blijven domineren?

NEE	JA
De CO ₂ -emissie vormt het belangrijkste probleem van een kolentrale. Dit kan worden opgelost door het invoeren van een CO ₂ -norm voor kolencentrales.	Hoe meer kolenvermogen, hoe sterker de onderhandelingspositie van kolencentrales in de discussie over de volgende allocatieperiode.
Kolenvermogen staat ook na 2020 de haalbaarheid van de Schoon & Zuinig-doelstellingen niet in de weg: Investeren in duurzaam hangt niet af van het opgestelde kolenvermogen maar van de rentabiliteit van duurzaam vermogen. De CO ₂ -emissies zijn evenmin afhankelijk van het opgestelde vermogen, maar van het ETS (en de politieke wil om het plafond aan te scherpen).	

4.6.3 Beoordeling door D-Cision

D-Cision is van oordeel dat niet zozeer de aanwezigheid van kolencentrales het kernpunt is, maar de inzet hiervan. Hierover kan het volgende worden opgemerkt:

1. Concurrentie vindt in de elektriciteitsmarkt plaats op basis van marginale kosten. De investeringskosten zelf zijn *sunk cost* en hierbij niet van belang (deze moeten immers worden betaald ongeacht of de eenheid in bedrijf is of niet). Inzet van eenheden vindt dan ook plaats zodra de marktprijs hoger is dan de marginale productiekosten.
2. In de huidige *merit order* zijn kolencentrales goedkoper dan gascentrales. Bij de huidige brandstofprijzen en CO₂-prijs zijn de kosten voor de productie van 1 kWh elektriciteit uit steenkool lager dan voor de productie van 1 kWh uit aardgas – ondanks dat het elektrische omzettingrendement van kolencentrales lager is dan dat van moderne gascentrales.
3. De *merit order* voor 2020 hangt ondermeer af van de ontwikkeling van de brandstofprijs in het komende decennium. Als de gasprijs relatief harder zou dalen dan de kolenprijs of als de kolenprijs harder zou stijgen dan de gasprijs, kan de merit order worden beïnvloed.
4. Ditzelfde treedt op bij een stijging van de CO₂-prijs: Doordat de productie van elektriciteit uit kolen CO₂-intensiever is dan elektriciteitsproductie uit aardgas, leidt een stijging van de CO₂-prijs ertoe dat elektriciteitsproductie uit aardgas relatief goedkoper wordt.
5. Voor investeringen in CCS (koolstofafvang uit de rookgassen of geïntegreerd in het verbrandingsproces) geldt min of meer hetzelfde. Als een koleneenheid al voorzien is van een CCS-installatie, zijn voor inzet alleen de marginale kosten van belang: de marginale productiekosten van elektriciteit (per kWh) *plus* de marginale kosten van koolstofafvang (per kWh) [*of*: de kosten van CO₂-certificaten als deze lager zouden zijn dan de marginale kosten van afvang]. Voor een kolentrale wordt het interessant om te investeren in een CCS-installatie zodra de *gemiddelde* kosten van aankoop van CO₂-certificaten (per kWh) structureel hoger worden dan de *gemiddelde* kosten (per kWh) van CO₂-afvang.
6. Afhankelijk van de hoogte van de brandstofprijzen en de CO₂-prijs kan op enig moment elektriciteitsproductie uit aardgas (qua variabele kosten) goedkoper worden dan elektriciteitsproductie uit steenkool. In dat geval zullen gascentrales eerder worden ingezet dan kolencentrales.

7. Vooralsnog zijn er geen aanwijzingen dat de variabele kosten van elektriciteitsproductie uit aardgas in 2020 lager zullen zijn dan de productiekosten van elektriciteit uit steenkool. Voor de periode na 2020 is hierover meer onduidelijkheid.

Hiermee lijkt niet de *aanwezigheid* van kolencentrales van belang, maar de daadwerkelijke *inzet* hiervan. De inzet van kolencentrales is een markteffect, in de zin dat het (ondermeer) afhankelijk is van de relatieve hoogte van de verschillende brandstofprijzen en de CO₂-prijs.

Geconcludeerd kan worden dat de investeringen in duurzame energie niet lijken af te hangen van het opgestelde kolenvermogen. Ditzelfde geldt voor de omvang van de CO₂-emissies. Aangezien deze (alleen) begrensd worden door het ETS-plafond, lijkt de effectieve omvang van de CO₂-emissies ook onafhankelijk van het opgestelde kolenvermogen. Hoogstens leidt meer of minder opgesteld kolenvermogen tot een groter respectievelijk kleiner aandeel van kolencentrales in de CO₂-emissies (dat echter gecompenseerd wordt door een overeenkomende daling van de emissies elders).

Nieuwe kolencentrales die nu gebouwd worden zullen de komende decennia voor de markt beschikbaar zijn. Echter, de inzet van kolencentrales is een marktaangelegenheid. Instrumenten die de milieulasten van elektriciteitsproductie internaliseren (zoals de quotering van CO₂-emissies en het Europese handels-systeem voor CO₂-emissierechten) kunnen de *merit order* – en dus de daadwerkelijke inzet van de verschillende centrales – beïnvloeden.

4.7 Is er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar?

4.7.1 Vraagstelling

Aangezien er op dit moment een fors aantal nieuwbouwplannen voor elektriciteitscentrales bestaat en desalniettemin ambitieuze doelstellingen zijn geformuleerd voor investeringen in duurzame elektriciteitsopwekking zoals windparken, is de algemene verwachting dat de Nederlandse elektriciteitsmarkt een periode van (forse) overcapaciteit tegemoet gaat. In zo'n situatie is het aanbod aan vermogen groter dan de vraag, wat ruimte geeft voor export van elektriciteit.

Een situatie van overcapaciteit creëert een 'kopersmarkt' met sterke concurrentie tussen de aanbieders en relatief lage prijzen voor afnemers van elektriciteit. Export van elektriciteit leidt tot een groter afzetgebied. In het algemeen heeft dit een prijsstijgend effect in de exporterende (Nederlandse) markt en een prijsverlagend effect in de importerende (buitenlandse) markt. De vraag is of voldoende transportcapaciteit op de buitenlandverbindingen beschikbaar is om het overschot aan binnenlandse elektriciteitsproductie te exporteren.

4.7.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of er voldoende exportcapaciteit beschikbaar is, zijn vermeld in Tabel 10.

Tabel 10. Is er voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar?

Is er wel voldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar voor export van de elektriciteitsproductie van alle (bestaande en nieuwe) elektriciteitscentrales en duurzame productiemiddelen?	
NEE	JA
De overcapaciteit is in het slechtste geval hoger dan de maximale exportcapaciteit in 2020, zodat export van het gehele overschot technisch niet mogelijk is (#14/TenneT1).	De overcapaciteit treedt vooral op gedurende de uren dat het verwachte 12 GW windvermogen produceert. Op uren dat er windstilte is, is de overcapaciteit aanzienlijk beperkter.
Voldoende interconnectiecapaciteit is van belang om de fluctuaties in de productie van duurzame bronnen (zoals windvermogen) op te vangen (#9/FE).	Export lijkt vooral relevant als er veel elektriciteit uit windproductie wordt ingevoerd. Maar als het in Nederland waait, waait het ook in Duitsland, zodat daar ook overcapaciteit en een laag prijsniveau is. Om economische redenen is export dan niet zinvol.
De variabele kosten van grootschalig productievermogen zijn in Nederland lager dan die van soortgelijk vermogen in het buitenland, zodat export economisch mogelijk is.	De import/export-balans is gevoelig voor aannames rondom de uitfasering van kernvermogen in Duitsland (#12/RegTrans). Door de uitgestelde uitfasering van nucleair vermogen in Duitsland neemt ook daar de overcapaciteit toe, wat de exportmogelijkheden naar Duitsland beperkt.
	Er vinden de komende jaren nog forse investeringen in interconnectiecapaciteit plaats (Doe-tinchem-Niederrhein, BritNed, Cobra, NorNed-II).
	De markt stuurt aan op een brandstofmix zoals in het buitenland (#1/AER1). Behalve in de situatie van voorrang voor WKK vermogen blijft Nederland importland (#12/RegTrans). In ieder geval lijken exporten qua omvang beperkt (#9/KEMA).
	Het productievermogen in Duitsland stijgt harder dan de vraag, zodat de import vanuit Duitsland toeneemt (#11/PLEF).
	De ontwikkeling van opslagsystemen loopt door, waaronder accu's van elektrisch vervoer. Dit kan een deel van de piek wellicht opvangen.

4.7.3 Beoordeling door *D-Cision*

Een beoordeling van de inschatting van het Nederlandse exportpotentieel in 2020 is niet eenvoudig, aangezien de verschillende studies tot uiteenlopende conclusies komen:

- Sommige studies concluderen dat in 2020 sprake zal zijn van forse exporten vanuit Nederland naar omliggende landen (#5/ECN2, #8/EDN en #9/FE).
- Eén studie concludeert dat juist sprake zal zijn van forse importen vanuit omliggende landen naar Nederland (#11/PLEF).¹⁵

¹⁵ Studie #11/PLEF is één van de weinige onderzochte studies die niet vanuit Nederlands perspectief (d.w.z. in opdracht van enkel Nederlandse partijen) is opgesteld. Hoewel de gehanteerde economische modellering beperkingen heeft, is het naar de mening van *D-Cision* niettemin opmerkelijk dat de gesignaleerde overcapaciteit in onze buurlanden volgens de betrokken TSOs naar Nederland zal worden geëxporteerd – net zoals vanuit Nederlandse optiek wordt verwacht dat eventuele overschotten in het buitenland kunnen worden afgezet.

- Drie studies komen in meer of mindere mate uit op een nationaal evenwicht tussen importen en exporten, dat wil zeggen dat perioden van export worden afgewisseld door perioden van import (#3/CE, #10/KEMA en #12/RegTrans).

Hierbij moet worden aangetekend dat de diverse studies gebaseerd zijn op duidelijk verschillende aannames:¹⁶

- Een belangrijke ‘keus’ is bijvoorbeeld welk deel van de aangemelde nieuwbouwplannen daadwerkelijk wordt gerealiseerd. Dit is ondermeer afhankelijk van de visie van het betreffende bureau dat de studie heeft uitgevoerd op de Duitse *Kernausstieg*. Als deze toch niet zou plaatsvinden (wat het huidige Duitse beleidsstandpunt lijkt te zijn), is er een grotere overcapaciteit in Duitsland dan als dit wel zou plaatsvinden. De vraag hierbij is eveneens welk effect dit op de investeringsplannen heeft.
- Ook is de aanname van de hoeveelheid productievermogen die tot 2020 wordt geamoveerd van groot belang. Deze moet immers in mindering worden gebracht op de beschikbare productiecapaciteit. Sommige studies doen hiervoor aannames, andere studies stellen de amovering afhankelijk van de geobserveerde economische inzet van de betreffende productiemiddelen.
- Tevens is de capaciteitsfactor voor duurzame productiemiddelen van belang. Zo is het beschikbare productievermogen fors hoger in uren dat het waait. In uren dat het niet waait, zal echter ook voldoende vermogen aanwezig moeten zijn, inclusief een marge voor technische niet-beschikbaarheid van installaties (bijvoorbeeld vanwege onderhoud of storing) en de noodzakelijke systeemmarge (voor handhaving van de systeembalans).
- *Last but not least* lijken de gerapporteerde resultaten voor in- en exporten vooral gerelateerd aan de verwachting van de relatieve marginale productiekosten in Nederland en andere landen. Een aanname dat de Nederlands marginale productiekosten lager zijn dan in Duitsland leidt immers vrij ‘automatisch’ tot een grotere inzet van Nederlandse centrales in de Europese *dispatch* met resulterende exporten. De in de modellen gehanteerde marginale kostencurven zijn echter weinig inzichtelijk en sterk afhankelijk van de historische opbouw van de kostendatabase van de betreffende bureaus.

De *bottom line* lijkt te zijn dat de verwachting rondom import of export vooral het gevolg is van de aangenomen ontwikkeling van de *merit order* in de Noordwest-Europese markt.

Al met al lijkt het op basis van de geanalyseerde studies moeilijk in te schatten in hoeverre het Nederlandse productiepark zodanig zal willen exporteren dat hiervoor onvoldoende interconnectiecapaciteit beschikbaar is (resultierend in exportcongestie). Hierbij moet wel aange-tekend worden dat de studies overeenstemmen in het belang van export in een situatie van

Het *Final Report* van de *Regional Economic Forecast Central West Europe & Great Britain* d.d. 14 oktober 2009 omvat nadere analyses van de resultaten van #11/PLEF (die nog niet in het voorliggende rapport zijn meegenomen). Daaruit blijkt dat Nederland in de meeste simulatieruns een importerend land is, maar dat de grootte hiervan tevens afhankelijk is van het gehanteerde rekenmodel. Alleen in de modelruns op basis van veel producerend windvermogen in Nederland in combinatie met verminderd kolenvermogen in Duitsland gaat Nederland in sommige rekenmodellen (beperkt) exporteren (tabellen 12, 13 en 14).

¹⁶ Er zijn ook belangrijke verschillen in de wijze van modellering tussen de verschillende studies. Zo wordt de Duitse markt door Frontier Economics als één enkele prijszone beschouwd, waarbij dus alle huidige nationale transportbeperkingen in Duitsland in 2020 zijn opgeheven (#9/FE). KEMA daarentegen gaat uit van zes prijszones in Duitsland (en zeven in Frankrijk), wat dus veronderstelt dat de interne congestie in Duitsland blijft voortduren en transporten van windvermogen door Duitsland beperkt blijven (#10/KEMA).

forse windproductie. Anderzijds is de interconnectiecapaciteit ook relevant voor het kunnen voorzien in voldoende flexibiliteit om fluctuaties in het geleverde windvermogen op te vangen.¹⁷

Meer in het algemeen kan nog opgemerkt worden dat exporten inhouden dat het Nederlandse prijsniveau kennelijk lager zal liggen dan in het buitenland. Sinds 1999, toen het gaandeweg mogelijk werd om elektriciteit op de Europese markt in te kopen, is Nederland voornamelijk importland geweest. Omdat de elektriciteitsprijs in Nederland hoger was dan in het buitenland, werd volop geïmporteerd. Dit leidde niet alleen tot langdurige importcongestie maar ook tot de breed uitgesproken wens dat de Nederlandse stroomprijzen zouden moeten dalen. Een tekort aan interconnectiecapaciteit leidt tot een situatie van exportcongestie, die resulteert in een lagere marktprijs voor afnemers in Nederland, wat goed is voor consumenten (maar minder aantrekkelijk voor producenten).

Nederland is één van de weinige Europese landen met een hoge interconnectiecapaciteit, die bovendien de komende jaren nog verder wordt uitgebreid. De studies zijn verdeeld over de mate waarin Nederland in 2020 exporteur van elektriciteit zal zijn. Op basis hiervan is het niet mogelijk een conclusie te trekken in hoeverre de interconnectiecapaciteit voldoende is om alle gewenste markttransacties (voornamelijk in de vorm van exporten) te accommoderen. Onduidelijk is ook in hoeverre de noodzakelijke additionele flexibiliteit van het elektriciteitssysteem verdere uitbreiding van de interconnectiecapaciteit vereist.

4.8 Vormt overcapaciteit een probleem?

4.8.1 Vraagstelling

Als de nieuwbouwplannen voor elektriciteitsproductie voor het merendeel doorgang vinden, zou een situatie van overcapaciteit kunnen ontstaan. In principe wordt dit opgelost door het prijsmechanisme: overschotten leiden tot lagere prijzen.

Een probleem zou echter kunnen ontstaan bij een gebrek aan exportmogelijkheden of als er op de buitenlandse markten eveneens een productieoverschot is. In dat geval zou het overschot aan productievermogen tot lage of wellicht zelfs negatieve prijzen kunnen leiden.

Een overschot aan geproduceerde elektriciteit zou bijvoorbeeld in de nachtelijke uren kunnen optreden in een situatie dat de windparken op vol vermogen leveren. Door de negatieve prijzen ontstaat er mogelijk druk voor het windvermogen om af te regelen (en dus niet te produceren). Zeker wanneer een aantal conventionele eenheden om technische redenen wel zouden blijven produceren, kan dit als een probleem worden gezien.

4.8.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of de overcapaciteit een probleem vormt, zijn weergegeven in Tabel 12.

¹⁷ Zie hiervoor verder §4.2.

Tabel 11. Vormt overcapaciteit een probleem?

Is het een probleem als de marktprijs laag of zelfs negatief wordt ten gevolge van een overschot aan geproduceerde elektriciteit (eventueel in combinatie met een gebrek aan exportmogelijkheden)?	
NEE	JA
Het dalprobleem doet zich niet voor in scenario's met een beperkt windvermogen (6 GW). In de variant met 12 GW wind treedt het wel op (#5/ECN2).	Overcapaciteit leidt tot lage elektriciteitsprijzen (#3/CE), dat wil zeggen lagere prijzen overdag en 's nachts prijzen rond de 0 €/MWh of zelfs negatieve prijzen. Lage prijzen maken investeren in duurzame elektriciteit minder aantrekkelijk.
Een hogere CO ₂ -prijs verbetert de Nederlandse concurrentiepositie, zodat het exportsaldo toeneemt (#5/ECN2). Echter, de elektriciteitsprijzen in de Noordwest-Europese markt groeien steeds meer naar elkaar toe (#6/ECN3).	In geval van forse windproductie is de situatie in het buitenland meestal soortgelijk, zodat er een gebrek is aan exportmogelijkheden (#3/CE). Het wegvallen van de Duitse <i>Atomausstieg</i> leidt tot fors lagere exporten (#5/ECN2). Ook is er mogelijk een verminderde export door een lagere vraag in de buurlanden (#6/ECN3).
Negatieve prijzen zijn alleen mogelijk als alle exportcapaciteit is benut of als er in het buitenland ook negatieve prijzen zijn.	Op windrijke momenten tijdens de daluren (vooral 's nachts) treedt mogelijk verdringing van windenergie door kolenstroom op (#3/CE).
De prikkel voor betaald afregelen van windvermogen hangt af van de subsidiemethodiek. Zolang de gedeelde subsidie groter is dan de vergoeding voor afregelen (negatieve prijs) produceert een duurzame producent.	Overcapaciteit leidt mogelijk tot negatieve prijzen (#3/CE; #8/EDN; #9/FE). Dat betekent dat (conventionele en duurzame) productie-eenheden worden betaald om af te regelen.
Door flexibilisering van de elektriciteitsvraag, toename van de interconnectie, opslagmogelijkheden en slimme netten wordt efficiënter met de daluren omgegaan (#6/ECN3).	Het dalprobleem wordt vergroot in geval van additionele kerncentrales (#6/ECN3).

4.8.3 Beoordeling door *D-Cision*

Naar de mening van *D-Cision* leidt overcapaciteit in zijn algemeenheid tot lage prijzen voor consumenten en (vooral) 24-uurs industriële klanten. De keerzijde is dat het verschil tussen de kostprijs van duurzame elektriciteit en de marktprijs (de 'onrendabele top') ook hoger wordt. Dit laatste leidt tot een hogere bijdrage vanuit de SDE-middelen. Het eerste effect (de lagere marktprijs) geldt voor alle geproduceerde elektriciteit, het tweede alleen voor duurzame elektriciteit (wat vervolgens onder alle afnemers wordt gesocialiseerd). Daarmee is voor Nederlandse *afnemers* het voordeel van een lagere marktprijs groter dan het nadeel van de extra kosten voor subsidiëring van duurzame elektriciteit.¹⁸ Voor producenten geldt overigens de omgekeerde argumentatie.¹⁹

Met lage prijzen (of zelfs negatieve prijzen) is op zich niets mis. Ze behoren bij de dynamiek van marktwerking en dragen bij aan het geven van korte termijn signalen (omtrent productie en benutting van elektriciteit) en lange termijn signalen aan producenten (voor het doen van investeringen in meer flexibele elektriciteitsproductiemiddelen) en aan afnemers (in systemen

¹⁸ Overigens komen behalve de kosten van de subsidiëring van duurzame energie ook andere additionele kosten voor rekening van de netgebruikers, zoals de diepe aansluitkosten voor nieuw productievermogen (netverzwaring), de kosten gerelateerd aan uitbreiding van de interconnectiecapaciteit en de kosten van extra netverliezen (niet alleen door een hogere invoeding maar ook de verliezen gerelateerd aan de *offshore* windnetten). Een uitgebreide kosten/batenanalyse heeft niet plaatsgevonden.

¹⁹ Zie hiervoor ook §4.4.

die het mogelijk maken om van de lage prijzen te profiteren). Zo kunnen lage prijzen bijvoorbeeld innovatie rondom vraagsturing bevorderen: als elektriciteit 's nachts goedkoop is, ontstaat er een prikkel om een deel van de belasting naar deze uren te verschuiven (bijvoorbeeld door 's nachts elektrische auto's op te laden). Dit leidt tot afvlakking van het belastingprofiel, wat bijdraagt aan een meer efficiënte benutting van het beschikbare systeem.

Een mogelijk zorgpunt kan inderdaad het effect van negatieve prijzen op de inzet van duurzame elektriciteitsproductiemiddelen zijn. Aangezien de SDE-regeling subsidies verschaft aan producenten op basis van het verschil tussen de productiekosten en de *gemiddelde* marktprijs, ontstaat er een prikkel voor individuele producenten om windproductie af te regelen in het geval van een (sterk) negatieve prijs. De gemiste subsidie is dan immers lager dan de extra inkomsten.²⁰ Los hiervan zijn de effecten van negatieve prijzen wel altijd groter voor conventioneel geproduceerde elektriciteit dan voor duurzaam geproduceerde elektriciteit, aangezien door de negatieve prijzen de gesubsidieerde onrendabele top bij duurzame energie groter wordt.

Overcapaciteit is geen probleem maar veeleer een luxe. De baten voor elektriciteitsgebruikers lijken veel groter dan de meerkosten ten gevolge van hogere noodzakelijke subsidiëring van duurzame energie.

4.9 Is de voorzieningszekerheid in het geding?

4.9.1 Vraagstelling

Tenslotte is de vraag gesteld of de voorzieningszekerheid²¹ wel voldoende is gewaarborgd, gegeven de forse toename van kolengestookte en gasgestookte productiecapaciteit. Door deze ontwikkeling wordt de productiemix namelijk eenzijdiger. Met name de toenemende afhankelijkheid van aardgas zou zorgelijk kunnen zijn aangezien de Nederlandse reserves snel afnemen.

4.9.2 Overzicht van de reacties

De verschillende antwoorden op de vraag of de voorzieningszekerheid afneemt zijn samengevat in Tabel 13.

²⁰ Als alle windproducenten bij negatieve prijzen zouden afregelen, middelt het effect uit en wint niemand erbij. E.e.a. kan bovendien afhankelijk zijn van eventuele condities rondom een minimaal en maximaal aantal draaiuren waarvoor de subsidie wordt uitgekeerd. In het Duitse systeem, waarbij windproducenten door de netbeheerder betaald worden voor elke geproduceerde kWh conform een vaste systematiek lijkt zo'n prikkel om af te regelen niet te bestaan.

²¹ In dit rapport wordt onder het begrip *voorzieningszekerheid* verstaan: 'de mate van zekerheid van de elektriciteitslevering, bepaald door investeringen in en het aanwezig zijn van voldoende productiecapaciteit'. Dit begrip heeft te maken met de lange termijn continuïteit van de energievoorziening (althans beperkt tot het productievermogen; de netwerkcapaciteit wordt buiten beschouwing gelaten). Wanneer gesproken wordt over *leveringszekerheid* heeft dit betrekking op de zekerheid van elektriciteitslevering op de korte termijn. Het gaat hierbij vooral om de betrouwbaarheid van de netten alsmede de effectiviteit van de *real time* balanshandhaving.

Tabel 12. Is de voorzieningszekerheid in het geding?

Is de voorzieningszekerheid in het geding nu de brandstofmix eenzijdiger wordt door de forse investeringen in gasgestookt en kolenvermogen?	
NEE	JA
De voorzieningszekerheid wordt door de markt bepaald. Schaarste leidt tot een prijsverhoging en op korte termijn een afname van de export (en op lange termijn een investeringsprikkel).	Het toekomstige productiepark met een beperkt aandeel waterkracht en kernvermogen scoort slecht op het criterium voorzieningszekerheid (#1/AER1).
Er is in 2020 met bijna 38 GW voldoende capaciteit beschikbaar om aan de binnenlandse piekvraag te voldoen. De trend naar export (vooral naar Duitsland) is robuust met 24 TWh (#5/ECN2).	De markt 'faalt' op het gebied van de voorzieningszekerheid. Door het slinken van de Nederlandse gasvoorraden zal de brandstofmix in steeds mindere mate voldoen aan het criterium betrouwbaar (#1/AER1).
Ten gevolge van de implementatie van 'intelligente netten' stijgt de vraagrespons. De piek wordt dus vlakker en het verbruik van consumenten prijsgevoeliger.	In piekperioden waarbij het windvermogen niet produceert zal conventioneel vermogen in de piek moeten voorzien.
De voorzieningszekerheid kan beter voor gas als energiedrager worden gewaarborgd. Bij gas als energiedrager kan dit plaatsvinden door diversificatie van bron: van aardgas via kolengas naar biogas. Tot nu toe was het beleid daarentegen teveel gericht op diversificatie via elektriciteit als energiedrager (#12/RegTrans).	

4.9.3 Beoordeling door D-Cision

Naar de mening van *D-Cision* is het niet langer mogelijk om als overheid via planningsinstrumenten op de brandstofmix te sturen. De voorzieningszekerheid ligt sinds de liberalisering bij de markt en moet dan ook door de markt worden gewaarborgd. Ook kan de voorzieningszekerheid niet langer alleen vanuit een nationaal perspectief worden beschouwd, maar wordt deze in toenemende mate door de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt bepaald. Daarmee overstijgt deze ook het nationale beleid.

Naar de mening van *D-Cision* zijn investeringen in voldoende productiecapaciteit en flexibiliteit belangrijker voor de voorzieningszekerheid dan de brandstofmix. In het algemeen is de voorzieningszekerheid gebaat bij overcapaciteit. In vrijwel alle studies is de verwachting dat tot 2020 sprake is van een capaciteitstoename die de vraagtoename verre overstijgt. Zelfs bij afwezigheid van wind is er nog meer dan genoeg conventioneel vermogen om in de elektriciteitsvraag te voorzien.

Relevanter lijken bovendien de mogelijkheden voor het elektriciteitssysteem te zijn om het effect van wisselende invoeding door duurzame bronnen te kunnen opvangen. Hierbij zijn zowel de regelbaarheid van productiemiddelen (of belastingen) om deze fluctuaties te kunnen opvangen als de consequenties voor de netstabiliteit en netveiligheid van belang.²²

²² De beschikbaarheid van flexibiliteit is besproken in §4.2. De genoemde aandachtspunten rond netstabiliteit en netveiligheid worden in §5.3 nader toegelicht.

Vanwege de verwachte overcapaciteit in Nederland in 2020 lijkt de voorzieningszekerheid niet in het geding. Wel kan de overcapaciteit in combinatie met het toenemende aandeel duurzame energie de netstabiliteit (en dus de leveringszekerheid) beïnvloeden.

5 Reflectie

5.1 Algemene bevindingen

Noordwest-Europese context

Zoals aan het begin van dit rapport (in §2.1) is gesteld, vormt de brandstofmix geen onderwerp meer dat Nederland geïsoleerd kan adresseren. Hoe meer de Noordwest-Europese markt gestalte krijgt, hoe meer de brandstofmix een regionaal (in Europese zin) issue wordt en van de markt afhankelijk is. De onderliggende brandstofmix van importstroom wordt door het buitenlandse park bepaald. Omgekeerd geldt ook dat de vraag vanuit het buitenland bepaalt in welke mate additionele eenheden in Nederland worden afgeroepen.

Alle rapporten onderkennen het belang van een beschouwing vanuit dit Europese perspectief. Toch kiezen veel studies in hun kwantitatieve analyse voor een benadering vanuit Nederlands perspectief. Dit is ongetwijfeld deels gerelateerd aan de beperkte interconnectiecapaciteit²³ zodat het merendeel van het Nederlandse verbruik in Nederland moet worden geproduceerd. Maar daarenboven kan het gebrek aan voldoende inzicht in en betrouwbare data over de ontwikkeling van het productievermogen in het buitenland spelen. Dit blijkt alleen al uit de uiteenlopende conclusies met betrekking tot de import/exportpositie van Nederland in 2020 (zie hiervoor §4.7).

Scenario's

Verschillende rapporten hanteren scenario's om onzekerheden te verdisconteren. Gegeven de grote bandbreedte voor de onzekerheden leidt dit tot een grote diversiteit in de scenario's. Er worden bijvoorbeeld uiteenlopende aannames gedaan over de vraagontwikkeling (en het effect van de recessie hierbij), het wel of niet uitfaseren van kernenergie in Duitsland en het productievermogen dat zal worden geamoveerd.

Het is dan ook niet verwonderlijk dat de uitkomsten van de verschillende exercities behoorlijk variëren. Op basis hiervan is het lastig om een eenduidige conclusie te trekken over de relatieve en absolute aandelen van de diverse productietypen in de verwachte brandstofmix in 2020. Desalniettemin geven de studies wel meer inzicht in enkele dynamische effecten rondom de brandstofmix, zoals de relatie tussen de inzet van warmtekrachtvermogen, windvermogen en conventionele eenheden alsmede de vraag in hoeverre het productiepark voldoende flexibiliteit zal kunnen leveren.

Inpassing van windvermogen

De meer gedetailleerde studies van Frontier Economics en KEMA Consulting lijken de conclusie te ondersteunen dat 12 GW windvermogen goed kan worden ingepast in het Nederlandse elektriciteitssysteem. De geconcludeerde flexibiliteit is overigens afhankelijk van de aanname omtrent de flexibiliteit van warmtekrachtvermogen. Immers, voor een beperkt aantal uren zal de belasting zodanig laag zijn dat wind- en warmtekrachtvermogen niet gelijktijdig kunnen produceren.

Amovering van productievermogen en vervanging van WKK-vermogen

De meeste rapporten zijn voorzichtig in het kwantificeren van te amoveren grootschalig productievermogen. Algemeen is bekend dat ruwweg 9 GW van het bestaande grootschalige

²³ Dit houdt ondermeer verband met beperkingen vanwege handhaving van de enkelvoudige storingsreserve, een niet-uniforme verdeling van transporten over de interconnectoren, *transit* stromen, *loop flows* en de noodzakelijke *Transmission Reliability Margin*.

productiepark in 2020 ouder is dan 30 jaar.²⁴ Dit vormt een bovengrens voor amovering. Dit vermogen kan echter niet simpelweg worden vervangen door evenveel duurzaam vermogen. 9 GW vermogen met een bedrijfstijd van 8000 uur/jaar komt namelijk overeen met 27 GW vermogen met een bedrijfstijd van 2700 uur/jaar (zoals windvermogen).

Daarnaast zal naar verwachting ook amovering plaatsvinden van kleinschaliger (decentraal) vermogen. Warmtekrachtinstallaties bij tuinders hebben doorgaans een levensduur van (slechts) 10-15 jaar. Veel hiervan heeft voor 2020 het einde van de levensduur bereikt, zodat besloten moet worden tot vervanging of een alternatief daarvoor. De keuzes hierbij zijn echter sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de markt (lage elektriciteitsprijzen bevorderen vervanging immers niet) en dan vigerende stimuleringsregelingen. Ditzelfde geldt voor industrieel warmtekrachtvermogen, waarvan eveneens een deel in de periode voor 2020 moet worden vervangen.

Doelstellingen Schoon & Zuinig

Afgezien van de studies van ECN lijken de onderzochte studies niet geschikt om het behalen van de doelstellingen van het Werkprogramma Schoon & Zuinig te beoordelen. De meeste studies doen namelijk geen uitspraak over de waarschijnlijkheid dat de emissiereductie- en energiebesparingsdoelstellingen worden behaald. De conclusies over het aandeel duurzame energie in de brandstofmix zijn verder sterk afhankelijk van de gedane aannames omtrent de investeringen in windvermogen en de veronderstelde energievraag in 2020.

Nederland blijft aardgasland

De Nederlandse brandstofmix voor 2020 ligt voor wat het opgestelde vermogen betreft nagenoeg vast. Een tijdshorizon van tien jaar is in de energiesector immers een relatief korte tijd (gegeven de levensduur en realisatietijden van productiemiddelen). In feite liggen de meeste investeringskeuzes die voor 2020 tot daadwerkelijke realisatie moeten leiden, nu al grotendeels vast. Dit laatste hangt ook samen met het feit dat de energievoorziening (en zeker duurzame energie) veel openbare ruimte vergt. Daarmee is de energievoorziening in feite ook een ruimtelijke ordeningsvraagstuk, met alle karakteristieke kenmerken van dien zoals lange doorlooptijden van allerlei planprocedures.

De inzet van het opgestelde productievermogen kan echter wel variëren afhankelijk van de ontwikkeling van de brandstofprijzen, de CO₂-prijs en andere condities. Het merendeel van de studies geeft voor de brandstofmix in 2020 aan dat aardgas vooralsnog de belangrijkste brandstof blijft (zie Tabel 4). Een voordeel is dat gascentrales in het algemeen een hogere mate van regelbaarheid hebben, wat gunstig is voor het leveren van de noodzakelijke flexibiliteit voor de inpassing van stromingsbronnen. Een nadeel is dat de elektriciteitsvoorziening verweven is met de gasvoorziening, met mogelijke consequenties voor de voorzieningszekerheid.²⁵

Effect van brandstof- en CO₂-prijzen

Slechts een beperkt aantal studies omvat scenario's met verschillende brandstofprijzen.²⁶ Desalniettemin hebben deze een groot effect op de business.

²⁴ #1/AER1 gaat uit van amovering na 40 jaar (overeenkomend met 1,3 GW voor het Nederlandse grootschalige productievermogen in 2020).

²⁵ In geval van zeer koude winters kunnen grote elektriciteitscentrales worden uitgeschakeld. Dit levert een mogelijk tekort aan elektriciteit op (stroomonderbrekingen) tenzij er voldoende installaties op basis van andere brandstoffen of duurzame energie voorhanden zijn.

²⁶ D-Cision heeft de indruk dat schattingen hierover voor een groot deel beïnvloed worden door de brandstofprijs in de periode dat de studie is uitgevoerd. Zo gaat #13/G4S (nog) uit van een olieprijs van 25 US\$/barrel, een waarde die op dit moment niet langer realistisch wordt geacht.

Ditzelfde geldt voor de CO₂-prijs. Er lijkt consensus te bestaan over de verwachting dat CO₂ prijzen om uiteenlopende redenen tot 2020 beneden 20 €/ton blijven. Een consequentie hiervan is dat steenkool vooralsnog een basislast-brandstof blijft. Voor een overgang naar gas als basislast-brandstof moet de CO₂-prijs fors stijgen, zodat dit waarschijnlijk pas in de periode na 2020 plaatsvindt.

Kosten

Een interessant aspect rondom de brandstofmix dat hier en daar wel wordt aangestipt maar verder slechts beperkt is uitgewerkt, betreft de rentabiliteit van zowel conventionele eenheden als duurzame productiemiddelen.

In zijn algemeenheid lijkt de beleidsdoelstelling van 12 GW windvermogen (zoals in diverse studies geconcludeerd) tot lagere marktprijzen te leiden – tenminste op de uren dat het voldoende waait. De lage marktprijzen zouden een effect moeten hebben op de business cases van nieuwe (gas- en kolengestookte) eenheden. Aannemende dat de markt hierin zelf een evenwicht vindt, is het twijfelachtig of al het aangekondigde nieuwe productievermogen ook daadwerkelijk gebouwd zal worden. Wel kan het zijn dat nieuwe markten ontstaan, bijvoorbeeld rondom flexibiliteit, die met het toenemen van op stromingsbronnen gebaseerd vermogen waarschijnlijk lucratiever wordt.

Lagere marktprijzen beïnvloeden (althans afhankelijk van het subsidiëringsregime) ook de rentabiliteit van duurzame productiemiddelen. Ervan uitgaande dat de onrendabele top van duurzame energie door stimuleringsreguleringen wordt gedekt, kunnen de (te socialiseren) kosten voor de samenleving oplopen. In combinatie met de daling van de algehele marktprijs is dit voor consumenten niet per se nadelig. Wel houdt dit in dat een groter deel van de inkomsten voor bijvoorbeeld windparken vanuit deze stimuleringsregelingen moet worden gedekt. De stabiliteit van zulke regelingen gedurende de levensduur van de parken is van groot belang om het *regulatory risk* te beperken (wat zich immers doorvertaalt in een hogere vermogenskostenvergoeding).

5.2 Modellen en aannames

Een vergelijking van de verschillende studies maakt duidelijk dat de modelresultaten van een groot aantal, soms onderling gerelateerde parameters afhangen. Een overzicht van de belangrijkste parameters is opgenomen in Tabel 14.

Benadrukt moet worden dat een modelberekening iets anders is dan een voorspelling. Een model rekent de consequenties op basis van een aantal uitgangspunten en randvoorwaarden. Deze laatste zijn over het algemeen gebaseerd op wat men verwacht dat gaat gebeuren. *De modeluitkomsten staan of vallen daarom met de visie van de modelmaker op die toekomst.* In die zin heeft modellering een subjectief aspect, dat zich in de voorliggende situatie onder meer uit in de gepresenteerde waaier aan uitkomsten en verwachtingen.

Dit doet overigens niet af aan de waarde van modellering op zich of de integriteit van modelmakers. De beperkingen die aan het modelleren verbonden zijn, hebben er eenvoudig mee te maken dat de werkelijkheid bijzonder complex is en deze voor verrassingen kan zorgen (zoals in het verleden meermalen bewezen is). Aangezien er weinig beters voorhanden is dan modellen, zal geprobeerd moeten worden om de modellen zo nauwkeurig mogelijk te maken en zo goed mogelijk te ijken. Toch blijft het belangrijk om de uitkomsten met een zekere relativering te bejegenen.

Tabel 13. Overzicht van de belangrijkste parameters voor het modelleren van de brandstofmix in 2020.

ONTWIKKELING VAN DE VRAAG	Relatie tussen energieverbruik en economische groei
	Mate van gerealiseerde energiebesparing tot 2020
	Mate van substitutie van andere brandstoffen naar elektriciteit (bijv. elektrische auto, warmtepomp)
	Ontwikkeling van het vraagprofiel (en vraagrespons)
ONTWIKKELING VAN HET NEDERLANDSE PRODUCTIEPARK	Ontwikkeling kolengestookt en gasvermogen
	Ontwikkeling van nucleair vermogen
	Ontwikkeling van duurzaam vermogen (met name wind op land/zee, biomassa, pv)
	Amovering van bestaand productievermogen
INZETMOGELIJKHEDEN VAN HET NEDERLANDSE PRODUCTIEPARK	<i>Must-run</i> condities (WKK) en economie van start/stop-bedrijf (koleneenheden)
	Omzettingsrendementen per productietype
	Aannames omtrent beschikbaarheid (conventioneel vermogen)
	Aannames omtrent bedrijfstijd (duurzaam vermogen)
	Randvoorwaarden rondom regelbaarheid (<i>ramp rate</i> , minimum operationeel vermogen, etc.)
DAADWERKELIJKE INZET VAN HET NEDERLANDSE PRODUCTIEPARK (MERIT ORDER)	Brandstofprijzen in 2020 (olie, kolen, gas, uranium, biomassa)
	CO ₂ prijzen in 2020 (gerelateerd aan het emissieplafond in 2020)
	Piekverschuiving t.g.v. <i>demand-side management</i> en opslag
	Subsidies voor duurzame energie (windvermogen, biomassa-bijstook in koleneenheden)
	Congestie en transportkosten (concurrentiepositie t.o.v. buitenland)
	Windsterktes en -verdeling (wind), zoninstraling (pv), neerslag (hydro)
INTERACTIE MET NWE-MARKT	Ontwikkeling van de vraag in buitenlandse markt
	Productiecapaciteit in het buitenland (investeringsplannen, amovering, <i>Atomausstieg</i>)
	Merit order (t.o.v. Nederlandse merit order)
	Beschikbare interconnectie capaciteit (nieuwbouw, NTC, <i>transits</i>)
	Congestie in buitenlandse netten (m.n. Duitsland)
Daarnaast is de scope van het model van belang. Idealiter omvat dit zowel geïnstalleerd als beschikbaar vermogen, randvoorwaarden voor inzet (warmtevraag, <i>ramp rate</i> , efficiëntie als functie van benutting, etc.), <i>merit order</i> dispatch voor de gehele Noordwest-Europese markt alsmede een <i>loadflow</i> analyse in deze context (incl. interconnectiecapaciteit en eventuele netwerkbeperkingen).	

5.3 Witte vlekken

Ten slotte verdienen een aantal aspecten vermelding die niet of nauwelijks in de onderzochte studies aan bod zijn gekomen, maar toch relevant lijken te zijn in een discussie over de brandstofmix in 2020.

Systeemoptimalisatie

Allereerst – en met stip op de eerste plaats – bieden de verschillende studies wel inzicht in de mogelijke ontwikkeling van de brandstofmix in de periode tot 2020, maar doen zij dit op basis van technische en (markt)economische modellen. Een analyse vanuit een maatschappelijk perspectief waarbij de kosten en baten van de verschillende systeemontwikkelingen in kaart worden gebracht ontbreekt echter. Om inzicht te krijgen in de aantrekkelijkheid van

verschillende energieopties lijkt een integrale benadering echter van belang, aangezien niet alleen de marktprijs maar ook andere kostenaspecten een rol spelen.²⁷

In een systeemoptimalisatie zou de vraag centraal kunnen staan hoe de gewenste duurzame elektriciteitsproductie tegen de laagste (integrale) kosten kan worden vormgegeven gegeven een aantal (maatschappelijke en andere) randvoorwaarden. Vanzelfsprekend is het in de context van het huidige marktmodel niet (langer) mogelijk om het productiepark als geheel (centraal) te plannen en optimaliseren. Wel is het mogelijk om, uitgaande van een bepaalde ambitie omtrent duurzame energie en emissiereductie, door te rekenen welke brandstofmix dit tegen de laagste maatschappelijke kosten bereikt. De resultaten kunnen vertaald worden in beslissingen rondom de inrichtingen van de stimuleringsregelingen voor duurzame energie (bijvoorbeeld in de beschikbare budgetten voor de verschillende opties) en keuzes rondom investeringen in het netwerk (bijvoorbeeld op het gebied van prioritaire netwerkuitbreidingen).

Transporten en netverliezen

Sommige modellen gaan uit van grote elektriciteitsstromen door Europa. Dit is zeker het geval om invoeding van windenergie uit grootschalige *offshore* parken in het netwerk te accommoderen. Echter, in tegenstelling tot de algemene opinie, is elektriciteit vooral een lokaal product. Transport over langere afstand is mogelijk maar wel met significante verliezen.

Geen van de onderzochte studies kwantificeert dit effect. Wellicht ligt een deel van de verklaring erin dat de kosten voor netverliezen gedragen worden door de netbeheerders en vervolgens in de transporttarieven worden gesocialiseerd. De Europese elektriciteitsmarkt kent (ondermeer vanuit het oogpunt van bevordering van de marktwerking) geen afstandafhankelijke tarieven. De consequentie is dat blijkbaar andere zaken dan congestie en verliezen de locatieprijken geven voor nieuw grootschalig elektriciteitsproductievermogen.

Dit aspect speelt ook bij duurzame energie. Zeker bij grootschalige elektriciteitsproductie in *offshore* windparken kunnen de transportverliezen stijgen. Deze dienen ook in de energiebalans te worden verdisconteerd (wat niet in alle studies lijkt te hebben plaatsgevonden).

Bijstook van biomassa

In verschillende studies wordt niet of nauwelijks aandacht besteed aan de bijstook van biomassa in kolencentrales. In een poederkoolcentrale kan tot circa 30 % van de steenkool vervangen worden door biomassa. De energie-inhoud van biomassa is lager dan kolen zodat de maximale bijstook onder andere beperkt wordt door de haalbare doorvoer. Verder is biomassa 'vuiler' dan kolen waardoor er meer corrosie in de ketel plaatsvindt en meer slijtage optreedt in de brandstoftoevoerinstallaties.

Door het beëindigen van de MEP-regeling voor de bijstook van biomassa in 2016 en de afwezigheid van een vervangende stimuleringsregeling hiervoor, wordt algemeen verwacht dat bijstook van biomassa in kolencentrales niet langer rendabel is en daarna snel zal worden afgebouwd. Het is niet duidelijk op welke wijze deze zaken in de verschillende studies zijn meegenomen. Wel is duidelijk dat nogal wat studies biomassa bijstook in 2020 niet meer benoemen. Op termijn zal dit leiden tot meetbare effecten in de (duurzame) brandstofmix.

PV

Opvallend is verder dat zonne-energie in de Nederlandse brandstofmix van 2020 nauwelijks een rol van betekenis speelt. De algemene verwachting is dat de kosten van fotovoltaïsche zonne-energie ('PV') in de loop van het huidige decennium (2010-2020) *grid parity* bereiken voor

²⁷ Zie hiervoor voetnoot 18.

huishoudelijke consumenten.²⁸ Dit zou betekenen dat PV een groeiend aandeel in de brandstofmix zou kunnen gaan verzorgen.

Uranium in de brandstofmix

In de studies over de brandstofmix wordt slechts beperkt gesproken over de bijdrage van kernenergie in de brandstofmix.²⁹ Naar de mening van *D-Cision* verdient kernenergie ook in de context van de doelstellingen van het Werkprogramma Schoon & Zuinig nadere overweging. Afgezien van het afvalvraagstuk is kernenergie een schone energiebron, die niet alleen CO₂-arm is, maar ook bespaart op fossiele brandstoffen en de uitstoot van fijn stof, NO_x en SO₂ vermindert. Verder levert kernenergie een positieve bijdrage aan de voorzieningszekerheid (betrouwbaarheid) in de Noordwest-Europese markt.³⁰

Intelligente netten

In de meeste studies wordt nauwelijks ingegaan op de ontwikkeling van de zogenoemde ‘intelligente netten’ (*smart grids*). Wanneer alle huishoudens en bedrijven in de komende jaren slimme meters krijgen met de mogelijkheid om stuursignalen door te geven aan allerlei apparaten kan het totale belastingprofiel wijzigen. Ten gevolge van prijssignalen zullen de pieken waarschijnlijk afvlakken en de dalen stijgen.

Zelfs als grootschalige opslag van elektriciteit het komende decennium niet of nauwelijks economisch rendabel wordt, kan sturing van bijvoorbeeld het laden van elektrische auto’s gedistribueerde opslagmogelijkheden voor elektriciteit creëren, met potentieel grote gevolgen voor het energiesysteem en de brandstofmix. De onderzochte studies gaan hier echter nauwelijks op in.

Netstabiliteit

Een aandachtspunt dat in de onderzochte studies niet is genoemd maar bij de inpassing van grote hoeveelheden windvermogen wel relevant is, heeft te maken met de netstabiliteit en netveiligheid. Vooral gedurende daluren met een lage belasting in combinatie met veel windinvoeding vergen de netstabiliteit en netveiligheid extra aandacht. Onder de aanname van Voorrang voor Duurzaam ontstaan dan (zeer) zware stroomtransporten over en door landen heen. De volgende aspecten verdienen hierbij aandacht:

1. Door een plotselinge toename van de windsnelheden kunnen verschillende grote parken binnen 15 minuten om veiligheidsredenen automatisch worden afgeschakeld.
2. Windparken reageren ook automatisch op mogelijke kortsluitingen (‘spanningsdips’) in het netwerk. Vooral windturbines zijn hiervoor gevoelig omdat (de meeste) moderne windmolens door middel van vermogenselektronische omzetters aan het netwerk worden gekoppeld en daardoor automatisch van het netwerk worden geschakeld in geval van een kortsluiting in het netwerk (teneinde mogelijke schade aan de vermogenselektronica te voorkomen).

²⁸ Zie bijvoorbeeld P. Denholm, E. Drury, R. Margolis, M. Mehos, *Solar Energy: The Largest Energy Resource*, in: F.P. Sioshansi (ed.), *Generating Electricity in a Carbon-Constrained World*, Burlington: Elsevier, 2010.

²⁹ Van alle rapporten wordt dit onderwerp alleen door de Algemene Energie Raad, ECN en Clingendael geadresseerd (#1/AER1, #6/ECN3 en #7/CIEP).

³⁰ In de Noordwest-Europese context is er op dit moment een redelijke balans tussen kolengestookt vermogen, gasgestookt vermogen en elektriciteitsproductie op basis van kernenergie (#7/CIEP). Bij grootschalig uitfaseren van bestaande kerncentrales zonder investeringen in nieuwe kerncentrales verschuift deze balans.

3. In een situatie van aanmerkelijke stroomtransporten door (en over) Nederland naar het buitenland bestaat het gevaar van *cascade tripping* van verbindingen. In deze situatie leidt afschakeling van een verbinding tot overbelastingen in andere netdelen, die vervolgens ook afschakelen.
4. Ten slotte kan er in Nederland een gebrek aan 'draaiende reserves' ontstaan om de gevolgen van plotselinge kortsluitingen te overleven (het zogeheten *fault ride-through behaviour*). Er is in de situatie dat windvermogen in het overgrote deel van de belasting voorziet, in het Nederlandse systeem namelijk vrijwel geen 'roterende en stabiliserende massa draagbaarheid' beschikbaar. Met andere woorden: er kan een gebrek ontstaan aan draaiende reserve omdat (het merendeel van) het fossiele vermogen in Nederland 'gedwongen' stilstaat (tenzij duurzaam vermogen is afgeregeld ten gunste van conventionele eenheden).

Deze aspecten zijn niet in de onderzochte studies geadresseerd en vormen dan ook geen onderdeel van de verdere bespreking. Desalniettemin verdienen ze wel aandacht en is nader onderzoek hiernaar gewenst.³¹

³¹ Oplossingen kunnen worden gezocht in meer elektriciteitsopslag en/of vraagsturing, zodat een groter aandeel fossiel of biomassavermogen 's nachts (tijdens het dalprobleem) kan doordraaien (en daarmee de opslagvoorzieningen vult). Het alternatief houdt in het preventief (sporadisch?) terugregelen van duurzaam opwekvermogen – hetgeen niet de meest wenselijke oplossing lijkt.

Bijlage A. Modeluitgangspunten van de studies

A.1 Modelopzet

Behalve de doelstelling en scope verschillen de studies ook op (veel) andere aspecten. Zo beperken sommige studies zich tot een economisch ('*least-cost dispatch*') model, andere tot een transportmodel, worden beide gecombineerd, of zijn beide afwezig. Tevens verschilt de rol van de modellering in de verschillende studies. Bij sommige vormen de modeluitkomsten het hoofdingrediënt, bij andere dienen ze hoogstens ter adstructie van een bepaalde visie of stellingname.

Een globaal overzicht van enkele kenmerkende verschillen in de wijze van modellering is opgenomen in Tabel 15. Hierbij wordt onderscheid gemaakt tussen de volgende aspecten:

- **Economische modellering**
 - *Koppeling met modellen voor economische groei*: De studie relateert de inschatting van de vraag naar elektriciteit aan economische groei modellen. (Als dit niet zo is, kan een vraag verondersteld zijn of kan de vraaggroei bepaald zijn op basis van een historische ontwikkeling.)
 - *Merit order dispatch*: De studie bepaalt de daadwerkelijke inzet van productiemiddelen (uitgaande van het geschatte geïnstalleerde vermogen) op basis van een *merit order* (marginale kostencurve).
 - *Analyse prijsopbouw buitenlandse park*: In de studie zijn afzonderlijke aannames gehanteerd voor de *merit order* van het productiepark in het buitenland.
 - *Koppeling met optimale warmte-inzet*: De studie relateert de inzet van warmtekrachten eenheden aan de warmtebehoefte (en optimaliseert dan gelijktijdig of iteratief voor de laagst mogelijke kosten om in de totale warmte- en elektriciteitsvraag te voorzien).
- **Technische modellering**
 - *Internationaal loadflow model*: De studie omvat berekeningen op basis van een netwerkmodel, waarin beperkingen in de transportcapaciteit zijn meegenomen.
 - *Verschillende prijszones in Duitsland*: De studie modelleert het Duitse (en eventueel Franse) netwerk op basis verschillende prijszones, wat veroorzaakt wordt door de aanwezigheid van interne netwerkcongestie (in overeenstemming met de huidige situatie in Duitsland en Frankrijk).
 - *Must-run beperkingen WKK en andere plants*: In de studie worden aannames gedaan over de verplichte inzet van een bepaald deel van het vermogen. Dit kan bepaalde typen basislastcentrales betreffen (bijvoorbeeld kerncentrales) of warmtekrachtinstallaties (als die ook warmte moeten leveren).³²
 - *Ramping beperkingen*: De studie houdt rekening met de snelheid waarmee de output van de verschillende typen elektriciteitscentrales een bepaald vraagpatroon kan volgen.

³² Niet in de tabel (wel in de bijlagen aangegeven) maar wel relevant zijn de aangenomen *must-run* condities. In sommige studies wordt een bepaald deel van het opgesteld vermogen als *must run* aangemerkt, in andere wordt deze gerelateerd aan de actuele warmtevraag of wordt het vermogen tegen heel lage marginale kosten ingezet (waarbij er altijd een kans is dat het alsnog wordt afgeschakeld bij nog lagere of negatieve marktprijzen).

Tabel 14. Overzicht van de meegenomen aspecten in de onderliggende modellering onderzochte studies.

	ECONOMISCHE MODELLEERING				TECHNISCHE MODELLEERING			
	Koppe- ling met modellen voor eco- nomische groei	Merit order dispatch	Analyse prijsop- bouw buiten- landse park	Koppe- ling met optimale warmte- inzet	Internaa- tionaal loadflow model	Vershil- lende prijs- zones in Duitsland	Must-run beperk- ingen WKK en andere plants	Ramping beperk- ingen
#1/AER1	?	√	?	x	x	?	?	?
#2/AER2	x	x	x	x	x	x	x	in KEMA- analyse?
#3/CE	(√)	√	x	x	x	x	x	x
#4/ECN1	√	√	√	√	x	x	√	x
#5/ECN2	√	√	√	√	x	x	√	x
#6/ECN3	√	√	√	√	x	x	√	x
#7/CIEP	x	x	x	x	x	x	x	√
#8/EDN	x	(√)	√	x	x	x	¹⁾	x
#9/FE	√	√	√	x	√	x	√	√
#10/KEMA	x	√	√	x	√	√	√	√
#11/PLEF	√	√	√	√	√	x	(√)	√
#12/RegTrans	x	√	√	√	√	x	√	√
#13/G4S	x	√	x	√	x	x	x	x
#14/TenneT1	√	x	x	x	x	x	x	x
#15/TenneT2	x	x	x	x	x	x	x	x

¹⁾ Komen in het rapport wel aan de orde, maar alleen in kwalitatieve zin.

A.2 Modeluitgangspunten

Een volgend onderscheid betreft de specifieke uitgangspunten die in het model zijn gehanteerd. Deze hebben te maken met welke effecten in het model zijn opgenomen alsmede op welke wijze de schattingen hiervoor zijn gemaakt:

➤ Vraagontwikkeling

- *Ontkoppeling economische groei en vraagontwikkeling t.g.v. besparing:* Een belangrijke input in de modellen is de geschatte Nederlandse vraag naar elektriciteit in 2020³³. Deze kan bijvoorbeeld geschat worden op basis van de economische groei of op basis van extrapolatie van de historische belasting. In de kolom wordt aangegeven of de vraagontwikkeling in het model hiervan ontkoppeld is (wat een modelmatige representatie vormt van het uitvoeren van een actief besparingsbeleid door de overheid).

³³ Als de studie op een ander jaar betrekking heeft dan 2020, leze men hiervoor het betreffende zichtjaar. Een overzicht hiervan is in Tabel 17 opgenomen.

Tabel 15. Overzicht van enkele modeluitgangspunten voor de onderzochte studies.

	Vraagontwikkeling			Ontwikkeling productievermogen					Transportcapaciteit
	Ontkoppeling economische groei en vraagontwikkeling t.g.v. besparing	Verminderde vraaggroei t.g.v. economische crisis	Extra vraaggroei t.g.v. warmtepompen en elektrisch vervoer	Reductie van nieuwbouw t.o.v. opgave producenten	Afmove- ring van bestaande eenheden	Ontwikkeling productie vermogen in NWE markt	Verdiscontering uitstel uitfasering kernenergie in Duitsland	Verdiscontering van capaciteits- en reserve factoren	Voorziene uitbreiding interconnectiecapaciteit
#1/AER1	√	nee	nee	nee	√	?	?	nee	√
#2/AER2	nee	nee	√	n.v.t.	nee	nee	nee	?	√
#3/CE	√	√	√	√	√	(√)	nee	nee	√
#4/ECN1	√	nee	√	√	√	Conform EU baseline studies met beperkte aanpassing	nee	√	Alleen verbindingen in aanbouw
#5/ECN2	√	nee	√	√	√		√	√	
#6/ECN3	√	<i>in scen. SB ?</i>	√	√	√		nee	√	
#7/CIEP	√	nee	√	cijfers ontleend aan IEA				nee	(√)
#8/EDN	nee	(√)	nee	cijfers ontleend aan TenneT ¹⁾				nee	√
#9/FE	nee	√	nee	√	√	√	√	√	√
#10/KEMA	nee	√	nee	cijfers ontleend aan UCTE ²⁾				√	√
#11/PLEF	nee	nee	nee	√	Voor zover bekend	√	nee	√	√
#12/Reg Trans	√	nee	√	cijfers ontleend aan UCTE				√	√
#13/G4S	n.v.t.			onbekend		nee	n.v.t.	nee	nee
#14/TenneT1	nee	√	nee	√	√	nee	nee	√	√
#15/TenneT2	nee	√	√	nee	√	nee	nee	nee	√

¹⁾ Voor gepresenteerde cijfers over het Nederlandse productiepark. Voor de ontwikkeling van het buitenlandse park worden diverse bronnen gebruikt.

²⁾ Met uitzondering van het opgestelde windvermogen en de inschatting van de belasting in 2020.

- *Verminderde vraaggroei t.g.v. economische crisis*: Een tweede reden waarom de vraagontwikkeling in het komende decennium anders zou kunnen verlopen dan (eerder) verwacht, heeft te maken met het optreden van de economische recessie in 2008-2009. In deze periode is de elektriciteitsvraag in Nederland gedaald. In sommige rapporten is dit effect meegenomen, in andere niet (bijvoorbeeld omdat de modelberekeningen uit de tijd voor de crisis dateren).
- *Extra vraaggroei t.g.v. warmtepompen en elektrisch vervoer*: Tenslotte kan de elektriciteitsvraag ook beïnvloed worden door grootschalige implementatie van nieuwe technologieën zoals warmtepompen of elektrische auto's. Aangegeven is of deze ontwikkelingen specifiek worden genoemd in de context van de schatting van de elektriciteitsvraag in 2020.

➤ Ontwikkeling productievermogen

- *Reductie van nieuwbouw t.o.v. opgave producenten*: Van groot belang is vanzelfsprekend de wijze waarop de omvang van het productievermogen in 2020 wordt ingeschat. Als dit gebeurt op basis van opgaven van producenten, leidt dit gemakkelijk tot een overschatting van het

- opgestelde vermogen (omdat de ervaring leert dat niet alle bouwplannen worden gerealiseerd). Aangegeven wordt of de productiegegevens hiervoor (op enigerlei wijze) zijn gecorrigeerd.
- *Amovering van bestaande eenheden*: Een grote onbekende bij de bepaling van het opgestelde productievermogen betreft de omvang van het te amoveren vermogen (vanwege het bereiken van het einde van de technische levensduur of om economische redenen). Aangegeven is of in de studie hiervoor een schatting is gemaakt.
 - *Ontwikkeling productie vermogen in NWE markt*: Een soortgelijke analyse naar de ontwikkeling van het productievermogen in de periode tot 2020 moet plaatsvinden voor de omringende landen. Ook daar wordt een deel van het bestaande vermogen geamoveerd en is sprake van forse aangekondigde nieuwbouw. Aangegeven is in hoeverre in de studies hiervoor schattingen zijn gemaakt.
 - *Verdiscontering uitstel uitfasering kernenergie in Duitsland*: Een bijzonder punt betreft het Duitse (en Belgische) beleid omtrent de uitfasering van kernenergie. Op basis van dit voorgenomen beleid zijn door grote producenten investeringen in vervangend conventioneel vermogen aangekondigd. Echter, de voorgenomen Duitse ‘Atomausstieg’ is op dit moment weer onzeker.³⁴ Aangegeven is in hoeverre de verwachte effecten van het *uitstel* van de uitfasering van kernvermogen in de modeldata zijn verwerkt.
 - *Verdiscontering van capaciteits- en reservefactoren*: Productiemiddelen zijn niet altijd beschikbaar. Productiemiddelen die afhankelijk zijn van stromingsbronnen (zoals windturbines) hebben een relatief lage bedrijfstijd. Maar ook thermische eenheden zijn vanwege onderhoud of storing niet altijd beschikbaar. Om het geïnstalleerde vermogen om te rekenen naar een effectief beschikbaar vermogen moet met deze capaciteitsfactor rekening worden gehouden. Daarboven is het voor de systeemstabiliteit van belang dat meer productievermogen beschikbaar is dan de (piek)vraag. Dit vormt de zogenaamde reservefactor. Aangegeven is of in het model met één of beide factoren rekening is gehouden.
- **Transportcapaciteit**
- *Voorziene uitbreiding interconnectiecapaciteit*: Bij de bepaling van de internationale uitwisselingen is de beschikbare transportcapaciteit van groot belang. Aangegeven is in hoeverre hierbij rekening is gehouden met voorziene nieuwe internationale transportverbindingen zoals de verbinding Doetinchem-Niederrhein en de geplande onderzeese gelijkstroomkabels naar Engeland (BritNed), Denemarken (Cobra) en Noorwegen (NorNed-II).

A.3 Relevante invoer en uitvoer

Behalve gegevens over de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit en het opgestelde vermogen zijn nog andere aspecten van belang. Een aantal hiervan worden in Tabel 17 weergegeven.

➤ **Zichtjaar**

Onder het zichtjaar wordt het jaar verstaan waarop de studie betrekking heeft en (in voorkomende gevallen) de analyses zijn gedaan.

➤ **Invoer**

- *Inschatting capaciteitsontwikkeling*: Aangegeven is in hoeverre de ontwikkeling van het opgestelde vermogen een invoerparameter voor de studie was.
- *Inschatting vraag ontwikkeling*: Aangegeven is in hoeverre de vraagontwikkeling een invoerparameter voor de studie was.

³⁴ In navolging van Oostenrijk (1978), Zweden (1980), Italië (1987) en België (1999) kwam de Duitse rood-groene Bondsregering in 2000 met de vier grote producenten (E.ON, EnBW, RWE en HEW, tegenwoordig: Vattenfall Europe) overeen dat het nucleair vermogen versneld zou worden gesloten. Sinds 2005 is er evenwel gediscussieerd over een *Ausstieg aus dem Ausstieg*. In september 2009 kondigde de nieuw aangetreden regering Merkel II uiteindelijk definitief aan dat de levensduur van het Duitse nucleaire park toch weer verlengd zou worden. Op welke centrales dit betrekking heeft, en met hoeveel jaar de levensduur verlengd gaat worden, is echter vooralsnog onduidelijk gebleven.

- *Variatie brandstofprijzen:* De modeluitkomsten zijn afhankelijk van aannames over de brandstofprijzen. Deze zijn immers in hoge mate bepalend voor de marginale productiekosten van elektriciteit door de verschillende typen eenheden en bepalen dus voor een groot deel de *merit order*. Aangegeven is in hoeverre de brandstofprijzen (olieprijs, gasprijs, kolenprijs) in de studie zijn gevarieerd om het effect hiervan op de brandstofmix te onderzoeken.
- *Variatie CO₂-prijs:* Aangegeven is in hoeverre de CO₂-prijs is gevarieerd om het effect hiervan op de brandstofmix te onderzoeken.

➤ **Uitvoer**

- *Analyse brandstofmix (TWh):* Aangegeven is of de studie een uitspraak doet over de brandstofmix in 2020 (voor alle verschillende soorten productiemiddelen of een deel daarvan).
- *Effect op elektriciteitsprijs:* Aangegeven is of de studie een uitspraak doet over de (verwachte) elektriciteitsprijs in 2020.
- *Effect op in- en export:* Aangegeven is of de studie een uitspraak doet over verwachte elektriciteitsimporten naar of -exporten vanuit Nederland in 2020.

Tabel 16. Overzicht van het zichtjaar en relevante invoer en uitvoer van de modellen waarop de onderzochte studies (in meer of mindere mate) zijn gebaseerd.

	Zichtjaar	INVOER				UITVOER		
		Inschatting capaciteitsontwikkeling	Inschatting vraagontwikkeling	Variatie brandstofprijzen	Variatie CO ₂ -prijs	Analyse brandstofmix (TWh)	Effect op elektriciteitsprijs	Effect op in- en export
#1/AER1	2020 en 2040	√	√	nee	nee	√	nee	nee
#2/AER2	2020 en 2050	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee
#3/CE	2020	√	√	nee	nee	nee	nee	nee
#4/ECN1	2020	√	√	√	nee	√	√	√
#5/ECN2	2020	√	√	√	nee	√	√	√
#6/ECN3	2020, 2030 en 2040	√	√	nee	Niet voor 2020, wel daarna	√	√	√
#7/CIEP	2020-2030	nee	nee	nee	nee	nee	nee	nee
#8/EDN	2015-2025?	√	√	nee	nee ¹⁾	√	nee	nee
#9/FE	2020	√	√	√	√	√	√	√
#10/KEMA	2020	√	√	nee	nee	√	√	√
#11/PLEF	2015	√	√	nee	nee	nee	√	√
#12/RegTrans	2020	√	√	√	√	√	√	√
#13/G4S	2030	√	√	?	√	√	?	?
#14/TenneT1	2016 en 2024	√	√	nee	nee	nee	nee	√
#15/TenneT2	2016	√	√	nee	nee	nee	nee	(√)

¹⁾ Verwacht wordt dat de CO₂-prijsontwikkeling in de komende 10-15 jaar niet van wezenlijke invloed zal zijn op de investeringsbeslissing voor duurzame energieprojecten.

A.4 Geanalyseerde effecten

Tenslotte verschillen de studies in de aard van de effecten die zij benoemen en signaleren. Zulke analyses kunnen het hoofddoel van de studie vormen of een onbedoeld resultaat representeren (in de zin dat de studie hiervoor niet in eerste instantie is opgezet maar het effect wel werd gesignaleerd). Bepalend bij de tabel is in hoeverre de betreffende studies een uitspraak over het betreffende aspect doen (en dus niet of verwacht wordt dat het effect daadwerkelijk optreedt).

- **Analyse *curtailment* van windvermogen tijdens dal**
Aangegeven wordt of de studie melding maakt van het (al dan niet) optreden van verplichte vermindering ('*curtailment*') van windvermogen omdat de elektriciteitsvraag zodanig laag is (en de exportmogelijkheden zodanig beperkt) dat teveel elektriciteit wordt geproduceerd door windparken en *must-run* vermogen.
- **Analyse verdringing WKK door windproductie**
Aangegeven wordt of de studie melding maakt van het verminderen van de output van warmtekrachteenheden ten gevolge van een hoge productie van windvermogen (en *must-run* vermogen) in combinatie met een lage vraag naar elektriciteit.
- **Analyse energiebesparing door meer WKK**
Aangegeven wordt of de studie voor wat betreft warmtekrachteenheden breder kijkt dan alleen de elektriciteitslevering. Concreet gaat het hierbij om de besparing van brandstoffen door de restwarmtebenutting bij WKK.
- **Melding lage marktprijs t.g.v. dalprobleem**
Aangegeven wordt of de studie melding maakt van lage marktprijzen ten gevolge van het optreden van een hoge windproductie in combinatie met *must-run* vermogen en een lage vraag naar elektriciteit (het zogenoemde 'dalprobleem').
- **Melding negatieve marktprijs t.g.v. dalprobleem**
Aangegeven wordt of de studie melding maakt van negatieve marktprijzen ten gevolge van het optreden van een hoge windproductie in combinatie met *must-run* vermogen en een lage vraag naar elektriciteit (het zogenoemde 'dalprobleem').
- **Analyse behoefte aan elektriciteitsopslag**
Aangegeven wordt of de studie de behoefte aan additionele opslagmogelijkheden voor elektriciteit op enigerlei wijze (kwalitatief of kwantitatief) in de analyse betreft.
- **Inschatting niet-marktconformiteit duurzame energie**
Aangegeven wordt of de studie een uitspraak doet over de niet-marktconformiteit van de productie van duurzaam opgewekte elektriciteit (wat in de meeste studies gerelateerd wordt aan de hoge kosten van zulke productiemethoden in combinatie met de lage verwachte marktprijs).
- **Analyse over flexibiliteit van het systeem**
Aangegeven wordt of de studie een uitspraak doet over de mogelijkheid van het elektriciteitssysteem om voldoende flexibiliteit te leveren om de fluctuaties ten gevolge van vanuit stromingsbronnen opgewekte elektriciteit te kunnen opvangen.

Tabel 17. Overzicht van enkele (impliciet of expliciet) verrichte analyses in de onderzochte studies.

	Analyse curtailment van windvermogen tijdens dal	Analyse verdringing WKK door windproductie	Analyse energiebesparing door meer WKK	Melding lage marktprijs t.g.v. dalprobleem	Melding negatieve marktprijs t.g.v. dalprobleem	Analyse behoefte aan elektriciteitsopslag	Inschatting niet-marktconformiteit duurzame energie	Analyse over flexibiliteit van het systeem
#1/AER1	√	√	√	√		√	√	(√)
#2/AER2	√	√				√		√
#3/CE	√			√	√		√	(√)
#4/ECN1			√	√				
#5/ECN2				√				(√)
#6/ECN3				√		(√)		(√)
#7/CIEP				√	√			√
#8/EDN				√	√		√	√
#9/FE	√	√		√	¹⁾	√		√
#10/KEMA	√	√		√	√			√
#11/PLEF								√
#12/RegTrans		√	√				(√)	√
#13/G4S			√					√
#14/TenneT1	<i>Analyse beperkt tot mogelijkheid om met binnenlands vermogen in de piekvraag te voorzien</i>							
#15/TenneT2	<i>Analyse gericht op het beoordelen van de (nationale) transportcapaciteit</i>							

¹⁾ Niet kwantitatief beoordeeld, maar wel als aanbeveling genoemd.