



30920572-Consulting 10-0198

**Integratie van windenergie in het
Nederlandse elektriciteitsysteem in de
context van de Noordwest Europese
electriciteitmarkt**

Eindrapport

Arnhem, 12 april 2010

Auteurs: E. Benz, C. Hewicker, N. Moldovan, G. Stienstra, W. van der Veen

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken

auteur : G.J. Stienstra	2010-04-12	beoordeeld : W. van der Veen	2010-04-12
B 84 blz. 5 bijl. MS		goedgekeurd : C. Hewicker	2010-04-12



Het Ministerie van Economische Zaken is auteursrechthebbende van dit rapport

KEMA Nederland B.V. heeft in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken dit onderzoek uitgevoerd en de bevindingen in dit rapport vastgelegd.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijv. een PDF bestand) en de originele door KEMA verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

KEMA Nederland B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, toekomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

INHOUD		blz.
1	Introductie	10
1.1	Opdrachtomschrijving	10
1.2	Context	11
1.3	Hoofdvragen	11
2	Marktwerving	12
2.1	Prijsvorming in de elektriciteitsmarkt	12
2.2	Elektriciteitsproductie-eenheden	15
2.2.1	Marginale kosten versus variabele kosten en integrale kosten	16
2.2.2	Negatieve marktprijzen	18
2.3	Reservevermogen	19
2.4	Interconnectie (transmissie) capaciteit	20
3	Aanpak en methodologie van de marktsimulatie	21
3.1	Het simulatiemodel PLEXOS	21
3.2	Marktwerving in een perfecte markt	21
3.3	Aannames	22
4	Scenario's	25
4.1	Basisscenario	27
4.2	Scenario 1- algemene scenario's	28
4.3	Scenario 2 - flexibiliteit van het energiesysteem	28
4.4	Scenario 3 - minder kolencapaciteit	29
4.5	Scenario 4 - overige scenario's	32
5	Resultaten marktwerving volgens simulaties	33
5.1	Algemene resultaten en discussie	33
5.2	Elektriciteitsproductiekosten	34
5.3	Brandstofverbruik en CO ₂ emissie	35
5.4	Elektriciteitsprijzen en marginale systeemkosten	37
5.4.1	Jaargemiddelde kosten voor 2020	38
5.4.2	De invloed van windenergie	39
5.4.3	De invloed van de brandstofmix	42
5.5	Impact van wind op WKK en kolen inzet	44
5.6	Import en export	48
5.7	De inzet van de kolencentrales	50

6	Conclusies	51
6.1	Voornaamste aannames.....	51
6.2	Conclusies	52
7	Appendices	55
7.1	Aanpak en modelering.....	55
7.1.1	Het simulatiemodel PLEXOS.....	55
7.1.2	Marktwerving in een perfecte markt.....	56
7.1.3	De aannames voor het Noordwest Europese marktmodel	58
7.2	Aanbodcurven.....	67
7.3	Brandstofmix in detail	71
7.4	Analyse van flexibiliteit van Nederlandse WKK eenheden	75
7.5	Begrippenlijst	83

MANAGEMENT SAMENVATTING

Opdracht omschrijving

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken heeft KEMA onderzoek gedaan naar de integratie van grote hoeveelheden windenergie in het Nederlandse elektriciteitsysteem in de context van een Noordwest Europese elektriciteitsmarkt, voor het jaar 2020. Energie uit wind wordt gezien als een grote potentiële bron van duurzame elektriciteit en kan een aanzienlijke bijdrage leveren aan het verwezenlijken van Nederlandse en Europese doelstellingen voor CO₂ emissiereductie en duurzame elektriciteit. Windenergie heeft de eigenschap dat de hoeveelheid elektriciteit die in het systeem moet worden geabsorbeerd sterk kan variëren in de tijd, omdat het soms wel en soms niet waait en omdat de precieze hoeveelheid wind onvoorspelbaar is. Dit maakt dat wind, met name in grote hoeveelheden, een impact heeft op het elektriciteitsysteem.

Met deze studie wordt een bijdrage geleverd aan de beantwoording van de vragen die centraal staan in het EZ-project "Brandstofmix". In het bijzonder behandelt deze studie de volgende aspecten:

- het vermogen om grote hoeveelheden windenergie in het Nederlandse energiesysteem te combineren met het gebruik van WKK
- de impact op de elektriciteitskosten
- de invloed op CO₂ emissies en brandstofverbruik
- de samenhang tussen de elektriciteitsproductie van WKK eenheden, windparken en kolengestookte centrales

Aanpak

In deze studie is het Nederlandse elektriciteitsysteem gesimuleerd, in samenhang met de totale regionale elektriciteitsmarkt in Noordwest Europa, voor het jaar 2020. De uitgevoerde simulaties zijn gebaseerd op perfecte competitie met de marginale kostprijs van de productie eenheden als biedprijs in de elektriciteitsmarkt. Hiertoe is gebruik gemaakt van een chronologisch productiesimulatiemodel (PLEXOS), dat rekening houdt met de dynamische bedrijfsvoering en beperkingen van de elektriciteitscentrales en het transmissienet. Deze aanpak is een goede benadering van de inzet van opwekkingseenheden in de individuele landen en de resulterende netwerkstromen tussen verschillende markten als ook binnen enkele van de grotere landen.

Om de eerdergenoemde aspecten te kunnen analyseren is allereerst een basisscenario geformuleerd met een aantal veronderstellingen omtrent de verwachte structuur en omvang van de elektriciteitsvoorziening in 2020.

De belangrijkste aannames in het basisscenario zijn:

1. De aannames ten aanzien van productiecapaciteit (zowel duurzaam als conventioneel) en vraag naar elektriciteit in Nederland en de ons omringende landen zijn hoofdzakelijk gebaseerd op recente inschattingen van de UCTE¹.
2. In afwijking van de UCTE-inschatting wordt voor de elektriciteitsvraag in Nederland uitgegaan van 130 TWh² en van opgesteld windvermogen van 12 GW³.
3. In 2020 is het overgrote deel van het opgestelde WKK-vermogen flexibel inzetbaar, omdat verondersteld wordt dat voor de meeste toepassingen alternatieve warmtebronnen beschikbaar zijn en het al dan niet inzetten van WKK een economische afweging is. Van het totaal opgesteld WKK-vermogen in 2020 ter grootte van 18,6 GW wordt in het basisscenario verondersteld dat 1.800 MW niet flexibel inzetbaar is en dus moet draaien, de zogenaamde "must-run" capaciteit.
4. Terwijl het simulatiemodel rekening houdt met regionale *loadflows* en netbeperkingen, houdt het geen rekening met potentiële netbeperkingen binnen de meeste landen, maar veronderstelt het voldoende vervoercapaciteiten binnen elk netwerkgebied.

Om de gevoeligheid van de resultaten voor de aannames in kaart te brengen is naast het basisscenario tevens een aantal varianten onderzocht. Het ging daarbij om:

- een variant met meer en een variant met minder conventioneel vermogen in Nederland.
- twee scenario's met minder windvermogen in Nederland (9 GW en 6 GW)
- twee scenario's waarbij het "must-run" aandeel van WKK in 2020 hoger ligt (3.000 MW en 6.000 MW must-run)
- een scenario om de effecten van het uit bedrijf nemen van (oud) kolenvermogen in kaart te brengen (25 GW minder kolen in alle beschouwde landen, waarvan 7,3 GW in Nederland)
- een scenario zonder Duitse "Kernaustieg". In dit scenario blijft het totaal opgesteld vermogen gelijk, omdat verondersteld wordt dat het in bedrijf houden van Duitse kerncentrales een omgekeerd effect heeft op het overig conventioneel vermogen.
- een scenario met een hogere vraag in 2020 (146 TWh in plaats van 130 TWh).

De resultaten van de simulaties zijn in detail beschreven in hoofdstuk 5. Hieronder vatten wij de belangrijkste resultaten samen.

¹ UCTE System Adequacy Forecast (SAF), Scenario B (december 2008)

² Deze aanname wordt door ECN en PBL gehanteerd in hun binnenkort te publiceren nieuwe referentieramingen.

³ Conform de beleidsinzet van het Kabinet zoals onder meer geformuleerd in de brief aan de Tweede Kamer van 19 april jl.

Belangrijkste resultaten

1. 12 GW wind in 2020 is inpasbaar in het elektriciteitsysteem.

In het basisscenario is het mogelijk om 12 GW windenergie in het elektriciteitsysteem te integreren zonder dat dit leidt tot het niet kunnen benutten van elektriciteit uit wind (zogenaamde wind *curtailment*). Slechts 0,01% van de totale productie zal verloren gaan door het terugregelen van windproductie. Ook bij scenario's met minder flexibel WKK-vermogen, ofwel een hoger aandeel must-run, zal vrijwel de volledige hoeveelheid elektriciteit uit windenergie worden benut. In het scenario met 6.000 MW must-run zal 1,55% van de potentiële windproductie niet worden benut. Zie sectie 5.5.

2. CO₂-emissies in Nederland dalen bij toename van het opgesteld windvermogen.

De specifieke CO₂-emissie als gevolg van de elektriciteitsproductie in Nederland daalt bij een toename van het opgestelde windvermogen⁴. In het basisscenario met 12 GW wind gaat het om een emissie van 334 g/kWh, terwijl het in de scenario's met 9 GW en 6 GW wind om respectievelijk 363 en 395 g/kWh. Hierbij is rekening gehouden met het feit dat conventionele centrales vaker in deellast en daardoor minder efficiënt draaien. Voor zover dat WKK-vermogen betreft, is het eventuele extra inzetten van warmteketels niet gemodelleerd. Zie sectie 5.3.

3. De gemiddelde marginale kosten dalen bij toename van het opgesteld windvermogen.

In een optimaal werkende markt zal de marktprijs van elektriciteit bepaald worden door de marginale kosten van de duurste productie-eenheid die op enig moment wordt ingezet. Wanneer we het basisscenario met 12 GW wind vergelijken met de scenario's met 9 GW en 6 GW wind, dan blijkt dat de jaargemiddelde marginale kosten in de twee scenario's met minder wind resp. 8% en 14% hoger liggen. Hieruit mag niet worden geconcludeerd dat een scenario met meer wind in totaal goedkoper is dan een scenario met minder wind. Investeringskosten en vaste kosten zijn bijvoorbeeld niet meegenomen, omdat deze niet relevant zijn voor de hoogte van de marginale kosten. Aan de andere kant zijn vaste kosten natuurlijk wel bepalend voor de totale kosten van de betreffende scenario's⁵. Zie sectie 5.2.

⁴ We merken hierbij op dat voor de totale Europese CO₂-uitstoot het ETS-plafond bepalend is. Reductie in een bepaald land leidt waarschijnlijk tot handel over de grens en niet tot echte vermindering van de uitstoot in Europa.

⁵ Voor een verdere toename van de hoeveelheid wind blijft het gelet op de totale kosten van wind noodzakelijk om investeringen in wind op de één of andere manier te stimuleren.

4. WKK zal minder worden ingezet bij toename van het opgesteld windvermogen.

Windenergie heeft lage marginale kosten en zal daarom in zijn algemeenheid eerder worden ingezet dan eenheden met hogere marginale kosten, zoals kolengestookt vermogen, WKK-vermogen en overig gasgestookt vermogen. Dit betekent dat naarmate er meer windenergie wordt geproduceerd de draaiuren van genoemde eenheden zullen dalen. Daarbij is vooral het effect op WKK interessant gelet op het feit dat het hier in principe om een efficiënte manier van elektriciteit- en warmteproductie gaat. Een indicatie van dit effect wordt gevormd door de warmteproductie met behulp van WKK in de verschillende scenario's. De simulaties laten zien dat de productie van warmte uit WKK lager is dan wat potentieel mogelijk is en dat dit effect toeneemt naarmate er meer windvermogen opgesteld is. In het scenario met 6 GW aan windcapaciteit gaat het om circa 9% minder warmte, terwijl het in het scenario met 12 GW wind om circa 14% minder warmte uit WKK gaat. Zie sectie 5.5.

5. Effect van meer windvermogen op draaiuren en rentabiliteit van nieuwe en bestaande kolencentrales.

Uit de simulaties blijkt dat een groot deel van de conventionele installaties in de verschillende scenario's in 2020 een relatief lage inzet heeft (weinig draaiuren). Dit heeft effect op de economische rentabiliteit van deze eenheden. In deze studie hebben we dit effect gezien voor nieuwe en bestaande kolencentrales in Nederland en de ons omringende landen. Daarbij is de economische levensvatbaarheid van een nieuwe of bestaande kolencentrale afgeschat door te kijken of de operationele inkomsten de investeringskosten kunnen dekken. In het algemeen geldt dat kapitaalsintensieve centrales, zoals kolencentrales een aanzienlijk aantal draaiuren per jaar moeten hebben om winstgevend te zijn.

Een laag aantal draaiuren kan erop wijzen dat er geen businesscase voor een nieuwe installatie is of dat bestaande eenheden, die veelal een lagere efficiency hebben, uit bedrijf kunnen worden genomen. Een van de scenario's (scenario 3) behandelt daarom het effect van een significant lager aandeel kolen (basislastvermogen) in de brandstofmix. Deze aanvullende simulaties wijzen erop dat een significante vermindering van beschikbare (kolengestookte) capaciteit in Nederland en de omringende landen nodig is om een aantal draaiuren voor kolenvermogen te verkrijgen dat normaal geacht wordt voor basislastvermogen en waarmee voldoende economische rentabiliteit zou kunnen worden verkregen. In deze aanvullende simulaties is maximaal 25 GW minder kolenvermogen opgesteld dan in het basisscenario, waarvan 7,3 GW in Nederland.

Deze observatie moet met de nodige voorzichtigheid worden gelezen. Ten eerste is de elektriciteitsmarkt als een perfecte markt gemodelleerd wat veelal leidt tot onderschatting van de marktprijzen. Bovendien richten de uitgevoerde simulaties zich niet op het doorrekenen van individuele businesscases en zijn derhalve niet geschikt om conclusies over die businesscases te trekken. Niettemin lijkt het logisch dat het introduceren van veel windvermogen met lage marginale kosten de marktprijzen onder druk zet. Zonder tegenkrachten kan dit, samen met het lagere aantal draaiuren, leiden tot een lagere rentabiliteit van productievermogen.

De mogelijke lagere rentabiliteit van (basislast)vermogen noopt tot nadere analyse van de toekomstige markt en de samenstelling van het productiepark waarbij onderzocht zou kunnen worden welke tegenkrachten zouden kunnen leiden tot verbetering van deze rentabiliteit. Nader onderzoek naar de mogelijke gevolgen voor de marktpartijen van de introductie van zeer veel windvermogen en onderzoek naar een optimale samenstelling van het productiepark met veel wind wordt daarom aanbevolen.

1 INTRODUCTIE

Het Ministerie van Economische Zaken heeft aan KEMA gevraagd onderzoek te doen naar de "Integratie van grote hoeveelheden windenergie in het Nederlandse elektriciteitsysteem in de context van een Noordwest Europese (hierna: NWE) elektriciteitsmarkt". KEMA heeft onderzocht wat de mogelijkheden in Nederland zijn om grote hoeveelheden windenergie op te nemen voor het jaar 2020.

Dit hoofdstuk bespreekt de onderzoeksvragen, de context waarbinnen deze studie is uitgevoerd en geeft een overzicht van hoofdaannames in de studie. In sectie 1.1 wordt de opdracht voor deze studie omschreven, de context waarin deze studie is uitgevoerd staat in sectie 1.2. Vervolgens zijn in sectie 1.3 de hoofdvragen van de studie besproken.

1.1 Opdrachtomschrijving

Extra windenergie in het Nederlandse en NWE elektriciteitsystemen zullen van invloed zijn op de elektriciteitsprijs en de economische levensvatbaarheid van de conventionele productiecentrales. Deze invloeden worden onderzocht met behulp van simulatiemodellen. Hierbij moet rekening gehouden worden met de reservebehoefte van de elektriciteitsystemen, het "*must run*" deel van de warmtekrachteenheden en de technische beperkingen van het elektriciteitsnet.

Marktmodellering in de NWE context maakt het mogelijk om grensoverschrijdende effecten van windenergie mee te nemen. Een concreet voorbeeld hiervan is de mogelijkheid om ruimte te creëren voor windenergie door export van elektriciteit. Door ook de omringende landen nauwkeurig te modelleren kan deze mogelijkheid goed worden onderzocht. Op veel momenten zal de mogelijkheid voor export van windenergie beperkt zijn. Als het in Nederland hard waait, dan is dit in de omringende regio's ook het geval. Effecten van wind integratie zijn daardoor (deels) grensoverschrijdend. Import en export van elektriciteit in Nederland zijn dan ook sterk afhankelijk van wat er in omringende landen gebeurt.

Dit onderzoek omvat een kwalitatieve omschrijving van de marktwerking in Nederland en een kwantitatieve analyse, op basis van simulaties, van het Noordwest Europese elektriciteitsysteem. De kwalitatieve analyse van de marktwerking in Nederland wordt besproken in hoofdstuk 2 en bevat een korte omschrijving van de verschillende marktplaatsen in Nederland, de prijsvorming met prijsniveaus en hun variaties, en de factoren die de prijsvorming beïnvloeden. In hoofdstuk 3 wordt de aanpak van de kwantitatieve analyse omschreven evenals de aannames en gegevens die gebruikt worden voor de simulaties. Hoofdstuk 4 bevat een overzicht van de scenario's en hun omschrijving.

De resultaten van de simulaties en de analyse daarvan zijn opgenomen in hoofdstuk 5. Hoofdstuk 6 beschrijft de conclusies van deze studie.

1.2 Context

In een bredere context kan deze studie een bijdrage leveren aan (beleids)discussies rond energie, elektriciteit, duurzaamheid, CO₂ en energiebesparing in Nederland, zoals die bijvoorbeeld spelen omtrent het programma Schoon en Zuinig. De integratie van grote hoeveelheden wind in het elektriciteitsysteem speelt hierin op verschillende manieren een rol.

1.3 Hoofdvragen

Met deze studie wordt een bijdrage geleverd aan de beantwoording van de vragen die centraal staan in het EZ-project "Brandstofmix". In het bijzonder behandelt deze studie de volgende aspecten:

- het vermogen om grote hoeveelheden windenergie in het Nederlandse energiesysteem te combineren met het gebruik van WKK
- de invloed op de elektriciteitskosten
- de invloed op CO₂ emissies en brandstofverbruik
- de samenhang tussen de elektriciteitsproductie van WKK eenheden, windparken en kolengestookte centrales.

In deze studie zijn volgende zaken niet onderzocht:

- de 'optimale brandstofmix' voor de toekomst. De studie analyseert slechts het resultaat van verschillende scenario's, die zijn gekozen met het oog op de verwachte ontwikkeling van de nationale elektriciteitsysteem tot 2020 en de milieudoelstellingen van de Nederlandse overheid zoals hiervoor (sectie 1.2) besproken
- een modellering van de warmtevraag en de vraag naar warmte en elektriciteit samen en hoe WKK economisch en voor het milieu optimaal kan worden ingezet
- gedetailleerde kosten, opbrengsten en investeringsanalyse voor nieuwe (kolen) centrales.

2 MARKTWERKING

In dit hoofdstuk zullen de belangrijke aspecten van de huidige groothandelsmarkt voor elektriciteit in Nederland worden aangegeven, zoals de verschillende markten waar elektriciteit wordt verhandeld (ook marktplaatsen genoemd), de productie-eenheden en de *merit order*, het tot stand komen van de elektriciteitsprijs op basis van vraag en aanbod, het reservevermogen en de interconnectiecapaciteit.

In de Nederlandse elektriciteitsmarkt zijn de volgende marktplaatsen operationeel (in volgorde van verhandeld volume):

- de bilaterale markt waarop zowel korte (*spot* en *intra-day*) als lange termijn contracten worden verhandeld;
- Endex, voor een maand tot 2-3 jaar vooruit;
- OTC (over the counter) alle termijnen, voor transacties via een derde partij zoals een broker;
- APX (Amsterdam Power Exchange) *day-ahead* en de *intra-day* markt;
- TenneT (jaar reserve contracten en real-time transacties voor de systeembalans).

Bij de modellering in deze studie wordt uitgegaan van één marktplaats; de totale elektriciteitsvraag wordt ingekocht op de *day-ahead* markt (DAM) waar ook de totale productie wordt aangeboden. Dit is een vereenvoudigde benadering van de markt. In een goed werkende markt zullen de prijzen van de overige marktplaatsen veelal in de buurt liggen van de DAM. De nadruk van de bespreking van marktwerking ligt daarom in deze rapportage op de DAM.

2.1 Prijsvorming in de elektriciteitsmarkt

In 2008 is 24,8 TWh⁶ elektriciteit verhandeld op de *day-ahead* en *intra-day* markt in Nederland. Dit is ongeveer 22% van de totale productie van 108 TWh. De rest wordt via de OTC(bilateraal) en ENDEX verhandeld. Prijsvorming vindt op alle markten plaats door vraag en aanbod. De meest relevante elementen voor de prijsvorming in de groothandelsmarkt voor elektriciteit zijn:

- de omvang en samenstelling van het productiepark
- de elektriciteitsvraag in de tijd
- de brandstofprijzen met name voor olie, kolen en aardgas

⁶ Monitor groothandelsmarkten gas en elektriciteit 2009, Energiekamer Nederlandse Mededingingsautoriteit, Den Haag, november 2009.

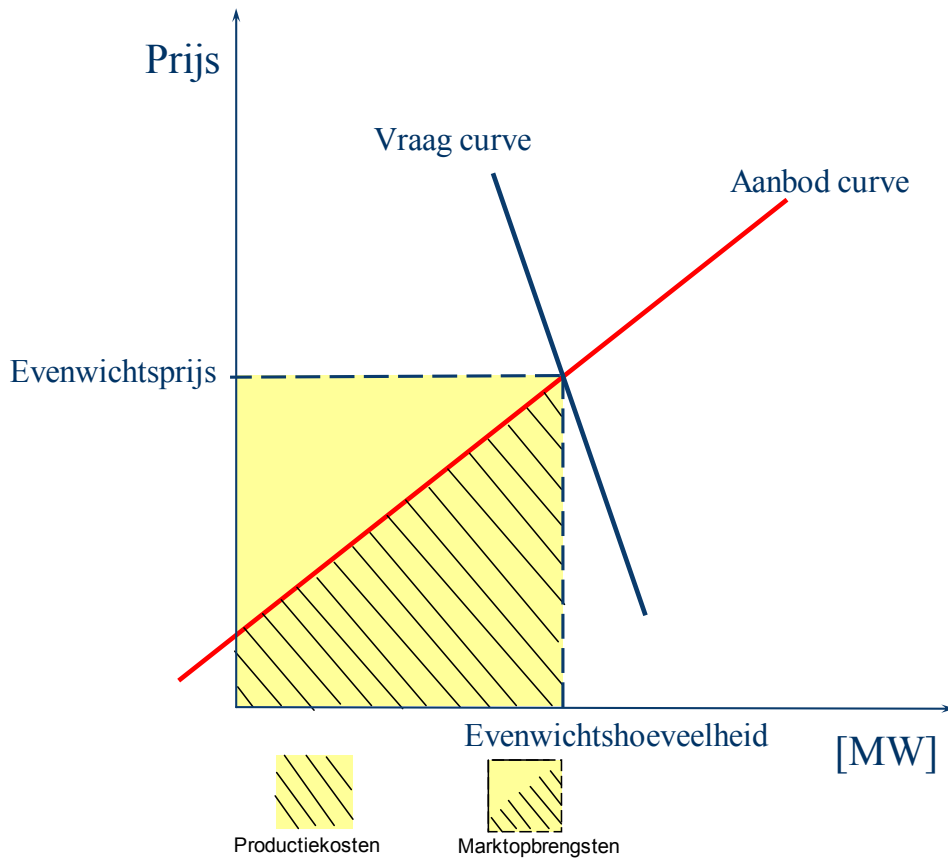
- de prijs voor CO₂ emissierechten
- interconnectiecapaciteit veilingen⁷ (*auctions*) en daarmee de prijsvorming in buurlanden en andere landen in Europa
- reservecapaciteit
- aantal spelers in de markt en portfoliosamenstelling van deze spelers
- mate van concurrentie en marktmacht.

Elk van de genoemde elementen beïnvloedt de biedingen van de marktspelers in de groothandelsmarkt. Het achterliggende principe van prijsvorming op basis van vraag- en aanbodcurven is in Figuur 1 grafisch op een vereenvoudigde wijze weergegeven.

Als iedere productie-eenheid wordt aangeboden volgens zijn marginale kosten ontstaat de zogenaamde aanbod- of *supply* curve. De aanbodcurve is samengesteld uit hetgeen opwekkers aanbieden en hoeft daarmee niet overeen te komen met de marginale kosten. Dit wordt verder toegelicht in sectie 2.2 waar de productie-eenheden worden besproken.

Daarnaast is er de veronderstelling dat van de afnemers van elektriciteit een vraag bekend is die, zoals in deze figuur, afhankelijk is van de prijs.

⁷ De prijzen voor interconnectie capaciteit worden bepaald door de elektriciteitsprijzen, niet andersom.



Figuur 1 Tot stand komen van de elektriciteitsprijs: vraag en aanbod

De evenwichtsprijs en –hoeveelheid ontstaan waar vraag- en aanbodcurve elkaar kruisen. Alle biedingen tot aan de evenwichtshoeveelheid worden gehonoreerd. Het gearceerde oppervlak representeert de totale opwekkosten en alle geproduceerde elektriciteit die wordt vergoed volgens de evenwichtsprijs of marktprijs. De totale marktopbrengsten zijn dan gelijk aan de evenwichtshoeveelheid maal de marktprijs (het gele oppervlak).

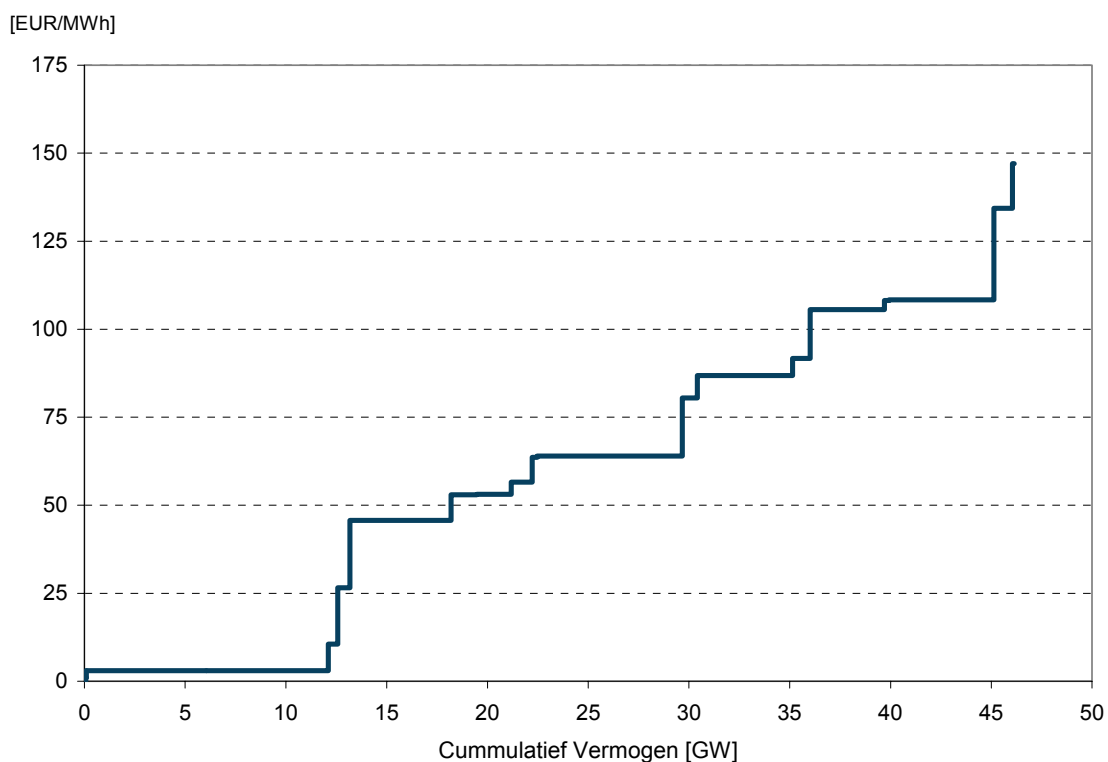
De samenstelling van de vraag- en aanbodcurve wordt bij bijvoorbeeld het handelsplatform APX ieder uur bepaald door vraag en aanbod in Nederland en in omliggende landen. De bijdrage van vraag en aanbod uit het buitenland wordt begrensd door de interconnectiecapaciteit. De vraagcurve is voor een groot deel niet of weinig elastisch. De aanbodcurve is sterk afhankelijk van de beschikbaarheid en de inzet van centrales.

In een perfecte markt zullen alle productie-eenheden tegen marginale kosten worden aangeboden. De gedachte hierachter is dat een producent bereid is zijn productie te verhogen als hij in ieder geval de kosten van die extra productie vergoed krijgt.

2.2 Elektriciteitproductie-eenheden

De aanbodcurve wordt voor ieder uur bepaald op basis van de samenvoeging van de biedprijs en het bijhorend vermogen. In een perfecte markt zullen de biedprijzen gelijk zijn aan de marginale kosten van eenheden.

In Figuur 2 is als voorbeeld de aanbodcurve gegeven van alle beschikbare eenheden in Nederland, met als biedprijs de marginale kosten van de eenheden, waarbij is aangenomen dat de marginale kosten gelijk zijn aan de variabele kosten bij vollast vermogen⁸. Het productiepark in 2020 is volgens de ENTSO-E brandstofmix opgave⁹ opgesteld.



Figuur 2 Aanbod curve van het productiepark in Nederland in 2020 (brandstofmix volgens ENTSO-E SAF 2008)

⁸ Opgemerkt wordt dat de wiskundige optimalisatie in het PLEXOS model gebaseerd is op marginale in plaats van variabele kosten. Deze marginale kosten variëren met het vermogen van de opwekeenheden.

⁹ UCTE System Adequacy Forecast 2008

De werkelijke aanbodcurve is afhankelijk van de verwachte omstandigheden van de markt, voor het uur dat wordt verhandeld. Marktomstandigheden verschillen van uur tot uur en van dag tot dag. Afhankelijk van de omvang van de marktvraag, de beschikbaarheid van eenheden en de marginale kosten van het inzetten van een centrale, zal de inzet van eenheden verschillen. Bij een hoge vraag is een centrale met hoge kosten de marginale centrale en bij een lage vraag is een centrale met relatief lage kosten de marginale centrale. Welke eenheid op enig uur de marginale centrale is, zal door de dag heen variëren.

In de getoonde aanbodcurve is aangenomen dat de marginale kosten gelijk zijn aan de variabele kosten bij vollast vermogen. In werkelijkheid zijn de marginale kosten afhankelijk van de toestand van de productie-eenheid. Om dit te begrijpen is meer inzicht nodig in het begrip marginale kosten. In de volgende sectie wordt daarom het begrip marginale kosten toegelicht en in verhouding gezet met variabele en integrale kosten.

2.2.1 Marginale kosten versus variabele kosten en integrale kosten

De marginale kosten zijn de kosten voor het leveren van een extra eenheid elektriciteit bijvoorbeeld één extra MWh. De marginale kosten hebben geen lineaire of vaste verhouding met de variabele kosten. Dit valt te concluderen uit de definitie van marginale kosten.

De marginale kosten (MK) voor het leveren van één extra MWh door een centrale die A MW produceert zijn gelijk aan:

$$MK = \underline{VK(A+1) * A+1 - VK(A)*(A)},$$

met:

VK(A) = Variabele kosten per MWh bij A MW

VK(A+1) = Variabele kosten per MWh bij A+1 MW

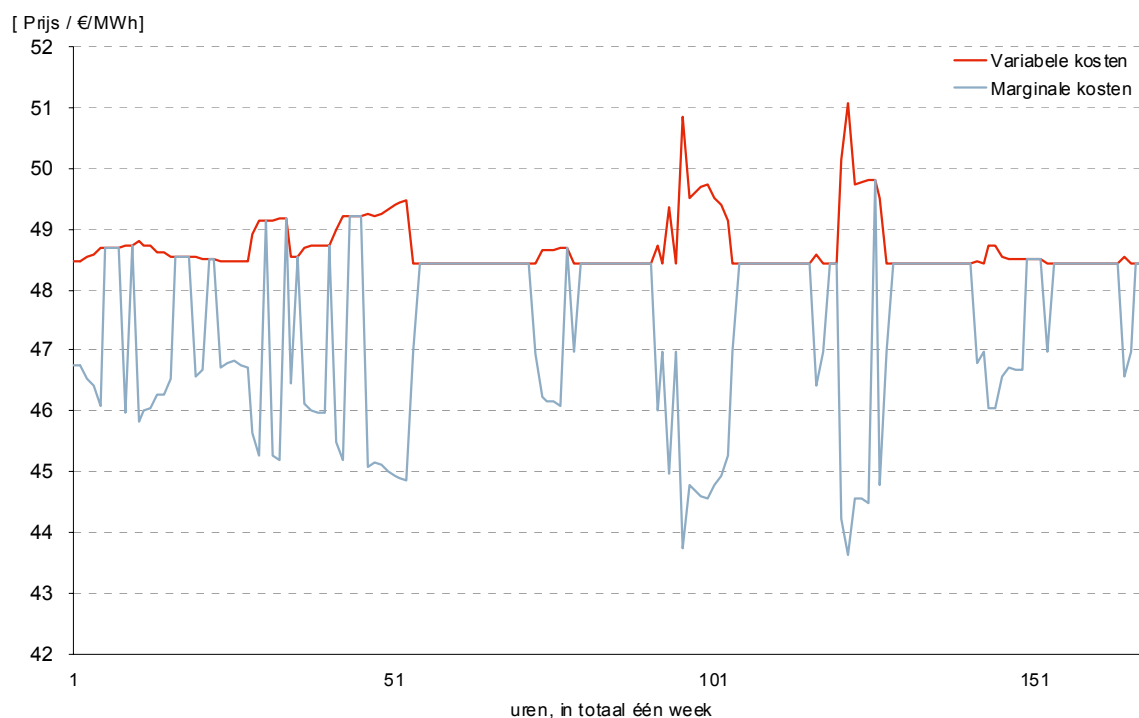
A = aantal MW die de centrale produceert

Een gasgestookte elektriciteitscentrale bijvoorbeeld van het type CCGT kan bijvoorbeeld 400 MW opwekken tegen de variabele kosten van 81,00 €/MWh, én indien de CCGT eenheid 1 MW extra wil produceren, namelijk 401 MW, dan zijn de variabele kosten 80,98 €/MWh. Volgens de formule van marginale kosten betekent dit dat de marginale kosten gelijk zijn aan:

$$MK = 80,98 \text{ €/MWh} * 401 \text{ MW} - 81,00 \text{ €/MWh} * 400 \text{ MW} = 72,98 \text{ €/MWh}.$$

Omdat bij een elektriciteitscentrale de variabele kosten regelmatig variëren wegens variaties in productievermogen, zijn de marginale kosten vaak niet gelijk aan de variabele kosten; de

marginale kosten kunnen lager of hoger zijn dan de variabele kosten. In Figuur 3 zijn de variabele versus de marginale kosten van een kolencentrale weergegeven voor het produceren van een extra MWh gedurende een zomerweek in 2020.



Figuur 3 Variabele kosten versus marginale kosten

De variabele productiekosten worden bepaald door de brandstofkosten, bedrijf- en onderhoudskosten en mogelijk door de prijs van CO₂-emissierechten. De hoogte van de brandstofkosten wordt weer bepaald door het productievermogen, de brandstofprijzen en het rendement. Onder andere doordat rendementen niet constant zijn, treedt verschil op tussen marginale kosten en variabele kosten.

De integrale kosten die een centrale heeft, zijn de variabele kosten plus de vaste kosten. De vaste kosten zijn de kapitaalskosten (rente, afschrijvingen) en vaste onderhoud- en operationele kosten. In een markt met een gunstige brandstofmix zullen deze vergoed worden uit de marktprijs met name in de uren met een hogere marktprijs. Indien de marktprijs te laag blijft om de integrale kosten te vergoeden, is de kans klein dat er nieuwe eenheden van desbetreffende type en brandstof gebouwd worden. Dit is bijvoorbeeld het geval in een markt waar overcapaciteit is. In een dergelijke situatie is dit een juist signaal van de markt, er is immers geen extra vermogen nodig.

Bij toename van duurzaam vermogen met hoge investeringskosten en lage variabele kosten zullen de marktprijzen ook onder druk komen te staan. Dan kan de situatie ontstaan waarin, ook in een markt met een goede vermogensbalans in de situatie zonder veel duurzame energie, de vaste kosten niet meer worden terugverdiend.

2.2.2 Negatieve marktprijzen

In een markt met veel duurzaam vermogen kunnen zelfs negatieve prijzen ontstaan, bijvoorbeeld wanneer veel (gesubsidieerd) windvermogen wordt geleverd. Dit effect treedt ook op wanneer inflexibele eenheden niet afgeschakeld kunnen worden voor korte periodes in de tijd, of alleen tegen hoge kosten. Hieronder volgen twee voorbeelden ter illustratie.

Bij veel wind en lage belasting zal veel conventioneel vermogen worden teruggeregeld om ruimte te geven aan de elektriciteit die met wind wordt opgewekt. De kosten om één MWh extra te produceren met wind (zogenaamde marginale kosten) zijn laag, maar daarnaast is het door subsidie op duurzame elektriciteit mogelijk dat de kosten negatief zijn. Eén extra MWh in die situatie levert, zelfs bij een marktprijs van nul, subsidie op, waardoor de marginale kosten in dat geval negatief zijn.

In het bovenstaande voorbeeld is ervan uitgegaan dat alle centrales tot hun minimum belasting zijn teruggeregeld, dat wil zeggen technisch gezien niet nog minder vermogen kunnen leveren, en er nog meer wind moet worden opgenomen dan moet er of wind worden teruggeregeld, of een centrale worden uitgezet afhankelijk van wat de goedkoopste oplossing is.

Als ervoor gekozen wordt om de centrale stil te zetten dan moet deze weer worden aangezet als bijvoorbeeld de belasting weer stijgt (bijvoorbeeld na het nachtdal). In de kostenvergelijking tussen terugregelen van wind enerzijds en stilzetten van de centrale anderzijds, moeten deze start-stop kosten worden meegenomen.

Stel dat de start-stop kosten 2000 € zijn, dat de minimum belasting van de centrale 200 MW is en dat de centrale 5 uur moet stilstaan alvorens hij weer kan gaan leveren, dan is de productie in de 5 uur op minimumlast $5\text{h} \times 200\text{ MW} = 1000\text{ MWh}$. De eigenaar van de centrale zal de eenheid niet uitzetten zelfs al moet hij $\frac{2000}{1000} = 2\text{ €/MWh}^{10}$ betalen. Tevens zal de eigenaar van de centrale bereid zijn om stroom aan te bieden tegen een negatieve prijs van 2 €/MWh.

¹⁰ De start-stop kosten van 2000 € gedeeld door 1000 MWh.

2.3 Reservevermogen

Reservecapaciteit is de capaciteit waarmee productie (of consumptie) kan worden bijgesteld, naar boven of naar beneden, binnen gespecificeerde tijdsblokken. Reservecapaciteit wordt vooral ingekocht door producenten, maar kan ook in sommige gevallen door consumenten worden ingekocht.

TenneT koopt secundaire en tertiaire reserve in en voert de bedrijfsvoering voor de primaire reserve. TenneT koopt de secundaire en tertiaire reserve in twee stappen: de capaciteit op jaarbasis en de energie op dagelijkse basis. In de regel- en reservemarkt ontstaat een evenwichtprijs voor secundaire en tertiaire reserve op basis van vraag en aanbod. Het bod van de energie is geldig voor een interval van 15 minuten en bestaat uit op- of af te regelen hoeveelheid (MWh) en prijs (€/MWh).

De prijs op de onbalans markt kan beïnvloed worden door het onverwacht niet beschikbaar zijn van bepaalde productie-eenheden, onverwachte belastingveranderingen, veranderende hoeveelheid windenergie of onverwachte fouten¹¹ in het systeem (in Nederland of in de buurlanden).

Doordat er in 2020 veel meer windenergie in de brandstofmix zit dan nu het geval is, zal de behoefte aan reservevermogen groter zijn, omdat het aanbod van wind sterk kan fluctueren. De primaire en secundaire reserve moet voor een deel beschikbaar gehouden worden door draaiende eenheden. Dit is nodig om frequentie schommelingen in het Europese net te stabiliseren (primaire reserve), en om het elektriciteitsstelsel in evenwicht te houden, onder andere om de frequentie terug op 50 Hz te brengen (secundaire reserve). Draaiende reserve is nodig voor de directe respons van de centrale voor het leveren van zowel de primaire als de secundaire reserve. Bij langere tijdschalen (tertiaire reserves) is er tijd om eenheden aan of af te schakelen.

Daarnaast vereist het afregelen van reservevermogen dat productie kan worden verminderd. Dit houdt in dat er voldoende eenheden moeten draaien om voldoende reserve te garanderen. Bij toenemende wind zullen de centrales maximaal worden teruggeregeld om ruimte te geven aan de windproductie, die op dat vrijwel altijd goedkoper is dan de productie van kolen- of gasgestookte centrales. Op bepaalde momenten kan de hoeveelheid wind zo groot zijn en daardoor de marktprijzen zo laag, dat eenheden minder willen gaan produceren dan hun minimum capaciteit. De minimum capaciteit is in deze context de capaciteit waarop centrales nog stabiel kunnen draaien. Op zulke momenten kan alleen nog voor voldoende

¹¹ Uitvallen van verbindingen, schakel stations etc.

reserve gezorgd worden door de eenheden niet verder terug te regelen, maar in plaats daarvan het vermogen uit windturbines te verlagen (zogenaamde wind *curtailment*). In sectie 5.5 wordt bezien hoe vaak dit in 2020 zal gebeuren.

2.4 Interconnectie (transmissie) capaciteit

Beperkingen van de interconnectiecapaciteit hebben een direct effect op het aanbod en de vraag van elektriciteit. In de huidige marktsituatie wordt voornamelijk het aanbod beperkt omdat de elektriciteitsprijzen in de buurlanden vaak lager zijn dan in Nederland. Dit kan in de toekomst veranderen als de brandstofmix in Nederland relatief meer kolenvermogen bevat.

De interconnectiecapaciteit wordt expliciet¹² of impliciet¹³ geveild en kent drie handelsmomenten: één jaar, één maand en één dag. De verwachting is dat tot 2020 de korte termijn interconnectiecapaciteit via impliciete veiling zal plaatsvinden (via de Power Exchange¹⁴). De jaarlijkse en maandelijkse interconnectiecapaciteit worden gekocht door marktpartijen die een positie willen innemen ten behoeve van het optimaliseren van hun fysieke portefeuille, of voor handelsposities, afhankelijk van de strategie en de portefeuille van elke deelnemer. De capaciteit wordt zo volledig mogelijk toegewezen, maar dit betekent niet dat iedereen de capaciteit krijgt waar om gevraagd wordt.

Voor het bevorderen van de Europese elektriciteitsmarkt zijn de laatste jaren afspraken gemaakt tussen landen (Nederland, België, Frankrijk en Duitsland) over het impliciet tenderen van de interconnectiecapaciteit¹⁵. Hierdoor is marktkoppeling tussen die landen mogelijk gemaakt. Vooral als er geen interconnectie beperkingen¹⁶ zijn, zal de prijs in alle landen¹⁷ gelijk zijn en is er sprake van marktkoppeling. Indien er sprake is van beperkte capaciteit dan zullen de marktprijzen tussen landen verschillend zijn en is er geen marktkoppeling.

¹² Tendering van transportcapaciteit.

¹³ Veiling van energie en transportcapaciteit samen.

¹⁴ Bijvoorbeeld APX in Nederland.

¹⁵ Zie ook pentalateraal overleg en het CWE marktkoppelingproces (ERGEG European Regulators Group for electricity and gas).

¹⁶ Onbeperkte transmissiecapaciteit.

¹⁷ Nederland, België, Frankrijk en Duitsland.

3 AANPAK EN METHODOLOGIE VAN DE MARKTSIMULATIE

De invloed van grote hoeveelheden windenergie is onderzocht door simulatie van de elektriciteitsmarkt. Hiervoor is het simulatiemodel Plexos gebruikt. Teneinde grensoverschrijdende effecten mee te nemen in de simulatie is het elektriciteitsstelsel van de meeste landen van Noord en West Europa gemodelleerd, aangevuld met een aantal landen van Centraal en Zuid Europa. Het model simuleert de optimale inzet van de elektriciteitsproductie, rekening houdend met technische beperkingen zowel van de productiemiddelen als van het elektriciteitsnet. Meer detail over de modellering en aannames daarin is gegeven in de bijlage, Appendix 7.1.

Een korte omschrijving van de uitgangspunten voor de modellering en de gebruikte scenario's voor de simulaties volgt hierna.

3.1 Het simulatiemodel PLEXOS

PLEXOS is een volledig simulatie instrument om complexe elektriciteitsstelsels te modelleren. Het model kan marktontwikkelingen, elektriciteitsstromen tussen landen en regio's, prijzen op regionaal en interregionaal niveau en reservemarkten simuleren. PLEXOS bevat modellen voor windenergie, waterkrachtcentrales, interconnectoren tussen landen en regio's en opslagfaciliteiten.

In PLEXOS worden de energielevering en de beschikbaarheid van reservevermogen geoptimaliseerd. Welke centrale wordt gekozen voor het leveren van reserve is niet alleen afhankelijk van beschikbaarheid van de eenheid en zijn marginale kosten, maar ook van de snelheid waarmee een centrale kan op- en afregelen en kan worden ingezet.

Bij de modellering is verondersteld dat er geen subsidies of privileges zijn zoals voorrang voor duurzame energie of WKK zijn. Beide concurreren op de (vrije) elektriciteitsmarkt.

Voor details over de modellering zie Appendix 7.1.1

3.2 Marktwerking in een perfecte markt

Zoals aangegeven in de vorige paragrafen, kan de elektriciteitsmarkt gesimuleerd worden als een reële markt waarin marktpartijen ieder met hun eigen portfolio naar winstmaximalisatie streven, maar ook als een perfecte markt waarin de inzet van alle eenheden centraal op basis van marginale kosten bepaald wordt ('BV Nederland' benadering).

Voor deze studie wordt de perfecte markt (met perfecte competitie) gesimuleerd en geanalyseerd, waarbij geoptimaliseerd wordt naar laagste systeemkosten, rekening houdend met alle beperkingen¹⁸ in het systeem. Dit betekent dat de productie-eenheden ingezet worden in volgorde van hun marginale kosten (*merit order*) en dat de marktprijs gelijk is aan de marginale systeemkosten. Verder vindt co-optimalisatie plaats van de elektriciteitsproductie en de behoefte aan reservevermogen. Voor details van de aannames rond de marktwerking zie Appendix 7.1.2.

3.3 Aannames

In deze sectie wordt een overzicht gegeven van de voornaamste aannames in deze studie. De aannames zijn in detail omschreven in Appendix 7.1.3.

Belasting / elektriciteitsvraag

De elektriciteitsvraag in het Nederlands systeem in het basisscenario in 2020 is aangenomen op 130 TWh per jaar. Er is een variant doorgerekend met 146 TWh per jaar. Voor de belasting in overige regio's is uitgegaan van de groeiverwachting en belastingprofielen die door ENTSO-E en Eurelectric zijn gepubliceerd.

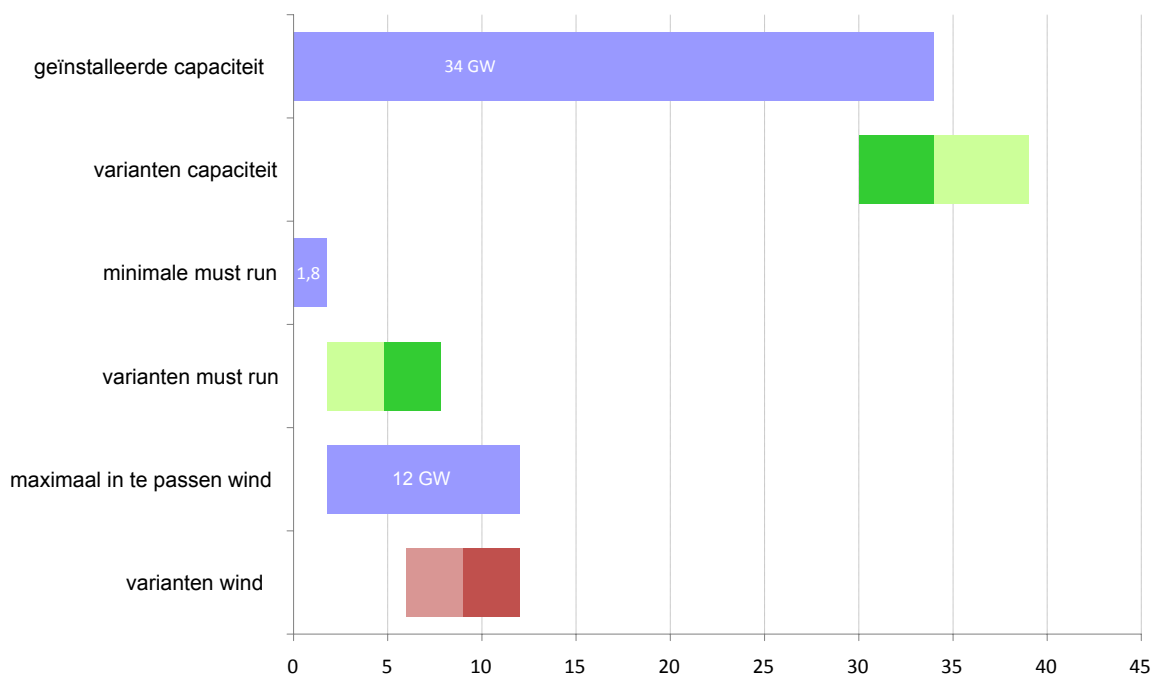
Geïnstalleerd vermogen

De aannames voor het geïnstalleerde elektriciteitsproductievermogen in Nederland en de overige regio's (exclusief het windvermogen) zijn overgenomen uit internationale publicaties (ENTSO-E, Europrog). Het Nederlandse productievermogen in het basisscenario is 34 GW overeenkomstig deze publicaties. Daarnaast zijn simulaties uitgevoerd met 30 GW en 39 GW opgesteld vermogen. Voor windenergie zijn in detail aannames gemaakt voor de specifieke regio's (zie sectie 7.1.3.1).

Hoeveelheid windenergie in Nederland

Het geïnstalleerde productievermogen van windenergie in 2020 in Nederland is 12 GW in het basisscenario. Als varianten voor de gevoeligheidsberekeningen zijn 6 en 9 GW gebruikt.

¹⁸ Beperkingen in het systeem kunnen zijn: transmissiebeperkingen, beperkingen van de opwekking zoals minimum belastingsniveau en regelbeperkingen.



Totaal geïnstalleerd vermogen (GW) in NL exclusief Wind, waarvan must run en wind vermogen

Figuur 4. Scenario aannames voor totaal geïnstalleerd vermogen in Nederland (zonder wind), minimale must run, en maximaal windcapaciteit, met in blauw het basis scenario, in groen de scenario's met meer flexibiliteit en in rood scenario's met minder flexibiliteit

Warmtekrachtkoppeling (WKK) en must run

Uit verschillende eerdere studies¹⁹ blijkt dat de keuze van de hoeveelheid *must run* van grote invloed is op de flexibiliteit van het elektriciteitsstelsel. *Must run* is de totale capaciteit van eenheden in het elektriciteitsstelsel die niet beïnvloed wordt door de elektriciteitsmarkt, vanwege bijvoorbeeld warmte- of stoomlevering, of verwerken van procesgas. In overleg met de opdrachtgever is gekozen voor drie scenario's, een basisscenario met een hoge flexibiliteit, en twee varianten met minder flexibiliteit. Het grootste deel van het WKK vermogen wordt ingezet op basis van economische afwegingen. Een relatief gering deel, 1800 MW in 2020, geldt als *must run* capaciteit. De grote mate van flexibiliteit van het WKK vermogen is technisch uitvoerbaar mits in 2020 voldoende alternatieven voor warmtelevering beschikbaar zijn, zoals hulpketels en/of warmteopslaginstallaties.

¹⁹ BC Ummels, proefschrift over windintegratie, TUDelft (2009)

In twee additionele scenario's is gekozen voor 3000 en 6000 MW *must run*, bij hogere *must run* hoeveelheden heeft het systeem minder flexibiliteit om wind op te vangen. (zie sectie 4.3 details en appendix 7.4 voor achtergronden van *must run* aannames).

Interconnectie, transport en distributie

Om de invloed van net beperkingen bij het integreren van windenergie te modelleren zijn 26 regio's gedefinieerd. De interconnectiecapaciteit tussen deze regio's is gemodelleerd op basis van de verwacht waarden in 2020 (zie 7.1.3.3).

Reserves

De voorziening van reserves in Nederland, België en Duitsland zijn in detail gemodelleerd, rekening houdend met primaire, secundaire en tertiaire reserves en extra reserve voor het compenseren van windvariaties. Voor Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk en Noord Europa zijn de reserves samengevoegd per land (zie 7.1.3.2).

Aanvullende aannames

Voordat de hoofdbevindingen worden gepresenteerd, benadrukken we hieronder een aantal belangrijke aannames die zijn gehanteerd binnen deze studie, en die in acht genomen zouden moeten worden bij het interpreteren van de resultaten:

- deze studie heeft niet tot doel het identificeren van de 'optimale brandstofmix' voor de toekomst, maar analyseert slechts het resultaat van verschillende scenario's, die zijn gekozen met het oog op de verwachte ontwikkeling van de nationale elektriciteitsystemen tot 2020 en de milieudoelstellingen van de Nederlandse overheid zoals hierboven besproken
- zowel WKK als windenergie ontvangen geen subsidie voor de geleverde elektriciteit. Deze veronderstelling geldt voor zowel Nederland als voor alle andere landen (met inbegrip van Duitsland) en betekent dat de meeste WKK zowel als wind in de markt volledig moeten concurreren en dat hun bedrijfsvoering economisch wordt geoptimaliseerd. Slechts een beperkte hoeveelheid WKK vermogen is als *must run* gemodelleerd
- hoewel het simulatiemodel rekening houdt met regionale *loadflows* en netbeperkingen, houdt het geen rekening met potentiële netbeperkingen binnen de meeste landen, maar veronderstelt het voldoende vervoercapaciteiten binnen elk netwerkgebied (zoals ook voor bijvoorbeeld Nederland)
- de uitgevoerde simulaties zijn gebaseerd op perfecte competitie met de marginale kostprijs als biedprijs op de elektriciteitsmarkt, terwijl alle technische beperkingen van individuele elektriciteitscentrales in het model worden meegenomen. In realiteit zullen opwekkers zelf hun inzet plannen en mogelijk hun productie aanbieden tegen andere prijzen, wat met name zal leiden tot hogere prijzen gedurende piekuren.

4 SCENARIO'S

Om de gevoeligheid van de toekomstige ontwikkelingen in de elektriciteitsmarkt te begrijpen zijn de onderzoeksvragen vertaald in een set scenario's, die de invloed van verschillende factoren duidelijk maken. De belangrijkste factoren van de elektriciteitsmarkt zijn:

- toekomstige ontwikkelingen van de brandstofmix (aandeel kolen, gas, nucleair, wind)
- toekomstige ontwikkelingen van de brandstoffenprijzen
- toekomstige netversterkingen en -uitbreidingen
- toekomstige groei van de elektriciteitsvraag en veranderingen in het verbruiksprofiel.

De brandstofmix, oftewel het geïnstalleerd vermogen van een bepaald brandstoftype van een elektriciteitscentrale in een regio²⁰, beïnvloedt in grote mate de systeemflexibiliteit, met name door de regelsnelheid, het minimum stabiele draaiende vermogen en de start-stop tijden.

In overleg met de opdrachtgever is een basisscenario gekozen, samen met onderstaande set scenario's (zie tabel 4):

- basisscenario (Sc. 0)
- algemene scenario's (Sc. 1 a t/m d) waarin het opgesteld vermogen en de windcapaciteit worden gevarieerd
- WKK scenario (Sc. 2 a & b), waarin de flexibiliteit van het energiesysteem wordt gevarieerd door het *must run* deel van het WKK vermogen dat permanent ingezet wordt te variëren
- scenario's voor kosteneffectiviteit (Sc. 3), waarin kolengestookte eenheden selectief worden uitgesloten op basis van kostenafweging. Hierdoor wordt het aandeel kolen in de brandstofmix verlaagd
- andere scenario's (Sc. 4 a & b) richten zich op situaties met een hogere elektriciteitsvraag (hogere belasting), en het niet vervroegd sluiten van Duitse kerncentrales (geen "Kernausstieg").

²⁰ Het Noordwest Europese marktmodel dat gebruikt wordt voor dit onderzoek bevat 23 regio's.

Tabel 1 Overzicht van scenario's

#	Omschrijving	Wind	Brandstofmix	Belasting (vraag profiel)
0	Basis scenario	12 GW	34 GW*	130 TWh
1	Algemene scenario's			
1a	Opwekcapaciteit (laag)	Basis	30 GW*	Basis
1b	Opwekcapaciteit (hoog)	Basis	39 GW*	Basis
1c	Windcapaciteit (9 GW)	9 GW	Basis	Basis
1d	Windcapaciteit (6 GW)	6 GW	Basis	Basis
2	WKK scenario			
2a	Lagere flexibiliteit	Basis	Meer WKK "must run" (3 GW)	Basis
2b	Lagere flexibiliteit	Basis	Meer WKK "must run" (6 GW)	Basis
3	Scenario's voor kosten effectiviteit			
3a	Opwekcapaciteit (minder kolen)**	Basis	25 GW minder kolen**	Basis
4	Andere scenario's			
4a	Hoge vraag (meer belasting)	Basis	Basis	146 TWh
4b	DE – geen "Kernaustieg"	Basis	meer nucleair in DE***	Basis

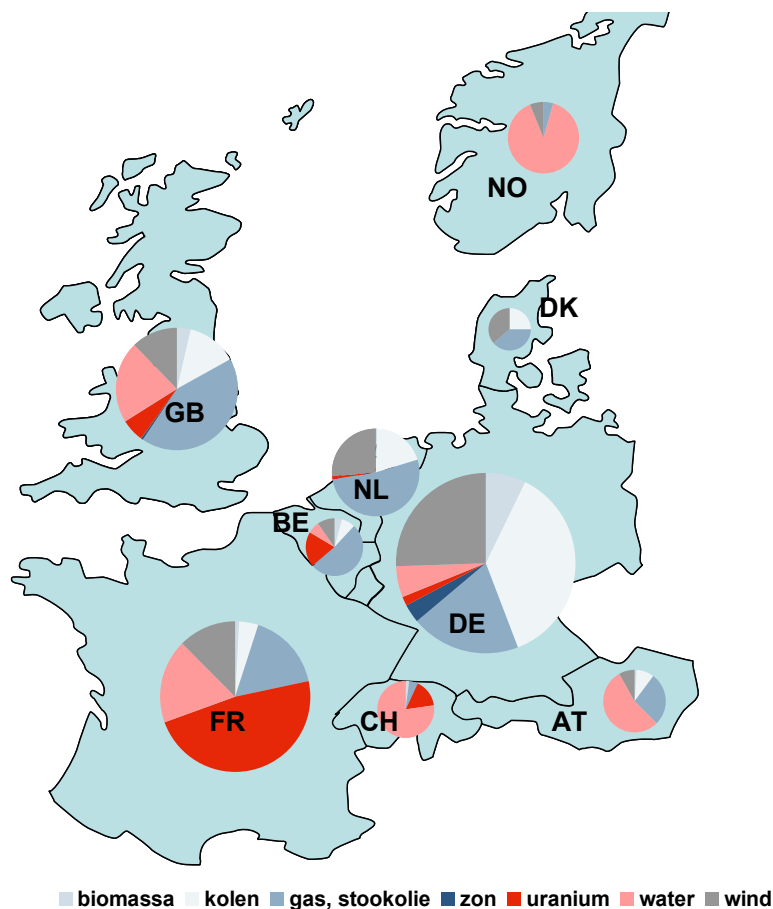
* Exclusief wind

** Dit is het enige scenario met wijzigingen in alle regio's, 25 GW minder kolen vermogen geldt voor de hele regio

*** Gelijk totaal opgesteld vermogen, meer nucleair en de rest proportioneel minder opgesteld vermogen

4.1 Basisscenario

De brandstofmix in Figuur 5 geeft het aandeel gas/olie, kolen, kern en hernieuwbare energiebronnen (wind, water, zon en biomassa) ten opzichte van de totale geïnstalleerde capaciteit. De brandstofmix in 2020 is gebaseerd op Scenario B van de zogenaamde *System Adequacy Forecast* van de UCTE. In bijlage 7.1.3.5 is een tabel opgenomen met het opgesteld vermogen in Nederland in 2020.



Figuur 5. Brandstofmix in 2020 voor gemodelleerde regio's, de grootte van de taart diagrammen correspondeert met de relatieve capaciteit per regio

4.2 Scenario 1- algemene scenario's

In Tabel 2 zijn de vier algemene scenario's aangegeven waarin het geïnstalleerd vermogen voor kolen- en gasvermogen installaties wordt gevarieerd. In twee van de vier algemene scenario's wordt het windvermogen ten opzichte van het basisscenario met respectievelijk 6 en 9 GW windvermogen gevarieerd.

Tabel 2 Algemene scenario's

#	Omschrijving	Wind	Brandstofmix	Belasting (vraag profiel)
1a	Opwek capaciteit (laag)	Basis	30 GW	Basis
1b	Opwek capaciteit (hoog)	Basis	39 GW	Basis
1c	Wind capaciteit (9 GW)	9 GW wind	Basis	Basis
1d	Wind capaciteit (6 GW)	6 GW wind	Basis	Basis

Het scenario voor 30 GW opwekcapaciteit sluit aan bij aannames die ECN/PBL hanteert in onder andere de referentieramingen voor Schoon en Zuinig²¹.

4.3 Scenario 2 - flexibiliteit van het energiesysteem

In deze scenario's wordt de flexibiliteit van het energiesysteem gevarieerd. Daarvoor wordt de minimale *must run* gevarieerd ten opzichte van het basisscenario. Met deze scenario's kan de variatie in flexibiliteit van WKK eenheden worden gemodelleerd, rekening houdend met variaties door de seizoenen heen, de sector van toepassing van WKK, het type WKK technologie en veranderingen tot 2020.

KEMA heeft een analyse uitgevoerd van het WKK portfolio in 2008 in Nederland en de flexibiliteit daarvan in kaart gebracht. Deze analyse is te vinden in bijlage 7.4. De flexibiliteit van alle individuele installaties is daarbij ingeschat, en op het niveau van alle installaties samen is de flexibiliteit bepaald, rekening houdend met seizoensvariatie in de warmtevraag.

²¹ ECN PBL, Referentieraming energie en emissie 2010 2020, nog te verschijnen in 2010.

De flexibiliteit van het totaal van WKK eenheden in 2020 verschilt op diverse manieren van flexibiliteit in 2008, zoals deze uit de KEMA analyse blijkt. Met de volgende aanvullende aannames is de analyse vertaald naar de scenario aannames:

- in 2020 is het aannemelijk dat meer duurzame WKK-eenheden reserve warmteketels kunnen inzetten
- eventuele groei van de WKK portfolio tussen 2008 tot 2020 leidt niet tot meer flexibiliteit
- tussen 2008 en 2020 zullen er netto enkele afvalverbrandingseenheden (AVI's) bij komen er is geen rekening gehouden met beleidswijzigingen.

In overleg met de opdrachtgever is gekozen voor een set samenhangende scenario aannames voor meer en minder flexibiliteit in het Nederlandse elektriciteitsysteem (zie Tabel 3).

Tabel 3 WKK scenario's

#	Omschrijving	Wind	Brandstofmix	Belasting (vraag profiel)
2	WKK scenario's			
2a	Lagere flexibiliteit	Basis	Meer WKK "must run" (3 GW)	Basis
2b	Lagere flexibiliteit	Basis	Meer WKK "must run" (6 GW)	Basis

In het basisscenario is 1800 MW als minimale *must run* capaciteit aangenomen. De set scenario's met 1800 MW, 3000 MW en 6000 MW minimale *must run*, geeft de spreiding aan van de mogelijke flexibiliteit van WKK die blijkt uit zowel de KEMA analyse en aansluit bij andere aannames in studies door derden, van onder andere ECN²² en zoals dit in een expert bijeenkomst is besproken²³.

4.4 Scenario 3 - minder kolencapaciteit

In dit scenario worden het effect van een significant lager aandeel kolen in de brandstofmix onderzocht. Voor dit scenario zijn kolencentrales met de minste draaiuren geselecteerd en weggenomen uit de geïnstalleerde capaciteit die als input voor de simulatie is gebruikt. Dit geldt zowel voor koleneenheden in Nederland als ook in de overige regio's.

²² ECN PBL, Referentieraming energie en emissie 2010 2020, nog te verschijnen in 2010.

²³ Expert bijeenkomst WKK en Wind, Utrecht, 18 februari 2010. georganiseerd door Min EZ, aanwezigen: Min EZ Min VROM, KEMA, ECN, CoGen, Energie Transitie.

De minst effectieve installaties worden hierdoor uitgesloten in de daaropvolgende simulaties. Deze aanpak gaat ervan uit dat het aantal draaiuren als indicatie kan worden gebruikt voor de verwachte inkomsten en de economische levensvatbaarheid. De kosten en inkomsten zijn niet expliciet bepaald. De gedachte hierbij is dat eenheden een voldoende aantal draaiuren moeten hebben om winstgevend te kunnen zijn. Dit is een realistische aanname, aangezien eenheden met een hoger rendement ook meer draaiuren zouden moeten hebben. Vooraf is besloten om dit alleen op koleneenheden toe te passen en gaseenheden niet te beschouwen in deze analyse. De overweging hierbij was dat vooral de kolencentrales hun hoge investeringskosten niet kunnen terugverdienen bij een geringer aantal draaiuren. In Tabel 4 zijn de kenmerken van dit scenario gepresenteerd.

Tabel 4 Scenario voor minder kolencapaciteit

#	Omschrijving	Wind	Brandstofmix	Belasting (vraag profiel)
3	Scenario's voor minder kolen			
3a	Opwek capaciteit (minder kolen) ²⁴	Basis	25 GW minder kolen	Basis

Bij deze aanpak is het kolenvermogen in stappen te reduceren en na elke stap een markt simulatie uit te voeren. Omdat de stabiliteit en de gevoeligheid van het elektriciteitsstelsel bij weglaten van geïnstalleerd vermogen onbekend was, is gekozen voor kleine iteratiestappen en per stap het minimum bedrijfstijd te verdubbelen, met als beginwaarde 1050 uur. In detail zijn de volgende vier iteratiestappen uitgevoerd:

1. In de eerste stap zijn de simulatieresultaten van het basisscenario geanalyseerd en is gekeken naar welke koleneenheden de minste draaiuren hebben. De koleneenheden met een relatieve bedrijfstijd lager dan 12% (ongeveer 1050 uur) zijn weggelaten en een nieuwe optimalisatie (simulatie) is uitgevoerd (iteratiestap 1). Er zijn in stap 1 geen warmtekracht eenheden weggelaten.
2. In stap 2 zijn de simulatieresultaten van de iteratiestap 1 geanalyseerd en zijn de koleneenheden met een relatieve bedrijfstijd lager dan 24% (ongeveer 2100 uur) weggelaten. Ook de warmtekracht (kolengestookte) eenheden met een relatieve lagere bedrijfstijd zijn in deze stap weggelaten. Met de overgebleven centrales is een nieuwe optimalisatie uitgevoerd.
3. Bij de derde iteratie zijn de koleneenheden met een relatieve bedrijfstijd lager dan 48% (ongeveer 4200 uur) weggelaten, inclusief warmtekracht eenheden. Een nieuwe optimalisatie is uitgevoerd.

²⁴ Via iteraties, 25 GW minder kolen voor alle regio's.

4. Bij de laatste stap zijn de koleneenheden met een relatieve bedrijfstijd lager dan 74% (ongeveer 6500 uur) weggelaten.

Als gevolg van deze stappen is het geïnstalleerd vermogen in alle regio's inclusief Nederland verminderd (zie Tabel 5).

Tabel 5 Iteratiestappen voor het uitsluiten van koleneenheden

Kolen Capaciteit [GW]	alle regio's		in NL	
	verwijderd	beschikbaar	verwijderd	beschikbaar
Basis scenario	-	88,7	-	9,1
voor iteratie 1	8,1	80,6	2,3	6,7
voor iteratie 2	8,5	72,1	2,5	4,2
voor iteratie 3	5,1	67,1	2,5	1,7
voor iteratie 4	3,7	63,3	0	1,7

De reden om de resultaten van iteratiestap 3 te kiezen is dat na de 3^e iteratiestap het aandeel kolen in Nederland niet verder daalde. Het aandeel kolen in de brandstofmix in Scenario 3 wordt daarmee verlaagd met 25 GW voor alle regio's, waarvan 7,3 GW in Nederland.

4.5 Scenario 4 - overige scenario's

Naast de hiervoor genoemde scenario's zijn nog twee aanvullende scenario's onderzocht (zie Tabel 6).

Tabel 6 Overige scenario's

#	Omschrijving	Wind	Brandstofmix	Belasting (vraag profiel)
4	Andere scenario's			
4a	Meer belasting	Basis	Basis	146 TWh
4b	DE – geen "Kernausstieg"	Basis	meer nucleair in DE	Basis

De twee scenario's richten zich op situaties met een hogere elektriciteitsvraag (hogere belasting) en het niet vervroegd sluiten van Duitse kerncentrales scenario (geen "Kernausstieg").

Meer belasting

De hogere elektriciteitsvraag hangt samen met de elektriciteitsvraag in het UCTE scenario. Voor de NL regio is de belasting in dit scenario 146 TWh in vergelijking met 130 TWh in het basisscenario.

Geen Kernausstieg in DE

In deze variant wordt ervan uitgegaan dat de Duitse Kernausstieg niet doorgaat, waardoor de Duitse nucleaire capaciteit in 2020 beschikbaar blijft. Daarnaast zijn er recente indicaties dat voorgenomen investeringen in nieuwe installaties in Duitsland nu worden uitgesteld. Er is voor gekozen om de overige mix van Duitsland met name kolen en gas evenredig te verlagen, om tot eenzelfde totaal opgesteld vermogen te komen als met Kernausstieg (oorspronkelijke UCTE getallen).

5 RESULTATEN MARKTWERKING VOLGENS SIMULATIES

In dit hoofdstuk zijn de resultaten van de modellering met PLEXOS weergegeven, samen met discussies en aanvullende analyses.

Om een beeld te vormen over de impact van verschillende factoren op de elektriciteitsmarkt zijn resultaten van de relevante scenario's naast elkaar gezet. De resultaten hebben betrekking op kosten, prijzen, brandstofverbruik, emissies, *merit order*, import en export. De resultaten rond deze onderwerpen worden in de volgende paragrafen behandeld.

Leeswijzer:

- enkele algemene punten rond aanpak en aannames staan in sectie 5.1
- de variabele elektriciteitsproductiekosten voor het energiesysteem in Nederland en gezamenlijk voor alle regio's zijn te vinden in sectie 5.2
- het brandstofverbruik en de CO₂ emissies voor de verschillende scenario's zijn te vinden in sectie 5.3
- de uitgevoerde simulaties resulteren in onder andere zogenaamde marginale systeemkosten. Deze resultaten worden vertaald in jaargemiddelde prijzen, de invloed van wind, veranderingen van de brandstofmix op elektriciteitsprijzen (zie sectie 5.4)
- sectie 5.5 beschrijft de impact van wind op WKK en koleninzet. In deze sectie wordt mede de vraag beantwoord in hoeverre veel windenergie de inzet van WKK en koleneenheden verdringt
- import en export van Nederland worden geïllustreerd aan de hand van 3 scenario's in sectie 5.6
- tot slot bespreekt sectie 5.7 de inzet van basislast centrales in 2020.

5.1 Algemene resultaten en discussie

Zoals aangegeven in de introductie, kunnen grote hoeveelheden windenergie in het relatief kleine Nederlandse elektriciteitsstelsel leiden tot periodes met een overschot aan energie en grote fluctuaties van de elektriciteitsproductie. Dit kan vooral problemen veroorzaken als de vraag laag is, zoals bijvoorbeeld in de nachturen, en als er veel aanbod van windenergie is. De opname van windenergie wordt dan begrensd doordat het terugregelen en uitzetten van conventionele centrales niet onbeperkt mogelijk is. Een deel van het vermogen van de conventionele centrales moet draaiend blijven om het benodigde operationele regel- en reservevermogen te kunnen leveren.

In de volgende secties zal in meer detail worden ingegaan op de resultaten van deze studie. Wij wijzen nogmaals op de belangrijke aannames, genoemd in sectie 3.3, die in acht genomen moeten worden bij het interpreteren van de resultaten.

5.2 Elektriciteitsproductiekosten

De productiekosten voor "alle regio's" blijven redelijk constant met uitzondering voor Scenario 3 waar de brandstofmix verandert als gevolg van weglaten van koleneenheden in zowel Nederland als in andere regio's. Voor Nederland zijn in een aantal scenario's de productiekosten per MWh hoger ten opzichte van het basisscenario met name in:

- scenario 1c (9 GW windvermogen) en 1d (6 GW windvermogen)
- scenario 2a en 2b door respectievelijk 3 GW, en 6 GW meer *must run* vermogen en dus duurdere energie productie van warmtekrachteenheden
- scenario 4a (hoger elektriciteitsverbruik: 146 TWh).

Met elektriciteitsproductiekosten (vervolgens productiekosten genoemd) wordt in deze studie bedoeld op de operationele kosten van alle individuele eenheden die elektriciteit produceren, in het bijzonder de brandstofkosten per geproduceerde MWh elektrisch en de variabele operationele en onderhoudskosten (O&O) per geproduceerde MWh van iedere productie-eenheid voor ieder uur:

Productiekosten = Σ (brandstofkosten + variabele O&O) per uur per productie-eenheid.

Het gaat hier dus niet om de totale kosten: vaste kosten, zoals investeringen en afschrijvingen, zijn niet meegenomen in deze definitie van de productiekosten. Deze zijn namelijk niet relevant voor de positie van de opwekkingseenheden in de merit order.

Om de productiekosten tussen scenario's te kunnen vergelijken zijn de import- en export invloeden geneutraliseerd door de totale productiekosten te delen door de totale elektriciteitsproductie. Deze cijfers zijn in Tabel 7 te vinden.

Tabel 7 Elektriciteitsproductiekosten

Sce #	Productie van elektriciteit [TWh/a]		Productiekosten* [Mil. Euro/a]		Kosten per geproduceerde MWh* [Euro/MWh]		
	Alle Regio's	NL	Alle Regio's	NL	Alle Regio's	NL	
Basis	2.060	130	59.863	6.889	29,1	52,8	
1	a	2.060	129	59.858	6.848	29,1	52,9
	b	2.060	132	59.902	6.921	29,1	52,5
	c	2.060	127	60.407	7.314	29,3	57,6
	d	2.059	123	60.881	7.635	29,6	61,9
2	a	2.065	133	60.877	7.171	29,5	53,8
	b	2.065	137	61.468	7.886	29,8	57,8
3	2.058	119	58.654	6.173	28,5	52,0	
4	a	2.076	138	60.752	7.501	29,3	54,3
	b	2.061	130	60.792	6.902	29,5	53,0

* exclusief kosten voor (vervangende) warmteproductie.

5.3 Brandstofverbruik en CO₂ emissie

Voor het basisscenario en de overige scenario's zijn in Tabel 8 de totale productie van elektriciteit, CO₂ emissies en brandstofverbruik weergegeven.

Tussen de scenario's zijn er relatief kleine verschillen in de totale productie van elektriciteit voor alle regio's. Voor Nederland is in scenario 1d (6 GW wind) en scenario 3 (minder kolen vermogen) de productie lager dan in het basisscenario, wat te verklaren is door de afwezigheid van centrales die goedkopere elektriciteit produceren waardoor centrales in het buitenland beter kunnen concurreren en import plaatsvindt. In scenario 4 (hogere belasting: 146 TWh) is de totale opwekking en de opwekking in Nederland het hoogste van alle scenario's vanwege de hogere opgelegde vraag naar elektriciteit.

De totale CO₂ emissie²⁵ over alle regio's varieert rond 538 miljoen ton CO₂ per jaar. De laagste emissie voor zowel alle regio's als voor Nederland wordt bereikt in scenario 3 (minder kolen vermogen); verder zijn de verschillen tussen de scenario's beperkt.

De CO₂ intensiteit is een maat voor de CO₂ emissie van een elektriciteitsysteem en wordt uitgedrukt in gram CO₂ per kWh. De resultaten in Tabel 8 laten duidelijk het effect zien van minder windvermogen (scenario 1c en 1d ten opzichte van het basisscenario).

Het totale brandstofverbruik hangt sterk samen met de CO₂ emissie voor zowel regio NL als voor alle regio's. Het lage verbruik en de lage emissie in scenario 3 hangen samen met minder kolencentrales in het portfolio.

Tabel 8 Totale elektriciteitproductie, brandstofverbruik en CO₂ emissie

Sce #	Productie van elektriciteit [TWh/a]		CO ₂ emissies [Mil. t/a]		CO ₂ intensiteit * [g/kWh]		Brandstofverbruik* [PJ/a]		
	Alle Regio's	NL	Alle Regio's	NL	Alle Regio's	NL	Alle Regio's	NL	
Basis	2.060	130	536	44	260	334	13.028	675	
1	a	2.060	129	535	43	260	329	13.023	664
	b	2.060	132	536	45	260	342	13.031	689
	c	2.060	127	539	46	262	363	13.078	709
	d	2.059	123	542	49	263	395	13.133	742
2	a	2.065	133	541	44	262	333	13.068	693
	b	2.065	137	541	48	262	350	12.888	750
3	2.058	119	515	31	250	262	12.869	546	
4	a	2.076	138	542	48	261	349	13.129	732
	b	2.061	130	508	43	246	333	13.184	673

* de emissies en het brandstofverbruik zijn exclusief de emissie en het brandstofverbruik van extra warmteproductie met externe boilers.

²⁵ Bij het berekenen van de CO₂-emissie is rekening gehouden met het feit dat productie-eenheden die in deellast draaien minder efficiënt produceren en dus een hogere CO₂-emissie per kWh hebben.

Wind energie die wordt ingepast in het Nederlands elektriciteitsysteem vervangt de inzet van verschillende typen fossiele eenheden. De CO₂ besparing die daarmee wordt veroorzaakt wordt grotendeels geïllustreerd door de verschillen in totale CO₂ emissie tussen de scenario's, zoals deze in de bovenstaande tabel is te vinden.

Meer in detail zijn de volgende opmerkingen te maken over de CO₂ uitstoot in de verschillende scenario's:

- de CO₂ uitstoot en energiebesparing bij warmtekrachteenheden is niet in detail gemodelleerd binnen deze studie. De warmtevraag van WK eenheden, de inzet van WK en de daarmee samenhangende energiebesparing en de lagere CO₂ emissies zijn op basis van deze studie niet eenduidig aan te tonen
- de reden hiervoor is dat niet eenduidig kan worden vastgesteld hoeveel energie uit warmtekrachteenheden is vervangen door windenergie. Naast dat wind in Nederland ervoor kan zorgen dat WKK of kolencentrales minder ingezet worden, kan dit ook het gevolg zijn van bijvoorbeeld Duitse windenergie
- een analyse in detail voor de CO₂ uitstoot voor deze scenario's vereist verder meer inzicht in de inzet van individuele WKK eenheden en de warmtevraag die met deze eenheden, of alternatieve warmtebronnen wordt geleverd. De CO₂ berekeningen vereisen exacte gegevens van elektrische rendementen en de invloed van warmteproductie op deze rendementen van WKK eenheden en alternatieven zoals hulpwarmteketels en warmte-opslag.

Om deze redenen is in het kader van de studie geen detailanalyse gemaakt van de CO₂ uitstoot voor de verschillende scenario's.

5.4 Elektriciteitsprijzen en marginale systeemkosten

In deze studie zijn geen elektriciteitsprijzen berekend, maar zijn de marginale systeemkosten bepaald. Variaties in de marginale systeemkosten kunnen worden geïnterpreteerd als een goede indicatie voor veranderingen in marktprijzen, maar de marginale systeemkosten moeten niet verward worden met marktprijzen. Ter illustratie is in appendix 7.2 een set aanbodcurven gepresenteerd, die inzicht geven in de prijsvorming op uurbasis en invloed van scenario aannames daarop

In een perfecte markt, zoals deze in hoofdstuk 2 en 3 is besproken, zijn de marginale kostprijzen gelijk aan de marktprijs op de groothandelsmarkt. In het vervolg van deze studie is ervan uitgegaan dat waar 'elektriciteitsprijzen' staat de marginale kostprijs bedoeld worden.

De reële elektriciteitsprijzen in Nederland worden gevormd in de context van de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt. Dat houdt in dat de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt in Nederland worden beïnvloed door elektriciteitsprijzen in de buurlanden maar ook door elektriciteitsprijzen in landen die verder weg liggen zoals Zwitserland, Frankrijk en de Scandinavische landen.

5.4.1 Jaargemiddelde kosten voor 2020

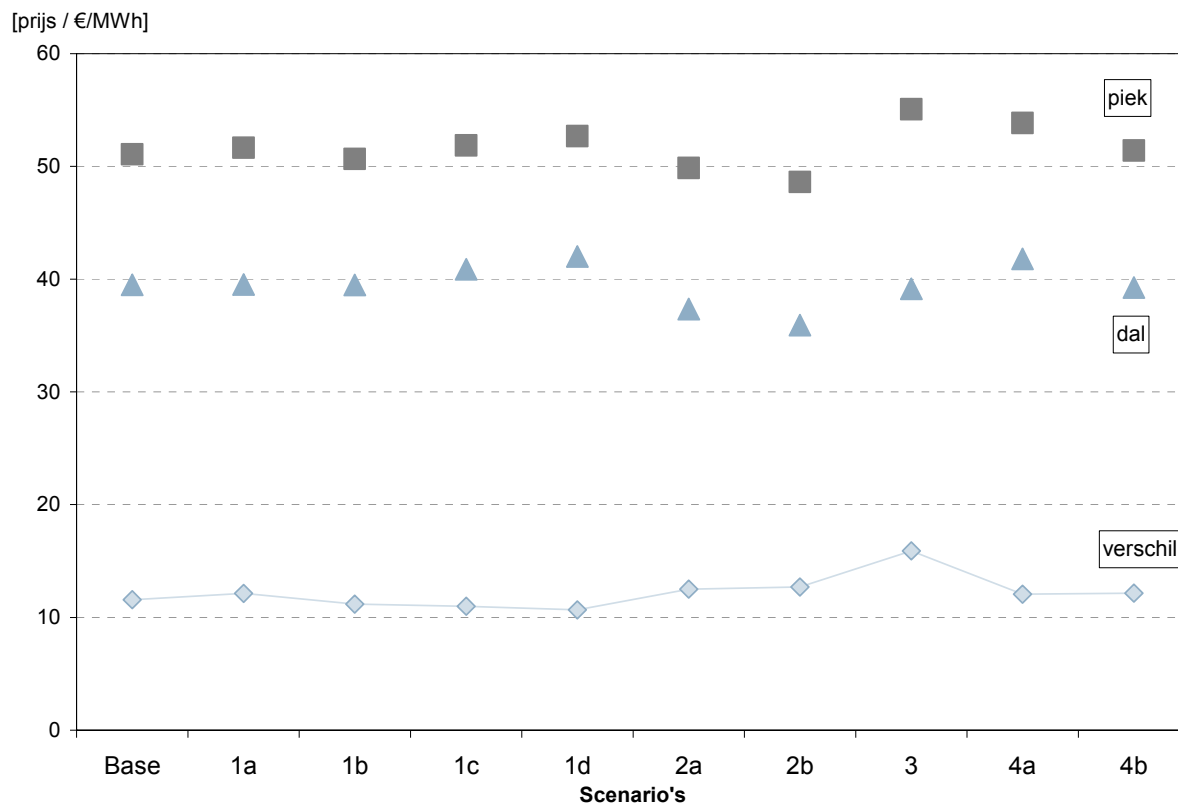
De jaargemiddelde prijzen in 2020 in Nederland, volgens de resultaten van PLEXOS simulaties, zijn voor de negen scenario's weergegeven in Figuur 6. De *piek* uren zijn de uren tussen 8h en 20h op alle weekdays, inclusief weekend. De *dal* uren zijn alle andere uren van de dag. Scenario 2b geeft de laagste *dal* prijzen.

De verschillen tussen gemiddelde *piek* en *dal* jaarprijzen zijn klein en vertonen enkel kleine variaties. Deze variaties zijn het hoogst voor scenario 3 (7,3 GW minder kolen vermogen), gevolgd door scenario 2b en 2a, en scenario 1a (minder geïnstalleerd vermogen). Het verschil tussen *piek* en *dal* prijzen wordt kleiner bij minder geïnstalleerd windvermogen - vergelijk 0,6 €/MWh bij 9 GW wind en 0,9 €/MWh bij 6 GW wind.

De (marginale) productiekosten voor "alle regio's" blijven redelijk constant, niet alleen in Nederland maar ook in andere regio's, met uitzondering van:

- scenario's met minder wind (hogere kosten en prijzen)
- scenario met minder kolen (hogere kosten en prijzen)
- scenario met meer belasting (hogere kosten en prijzen)
- scenario's met meer *must run* (hogere kosten maar lagere prijzen).

De hoogste gemiddelde *piek* prijzen komen voor in scenario 3 gevolgd door scenario 4a (hogere elektriciteitsvraag) en scenario 1d (6 GW wind vermogen).



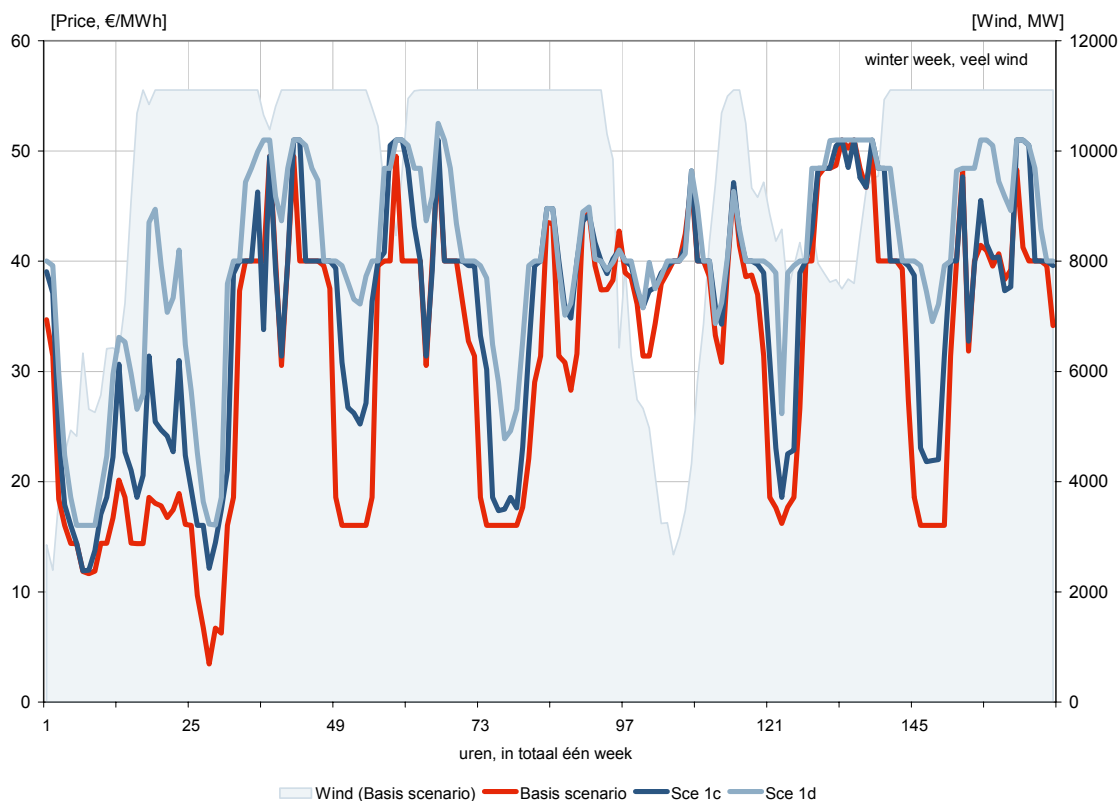
Figuur 6 Piek-, dal- en verschilprijzen (piek minus dal) in Nederland, voor alle scenario's

De prijsvorming in Nederland wordt beïnvloed door de marktprijs in de buurlanden en de beschikbare interconnectiecapaciteit. De kleine veranderingen in de prijzen tussen scenario's geeft aan dat er een hoge mate is van integratie met nabije markten.

5.4.2 De invloed van windenergie

De variaties van de marktprijzen in Nederland zijn geanalyseerd voor meerdere periodes van 7 dagen (een week), die vallen in verschillende delen van het jaar. Om de invloed van wind op de vorming van de elektriciteitsprijs te analyseren zijn de prijzen van het basisscenario (12 GW wind), vergeleken met de prijzen van scenario 1c (9 GW wind) en 1d (6 GW wind), met daarnaast de windproductie voor dezelfde periodes. In de analyse zijn representatieve weken gekozen: een winterweek met veel wind (Figuur 7), een zomerweek met weinig wind (Figuur 8) en een zomerweek met zowel veel als weinig wind (Figuur 9).

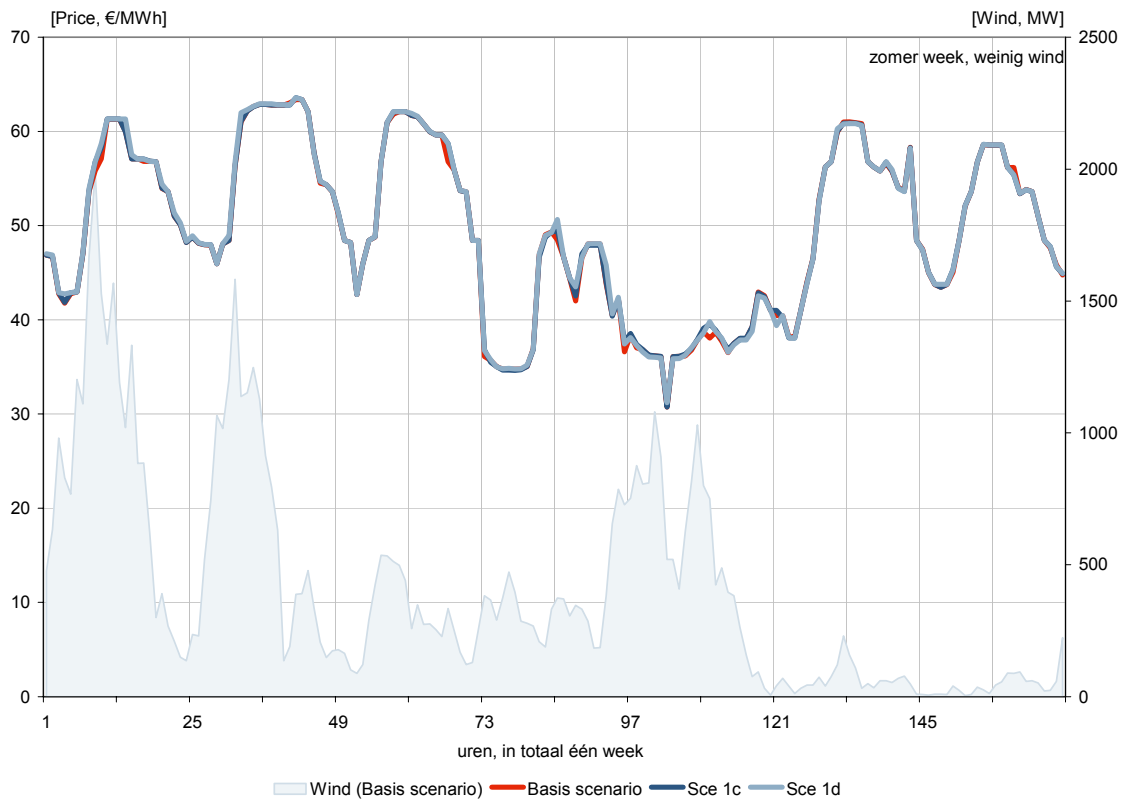
In de figuren is de invloed van de windbelasting op de elektriciteitsprijs goed te zien. Bijna van uur tot uur varieert de wind en zijn de daarmee samenhangende prijsvariaties zichtbaar.



Figuur 7 Prijzen en windproductie voor een periode met veel wind, vergelijking tussen scenario's met 12, 9 en 6 GW wind capaciteit. Het windvermogen is aangegeven als blauw vlak, en de lijnen geven de prijzen in de verschillende scenario's.

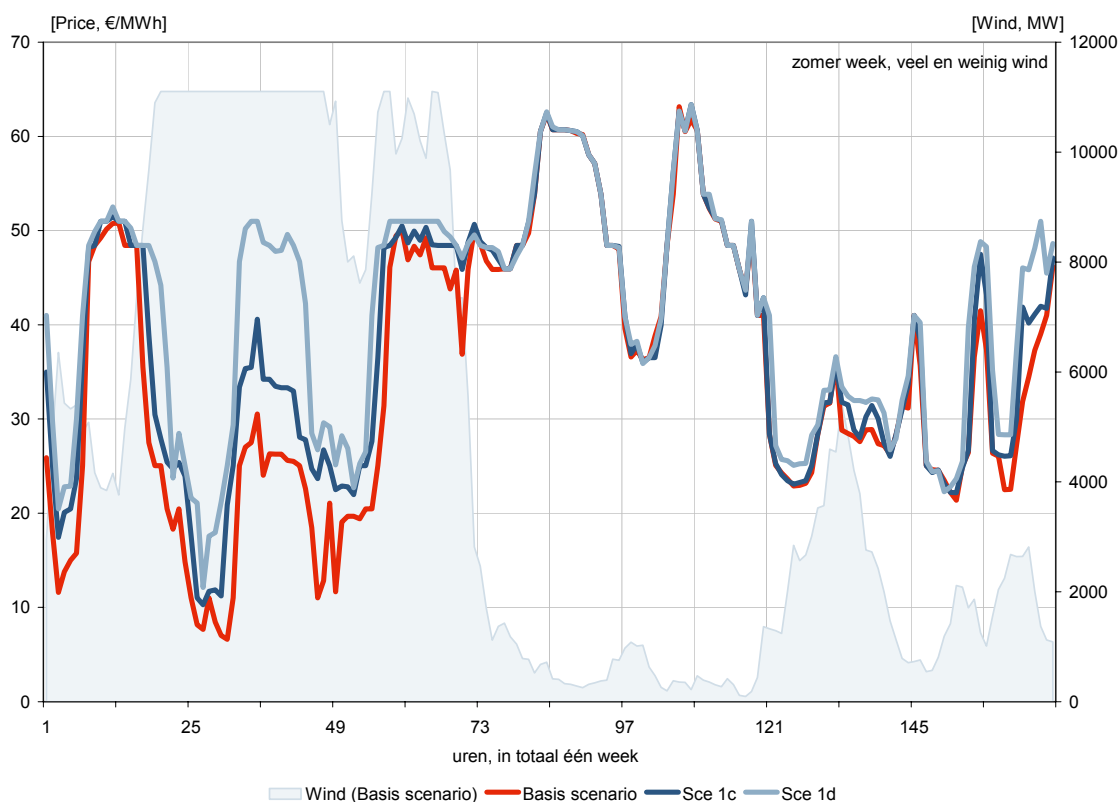
Bij veel windenergie zijn de marginale kosten en daarmee ook de prijs in het basisscenario (12 GW wind) structureel lager dan de prijzen in scenario 1c (9 GW wind) en scenario 1d (6 GW wind). Dit effect van windenergie op de hoogte van de elektriciteitsprijs is met name zichtbaar in Figuur 7. Bij deze lagere kosten dient opgemerkt te worden dat het in deze studie bij productiekosten niet om totale kosten gaat: investeringskosten en vaste kosten zijn in de simulaties niet meegenomen.

De grafieken laten enkele weken van een jaar zien. Indien de windproductie van het hele jaar wordt beschouwd dan is de maximale windproductie in NL in 2020 ongeveer 11 GW. De reden hiervoor is de technische niet beschikbaarheid van de windmolens.



Figuur 8 Prijzen en windproductie voor een periode met weinig wind, vergelijking tussen scenario's met 12, 9 en 6 GW windcapaciteit. Het windvermogen is aangegeven als blauw vlak en de lijnen geven de prijzen in de verschillende scenario's.

Bij geen of weinig windenergie convergeren de prijzen voor de scenario's met meer of minder windvermogen (basis, 1c 1d). Dat is met name zichtbaar in Figuur 8.



Figuur 9 Prijzen en windproductie voor een periode met zowel veel als weinig wind, vergelijking tussen scenario's met 12, 9 en 6 GW windcapaciteit. Het windvermogen is aangegeven als blauw vlak, en de lijnen geven de prijzen in de verschillende scenario's.

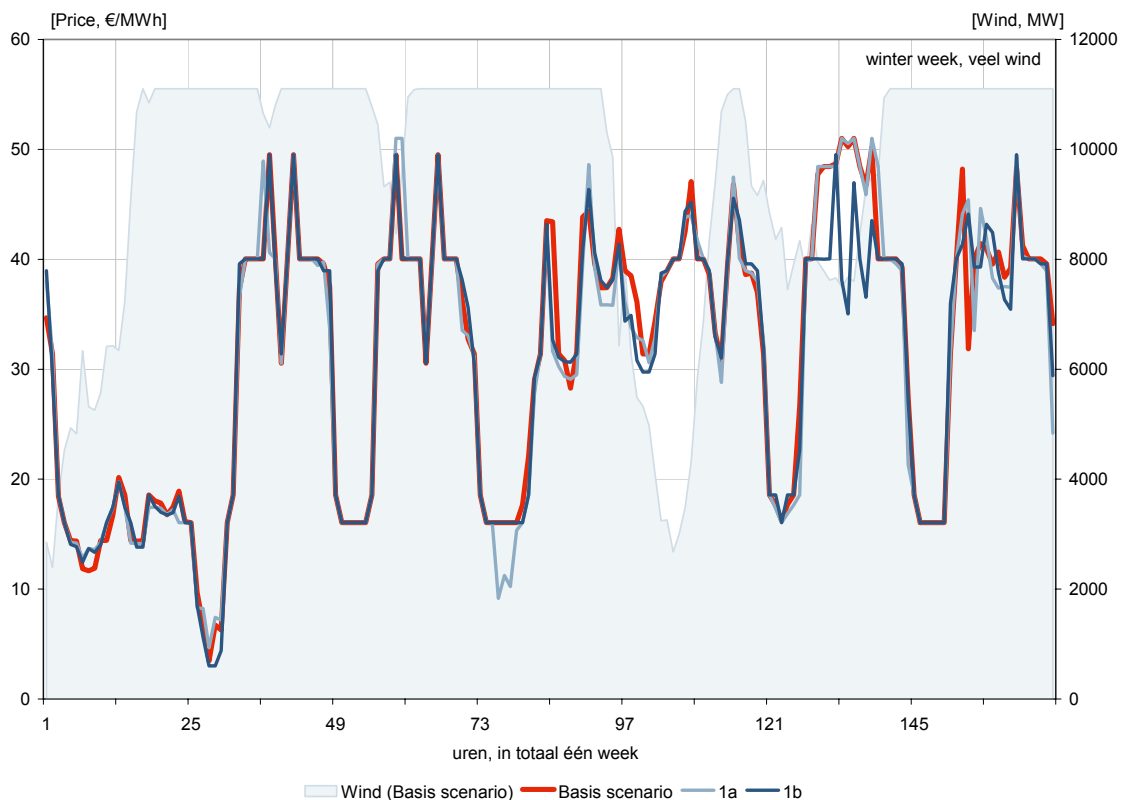
In de tijdsreeks in Figuur 9 is goed te zien dat de prijzen convergeren bij weinig tot geen wind (rechts en midden), maar van elkaar verschillen bij veel wind (links).

5.4.3 De invloed van de brandstofmix

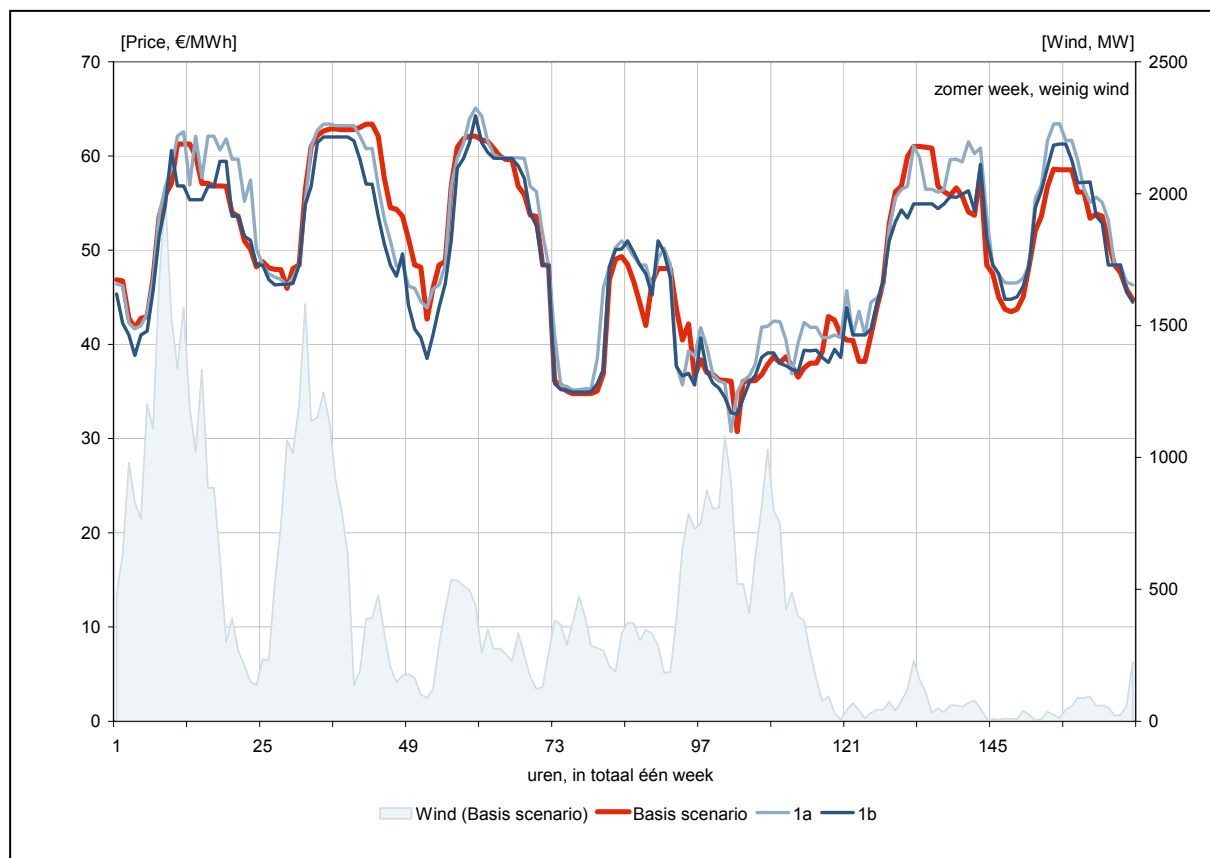
In Figuur 10 en Figuur 11 zijn de elektriciteitsprijzen weergegeven voor respectievelijk een volledige winterweek met veel windenergie en een zomerweek met weinig windenergie. De invloed van meer of minder geïnstalleerd vermogen (brandstofmix) in Nederland op de elektriciteitsprijzen in het basisscenario, scenario 1a (30 GW geïnstalleerd vermogen) en scenario 1b (39 GW geïnstalleerd vermogen) is kleiner dan de invloed van windvermogen variaties in met name scenario 1c en 1d.

De prijzen in de scenario's voor verschillend geïnstalleerd vermogen convergeren bij een hoge windproductie en divergeren bij lage windproductie. Tevens blijkt dat de variaties van het brandstofmix (het geïnstalleerd vermogen) minder invloed hebben op de elektriciteitsprijzen dan de variaties van het windvermogen. Dit is zichtbaar in de kleinere variatie tussen scenario's bij zowel veel als weinig wind (Figuur 7 tot en met Figuur 9 in vergelijking met Figuur 10 en Figuur 11).

Uit de grafieken blijkt dat meer of minder wind in de brandstofmix veel meer invloed heeft op de elektriciteitsprijs dan meer of minder fossiel vermogen. Dit is het gevolg van de zeer lage kosten van windenergie, waardoor dit een grotere invloed op de marginale kosten, en dus de marktprijs, heeft dan bijvoorbeeld diverse typen fossiele opwekking.



Figuur 10 Prijzen en windproductie voor een periode met veel wind vergelijking tussen scenario's met 30, 34 en 39 GW geïnstalleerd vermogen



Figuur 11 Prijzen en windproductie voor een periode met weinig wind vergelijking tussen scenario's met 30, 34 en 39 GW geïnstalleerd vermogen

Hoewel we wel erg lage prijzen zien zoals in Figuur 10 hierboven, zijn wij in de resultaten geen negatieve prijzen tegengekomen voor Nederland.

5.5 Impact van wind op WKK en kolen inzet

De resultaten van deze studie zijn gebruikt om de haalbaarheid en impact van het integreren van wind en WKK in het elektriciteitsstelsel te onderzoeken. Daarvoor is de feitelijke inzet en productie van deze technologieën gesimuleerd in samenhang met gas- en kolencentrales. De belangrijkste bevindingen hierbij zijn:

- er is nagenoeg geen wind-*curtailment* waargenomen, dit betekent dat de beschikbare wind kan worden geabsorbeerd in het systeem

- in contrast daarmee is de inzet en productie van WKK substantieel lager dan potentieel het geval is, wat opgemaakt kan worden uit de volgende simulaties:
- bij 12 GW wind wordt slecht 86% van het beschikbare potentieel voor WKK ingezet (exclusief verbrandingsmotoren in de glastuinbouw). dat wil zeggen dat circa 14% van de corresponderende warmtevraag geleverd wordt door hulpwarmteketels (of via warmteopslag, wat niet is gemodelleerd)
- bij 6 GW wind is de inzet van WKK potentieel hoger, namelijk circa 91% van het theoretische potentieel

Deze bevindingen worden geïllustreerd in tabel 8 en Figuur 12.

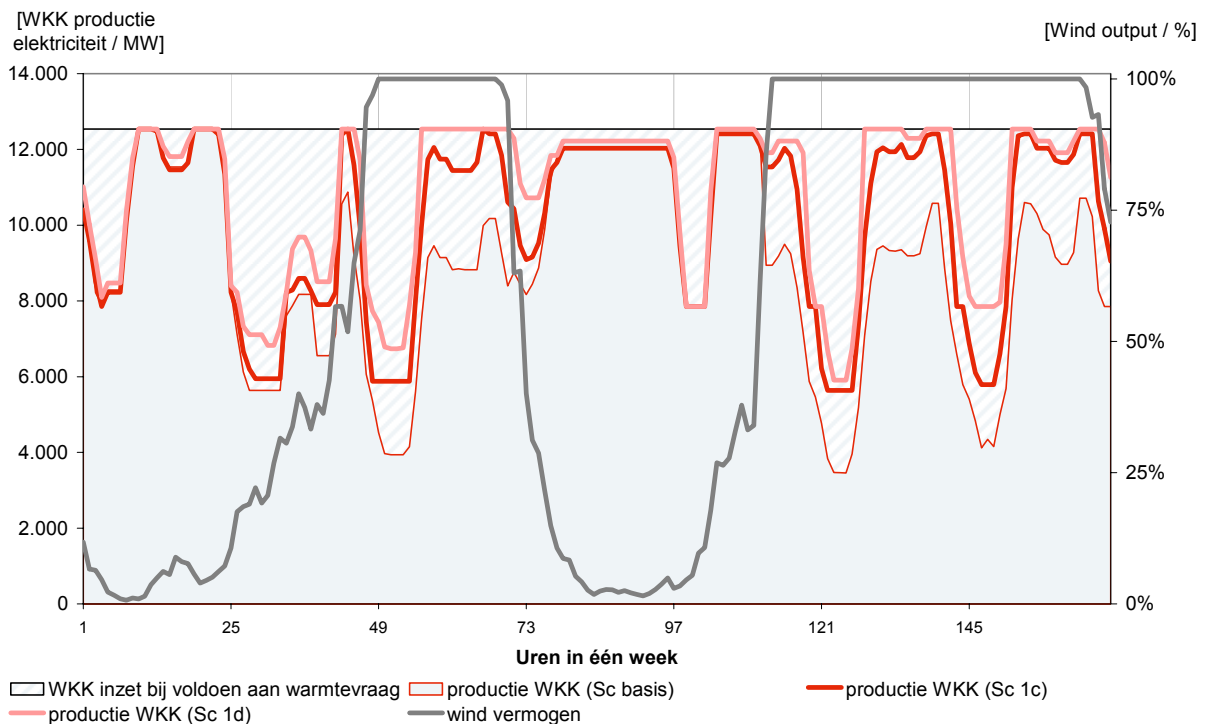
Tabel 9 Windproductie en wind curtailment in Nederland in verschillende scenario's

Sce #	Beschikbare Wind	Productie uit Wind	Wind Curtailment	
			[TWh/a]	[%]
basis	32,6	32,6	0,003	0,01%
1	a	32,6	0,001	0,00%
	b	32,6	0,003	0,01%
	c	24,4	0,001	0,00%
	d	16,3	0,000	0,00%
2	a	32,6	0,443	1,36%
	b	32,6	0,506	1,55%
3	32,6	32,6	0,003	0,01%
4	a	32,6	0,003	0,01%
	b	32,6	0,007	0,02%

Uit Tabel 9 blijkt dat de wind *curtailment* in alle scenario's laag is. *Curtailment* treedt voornamelijk op gedurende de nacht in de wintermaanden. In de varianten met meer *must run* WKK vermogen treedt ook *curtailment* op in de zomer, als er veel wind is (zie scenario 2a&b). De *curtailment* is dan circa 1,5% van de windproductie.

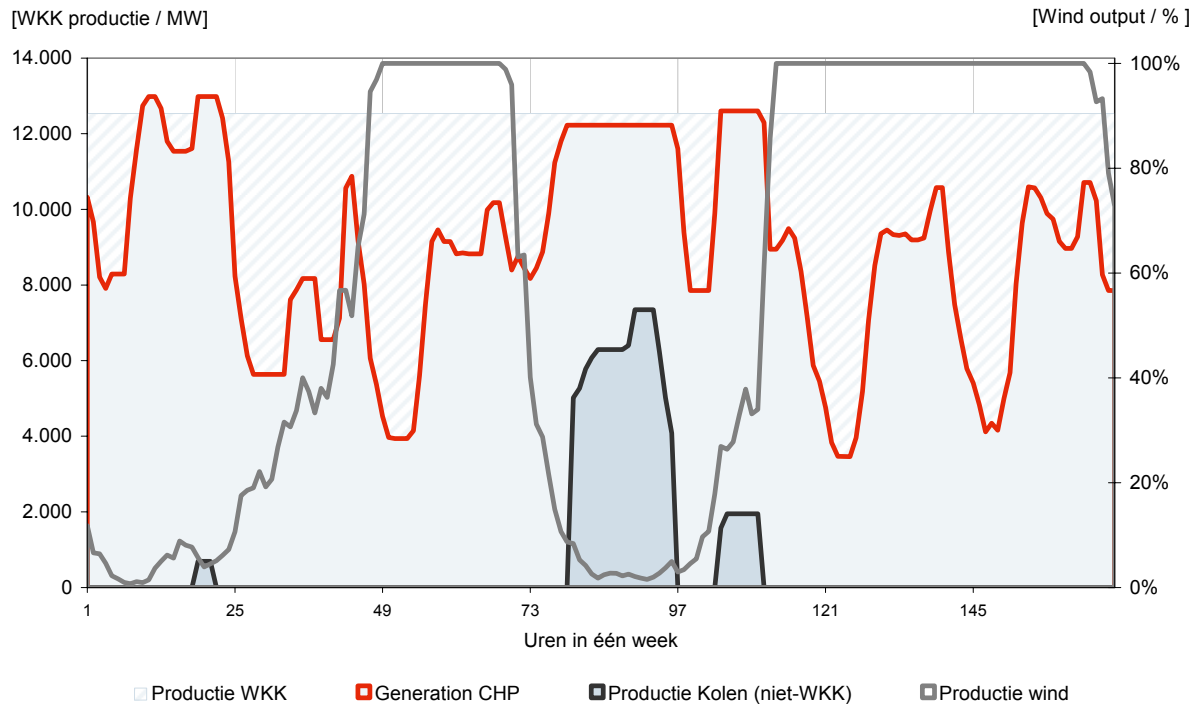
Figuur 12 laat de WKK productie zien in een week in februari voor verschillende hoeveelheden geïnstalleerd vermogen voor windenergie. Hieruit blijkt duidelijk dat:

- WKK eenheden regelmatig worden teruggeregeld tijdens nachturen
- grote hoeveelheden windenergie WKK wegdrücken. In dit geval leidt dit tot een beperking van de hoeveelheid WKK tot circa 75% van het nuttige potentieel gedurende drie dagen van de week (3, 6, 7) namelijk die dagen met veel wind.



Figuur 12 Inzet van WKK met warmtelevering en de invloed van windenergie daarop, voor één week in februari. De maximale inzet van WKK waarbij aan de warmtevraag voor WKK-eenheden wordt voldaan is gearceerd weergegeven. De productie van WKK eenheden en de daarmee samenhangende warmte levering is aangegeven met rode en roze lijnen.

De onderstaande figuur (Figuur 13) bevestigt dat WKK met warmtelevering ingezet wordt voordat kolencentrales worden ingezet, ofwel dat niet-WKK kolencentrales worden afgeregeld/afgeschakeld voordat WKK eenheden worden teruggenomen²⁶.



Figuur 13 Kolen en WKK inzet voor één week in februari en de invloed van windenergie daarop, met gearceerd de productie van WKK bij maximale warmtelevering, en productie van WKK eenheden als rode lijn. De grijze lijn geeft de productie van windenergie (in % van het totaal) en de zwarte lijn de productie van koleneenheden

²⁶ De simulaties zijn gebaseerd op de aanname dat de volledige flexibiliteit van moderne kolengestookte eenheden wordt benut als dit helpt om de overall productiekosten te minimaliseren. Daardoor kunnen zelfs kolencentrales voor slechts een paar uur gesynchroniseerd worden terwijl deze voor tussengelegen periodes op 'hot standby' staan.

In Tabel 10 is de verhouding van productie en beschikbaarheid weergegeven. Dit is een maat voor de benutting van het beschikbare vermogen.

Tabel 10 Verhouding tussen productie en beschikbare capaciteit per type eenheid

		type Eenheid/Brandstof			
		Kolen	Kolen_WKK	GAS_WKK	GAS_WKK
		zonder WKK			Excl. GM in Glastuinbouw
Basis scenario	12 GW wind	23,3%	55,7%	46,2%	60,0%
Scenario 1d	6 GW wind	29,1%	60,3%	50,4%	65,4%

De tabel laat duidelijk de invloed zien van minder wind op de inzet van verschillende type centrales, zoals blijkt uit de vergelijking tussen 6 GW en 12 GW wind in respectievelijk scenario 1d en het basisscenario. Daarnaast geeft de tabel aan dat de inzet van circa 50 – 65% van de totale elektrische capaciteit van de WKK eenheden gebruikt wordt in deze scenario's. Ook is er een zichtbare verdringing van kolen- en WKK-vermogen door meer wind. Dit is circa 5% van de beschikbare capaciteit bij zowel kolen- als WKK-vermogen.

5.6 Import en export

Voor de analyse van de import en export van het Nederlandse elektriciteitsstelsel zijn drie extreme scenario's geanalyseerd: basisscenario en scenario 3 met 25 GW minder kolenvermogen waarvan 7,3 GW minder kolenvermogen in Nederland, en een scenario met 6 GW windcapaciteit (scenario 1d).

Onder de aannames in deze studie geven de resultaten van de economische optimalisatie in het basisscenario aan, dat Nederland in 2020 een exportland zal zijn met een jaargemiddeld exportvermogen van 304 MW. In het geval dat de brandstofmix verandert ten opzichte van het basisscenario, bijvoorbeeld als gevolg van minder kolenvermogen (7346 MW koleneenheden minder in Nederland), of als gevolg van 6 GW minder windvermogen (scenario 1d), zal Nederland een importland zijn.

Tabel 11 Import, export en netto export van diverse regio's

Netto export jaargemiddeld [MW]	Basisscenario 12 GW wind	Scenario 1d 6 GW wind	Scenario 3 minder kolen
NL – NO	222	147	106
NL – GB Engeland	914	877	775
NL - DE RWE zuid	26	- 46	- 42
NL - DE RWE noord	- 1082	- 1.431	- 1338
NL – DE Eon noord	- 1082	- 1.227	- 1361
NL – BE	1405	1.169	1060
Netto export	304	- 511	- 800

Zoals blijkt uit Tabel 11 is er bij de drie scenario's sprake van invoer vanuit Noord Duitsland en uitvoer naar Duitsland Zuid en België en Groot Brittannië. Deze doorvoer (transit) komt terug in alle drie de scenario's. De omvang van deze doorvoer is gevoelig voor verschillen tussen de scenario's. In het basisscenario (met 12 GW wind) is de doorvoer kleiner en is er netto export. Nederland wordt een netto import regio in scenario's met minder wind in Nederland (scenario 1d) en minder kolen in alle regio's (scenario 3).

Voor het basisscenario is onderzocht hoe de import en export samenhangen met de hoeveelheid windenergie gedurende het jaar. Hieruit blijkt dat in tijden met maximale wind per saldo 3-4 GW elektriciteit wordt geëxporteerd. Dit is nodig om voldoende reserve binnen Nederland te verzekeren voor een veilige bedrijfsvoering. Deze export is naar Noorwegen, Engeland en België. Per saldo wordt op deze momenten van Noord Duitsland geïmporteerd. Voor de rest van het jaar is de som van de import vrijwel gelijk aan de som van de export. Bij relatief veel wind is er een exportoverschot van 1,5 GW, teruglopend naar nul bij gemiddelde wind waarna het importoverschot begint, oplopend tot ongeveer 1,5 GW bij minimale wind.

5.7 De inzet van de kolencentrales

Uit de simulaties blijkt dat een groot deel van de conventionele installaties in de verschillende scenario's in 2020 een relatief lage inzet heeft (weinig draaiuren). Dit heeft effect op de economische rentabiliteit van deze eenheden. In deze studie hebben we dit effect gezien voor nieuwe en bestaande kolencentrales in Nederland en de ons omringende landen. Daarbij is de economische levensvatbaarheid van een nieuwe of bestaande kolencentrale afgeschat door te kijken of de operationele inkomsten de investeringskosten kunnen dekken. In het algemeen geldt dat kapitaalsintensieve centrales, zoals kolencentrales een aanzienlijk aantal draaiuren per jaar moeten hebben om winstgevend te zijn.

Een laag aantal draaiuren kan erop wijzen dat er geen businesscase voor een nieuwe installatie is of dat bestaande eenheden, die veelal een lagere efficiency hebben, uit bedrijf kunnen worden genomen. Een van de scenario's (scenario 3) behandelt daarom het effect van een significant lager aandeel kolen (basislastvermogen) in de brandstofmix. Deze aanvullende simulaties wijzen erop dat een significante vermindering van beschikbare (kolengestookte) capaciteit in Nederland en de omringende landen nodig is om een aantal draaiuren voor kolenvermogen te verkrijgen dat normaal geacht wordt voor basislastvermogen en waarmee voldoende economische rentabiliteit zou kunnen worden verkregen. In deze aanvullende simulaties is maximaal 25 GW minder kolenvermogen opgesteld dan in het basisscenario, waarvan 7,3 GW in Nederland.

Deze observatie moet met de nodige voorzichtigheid worden gelezen. Ten eerste is de elektriciteitsmarkt als een perfecte markt gemodelleerd wat veelal leidt tot onderschatting van de marktprijzen. Bovendien richten de uitgevoerde simulaties zich niet op het doorrekenen van individuele businesscases en zijn derhalve niet geschikt om conclusies over die businesscases te trekken. Niettemin lijkt het logisch dat het introduceren van veel windvermogen met lage marginale kosten de marktprijzen onder druk zet. Zonder tegenkrachten kan dit, samen met het lagere aantal draaiuren, leiden tot een lagere rentabiliteit van productievermogen.

De mogelijke lagere rentabiliteit van (basislast)vermogen noopt tot nadere analyse van de toekomstige markt en de samenstelling van het productiepark waarbij onderzocht zou kunnen worden welke tegenkrachten zouden kunnen leiden tot verbetering van deze rentabiliteit. Nader onderzoek naar de mogelijke gevolgen voor de marktpartijen van de introductie van zeer veel windvermogen en onderzoek naar een optimale samenstelling van het productiepark met veel wind wordt daarom aanbevolen.

6 CONCLUSIES

6.1 Voornaamste aannames

Voordat de hoofdbevindingen worden gepresenteerd, benadrukken we hieronder een aantal belangrijke aannames die zijn gehanteerd binnen deze studie, en die in acht genomen zouden moeten worden bij het interpreteren van de resultaten:

- deze studie heeft niet tot doel het identificeren van de 'optimale brandstofmix' voor de toekomst, maar analyseert slechts het resultaat van verschillende scenario's, die zijn gekozen met het oog op de verwachte ontwikkeling van de nationale elektriciteitsystemen tot 2020 en de milieudoelstellingen van de Nederlandse overheid zoals hierboven zijn besproken
- zowel WKK als windenergie ontvangen geen subsidie voor de geproduceerde of geleverde elektriciteit. Deze veronderstelling, die zowel op Nederland als op alle andere landen (met inbegrip van Duitsland) van toepassing is, impliceert dat zowel de WKK als wind in de markt volledig moeten concurreren en dat hun bedrijfsvoering economisch wordt geoptimaliseerd. Slechts een beperkte hoeveelheid WKK vermogen is als must run gemodelleerd
- hoewel het simulatiemodel rekening houdt met regionale *loadflows* en netbeperkingen, houdt het geen rekening met potentiële netbeperkingen binnen de meeste landen, maar veronderstelt het voldoende vervoercapaciteiten binnen elk netwerkgebied (zoals ook voor bijvoorbeeld Nederland)
- de uitgevoerde simulaties zijn gebaseerd op perfecte competitie met de marginale kostprijs als biedprijs op de elektriciteitsmarkt, terwijl alle technische beperkingen van individuele elektriciteitscentrales in het model worden meegenomen. In werkelijkheid zullen opwekkers zelf hun inzet plannen en mogelijk hun productie aanbieden tegen andere prijzen, wat met name zal leiden tot hogere prijzen gedurende piekuren.

6.2 Conclusies

De volgende conclusies zijn getrokken uit het onderzoek.

1. 12 GW wind in 2020 is inpasbaar in het elektriciteitsysteem.

In het basisscenario is het mogelijk om 12 GW windenergie in het elektriciteitsysteem te integreren zonder dat dit leidt tot het niet kunnen benutten van elektriciteit uit wind (zogenaamde wind *curtailment*). Slechts 0,01% van de totale productie zal verloren gaan door het terugregelen van windproductie. Ook bij scenario's met minder flexibel WKK-vermogen, ofwel een hoger aandeel must-run, zal vrijwel de volledige hoeveelheid elektriciteit uit windenergie worden benut. In het scenario met 6.000 MW must-run zal 1,55% van de potentiële windproductie worden teruggeregeld. Zie sectie 5.5.

2. CO₂ emissie in Nederland daalt bij toename van het opgesteld windvermogen.

De specifieke CO₂-emissie als gevolg van de elektriciteitproductie in Nederland daalt bij een toename van het opgestelde windvermogen²⁷. In het basisscenario met 12 GW wind gaat het om een emissie van 334 g/kWh, terwijl het in de scenario's met 9 GW en 6 GW wind om respectievelijk 363 en 395 g/kWh. Hierbij is wel rekening gehouden met het feit dat conventionele centrales vaker in deellast en daardoor minder efficiënt draaien, maar niet met extra CO₂-emissie als gevolg van het minder inzetten van WKK vermogen. Zie sectie 5.3.

3. De gemiddelde marginale kosten dalen bij een toename van het opgesteld windvermogen.

In een optimaal werkende markt zal de marktprijs van elektriciteit bepaald worden door de marginale kosten van de duurste productie-eenheid die op enig moment wordt ingezet. Wanneer we het basisscenario met 12 GW wind vergelijken met de scenario's met 9 GW en 6 GW wind, dan blijkt dat de jaargemiddelde marginale kosten in de twee scenario's met minder wind resp. 8% en 14% hoger liggen. Hieruit mag niet worden geconcludeerd dat een scenario met meer wind in totaal goedkoper is dan een scenario met minder wind. Investeringskosten en vaste kosten zijn bijvoorbeeld niet meegenomen, omdat deze niet relevant zijn voor de hoogte van de marginale kosten. Aan de andere kant zijn vaste kosten natuurlijk wel bepalend voor de totale kosten van de betreffende scenario's²⁸. Zie sectie 5.2.

²⁷ We merken hierbij op dat voor de totale Europese CO₂-uitstoot het ETS-plafond bepalend is. Reductie in een bepaald land leidt waarschijnlijk tot handel over de grens en niet tot echte vermindering van de uitstoot in Europa.

²⁸ Voor een verdere toename van de hoeveelheid wind blijft het gelet op de totale kosten van wind noodzakelijk om investeringen in wind op de één of andere manier te stimuleren.

4. WKK zal minder worden ingezet bij toename van het opgesteld windvermogen.

Windenergie heeft lage marginale kosten en zal daarom in zijn algemeenheid eerder worden ingezet dan eenheden met hogere marginale kosten, zoals kolengestookt vermogen, WKK-vermogen en overig gasgestookt vermogen. Dit betekent dat naarmate er meer windenergie wordt geproduceerd de draaiuren van genoemde eenheden zullen dalen. Daarbij is vooral het effect op WKK interessant gelet op het feit dat het hier in principe om een efficiënte manier van elektriciteit- en warmteproductie gaat. Een indicatie van dit effect wordt gevormd door de warmteproductie met behulp van WKK in de verschillende scenario's. De simulaties laten zien dat de productie van warmte uit WKK lager is dan wat potentieel mogelijk is en dat dit effect toeneemt naarmate er meer windvermogen opgesteld is. In het scenario met 6 GW aan windcapaciteit gaat het om circa 9% minder warmte, terwijl het in het scenario met 12 GW wind om circa 14% minder warmte uit WKK gaat. Zie sectie 5.5.

5. Effecten van windvermogen op draaiuren en rentabiliteit van nieuwe en bestaande centrales.

Uit de simulaties blijkt dat een groot deel van de conventionele installaties in de verschillende scenario's in 2020 een relatief lage inzet heeft (weinig draaiuren). Dit heeft effect op de economische rentabiliteit van deze eenheden. In deze studie hebben we dit effect gezien voor nieuwe en bestaande kolencentrales in Nederland en de ons omringende landen. Daarbij is de economische levensvatbaarheid van een nieuwe of bestaande kolencentrale afgeschat door te kijken of de operationele inkomsten de investeringskosten kunnen dekken. In het algemeen geldt dat kapitaalsintensieve centrales, zoals kolencentrales een aanzienlijk aantal draaiuren per jaar moeten hebben om winstgevend te zijn in een ideale markt.

Een laag aantal draaiuren kan erop wijzen dat er geen businesscase voor een nieuwe installatie is of dat bestaande eenheden, die veelal een lagere efficiency hebben, uit bedrijf kunnen worden genomen. Een van de scenario's (scenario 3) behandelt daarom het effect van een significant lager aandeel kolen (basislastvermogen) in de brandstofmix. Deze aanvullende simulaties wijzen erop dat een significante vermindering van beschikbare (kolengestookte) capaciteit in Nederland en de omringende landen nodig is om een aantal draaiuren voor kolenvermogen te verkrijgen dat normaal geacht wordt voor basislastvermogen en waarmee voldoende economische rentabiliteit zou kunnen worden verkregen. In deze aanvullende simulaties is maximaal 25 GW minder kolenvermogen opgesteld dan in het basisscenario, waarvan 7,3 GW in Nederland.

Deze observatie moet met de nodige voorzichtigheid worden gelezen. Ten eerste is de elektriciteitsmarkt als een perfecte markt gemodelleerd wat veelal leidt tot onderschatting van de marktprijzen. Bovendien richten de uitgevoerde simulaties zich niet op het doorrekenen van individuele businesscases en zijn derhalve niet geschikt om conclusies over die businesscases te trekken. Niettemin lijkt het logisch dat het introduceren van veel windvermogen met lage marginale kosten de marktprijzen onder druk zet. Zonder tegenkrachten kan dit, samen met het lagere aantal draaiuren, leiden tot een lagere rentabiliteit van productievermogen.

De mogelijke lagere rentabiliteit van (basislast)vermogen noopt tot nadere analyse van de toekomstige markt en de samenstelling van het productiepark waarbij onderzocht zou kunnen worden welke tegenkrachten zouden kunnen leiden tot verbetering van deze rentabiliteit. Nader onderzoek naar de mogelijke gevolgen voor de marktpartijen van de introductie van zeer veel windvermogen en onderzoek naar een optimale samenstelling van het productiepark met veel wind wordt daarom aanbevolen.

7 APPENDICES

Aanpak en modellering	7.1
Aanbodcurven	7.2
Brandstofmix in detail	7.3
Analyse van flexibiliteit van Nederlandse WKK eenheden	7.4
Begrippenlijst	7.5

7.1 Aanpak en modelering

In de afgelopen jaren heeft KEMA een groot deel van de Europese elektriciteitsmarkt gemodelleerd met opwekeenheden, vraaginformatie en een representatie van het transmissienet. Ten behoeve van dit onderzoek gebruikt KEMA een simulatiemodel van het elektriciteitsstelsel dat de landen omvat van Noord en West Europa, aangevuld met een aantal landen van Centraal en Zuid Europa.

7.1.1 Het simulatiemodel PLEXOS

Als vereenvoudiging van de elektriciteitsmarkt is PLEXOS gebruikt, een volledig simulatie instrument om complexe elektriciteitsstelsels te modelleren. Het model kan marktontwikkelingen, elektriciteitsstromen tussen landen en regio's, prijzen op regionaal en interregionaal niveau en reservemarkten simuleren. PLEXOS bevat modellen voor windenergie, waterkrachtcentrales, interconnectoren tussen landen en regio's en opslagfaciliteiten.

De Noordwest Europese elektriciteitsmarkt wordt gesimuleerd als *day-ahead* markt, waarbij reserves vereist zijn die worden aangehouden om verschillen tussen de verwachtingen van de *day-ahead* markt en de uitkomsten van de *real time* markt (belasting, wind, beschikbaarheid, etc.) te kunnen opvangen. De simulatie van de *day-ahead* markt is gebaseerd op de chronologische inzet van productie-eenheden.

De simulaties van de *day-ahead* markt zijn uitgevoerd voor het jaar 2020.

In PLEXOS worden de energielevering en de beschikbaarheid van reservevermogen geoptimaliseerd. Welke centrale wordt gekozen voor het leveren van reserve is niet alleen afhankelijk van beschikbaarheid van de eenheid en zijn marginale kosten maar ook van de snelheid waarmee een centrale kan op- en afregelen en kan worden ingezet.

Bij de modellering is verondersteld dat er geen subsidies of privileges zijn zoals voorrang voor duurzame energie of WKK zijn. Beide concurreren op de (vrije) elektriciteitsmarkt.

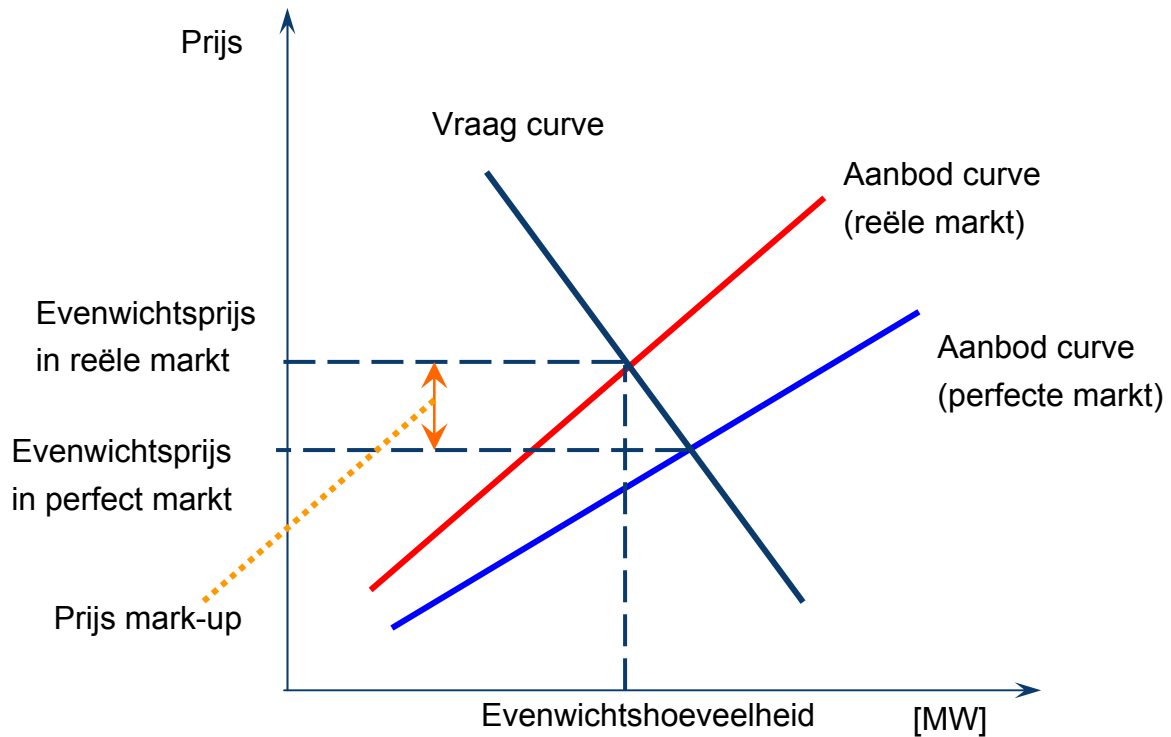
7.1.2 **Marktwerving in een perfecte markt**

Zoals aangegeven in de vorige paragrafen, kan de elektriciteitsmarkt gesimuleerd worden als een reële markt waarin marktpartijen ieder met hun eigen portfolio naar winstmaximalisatie streven, of als een perfecte markt waarin de inzet van alle eenheden op basis van marginale kosten bepaald wordt ('BV Nederland' benadering).

Voor deze studie wordt de perfecte markt (met perfecte competitie) gesimuleerd en geanalyseerd waarbij geoptimaliseerd wordt naar laagste systeemkosten, rekening houdend met alle beperkingen²⁹ in het systeem. Dit betekent dat de productie-eenheden ingezet worden in volgorde van hun marginale kosten (*merit order*) en dat de marktprijs gelijk is aan de marginale systeemkosten. Verder vindt co-optimalisatie plaats van de elektriciteitsproductie en de behoefte aan reservevermogen.

In Figuur 14 is aangegeven wat het verschil kan zijn tussen de elektriciteitsprijs in een perfecte markt en de prijs in een reële markt, waar de elektriciteit wordt aangeboden tegen een hogere prijs dan de marginale kosten.

²⁹ Beperkingen in het systeem kunnen zijn: transmissiebeperkingen, beperkingen van de opwekking zoals minimum belastingsniveau, en regelbeperkingen.



Figuur 14 Elektriciteitsprijs: verschil tussen perfecte markt en reële markt

Door het vermogen aan te bieden tegen een hogere prijs dan de marginale kosten ontstaat een hogere evenwichtsprijs. Het verschil tussen de nieuwe en oorspronkelijke prijs, bij de zelfde hoeveelheid wordt prijs *mark-up* genoemd. De evenwichtsprijs of marktprijs in de gemodelleerde perfecte markt zal lager uitvallen dan in de werkelijke markt. Het feit dat dit niet is meegenomen in de modellering heeft geen invloed op de belangrijkste conclusies van het rapport, want de merit order blijft onveranderd.

De aanpak leidt tot één vraag- en aanbodcurve. In werkelijkheid heeft iedere producent zijn eigen vraag- en aanbodcurve, met als vraag de leveringsplichten en als aanbod het beschikbare productievermogen met biedprijzen. Doordat elke marktpartij zijn eigen portfolio optimaliseert, inclusief reservebehoefte, is dit in feite een suboptimalisatie en zal dit leiden tot een prijsverhoging in de markt. Dit effect is niet in de modellering meegenomen, aangezien deze manier van modelleren inzicht biedt in de marktwerking zonder de invloed van onder andere strategisch gedrag van individuele actoren in de markt.

Samengevat optimaliseert het simulatiemodel de markt als een geheel zonder mogelijkheid voor strategisch gedrag en is de werkelijke markt een samenvoeging van marktpartijen die ieder hun eigen portfolio optimaliseren en tevens strategisch gedrag kunnen vertonen. De

suboptimalisatie leidt samen met het strategisch gedrag veelal tot een verhoging van de marktprijs.

De energielevering en de reserve beschikbaarheid worden samen geoptimaliseerd. Welke centrale wordt gekozen voor het leveren van reserve is niet alleen afhankelijk van beschikbaarheid van de eenheid en zijn marginale kosten maar ook voor de snelheid waarmee een plant kan regelen en ingezet kan worden.

7.1.3 De aannames voor het Noordwest Europese marktmodel

De belangrijkste kenmerken van het model en de simulaties zijn:

- de simulaties zijn gebaseerd op chronologische inzet van productie-eenheden met PLEXOS, in stappen van een uur, zoals in de structuur van de meeste Europese groothandelsmarkten,
- alle landen zijn beschouwd als een netwerkregio behalve Duitsland, Frankrijk, Groot Brittannië en Denemarken waarbinnen meer dan één regio is onderscheiden. Er is geen rekening gehouden met beperkingen (*constraints*) binnen een regio, (deels)
- niet-prijsgevoelige opwekeenheden, zoals een deel van de WKK-eenheden (*must run* eenheden), windturbines of *run-of-river* waterkrachtcentrales zijn gemodelleerd met een inzet profiel en/of met behulp van stochastische modellen (Monte Carlo)
- voor seizoensafhankelijke waterkrachtcentrales (bijvoorbeeld in de Alpen) wordt geen apart optimalisatiemodel opgesteld maar wordt gebruik gemaakt van typische seizoenprofielen in combinatie met korte termijn optimalisatie van beschikbare centrales (energie beperkingen)
- perfecte competitie met korte termijn kostprijsoffertes in de groothandelsmarkt (de marginale prijs van het systeem = korte termijn marginale kosten) en een schaduwprijs voor reserves
- de standaard ENTSO-E definities van primaire, secundaire and tertiaire reserve worden toegepast voor de landen binnen UCTE. Daarbij wordt een additionele reserve gedefinieerd voor de variaties van uur tot uur. Daarnaast zijn reserves voor langere tijdschalen meegenomen (met > 1 uur activeringstijd) om onzekerheden in de windvoorspelling voor de volgende dag mee te kunnen nemen
- simulatie van verschillende elektriciteitsystemen met meerdere marktregio's.

7.1.3.1 Elektriciteitproductie-eenheden

Voor de brandstofmix³⁰ in het jaar 2020 wordt uitgegaan van de voorspellingen van zogenaamde UCTE System Adequacy Forecast (SAF), Scenario B (december 2008), waar nodig aangevuld met voorspellingen van Eurprog 2007. De verhouding binnen de brandstofmix per land is aangegeven in bijlage 0.

Tabel 12 geeft een overzicht van de type elektriciteitscentrales gemodelleerd in PLEXOS. Dit zijn waterkrachtcentrales (HPP³¹), thermische centrales (nucleair, kolen, gas, biomassa centrales: hout, biogas, bioliquids enz.), zon- en windcentrales.

De werkelijke elektriciteitproductie-eenheden zijn in ons model samengevoegd tot centrales op basis van type brandstof, type eenheid en rendement. Dit is gedaan om het aantal eenheden te beperken. Deze vereenvoudiging leidt tot een geringe onnauwkeurigheid van de berekeningen, deze onnauwkeurigheid is te verwaarlozen bij de onnauwkeurigheid in de brandstofprijzen. Voor het overige zijn de centrales zoveel mogelijk in overeenstemming met de werkelijkheid gemodelleerd met hun technische parameters³², beschikbaarheid³³ en verplichtingen³⁴.

³⁰ Geïnstalleerd productievermogen.

³¹ *Hydro power plants.*

³² Op- en afregelen, opstarttijd, minimum draaitijd, minimum stilstandtijd, minimum vermogen.

³³ Bijvoorbeeld onverwachte uitval van een eenheid.

³⁴ Ten behoeve van de vraag naar reserve: primaire, secundaire en tertiaire reserve.

Tabel 12 Overzicht van gemodelleerde elektriciteiteenheden

Technologie	Opmerkingen	Data bronnen
Thermisch <ul style="list-style-type: none"> - Stoom Turbine (ST) - Gas Turbine (GT) - Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) - WKK (ook ST, GT, and CCGT) 	ST kan zijn: nucleair, kolen, AVI Een deel van de WKK centrales is gemodelleerd als <i>must-run</i> (met een minimum ingezet vermogen).	Eurostat KEMA technische database Eurprog (2007)
Waterkracht <ul style="list-style-type: none"> - <i>Hydro Storage</i> - <i>Run-of-River</i> - <i>Pumped Storage</i> 	Historische maandelijkse productie gegevens (voor HS en RoR) Pumped Storage is apart geoptimaliseerd	Eurostat, KEMA modelering
Wind	Windvermogen is berekend uit uurgegevens voor windsnelheden, die vervolgens zijn geaggregeerd per regio	Trade Wind studie <i>National Centre for Environmental Prediction (NCEP)</i>
Solar	Gemodelleerd als <i>must-run</i>	

De beschikbaarheid van windenergie is gemodelleerd op basis van twee variabelen: de beschikbaarheid van wind en de technische beschikbaarheid van de windcentrales. De wind beschikbaarheid is gemeten op een aantal meetpunten³⁵ (voor iedere regio zijn 1 tot 4 meetpunten gebruikt). In Figuur 15 zijn met gele markers deze punten aangegeven.

³⁵ Bron: *National Centre for Environmental Prediction*.



Figuur 15 Meetpunten voor wind

Eventuele bijstook van hout in kolencentrales is gemodelleerd in samenhang met de inzet van kolen in kolencentrales. Naast de aangegeven biomassacapaciteit wordt ervan uitgegaan dat de prijs van houtbijstook gelijk zal zijn aan de kolenprijs plus een verhoging op basis van vermeden CO₂ en de CO₂ prijs. Het hout wordt dus prijsneutraal meegestookt.

De UCTE heeft haar aannames voor de opgestelde capaciteit gebaseerd op informatie van TSO's in verschillende regio's. In de modelaannames zijn veel nieuwe installaties gedefinieerd die in 2020 mogelijk in realiteit niet gerealiseerd gaan worden. Vooral in Duitsland zou dit het geval kunnen zijn, wat ondermeer samenhangt met het langer openhouden van kerncentrales³⁶, wat wordt overwogen. In de marktmodellering wordt hiermee rekening gehouden, met de definitie van specifieke scenario's voor minder kolen in alle regio's en langer openblijven van kerncentrales in Duitsland.

Warmtekracht ³⁷is gemodelleerd als opwekeenheden met een must run gedeelte en een flexibel gedeelte. In het basisscenario is alleen een must run deel voor de industriële WKK verondersteld. De andere WKK is 100% flexibel aangenomen. Verder is voor de WKK een deel als echte WKK gemodelleerd en een deel als puur elektrisch vermogen. Het deel echte WKK is zodanig groot dat de warmtevraag gekoppeld aan de WKK geleverd kan worden.

³⁶ Zogenaamde 'Kernausstieg'.

³⁷ Aannames voor warmtekracht zijn niet definitief.

Deze warmtevraag is voor een deel van de WKK seizoensafhankelijk. Het deel dat nodig is voor warmtelevering heeft lagere kosten dan het deel dat alleen elektriciteit produceert omdat de opbrengst van warmtelevering³⁸ in mindering wordt gebracht op de kosten van elektriciteitsproductie. Het deel dat niet nodig is voor de warmtelevering wordt ingezet op basis van de *merit order*. Dit houdt in dat in het overgangseizoen (lente, herfst) en vooral in de zomer, als een flink deel van het warmtekrachtvermogen niet nodig is voor warmtelevering, het resterende vermogen (boven het WKK vermogen) voor elektriciteitsproductie ingezet kan worden als dit vermogen concurrerend is.

De must run capaciteit voor de industrie heeft een vlak jaarpatroon (alle maanden gelijk) en voor een deel (tuinders en ruimteverwarming) een seizoenafhankelijk patroon. In appendix 7.4 is een gedetailleerde beschrijving en analyse van de flexibiliteit van WKK eenheden te vinden. Voor het totale warmtekracht vermogen, 18 GW in 2020 in Nederland, is uitgegaan van de Eurprog 2007 cijfers van Eurelectric.

7.1.3.2 Reserves

Voor het modeleren van reserve zijn de gebruikelijk drie types primaire, secundaire en tertiaire reserve gedefinieerd, en een extra reserve voor het compenseren van windvariïaties. Om de complexiteit van de reservemarkt te reduceren, zijn de vier types reserve alleen beschouwd voor Nederland, België en Duitsland. Voor Frankrijk, de NORDEL landen en het Verenigd Koninkrijk zijn de reserves bijeengevoegd, waarbij reservehandel tussen landen niet mogelijk is. De extra reserve is in het model meegenomen, omdat het inzetten van een substantiële hoeveelheid windenergie leidt tot een verhoogde reservebehoefte. De extra benodigde reserve wordt in het model berekend uit de mogelijke windvariïaties in combinatie met variïaties van de belasting (electriciteitsvraag).

³⁸ Deze opbrengst is gelijkgesteld aan de warmteproductiekosten door gasgestookte hulpketels met een rendement van 90% (onderwaarde).

7.1.3.3 Interconnectoren

Om een realistisch beeld te geven van de flexibiliteit van de energie uitwisseling, de interconnectiecapaciteit tussen verschillende landen, is het nodig om rekening te houden met de fysieke stromen en de (thermische) beperkingen van het net.

Hoewel de huidige toepassing van *Net Transfer Capacity (NTC)*³⁹ de commerciële handel tussen landen mogelijk maakt, geeft deze geen realistische beeld van de huidige netbeperkingen, vooral voor de grote landen. Tegelijkertijd erkent men dat de voortdurende stijging van windvermogen in noord Duitsland zal leiden tot interne netbeperkingen in het Duitse transmissienet.

Voor deze studie zijn twee grote aanpassingen aangebracht in het modelleren van de netten, die verschilt van het huidige toepassing van de NTCs in de Europese markten:

- we maken gebruik van een DC model om de verwachte allocaties van de interconnectiecapaciteit in de toekomst te realiseren; en
- we modelleren grote landen (zoals Frankrijk, Duitsland en Groot-Brittannië) door meerdere regio's te beschouwen, gebaseerd op de huidige interne structuur van de netten.

Voor deze studie is gekozen voor een pragmatische oplossing, welke rekening houdt met de belangrijkste technische beperkingen van het net, zonder een gedetailleerde netanalyse van stromen te eisen. Deze aanpak is een optimum tussen rekentijd enerzijds en de benodigde resultaten in deze studie anderzijds.

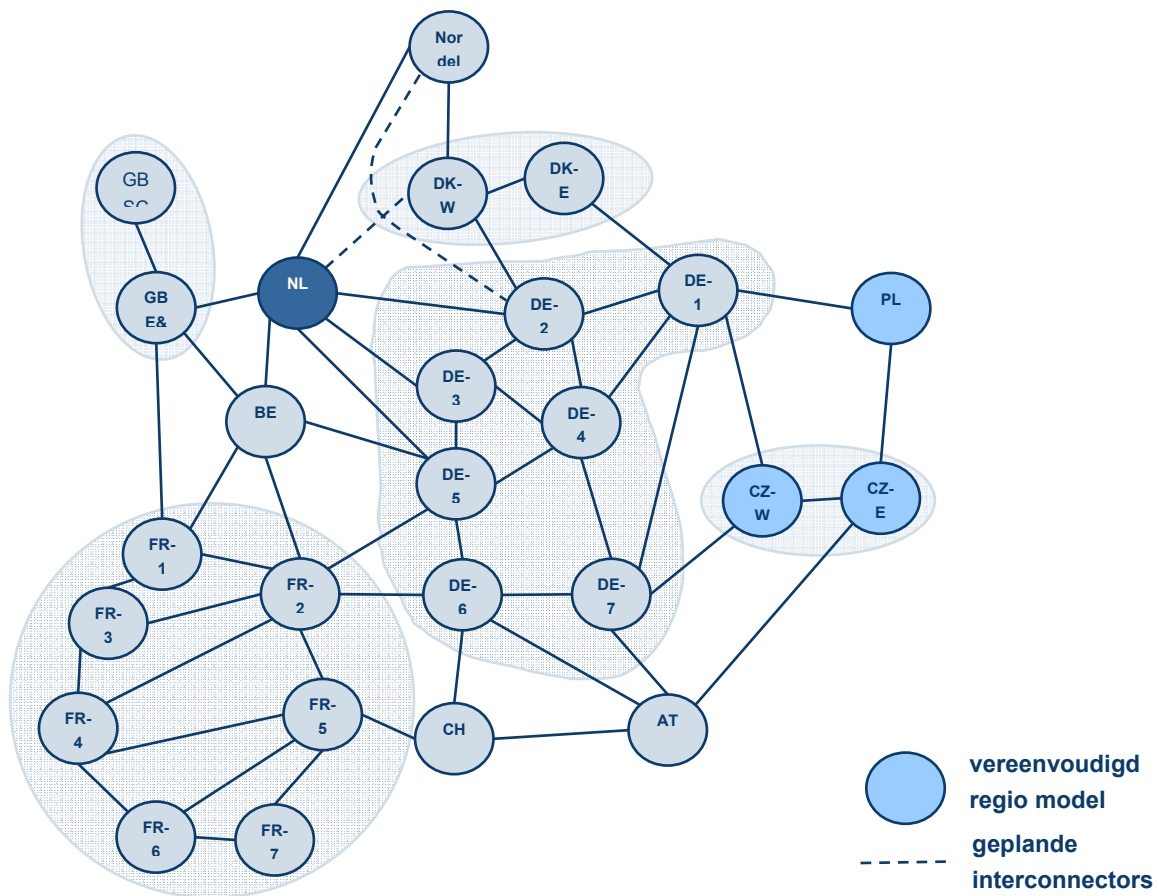
Voor het bepalen van de netwerk regio's van de grote landen is gekozen voor de volgende aanpak:

- voor Duitsland zijn zeven verschillende regio's gedefinieerd, gebaseerd op aggregatie van het Duitse regionale netwerk model dat gebruikt wordt door de Duitse TSO's;
- Frankrijk is ook in zeven verschillende regio's verdeeld, gebaseerd op de interne structuur van het Franse transmissiesysteem;
- Groot-Brittannië is verdeeld in twee regio's: Engeland & Wales en Schotland;
- Denemarken is verdeeld in West en Oost Denemarken volgens de indeling bij respectievelijke UCTE en NORDEL.
- alle andere landen, inclusief Nederland, zijn beschouwd als één regio.

³⁹ Maximale uitwisseling commerciële uitwisseling van elektriciteit (zie definities appendix 7.5).

Deze benadering is gebruikt voor het marktmodel in 2020, met in totaal 26 afzonderlijke regio's en de interconnecties zoals aangegeven in 7.1.3.3. Het model houdt rekening met de verwachte netuitbreidingen tot 2020, zoals de BritNed kabel en de directe interconnectie tussen België en Duitsland.

In een perfecte markt kent de interconnectiecapaciteit maar één handelsmoment dat gelijk is aan het handelsmoment van elektriciteit. Dit is in ons model ook zo opgenomen. Hierdoor is het verschil tussen expliciet en impliciet⁴⁰ veilen van interconnectiecapaciteit niet aan de orde.



Figuur 16 Het vereenvoudigde regiomodel van de netstructuur van het Europese marktmodel in 2020

⁴⁰ Veilen van capaciteit samen met geleverde energie.

7.1.3.4 Elektriciteitsvraag

Voor het jaar 2020 zijn voor alle landen, behalve voor Nederland, de historische belastingprofielen van UCTE voor 2008 gebruikt, met een opschaling naar de vraag in 2020 met groeifactoren van UCTE en Eurelectric (Eurprog 2007).

Voor Nederland wordt voor het basisscenario uitgegaan van een binnenlands elektriciteitsverbruik van 130 TWh in 2020, zoals dit ook in de referentieramingen van ECN/PBL gehanteerd wordt⁴¹. De elektriciteitsvraag van 146 TWh, die aansluit bij UCTE / Eurprog, wordt als variant meegenomen in scenario 4a.

7.1.3.5 Brandstof en CO₂ prijzen

De brandstoffen die ingezet worden in de elektriciteitsproductie-eenheden, worden modelmatig geaggregeerd tot de volgende hoofdbrandstoffen (zie Tabel 12). Daarbij wordt onderscheid gemaakt tussen regiospecifieke prijzen, waarin rekening gehouden is met verschillen in transportkosten en brandstoffen met gelijke kosten in alle regio's.

Tabel 13 Brandstofftypen

Brandstoffen met verschillende transport prijzen per regio	Gelijke prijzen voor alle regio's
Bruinkool	Synthesegas
Kolen	Uranium
Zware Stookolie (HFO)	Biomassa
Lichte Stookolie (LFO)	Zon
Vloeibaar Aardgas (LNG)	Water
Aardgas	Wind

Voor Biomassa, Syngas, en Uranium zijn identieke prijzen aangenomen voor alle regio's. Hoewel dit niet geheel correct is, heeft deze aanname een zeer beperkte invloed op de modellering.

⁴¹ ECN/PBL

De prijzen voor fossiele brandstoftypen zijn gebaseerd op commodity prijzen van de brandstof, transportkosten en kosten voor CO₂ emissierechten. De commodity prijzen zijn gebaseerd op de relatie tussen een veronderstelde vlakke basisprijs voor ruwe olie van USD 100 per barrel. De overige brandstofprijzen zijn gerelateerd aan de ruwe olie prijs. Transportkosten zijn geschat uit informatie uit eerdere projecten.

De aangenomen prijzen voor brandstoftypen en CO₂ emissierechten in het basisscenario zijn:

- brandstofprijzen gebaseerd op het niveau van 100 USD/bbl voor ruwe olie
- gasprijs is 85% van de GJ equivalente ruwe olie prijs (10,0 EUR/GJ)
- internationale kolenprijs is 100 EUR/ton (3,8 EUR/GJ)
- locale kolen- en bruinkoolprijzen zijn afkomstig uit de KEMA database
- HFO prijzen gebaseerd op 80% van de ruwe olieprijs (9,3 EUR/GJ)
- LFO prijzen gebaseerd op 125% van de ruwe olieprijs (14,6 EUR/GJ)
- CO₂ prijzen in 2020 zijn 20 EUR/ton.

In Tabel 14 zijn de gas- en kolenprijzen van het basisscenario weergegeven, voor Nederland, met gemiddelde transportkosten.

Tabel 14 Gas- en kolenprijzen

	Brandstof type	Commodity	CO ₂			Totaal
		EUR/GJ	EUR/ton	kg/GJ	EUR/GJ	EUR/GJ
Basis scenario	Gasprijs	10,0	20	56	1,1	11,1
	Kolenprijs	3,8	20	94	1,9	5,7

7.2 Aanbodcurven

Voor drie periodes van één uur is een aanbod, ofwel *supply curve* gemaakt – dit is een grafiek met op de x-as het cumulatief vermogen van de ingezette eenheden gerangschikt op *merit order*, en op de y-as de marginale kosten (SRMC).

De drie periodes van één uur zijn zo gekozen dat inzicht ontstaat in de invloed van windproductie en belasting (elektriciteitsvraag) op de vorming van de elektriciteitsprijs. De volgende uren zijn geselecteerd:

- 23 juni, 4.00h: veel wind en lage belasting (elektriciteitsvraag)
- 23 juni, 12.00h: veel wind en veel belasting (elektriciteitsvraag)
- 16 juli, 18.00h: weinig wind en veel belasting (elektriciteitsvraag).

De relevante gegevens zoals belasting, elektriciteitsprijs, import en export zijn gepresenteerd in tabellen onder de figuren.

De aanbodcurve geeft het op dat moment draaiende vermogen weer in de horizontale lijnen. Dit houdt in dat het must run deel van de grafiek alleen draaiend vermogen betreft dat moet produceren ten behoeve van warmtelevering.

Aanbodcurve 1: veel wind en lage belasting

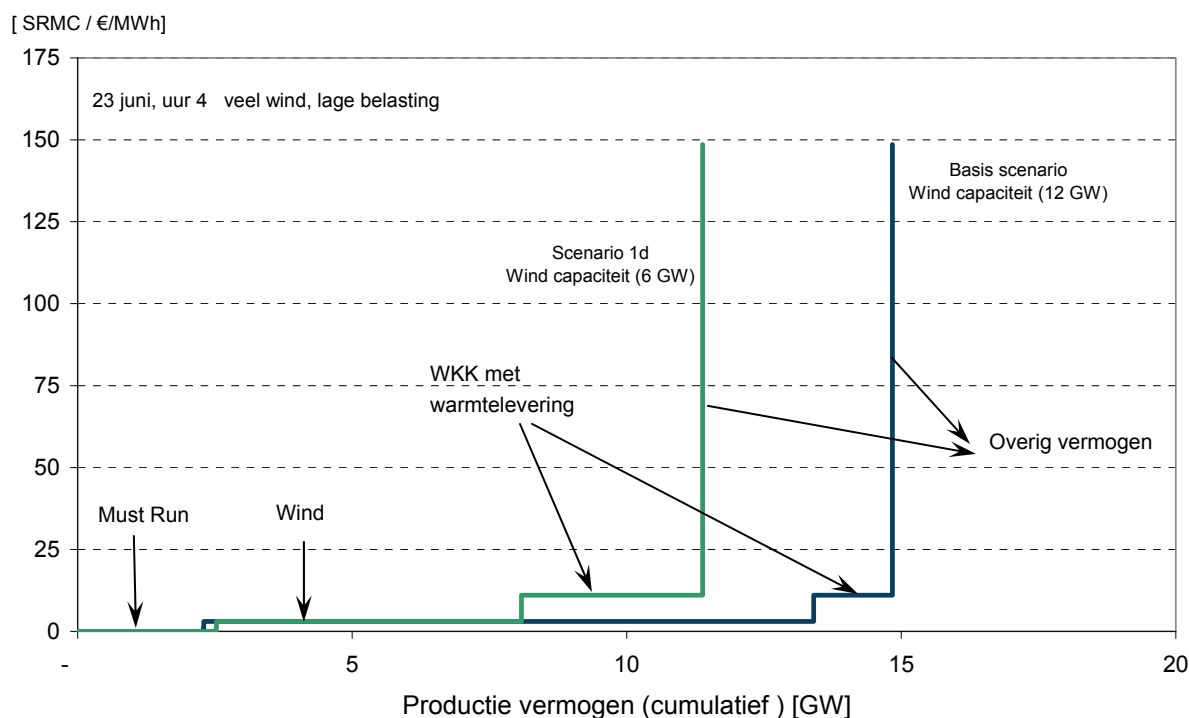
Figuur 17 geeft de aanbodcurve voor een uur met veel wind en een lage belasting. De aanbodcurve laat zien dat er verschillen zijn in marginale kosten voor diverse eenheden en tussen scenario's. Van links naar rechts staat het geleverde productievermogen (cumulatief) van uur 4, in volgorde van lage naar hoge marginale kosten.

De eenheden met zeer lage marginale kosten - zoals windenergie - staan uiterst links in de grafiek; met opklimmende kosten volgen de WKK eenheden met warmtelevering, de kolen en de gasgestookte eenheden en vervolgens de WKK eenheden zonder warmtelevering. De eenheden met de hoogste marginale kosten staan in de verticale lijn rechts en produceren niet in dit uur. In Figuur 17 wordt de elektriciteitsvraag geheel ingevuld met must run, wind en WKK eenheden met warmtelevering.

Als gevolg van 12 GW windcapaciteit in het basisscenario zijn de marginale kosten over de hele aanbodcurve (van links naar rechts) in het basisscenario lager dan in scenario 1d met 6 GW windvermogen (zie Figuur 17). De meest rechtse verticale lijn geeft aan hoeveel vermogen geleverd wordt (14,8 GW in het basisscenario).

Te merken is dat in scenario 1d de windenergie vooral wordt gecompenseerd door WKK eenheden.

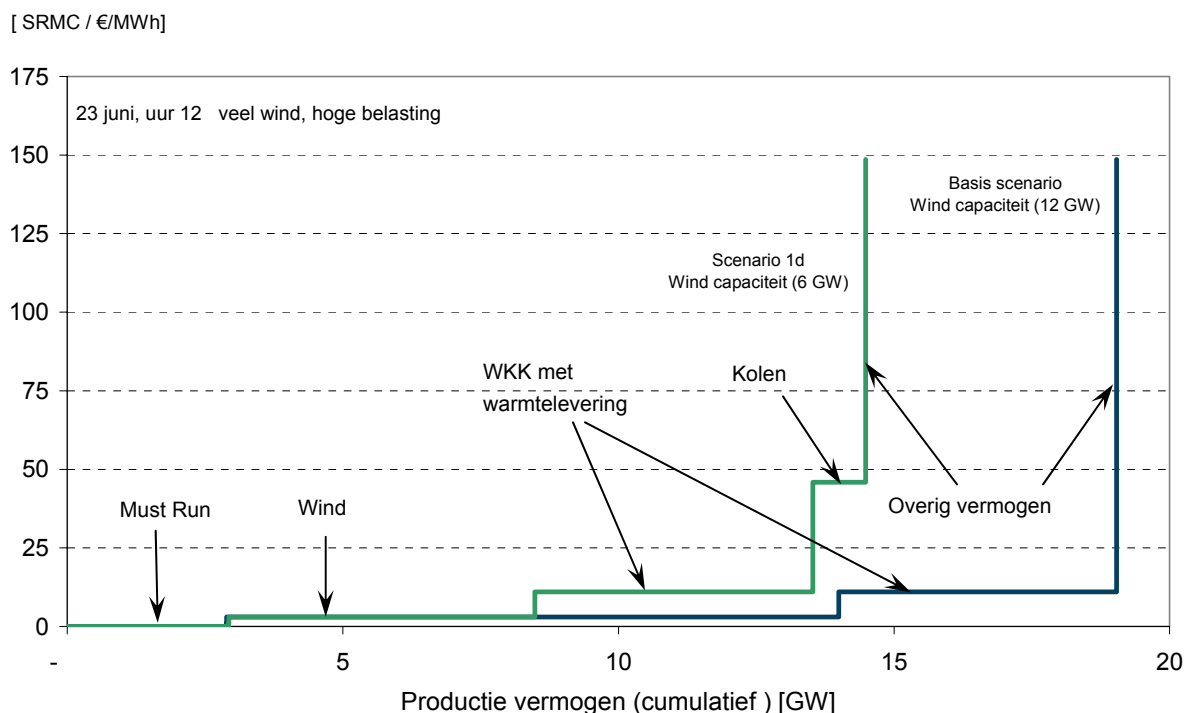
De prijzen die genoemd zijn in de tabellen onder deze en de volgende figuren komen niet overall overeen met de prijs die uit de supply curve volgt. De prijs in de figuren is namelijk de marginale kostprijs van de individuele productie-eenheden en de prijs in de tabellen is de marginale kostprijs van het hele systeem. In de systeemprijs kunnen ook kosten van effecten die elders in het systeem optreden verwerkt zijn. De systeemprijs kan bijvoorbeeld ontstaan op basis van het opregelen van de marginale eenheid en tegelijkertijd het afregelen van een andere eenheid. De systeemprijs wordt dan bepaald door de verschillkosten tussen de marginale kosten van de ene en de kosten van de andere eenheid. In onderstaand voorbeeld zou dat kunnen leiden tot een lagere systeemprijs.



Figuur 17 Aanbodcurve van basisscenario en scenario 1d – veel wind, lage belasting

23 juni, uur 4	Productie (MW)	Belasting (MW)	Import (MW)	Export (MW)	Elektriciteitsprijs ⁴² (€/MWh)
Basis scenario	14.838	10.692	655	4.801	8,5
Scenario 1d	11.382	10.692	3.088	3.778	17,9

⁴² De elektriciteitsprijs wordt bepaald op basis van de marginale systeemkosten.



Figuur 18 Aanbodcurve van het basisscenario en scenario 1d – veel wind, hoge belasting

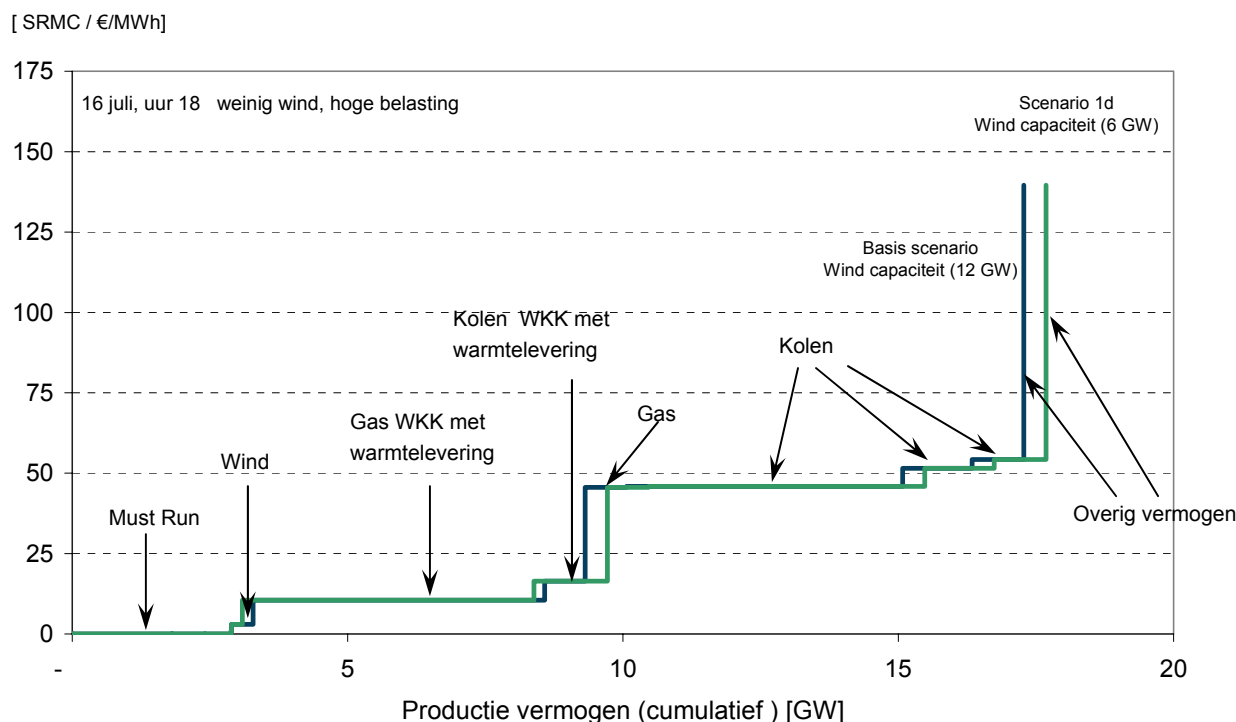
23 juni, uur 12	Productie (MW)	Belasting (MW)	Import (MW)	Export (MW)	Elektriciteitsprijs ⁴³ (€/MWh)
Basis scenario	19.037	16214	1862	4686	24,0
Scenario 1d	14.483	16.214	4.663	2.932	48,7

Aanbodcurve 2: veel wind en hoge belasting

Bij veel wind en hoge belasting zoals in de situatie in Figuur 18 wordt bij 12 GW vindt relatief veel export plaats en wordt de binnenlandse productie door must run, wind en WKK met warmtelevering ingevuld. Bij 6 GW wind is er ruimte voor import en aanvullend kolenvermogen. De kostprijs is bij 6 GW veel hoger dan bij 12 GW wind.

In bovenstaand voorbeeld is de systeemprijs voor scenario 1d gelijk aan de marginale kosten van de marginale eenheid. De systeemprijs voor het basisscenario is aanzienlijk hoger dan de kosten van de marginale eenheid. Dit kan het gevolg zijn van het moeten opstarten van extra vermogen. In het model wordt een deel van de startkosten aan de marginale kostprijs toegewezen waardoor hogere systeemkosten ontstaan.

⁴³ De elektriciteitsprijs wordt bepaald op basis van de marginale systeemkosten.



Figuur 19 Aanbodcurve van basisscenario en scenario 1d – *weinig wind, hoge belasting*

16 juli, uur 18h	Productie (MW)	Belasting (MW)	Import (MW)	Export (MW)	Elektriciteitsprijs ⁴⁴ (€/MWh)
Basis scenario	17.281	15.083	1.700	3.898	63,4
Scenario 1d	17.682	15.083	1.299	3.898	63,4

Aanbodcurve 3: weinig wind en hoge belasting

Bij weinig wind is de invloed van meer of minder wind vermogen (scenario's 6 of 12 GW wind vermogen) klein. De prijs wordt in deze periode bepaald door de fossiele eenheden en dit geval door kolengestookte eenheden. In deze specifieke aanbodcurve zijn de marginale kosten van gasgestookte WKK met warmtelevering lager dan de marginale kosten van kolengestookte WKK met warmtelevering. Ook is er één gasgestookte niet-WKK centrale die een fractie lagere marginale kosten laat zien dan het kolengestookte (niet-WKK) vermogen. Dat deze gasgestookte centrale lagere marginale kosten heeft in dit voorbeeld wordt verklaard door het feit dat het marginale rendement van de koleneenheden in het belastingpunt waarop ze zijn ingezet substantieel lager is dan het marginale rendement van de gasgestookte eenheid.

⁴⁴ De elektriciteitsprijs wordt bepaald op basis van de marginale systeemkosten.

Hierbij wordt vermeld dat het slechts om één gasgestookte (niet-WKK centrale gaat en dat het overige gasgestookte vermogen niet is ingezet. Buiten wind en WKK wordt de curve voornamelijk door kolengestookt vermogen ingevuld.

7.3 Brandstofmix in detail

De onderstaande tabel geeft de brandstofmix per land in 2009 en 2020, in procenten van het totaal opgesteld vermogen per land, uit de System Adequacy Forecast van UCTE.

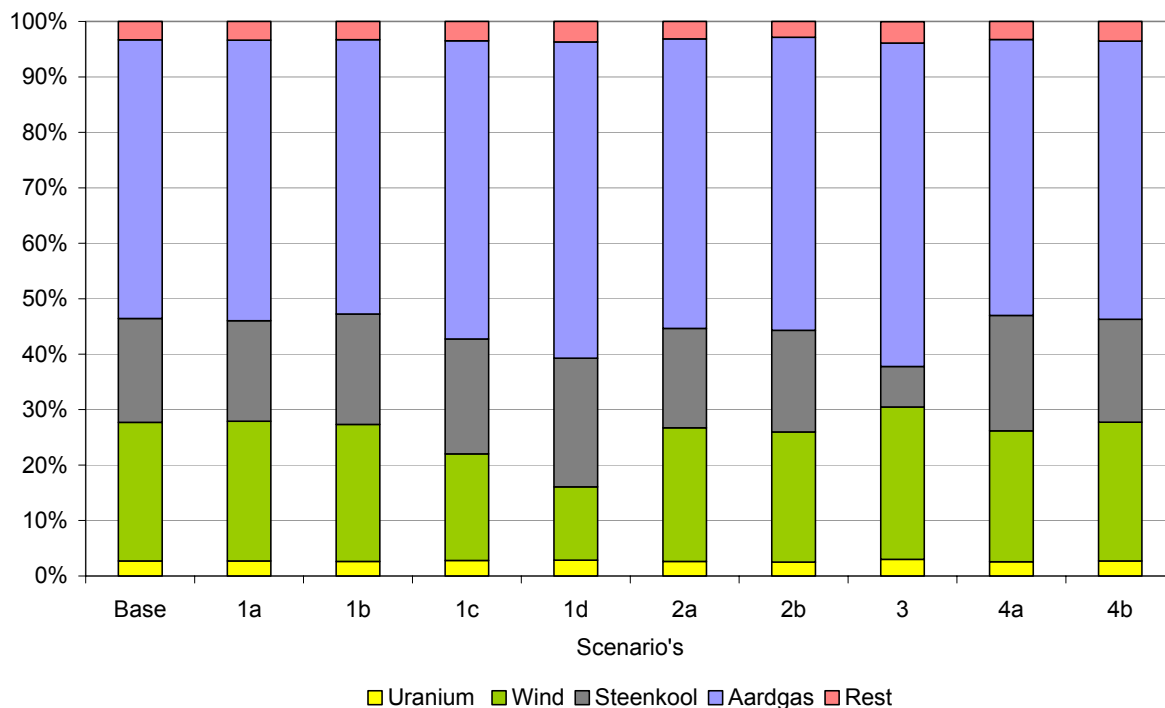
Tabel 15 Brandstofmix per land in 2009 en 2020, in GW geïnstalleerd vermogen

2009	AT	BE	CH	DE	FR	GB	NL	NO
Biomassa	0,2	0,7	0,3	9,4	1,0	2,1	0,1	0,0
Kolen	1,0	1,3	-	27,3	4,3	20,4	3,6	-
Gas	2,5	5,6	0,8	7,7	6,8	30,2	5,7	1,2
Stookolie	0,2	0,9	-	3,6	7,2	1,0	-	-
WKK	3,5	2,1	-	20,3	4,5	7,8	12,8	-
Bruinkool	-	-	-	16,1	-	-	-	-
Zon	-	0,0	-	4,2	0,0	-	0,1	-
Uranium	-	3,3	2,6	2,1	51,9	8,0	0,5	-
Water	13,1	1,1	12,5	7,5	19,9	3,5	0,0	23,6
Wind	1,3	2,5	-	35,7	13,6	13,7	2,2	1,3
2020								
Biomassa	0,3	0,9	0,4	11,8	1,2	2,7	0,2	0,0
Kolen	1,2	1,6	-	34,1	5,4	25,5	7,3	-
Gas	3,1	7,0	1,0	9,7	8,5	37,7	7,1	1,4
Stookolie	0,2	1,1	-	4,5	9,0	1,3	0,9	-
WKK	4,4	2,6	-	25,3	5,7	9,8	18,0	-
Bruinkool	-	-	-	20,1	-	-	-	-
Zon	-	0,0	-	5,3	0,0	-	0,1	-
Uranium	-	4,1	3,2	2,7	64,9	10,0	0,5	-
Water	16,4	1,4	15,6	9,4	24,9	4,4	0,0	29,5
Wind	2,0	2,0	-	42,0	17,0	17,0	12,0	2,0

Tabel 16 Brandstofmix per land in 2009 en 2020, in % van totaal geïnstalleerd vermogen

2009	AT	BE	CH	DE	FR	GB	NL	NO
Biomassa	1%	4%	2%	7%	1%	4%	0%	0%
Kolen	4%	7%	0%	20%	4%	13%	14%	0%
Gas	11%	32%	5%	6%	6%	27%	13%	4%
Stookolie	1%	5%	0%	3%	7%	2%	0%	0%
WKK	16%	12%	0%	15%	4%	15%	51%	0%
Bruinkool	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%
Zon	0%	0%	0%	3%	0%	1%	0%	0%
Uranium	0%	19%	16%	2%	48%	6%	2%	0%
Water	60%	6%	77%	6%	18%	22%	0%	90%
Wind	6%	14%	0%	27%	12%	10%	9%	5%
2020								
Biomassa	1%	4%	2%	7%	1%	4%	1%	0%
Kolen	4%	8%	0%	21%	4%	13%	16%	0%
Gas	11%	34%	5%	6%	6%	27%	16%	4%
Stookolie	1%	5%	0%	3%	7%	2%	2%	0%
WKK	16%	13%	0%	15%	4%	14%	38%	0%
Bruinkool	0%	0%	0%	12%	0%	0%	0%	0%
Zon	0%	0%	0%	3%	0%	1%	0%	0%
Uranium	0%	20%	16%	2%	48%	6%	1%	0%
Water	59%	7%	77%	6%	18%	22%	0%	89%
Wind	7%	10%	0%	25%	12%	12%	26%	6%

In de onderstaande figuur (Figuur 20) en tabel (Tabel 17) is de inzet van de verschillende energiedragers voor de elektriciteitsproductie in de onderscheiden scenario's in 2020 weergegeven.



Figuur 20 Brandstofmix voor Nederland, in % van totale elektriciteitsproductie in 2020

Tabel 17 Brandstofmix in Nederland in 2020, in % van totale elektriciteitsproductie

	Sce #	Uranium	Steenkool	Aardgas	Wind	Rest
Base	Base	2,7%	18,8%	50,2%	25,0%	3,3%
1	1a	2,7%	18,1%	50,6%	25,2%	3,4%
	1b	2,6%	19,9%	49,5%	24,7%	3,3%
	1c	2,8%	20,7%	53,8%	19,2%	3,5%
	1d	2,9%	23,2%	57,0%	13,2%	3,7%
2	2a	2,6%	17,9%	52,2%	24,1%	3,1%
	2b	2,5%	18,3%	52,8%	23,5%	2,9%
3	3	3,0%	7,3%	58,3%	27,5%	3,8%
4	4a	2,6%	20,8%	49,8%	23,6%	3,2%
	4b	2,7%	18,6%	50,2%	25,0%	3,5%

De onderstaande tabel geeft de verschillende typen en productie eenheden die in PLEXOS het Nederlandse productie park representeren.

Type Centrale in Nederland (Productie-eenheid)	Maximum vermogen (MW)
Biomass_ST	240
CHP_COAL_ST	1704
CHP_GAS_CCGT	16312
COAL_ST	7346
GAS_CCGT	5472
GAS_GT	1000
HFO_ST	873
Sun	60
Syngas_CCGT	600
UR_ST	480
Water_HPP	36
Wind OFFshore	5956
Wind ONshore	6044

7.4 Analyse van flexibiliteit van Nederlandse WKK eenheden

De flexibiliteit van WKK installaties is op detailniveau geanalyseerd. Het uitgangspunt hierbij is de technische beschikbaarheid voor het op- of afregelen en aan- of uitschakelen van WKK eenheden. Het doel van deze analyse is inzicht te bieden in de flexibiliteit van de afzonderlijke installaties, als ook van groepen installaties tezamen. De resultaten hiervan vormen de basis waarop model- en scenario aannames zijn gekozen voor WKK in het Nederlandse elektriciteitsstelsel (zie Figuur 21).



Figuur 21 Overzicht van vertaling van KEMA analyse naar scenario aannames

Inventarisatie

In een inventarisatie is de lijst met elektriciteit- en warmtekrachtinstallaties in Nederland volgens TenneT, aangemeld productievermogen⁴⁵, aangevuld met gegevens van het CBS, van Cogen specifiek voor gasmotoren en eigen gegevens van KEMA.

De som van de elektrische capaciteiten in deze lijst is 20,9 GW. Volgens het CBS is het geïnstalleerd vermogen in Nederland in 2008 totaal 24,9 GW, waarvan 22,0 GW relevant is voor vergelijking met de inventarisatie door KEMA. De inventarisatie omvat ^{20,9}/_{22,0} 95% van het relevante deel van de Nederlandse opwekcapaciteit. KEMA veronderstelt dat dit voldoende is om op hoofdlijnen conclusies te trekken over de flexibiliteit van het Nederlandse elektriciteitsstelsel.

⁴⁵ http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/Systeemgegevens_voorbereiding/Aangemeld_productievermogen/Opgesteld_vermogen.aspx

Tabel 18 Geïnstalleerd vermogen, vergelijking tussen CBS en KEMA inventarisatie

Type installatie	Geïnstalleerd vermogen, Nederland in 2008 [MW]		
	CBS, Statline ⁴⁶		KEMA
	Totaal	waarvan fossiel	NL
Gasmotor	3.490	22.050	20.911
Stoomturbine	9.539		
STEG-eenheid	7.743		
Gasturbine	1.278		
Nucleaire eenheid	510	510	
Waterkrachtcentrale	37	37	
Windturbine	2.121	2.121	
Zonne-energie	57	57	
Overige installaties	80	80	
Totaal	24.855	24.855	

Analyse

Bij een bepaalde vraag kunnen verschillende typen WKK installaties meer of juist minder elektriciteit opwekken, ook zijn er WKK technologieën die een vaste verhouding hebben tussen warmtevraag en elektriciteitsopwekking. In deze analyse is de flexibiliteit bepaald ten opzichte van de maximale belasting van een eenheid, of een groep eenheden.

Alle eenheden (of groepen van kleine eenheden) zijn gecategoriseerd op basis van KEMA's interne kennis over het type dienst, type eenheid, brandstoftype en seizoensvariatie.

- Type dienst
 - E (alleen elektriciteit)
 - WKC-IS (warmtekracht centrale met stoom levering voor industriële processen)
 - WKC-SV (warmtekracht centrale met heet water levering voor warmtetoepassingen in de gebouwde omgeving)
 - WKC-TB (warmtekracht centrale met warmte levering aan de glastuinbouw)

⁴⁶ Statline, voorlopige gegevens over 2008.

- Type eenheid
 - AVI (afvalverbrandingsinstallatie)
 - Combi (stoomeenheid met voorgeschakelde gasturbine)
 - STEG-A/CST (combined cycle: stoom- en gasturbine, afgassenketel en condenserende stoomturbine)
 - SC (stoomcyclus)
 - GT (gasturbine)
 - KV-STEG (Kolenvergasser met stoom- en gasturbine)
 - STEG-TDST (combined cycle: stoom- en gasturbine, afgassenketel en tegendruk stoomturbine)
 - GT-AFK (gasturbine met een afgassenketel)
 - GM (gasmotor)
 - ? (onbekend)
- Brandstoftype
 - Afval
 - Aardgas
 - Kolen
 - Uranium
 - Bio (biomassa of daaruit afgeleide brandstoffen)
 - Hoogovengas
- Seizoen
 - Zomer
 - Winter.

Inflexibel in de zomer én de winter

CHP die op AVI (afval aan energie) wordt gebaseerd

Deze installaties moeten het aangeboden afval verwerken, gaan niet in deellast en hebben daarom een vast relatie tussen geleverde warmte en elektriciteit.

CHP met stoomlevering voor industriële processen STEG-TDST of GM

Voldoen aan de stoomvraag is leidend en er is een vaste relatie tussen stoomlevering en elektriciteitproductie.

CHP voor stadsverwarmingsinstallaties gebaseerde en industriële stoom van het type GT-AFK.

De warmtevraag is leidend en er is een semi-vaste relatie tussen warmte- en elektriciteitlevering. De meeste GT-AFKs voor stadsverwarmingsinstallaties hebben geen koeler voor de zomerkoeler (zie verderop).

CHP eenheden die procesgassen in verbranden

De installaties die procesgassen, zoals bijvoorbeeld Hoogovengas verwerken zijn inflexibel in de levering van warmte.

CHP eenheden van onbekend type

onbekende installaties zijn als inflexibel verondersteld.

Flexibel in de zomer, niet in de winter

WKK voor stadsverwarmingsinstallaties zijn van het type STEG-TDST en

WKK voor tuinbouw en stadsverwarmingsinstallaties van het type GM

In de winter worden deze eenheden ingezet op vol vermogen voor warmtelevering, met zonodig steun van hulpboilers. Deze hulpwarmteketels zijn niet in staat om aan de piek warmtevraag te voldoen: in het algemeen is een combinatie van WKK deellast en hulpwarmteketels in vollast nodig om aan een piekvraag in de winter te voldoen. Aangezien de verhouding tussen warmte en energieproductie vast is, is geen flexibiliteit in elektriciteitproductie beschikbaar.

In de zomer is zeer weinig warmte nodig en kan dit door hulpboilers gewoonlijk geleverd worden. Het is mogelijk om dan elektriciteit te leveren door de warmte uit een STEG-TDST weg te koelen in de zomerkoelers, of zoals bij GM door de warmtewisselaars te omzeilen. In STEG-TDST zijn de zomerkoelers meestal niet groot genoeg om de eenheid op vol elektrisch vermogen te draaien, zodat de maximum stroom productie in de zomer lager is dan de vollast in de winter.

Bij WKK voor tuinbouw (veelal GM's) is de inzet niet in alle gevallen warmtevraag gestuurd, en wordt de inzet ook bepaald door de elektriciteitsprijs. Warmte kan bij veel installaties opgeslagen worden in warmtebuffers. Om deze reden is een variant meegenomen waarbij de GM in de tuinbouw in de winter ook volledig flexibel zijn (dat wil zeggen geen *must run*).

Flexibel in de zomer én de winter

CHP voor stadsverwarmingsinstallaties en voor industriële stoomproductie (STEG-A/CST)

Door de aard van dit type eenheden is een variabele relatie tussen elektriciteit en warmteproductie mogelijk. In de zomer is de flexibiliteit voor stadsverwarmingsinstallaties een beetje hoger dan in de winter, omdat minder van de elektriciteitproductie opgeofferd wordt aan de productie van warmte.

Groupflex & Unitflex

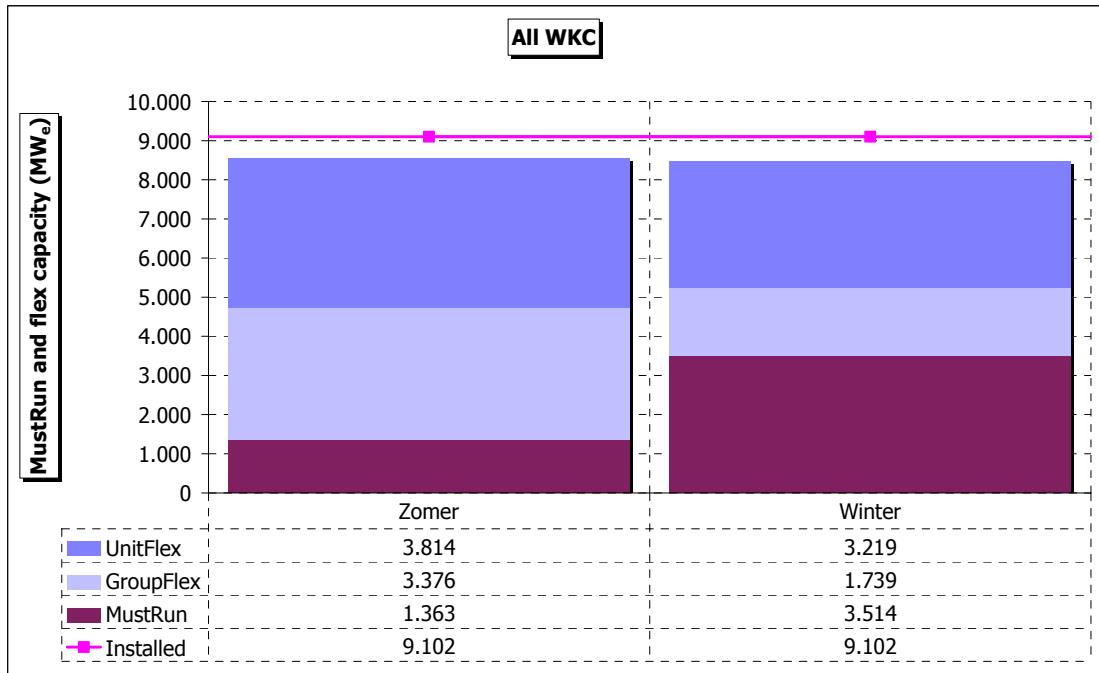
Eenheden kunnen worden op- of afgeregeld en, of aan- en uitgeschakeld, zowel individueel als in groepen. Voor de individuele installaties is de minimale en maximale belasting bepaald en vertaald naar flexibiliteit, voor 2 perioden: zomer en winter. Daarna is deze flexibiliteit vertaald naar flexibiliteit op het niveau van groepen installaties, en vervolgens voor het totaal. De *Groupflex* is de flexibiliteit van alle installaties samen, rekening houdend met technische beperkingen voor op- en afregelen, én met het één voor één op- en afschakelen van units. De *Unitflex* is de flexibiliteit van alle individuele eenheden tezamen, rekening houdend met alleen het op- en afregelen van één unit.

Groepen

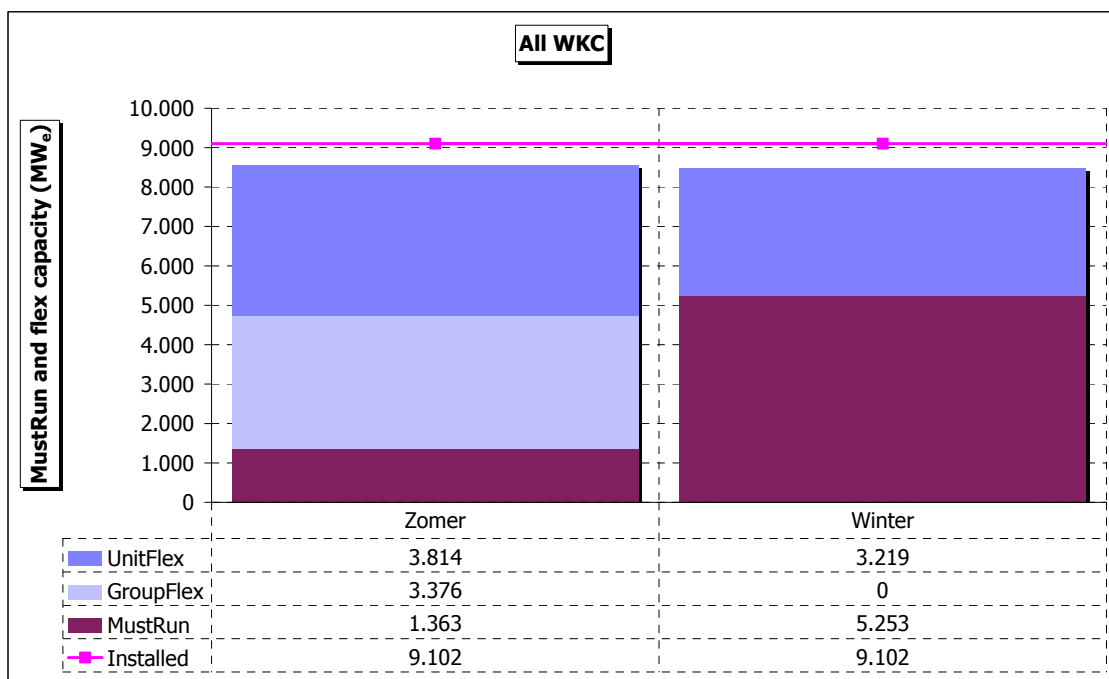
Vervolgens zijn de resultaten voor verschillende groepen installaties samengevoegd en geaggregeerd volgens 3 groepen met vergelijkbare flexibiliteit en seizoensvariatie:

- WKK-TB (Glas)tuinbouw seizoensvariatie
- WKK-IS Industriële WKC Systemen vlak patroon
- WKK-SV Stadsverwarming seizoensvariatie
- rest Bio-installaties en AVI's.

De minimale *must run* capaciteit volgt uit de minimale inzet per seizoen voor de WKK groepen.



Figuur 22 Flexibiliteit van gezamenlijke WKK eenheden (GM als volledig flexibel), met de flexibiliteit van alle eenheden tezamen, zonder eenheden af te schakelen (Unitflex), de flexibiliteit waarbij eenheden worden afgeschakeld (Groupflex), en de minimal *must run* van alle gezamenlijke WKC eenheden.



Figuur 23 Flexibiliteit van gezamenlijke WKK eenheden (GM NIET volledig flexibel), met de flexibiliteit van alle eenheden tezamen, zonder eenheden af te schakelen (Unitflex), de flexibiliteit waarbij eenheden worden afgeschakeld (Groupflex), en de minimal *must run* van alle gezamenlijke WKC eenheden.

Minimale *must run*

De minimale *must run* volgt uit de bovenstaande analyse (zie Tabel 19). De spreiding van de verschillende resultaten laat zien dat in de zomer de maximale flexibiliteit begrensd wordt door ongeveer 2 GW *must run* vermogen, en in de winter bij circa 4 GW *must run* vermogen. Bij een lagere flexibiliteit (zonder alternatieven voor warmtelevering of warmteopslag bij de glastuinbouw en warmtelevering aan gebouwde omgeving) is flexibiliteit respectievelijk begrensd door circa 2 en 6 GW minimale *must run*, respectievelijk in de zomer en winter.

Tabel 19 Minimale *must run* voor hoge en lage flexibiliteit van het energiesysteem

	Groep	Industrie	Must run [MW]			
			Hoge flexibiliteit		Lage flexibiliteit	
			Zomer	Winter	Zomer	Winter
KEMA analyse	WKC-TB	Tuinbouw	0	0	0	1.739
	WKC-IS	Industrie	1.363	1.363	1.363	1.363
	WKC-SV	Gebouwde Omgeving	0	1.902	0	1.902
Aanvullende aannames voor vertaling van 2008 naar 2020		AVI's	150	150	150	150
	WKC-BIO	biobrandstoffen	281	281	281	281
		additioneel bio	430	430	430	430
Minimale Must Run	Totaal	totaal	2.074	4.126	2.224	5.865

In de winter en in de zomer verschilt de flexibiliteit van het totaal aan WKK installaties. In de winter kunnen situaties voorkomen dat er én een piek warmtevraag is in de gebouwde omgeving, én dat de industriële installaties genoodzaakt zijn WKK te bedrijven. Daarnaast kunnen de eenheden in de glastuinbouw draaien in de winter, echter deze installaties hebben veelal een alternatieve warmtebron (hulpketel) en/of een warmte buffer, waardoor additionele flexibiliteit beschikbaar is. Daarom is de verwachting dat de minimale *must run* in de winter in de range ligt van 3 tot 6 GW. Met alternatieven voor warmte opwekking (zoals bijvoorbeeld additionele hulpwarmteketels), kan deze range naar lagere waardes voor *must run* verschuiven.

7.5 Begrippenlijst

Brandstofmix:	het geïnstalleerd elektriciteitsproductievermogen voor alle brandstofftypen
Commodity prijzen:	prijzen van eenheids- of basisproducten. De commodity prijzen van gas zijn gebaseerd op een veronderstelde vlakke basisprijs voor ruwe olie van USD 100 per barrel
Daluren:	de uren tussen 20h en 8h op alle weekdays, inclusief weekend
Elektriciteitsprijs:	de marktprijs op de groothandelsmarkt
Expliciete veiling:	een veiling van interconnectiecapaciteit: waarbij de capaciteit los van de geleverde energie wordt geveild
Groothandelsmarkt:	de markten waarop elektriciteit wordt verhandeld
Impliciete veiling:	een veiling van interconnectiecapaciteit: waarbij de capaciteit samen met de geleverde energie wordt geveild
Merit order:	een manier van rangschikken van beschikbare elektriciteitsopwekcapaciteit, in de volgorde van de productiekosten
Minimale belasting:	minimale vermogen waarbij een eenheid technisch gezien elektriciteit kan leveren
Minimale capaciteit	zie minimale belasting
Must-run capaciteit:	de totale capaciteit van eenheden in het elektriciteitsstelsel die niet beïnvloed worden door de elektriciteitsmarkt, vanwege bijvoorbeeld warmte of stoomlevering, of verwerken van procesgas
Net Transfer Capacity:	de Net Transfer Capacity (NTC) tussen twee systemen is gedefinieerd als de maximum commerciële uitwisseling van elektriciteit, gebaseerd op individuele programma's die commerciële marktspelers indienen bij de TSO's. NTC reflecteert niet het fysieke volume van energie die kan stromen op een gegeven grens; NTC wordt vastgesteld door TSO's op basis van een methodologie ontwikkeld door de Europese vereniging van TSO's (ENTSO-E).
Piekuren:	de uren tussen 8h en 20h op alle weekdays, inclusief weekend

Primair reservevermogen:	vermogensreserve om de frequentie van het gekoppelde Europese net te stabiliseren en black-outs te voorkomen. De primaire reserve kan automatisch geactiveerd worden in installaties die frequentieschommelingen kunnen detecteren en indien nodig daarop zeer snel kunnen reageren binnen de 0 tot 30 seconden. Deze reserve zal niet langer worden benut dan 15 minuten
Secundaire reservevermogen:	vermogen voor de handhaving van de balans van het Nederlandse elektriciteitsvoorzieningsstelsel. Ze wordt ook gebruikt om de frequentie terug op 50 Hz te brengen. Deze reserve wordt automatisch en doorlopend geactiveerd, zowel opwaarts als neerwaarts (opregeling-afregeling). Zij reageert snel (tussen 30 seconden en 15 minuten) en blijft geactiveerd zolang dit nodig is. De netgebruiker die deze reserve ter beschikking stelt moet beschikken over de nodige middelen om te communiceren met de dispatching van de TSO
Technische parameters:	parameters gebruikt voor de modellering van opwekeenheden zoals: op- en afregelen, opstarttijd, minimum draaitijd, minimum stilstandtijd, minimum vermogen
Tertiair reservevermogen:	vermogen om de secundaire reserve aan te vullen. De tertiaire reserve bestaat uit twee componenten: de tertiaire productiereserve; dat wil zeggen de injectie van extra vermogen door producenten die een contract voor tertiaire reserve hebben afgesloten, en de tertiaire afnamereserve; dat wil zeggen een vermindering van de afnames door netgebruikers die daarvoor een contract hebben afgesloten
Wind curtailment:	de beschikbare windenergie die niet benut kan worden.