

Radarweg 60  
1043 NT Amsterdam

[www.tno.nl](http://www.tno.nl)

T +31 88 866 50 10

## **TNO-rapport**

**TNO 2021 P12683**

# Naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 – een verkenning

Datum	14 maart 2023
Auteur(s)	Bo de Wildt, Sebastiaan Hers, Jos Sijm
Aantal pagina's	74 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	5
Opdrachtgever	Nederlandse Vereniging Duurzame Energie
Projectnaam	Volledig hernieuwbare of CO <sub>2</sub> -vrije elektriciteitsvoorziening 2040
Projectnummer	060.49429

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2023 TNO

Deze studie heeft TNO in opdracht van de NVDE verricht en is uitgevoerd in de periode eind 2021 en begin 2022. Deze studie heeft gefungeerd als inhoudelijke voeding van twee werkgroepen van het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit van het Klimaatakkoord:

- de werkgroep extra opgave; en
- de werkgroep CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem 2035.

Deze werkgroepen hebben inmiddels hun rapporten opgeleverd, respectievelijk:

- Alles uit de kast; Een verkenning naar de opgaven voor het Nederlandse elektriciteitssysteem van 2030; en
- Naar een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035.

Hoewel deze TNO-studie intussen deels door recente ontwikkelingen is ingehaald is deze ter verantwoording separaat gepubliceerd in maart 2023.

## Samenvatting

De Nederlandse elektriciteitsproductie in 2020 werd voor ruim 25 procent opgewekt uit hernieuwbare bronnen. Met de ambities in het Klimaatakkoord koerste Nederland af op ongeveer 75 procent hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030. Daarmee lijkt een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2040 binnen handbereik. Dat zou bovendien sterk bij kunnen dragen aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie in andere segmenten van het energiesysteem.

Dat werpt de vraag op hoe klimaatneutrale elektriciteitsproductie in 2040 bereikt zou kunnen worden. Doel van dit onderzoek is om in kaart te brengen welke stappen er nodig zijn om een volledig hernieuwbare of CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040 te bereiken.

We verkennen daarvoor achtereenvolgens de toekomstige vraag naar elektriciteit, kostenefficiënte invulling van deze vraag in een stabiel systeem en de stappen die nodig zijn om deze invulling mogelijk te maken. De bijbehorende opgaven voor de ontwikkeling van de elektriciteitsinfrastructuur zijn geen onderdeel van de analyse.

### S.1. Elektrificatie speelt een sleutelrol in CO<sub>2</sub>-emissiereductie

Startpunt voor analyse is een verkenning van de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit richting 2040 op basis van bestaande scenariostudies die de hele Nederlandse economie beslaan en een pad richting een CO<sub>2</sub>-vrije economie in 2050 beschrijven, met name de integrale scenariostudie voor I13050 (Berenschot & Kalavasta, 2020) en de integrale analyse van twee kosten-optimale routes naar een CO<sub>2</sub>-neutraal energiesysteem in 2050 van TNO (TNO, 2020). De beide scenariostudies schetsen vanuit de huidige nationale elektriciteitsvraag van 110 TWh een toenemende vraag met een bandbreedte van 144 tot 189 TWh in 2030 en van 210 tot 333 TWh in 2040. Nadien kan de elektriciteitsvraag verder oplopen tot 276 à 539 TWh in 2050. De bandbreedte schetst een beeld van de benodigde ontwikkeling van directe of indirecte elektrificatie om invulling te geven aan kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-emissiereductie richting 2050.

De geschetste ontwikkeling van de elektriciteitsvraag wijkt af van de verwachting voor 2030 op basis van de Klimaat- en Energieverkenning 2021 (waarin overigens de klimaatdoelen niet gehaald worden). De Klimaat- en Energieverkenning 2021 voorziet, op basis van vastgesteld en voorgenomen beleid, een beperkte groei van de elektriciteitsvraag tot 2030.

### S.2. Aanbod van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit

Voor de verkenning van de benodigde ontwikkeling van het CO<sub>2</sub>-vrije aanbod gebruiken we een aanpak in twee stappen:

1. Inschatting van kosteneffectieve ontwikkeling van wind en zon, vraagrespons, elektriciteitsopslag, regelbaar opwekvermogen en import/export.
2. Detaillering van kosteneffectieve invulling van CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen op basis van de screening curve methode.

### *Ontwikkeling van wind en zon, elektriciteitsopslag, vraagrespons, import/export en curtailment*

De scenario's ADAPT en TRANSFORM uit voorgenoemde TNO-studie schetsen elk een kosten-optimaal pad voor een opgelegde nationale CO<sub>2</sub>-emissiereductie van respectievelijk 49 procent in 2030, 72 procent in 2040 en 95 procent in 2050 (ten opzichte van 1990). De scenario's vormen ook de bovenkant van de hiervoor genoemde bandbreedte voor de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsvraag. In die zin vormen de scenario's elk een uithoek van het huidige beeld van het benodigde aanbod.

Beide routes zetten sterk in op wind en zon, met 115 TWh tot 139 TWh voor 2030 en 251 TWh tot 305 TWh in 2040. Hieruit kan opgemaakt worden dat sterke groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie in combinatie met elektrificatie een kosteneffectieve route vormt voor de opgelegde CO<sub>2</sub>-emissiereductie op systeemniveau. Wind en zon vormen dan een relatief kosteneffectief emissievrij alternatief voor bestaand conventioneel vermogen. De sterke groei van wind en zon gaat gepaard met sterke groei van beperkt flexibele elektriciteitsvraag van elektrisch vervoer, en flexibele elektriciteitsvraag van (hybride) power-to-heat (in industrie en gebouwde omgeving) en power-to-hydrogen. Deze ontwikkeling vormt dan een kosteneffectieve strategie om naast emissiereductie in elektriciteitsproductie ook CO<sub>2</sub>-emissiereductie in andere sectoren te bewerkstelligen, en levert bovendien veruit het grootse deel van de benodigde flexibiliteit in de scenario's.

De sterke toename van wind en zon vereist aanvullende flexibiliteit in het systeem, zodat de routes ook (naar verhouding beperkte) opschaling van elektriciteitsopslag en hoge exportvolumes laten zien. De hoge export hangt samen met de veronderstelde ruime mogelijkheden tot groei van de interconnectiecapaciteit in TRANSFORM en ADAPT. Gegeven de doorlooptijden van investeringen in interconnectiecapaciteit lijkt dat echter niet realistisch. Andere flexibiliteitsopties aan de vraagkant (zoals power-to-hydrogen en power-to-heat) zullen nodig zijn om de hoge piekvolumes van wind en zon op te vangen. Curtailment komt niet uit de optimalisatie naar voren als een kosteneffectieve aanpak voor het leveren van flexibiliteit en wordt in de scenario's zeer beperkt toegepast.

De resterende flexibiliteit wordt in de scenario's geleverd door regelbaar opwekvermogen. De elektriciteitsvraag die met regelbaar opwekvermogen moet worden ingevuld blijft relatief beperkt met 31 TWh à 41 TWh in 2030 tot slechts 12 TWh in 2040, waar dit vandaag de dag ongeveer 103 TWh is. De vraag naar opgesteld opwekvermogen neemt met ongeveer 25 GW echter licht toe ten opzichte van het huidige regelbare opwekvermogen. In TRANSFORM en ADAPT wordt dit deel van de vraag ingevuld met gasgestookt thermisch opwekvermogen, zodat nog een beperkte hoeveelheid CO<sub>2</sub>-emissies resteert.

Voor een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2040 werpt dat de vraag op hoe deze resterende flexibiliteit CO<sub>2</sub>-vrij kan worden ingevuld. Daarvoor zijn in principe alle bouwstenen beschikbaar: nog grotere bijdragen van wind en zon, opslag, interconnectie, flexibilisering van de vraag en het CO<sub>2</sub>-vrij maken van regelbaar opwekvermogen. Binnen de scope van deze studie was het niet mogelijk een nieuwe scenario-analyse uit te voeren met een integrale optimalisatie over alle

sectoren én de aanvullende eis om de elektriciteitssector volledig CO<sub>2</sub>-vrij te maken in 2040. Omdat in de TRANSFORM en ADAPT scenario's (TNO, 2020) al sterk wordt ingezet op de andere flexibiliteitsopties hebben we er in deze studie voor gekozen verder te verkennen hoe de resterende flexibiliteit volledig met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen kan worden gedekt. Dat zal in de praktijk anders uitpakken, al is het maar omdat de wereld van flexibiliteitsopties sterk in beweging is. Daarom moeten de kwantitatieve verhoudingen tussen de verschillende flexibiliteitsopties (vraagrespons, opslag, import/export, curtailment en regelbaar opwekvermogen) als indicatief worden beschouwd.

### *CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen*

Op basis van de residuele vraag en de vaste en variabele kosten van verschillende klimaatneutrale opwektechnieken kan via de screening curve methode een eerste inschatting van een kosteneffectieve invulling van het benodigde CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen worden gemaakt.

Voor de residuele vraag gebruiken we de vraag naar regelbaar opwekvermogen voor 2030 en 2040 zoals die volgt uit de TRANSFORM en ADAPT. Vervolgens schatten we de vaste en variabele kosten in per optie voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen, op basis van kentallen uit de literatuur. Om ook rekening te houden met de waarde van negatieve CO<sub>2</sub>-emissies, onderscheiden we de variabele kosten met - en zonder waardering van negatieve emissies. Tot slot onderscheiden we een invulling waarin alle klimaatneutrale technieken kunnen worden toegepast en een invulling waarin enkele meer omstreden opties niet zijn toegestaan (geen CCS, biomassa of nucleair). Bij deze analyse wordt rekening gehouden met tijdige haalbaarheid van technische innovaties en de doorlooptijd van de benodigde investeringen.

Uit de analyse kunnen de volgende conclusies getrokken worden:

- 1 De sterke toename van wind en zon in combinatie met andere bronnen van flexibiliteit beperkt het aantal benodigde vollaaturen voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen richting 2040 sterk. De vermogensbehoefte blijft echter vrij stabiel: in een beperkt aantal uren per jaar zal er nauwelijks wind en zon zijn en wordt zo'n 25 GW aan vermogen gevraagd. Dat kan deels worden ingevuld met kort-cyclische opslag, import/export en vraagsturing. Ombouw of hergebruik van bestaande centrales zal naar verwachting echter een kosteneffectieve optie zijn, omdat de vaste kosten al grotendeels verzonken zijn en omdat het gaat om vraag in uren waarin kort-cyclische opslag, import/export of vraagsturing maar beperkt uitkomst kan bieden. Hergebruik van bestaande assets – kolencentrales op biomassa en/of groengas- en waterstof-gestookte CCGT's en WKK's – vormt dan waarschijnlijk een kosteneffectieve invulling van de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. In theorie is het mogelijk om groen gas te gebruiken in de bestaande gascentrales en daarmee de bestaande gascentrales CO<sub>2</sub>-vrij te maken. De vooruitzichten voor de beschikbaarheid van groen gas in Nederland zijn echter beperkt. Het beschikbare groen gas potentieel zal bovendien mogelijk ingezet worden voor andere doelen dan elektriciteitsproductie. De rol van groen gas bij elektriciteitsproductie zal daarom naar verwachting beperkt zijn, al kan groen

gas zeker een bijdrage leveren. Ombouw van bestaande gascentrales naar waterstof gestookte centrales biedt op langere termijn meer potentieel.

- 2 De (super)piekvraag naar regelbaar opwekvermogen neemt in de ADAPT en TRANSFORM scenario's toe van 2030 naar 2040. Er is een vraag van circa 11 á 12 GW die slechts in een klein aantal uren van het jaar (<200 uur) met regelbaar opwekvermogen moet worden voorzien. De screening curve methode selecteert voor deze "piekcentrales" de open cycle gas turbine op groen gas of waterstof. In de praktijk kan het aantal draaiuren significant variëren van jaar tot jaar, van bijvoorbeeld nul tot enkele honderden uren inzet. De bijbehorende volumerisico's zullen daarom investeringsbereidheid in deze opties ondermijnen. Aanvullende vraagresponsoor tijdelijke afschakeling van bestaande industriële vraag met naar verwachting relatief lage kapitaalslasten en hogere operationele kosten is in de berekeningen echter niet meegenomen, maar vormt mogelijk een kosteneffectief alternatief voor investeringen in "piekcentrales". Een verkenning van DNV GL laat hiervoor een technisch potentieel tot 4 GW in 2030 zien, waarbij overigens uitgegaan wordt van beperkte elektrificatie. Bij sterkere elektrificatie zou dit potentieel hoger uit kunnen vallen.
- 3 Vanwege het teruglopende aantal draaiuren komt nieuwbouw met hoge (vaste) kapitaalslasten en lage operationele kosten – m.n. nucleaire eenheden – zeer beperkt in de resultaten voor 2040 terug, terwijl realisatie voor 2030 niet haalbaar is.

Waardering negatieve emissies:

- 4 In een scenario met waardering van negatieve emissies komt de ombouw van kolencentrales naar biomassa met CCS als kosteneffectieve optie naar voren. Een kanttekening hierbij is de beperkte flexibiliteit van omgebouwde kolencentrales met CCS. De centrales zijn mogelijk onvoldoende flexibel om snel op en af te schakelen. In een scenario zonder deze waardering is ombouw van koleneenheden naar biomassa zonder CCS kosteneffectief. De centrales met CCS zijn mogelijk onvoldoende flexibel om snel op en af te schakelen.

Uitsluiting van opties:

- 5 In een scenario waarin opties met CCS, nucleair of houtige biomassa zijn uitgesloten neemt de behoefte aan nieuwe centrales toe. Die centrales moeten worden gebouwd voor een beperkt aantal draaiuren. Daarnaast wordt CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen dan sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van waterstof of groen gas, die niet met CCS (blauwe waterstof) of houtige biomassa (groen gas) mogen zijn geproduceerd. Tot slot is het niet langer mogelijk negatieve CO<sub>2</sub>-emissies in de elektriciteitssector te realiseren.

### **S.3 Benodigde stappen richting CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit**

Uit de analyse volgt dat een route naar een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2040 haalbaar lijkt wanneer we kijken naar de energiebalans en vermogensbalans. Daarbij moet opgemerkt worden dat ook een sterke reductie van

de CO<sub>2</sub>-intensiteit van elektriciteit – bijvoorbeeld 95% – al een forse bijdrage zal leveren aan CO<sub>2</sub>-reductie op systeemniveau.

Een kosteneffectieve invulling leunt sterk op wind en zon en de benodigde maar haalbare flexibiliteit uit elektriciteitsopslag, vraagrespon, import/export en curtailment. Er lijkt met name veel potentieel om de groei van wind op zee op te schalen. Van belang is dat de groei van wind op zee gelijktijdig plaatsvindt met de groei van de elektriciteitsvraag van mobiliteit, power-to-heat in de industrie en voor waterstofproductie. Dat vereist voortzetting van de tenders voor wind op zee, investeringen in het hoogspanningsnet en in een waterstofinfrastructuur, en aandacht voor alle vormen van flexibiliteit. Deze stappen vormen in samenhang veruit de grootste bijdrage aan kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-emissiereductie in elektriciteitsproductie. De benodigde schaal en het benodigde tempo van deze stappen vormen een monumentale uitdaging.

CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen vormt dan het sluitstuk. Ombouw van bestaande capaciteit is daarbij een aantrekkelijke optie, omdat dan investeringskosten worden uitgespaard. Ombouw van bestaande capaciteit is bovendien ruimtelijk en net-technisch goed inpasbaar.

Zoals hiervoor toegelicht is ombouw van bestaande gascentrales naar waterstof daarbij een aantrekkelijke optie. De techniek voor waterstof gestookte opwek is echter nog niet volwassen. Technische innovatietrajecten voor waterstoftoepassing in opwek via pilots en demo's en opschaling zouden daarom bij voorkeur voor 2030 moeten worden uitgevoerd, zodat tijdige grootschalige ombouw en/of nieuwbouw in de periode van 2030 tot 2040 mogelijk wordt. Op korte termijn zou daarom gestart moeten worden met het opstellen van een innovatieagenda en aansluitend uitvoering van een demonstratieprogramma voor ombouw van bestaande gascentrales.

Ook ombouw van het bestaande kolengestookt vermogen naar biomassa biedt een significant en kosteneffectief potentieel voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Gegeven het huidige perspectief voor deze technologie en de lopende discussie over dergelijke toepassing van biomassa, lijkt de besluitvorming af te koersen op sluiting van de kolencentrales en dus behoefte aan aanvullend nieuw regelbaar opwekvermogen. Nieuwbouw van centrales met het vooruitzicht van een beperkt aantal draaiuren per jaar zorgt voor een stapeling van risico's, waardoor dergelijke investeringen moeilijk van grond zullen komen. In de afweging lijkt bovendien geen rekening gehouden te worden met de bijdrage die deze optie in bredere zin kan leveren door toepassing van CCS (negatieve CO<sub>2</sub>-emissies) en CCU (bron van biogene CO<sub>2</sub> voor synfuel productie). Ombouw van de moderne installaties in de Nederlandse context, in nabijheid van CCS systemen of toekomstige synfuel ketens, vormen dan mogelijk een aantrekkelijke optie. Waardering van het potentieel voor realisatie van negatieve CO<sub>2</sub>-emissies vergt echter dat er binnen het ETS-methodiek ook rekening mee wordt gehouden.

Verder zal richting 2040 een zeer beperkt aantal uren een forse (super)piekvraag gaan ontstaan. Invulling daarvan met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen lijkt vanwege de volumerisico's onwaarschijnlijk. In dat geval komen marktaanpassingen op het bestaande energy-only marktmodel in beeld, als randvoorwaarde om dat potentieel te realiseren. Vraagrespon biedt mogelijk een

gunstiger perspectief vanwege de bijbehorende kostenstructuur. Tijdige actieve verkenning van dat potentieel, de bijbehorende flexibiliteit en bijbehorende kosten in sectoren met een relatief groot potentieel, zoals de industrie, is dan nodig.

Tot slot zullen investeringen in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen binnen de huidige kaders pas van de grond komen als de CO<sub>2</sub>-prijs dat rechtvaardigt. De CO<sub>2</sub>-prijzen die nodig zijn om ombouw van de bestaande 9 GW aan gasgestookt vermogen bedrijfsmatig te rechtvaardigen kunnen oplopen tot 300 €/ton uitgaande van een waterstofprijs van 90 €/MWh. Het recente wetsvoorstel voor invoering van een minimumprijs voor de emissie van broeikasgassen (CO<sub>2</sub> en andere broeikasgassen) als gevolg van de opwekking van elektriciteit biedt daarbij onvoldoende stimulus. Zouden er echter hogere nationale minimum prijzen worden toegepast, dan ondermijnt dat de concurrentiepositie van Nederlands vermogen in de Europese markt en zou allereerst de elektriciteitsimport sterk toenemen en de leveringszekerheid in het gedrang kunnen komen. Verschillende alternatieven voor stimulering van CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen zouden hier een oplossing kunnen bieden, maar vergen zorgvuldig ontwerp.



## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>Inleiding</b> .....	<b>9</b>
1.1	Achtergrond .....	9
1.2	Doel van dit onderzoek .....	9
1.3	Aanpak van dit onderzoek en leeswijzer .....	10
<b>2</b>	<b>Verkenning van elektriciteitsvraag</b> .....	<b>11</b>
2.1	Kenschets van gebruikte scenariostudies .....	11
2.2	Overzicht van scenario's .....	12
2.3	Conclusies .....	15
<b>3</b>	<b>Verkenning CO<sub>2</sub>-vrij aanbod op basis van systeemoptimalisatie</b> .....	<b>16</b>
3.1	Scenario-ontwerp .....	17
3.2	Resultaten elektriciteitssysteem .....	21
3.3	Lessen uit integrale systeemoptimalisatie .....	25
<b>4</b>	<b>Opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen</b> .....	<b>28</b>
4.1	CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar opwekvermogen .....	28
4.2	Berekening vaste en variabele kosten CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar opwekvermogen .....	29
4.3	Specifieke toelichting berekening kosten per optie .....	31
<b>5</b>	<b>Kansrijk CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen</b> .....	<b>36</b>
5.1	Vraag naar CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar opwekvermogen .....	36
5.2	Kosteneffectief CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar opwekvermogen .....	39
<b>6</b>	<b>Implicaties voor ontwikkeling van aanbod</b> .....	<b>51</b>
6.1	Sterke toename van productie van wind, zon en flexibiliteit .....	52
6.2	Pure basislast verdwijnt bij sterke toename van wind en zon .....	53
6.3	Ombouw van kolencentrales kosteneffectief met negatieve emissies .....	54
6.4	Flexibilisering van CO <sub>2</sub> -vrije WKK's goed inpasbaar .....	55
6.5	Ombouw van CCGT's vormt robuuste optie .....	55
6.6	Onrendabele top financiering niet gegarandeerd .....	56
6.7	Maatregelen nodig om leveringszekerheid te borgen .....	58
<b>7</b>	<b>Conclusies</b> .....	<b>60</b>
	<b>Referenties</b> .....	<b>62</b>
	<b>Bijlage(n)</b>	
	A Samenvatting scenariostudies	
	B Toelichting screening curve methodiek	
	C Inschatting effect beperkte import/export capaciteit	
	D Vaste en variabele kosten CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar opwekvermogen	
	E Vergelijking CCGT op waterstof met CCGT op aardgas	

# 1 Inleiding

## 1.1 Achtergrond

Met de ambities in het Klimaatakkoord koerst Nederland af op ongeveer 70% hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030 tegen ongeveer 25% in 2020. Daarmee lijkt een volledig hernieuwbare - of CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 binnen handbereik. Dit perspectief is recentelijk ook onder de aandacht gebracht in verschillende internationale rapportages. Zo bracht het IEA recentelijk de rapportage *Net Zero by 2050* uit, met onder meer de aanbeveling om voor 2035 een CO<sub>2</sub>-emissievrije elektriciteitsproductie in alle OECD landen na te streven. In het Verenigd Koninkrijk werd kort daarop het *UK clean power plan* uitgebracht, met de aanbeveling om voor 2035 het gasgestookt vermogen uit te faseren in na van de eerdere toezeggingen om het kolengestookte vermogen uit te faseren. In oktober 2021 werd bekend gemaakt dat de Britse overheid zich committeert aan de realisatie van emissievrije elektriciteitsproductie in 2035.

Elektrificatie draagt dan ook stevig bij aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie in andere segmenten van het energiesysteem. Uit de recent uitgebrachte *Routekaart Elektrificatie in de Industrie* wordt duidelijk dat elektrificatie een sleutelrol zal spelen in verduurzaming van de industrie (TKI Energie en Industrie, 2021). Er wordt in deze routekaart echter ook nadrukkelijk gewezen op het belang van beschikbaarheid van voldoende CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit. In de industrie kan grootschalige elektrificatie alleen bijdragen aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie als er ook voldoende CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit beschikbaar is. Een versnelling naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening draagt daarmee fors bij aan de transitie in de industrie. De stap naar een volledig hernieuwbare of CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening is echter niet eenvoudig. De laatste loodjes wegen gewoonlijk het zwaarst. Het is daarom van belang om tijdig na te denken over de vraag of en hoe een volledig hernieuwbare of CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040 bereikt kan worden. NVDE heeft TNO gevraagd om hier een onderzoek naar te doen.

## 1.2 Doel van dit onderzoek

De hoofdvraag van dit onderzoek is:

*Welke stappen zijn nodig om een volledig hernieuwbare of CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040 te bereiken?*

Achterliggende vragen zijn:

1. Welke ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit kan worden voorzien in Nederland tot 2040?
2. Welke technieken en/of techniek combinaties (al of niet stuurbaar) zijn denkbaar om te voorzien in deze behoefte?
3. Welke technieken en/of techniek combinaties zijn het meest kosteneffectief?
4. Welke belemmeringen zijn er voor deze technieken en/of techniek combinaties en wat voor beleidsinstrumentatie vraagt de realisatie daarvan?

Dit onderzoek heeft een verkennend karakter. Het doel is om op basis van bestaande analyses, aangevuld met nieuwe analyses een eerste inschatting te

maken van de haalbaarheid en uitdagingen van de transitie naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040.

De scope van dit onderzoek is daarbij beperkt tot de uitdagingen voor de vraag en het aanbod van elektriciteit. De bijbehorende opgaven voor de ontwikkeling van elektriciteitsinfrastructuur zijn geen onderdeel van de analyse.

### 1.3 Aanpak van dit onderzoek en leeswijzer

De CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitsproductie is het gevolg van de verbranding van fossiele brandstoffen in elektriciteitscentrales. Een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening kan daarom worden bereikt door een combinatie van:

1. Verminderen van de behoefte aan regelbaar opwekvermogen, door in te zetten op wind, zon, elektriciteitsopslag, vraagrespons, import/export en curtailment; en
2. Voorkomen van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van regelbaar opwekvermogen, door in te zetten op CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen.

In dit rapport verkennen we (i) hoe de elektriciteitsvraag zich naar huidige verwachtingen ontwikkelt richting een CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem in 2050, (ii) hoe de vraag naar regelbaar opwekvermogen verandert bij een toename van wind en zon, elektriciteitsopslag, vraagrespons, import/export en curtailment en (iii) welke opties er zijn om met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen aan die vraag te voldoen.

Voor de analyse van de toekomstige ontwikkeling van de elektriciteitsvraag gebruiken we de resultaten van een scenarioanalyse van TNO, waarin twee kosteneffectieve energietransitie scenario's zijn uitgewerkt: ADAPT en TRANSFORM (TNO, 2020). Beide scenario's veronderstellen echter geen CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040, hoewel in beide scenario's verregaande emissiereductiestappen worden gerealiseerd op weg naar een emissievrij systeem in 2050. Om verdere kosteneffectieve stappen naar een volledig CO<sub>2</sub>-emissievrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening voor 2040 in kaart te brengen, maken we gebruik van een vereenvoudigde (eerste orde) analyse methode voor kosteneffectieve investeringen in elektriciteitsvoorziening: de zogenaamde *screening curve methode*.

De rest van dit rapport is als volgt ingedeeld:

- In Hoofdstuk 2 verkennen we de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag richting 2040;
- In Hoofdstuk 3 verkennen we de ontwikkeling van CO<sub>2</sub>-vrij aanbod op basis van systeemoptimalisatie;
- In Hoofdstuk 4 verkennen we de opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen;
- In Hoofdstuk 5 bespreken we kansrijke opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen;
- In Hoofdstuk 6 bespreken we de implicaties van de ontwikkeling van het elektriciteitsaanbod richting een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsvoorziening; en
- In Hoofdstuk 7 presenteren we de conclusies.

## 2 Verkenning van elektriciteitsvraag

Om een beeld te schetsen van de benodigde CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie, stellen we in dit hoofdstuk allereerst een wat breder overzicht op van de huidige beelden van de toekomstige elektriciteitsvraag. We maken hiervoor gebruik van bestaande scenariostudies.

Voor de inventarisatie van de elektriciteitsvraag voor deze verkenning is van belang dat we de vraag inventariseren op basis van scenariostudies die (i) de hele Nederlandse economie omvatten en (ii) een pad richting een CO<sub>2</sub>-vrije economie in 2050 beschrijven. Reden daarvoor is dat we een beeld willen krijgen van de vraag naar elektriciteit als onderdeel van het hele energiesysteem tijdens de energietransitie naar een CO<sub>2</sub>-vrije economie in 2050. De TNO studie laat zich in die zin vergelijken met de scenariostudie voor de Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (Berenschot & Kalavasta, 2020). Daarnaast kan een vergelijk getrokken worden met verwachtingen zoals die zijn neergelegd in de recente Klimaat- en Energieverkenning 2021 (kortweg KEV 2021).

In dit hoofdstuk gaan we eerst in op de beide scenariostudies en de KEV 2021 in Paragraaf 2.1. De scenario's zullen we vervolgens in Paragraaf 2.2 beschouwen tegen de achtergrond van ambities zoals die zijn neergelegd in het Klimaatakkoord, recente aanvullingen daarop en de vooruitzichten op basis van en vastgesteld en voorgenomen beleid zoals dat wordt verkend in de KEV 2021. In Paragraaf 2.3 sluiten we af met de gevolgtrekkingen voor de ambitie om te komen tot een CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040.

### 2.1 Kenschets van gebruikte scenariostudies

In deze paragraaf lichten we de achtergronden van de beide gebruikte scenariostudies en de KEV 2021 kort toe.

#### *Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050*

Deze studie is gericht op de verkenning van een adaptieve vs. een transitionele CO<sub>2</sub>-emissiereductie strategie. De twee scenario's werden ontwikkeld met behulp van het integrale energiesysteem model OPERA dat door PBL en TNO wordt ingezet voor verkenning van kosten-optimale integrale energiesysteemontwikkeling om doelstellingen in energie- en klimaatbeleid te realiseren. Het OPERA-model optimaliseert het energiesysteem, zodat het energiesysteem met de laagste kosten wordt berekend dat de reductie van broeikasgassen bereikt. Voor respectievelijk 2030, 2040 en 2050 is in beide scenario's een broeikasgassen reductie verondersteld van 49%, 72% en 95%.

In Bijlage A hebben we een korte beschrijving van deze scenariostudie opgenomen.

### *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*

De scenariostudie *Klimaatneutrale energiescenario's 2050* vormt de basis voor het I13050 traject. De scenario's schetsen een beeld van de toekomstige energievraag en -aanbod om de toekomstige infrastructuurbehoefte in beeld te brengen. De scenario's worden gepresenteerd als zogenaamde backcasting scenario's, i.e. eindbeelden voor 2050 die gebruikt kunnen worden om (infrastructurele) *no-regrets* richting 2050 in beeld te brengen.

Uitgangspunt voor de 2050 beelden is het doel van een klimaatneutraal energiesysteem in 2050. Daarbij is een regionaal, nationaal, Europees en internationaal scenario voor de ontwikkeling van vraag en aanbod ontworpen. De scenario's variëren globaal op dominante energiedrager (elektronen vs. moleculen), economische groei (m.n. in industrie en mobiliteit) en importafhankelijkheid. Daarbij wordt beoogd de uithoeken van de toekomstige netbelastingen op te zoeken, als eerste verkenning van de uithoeken van de toekomstige energietransportbehoefte. De scenario's gaan dus niet uit van een kostenperspectief of economisch perspectief, maar verkennen de extremen van in toekomstige netbelastingen voor elektriciteit die door auteurs en andere betrokken nog realistisch geacht worden. Daarbij is gebruik gemaakt van het Energy Transition Model (ETM) om deze realistische "hoekpunten" van het energiesysteem te toetsen op energetische consistentie.

In de I13050 studie worden alleen resultaten voor 2030 en 2050 gepresenteerd. We hebben de elektriciteitsvraag voor 2040 bepaald door de waarden voor 2030 en 2050 lineair te interpoleren.

In Bijlage A hebben we een korte beschrijving van deze scenariostudie opgenomen.

### *Klimaat- en Energieverkenning 2021*

In deze rapportage wordt jaarlijks de impact van het vastgestelde en voorgenomen klimaat- en energiebeleid op het Nederlandse energiesysteem doorgerekend. Zo wordt ingeschat of de doelen van het Nederlandse klimaat- en energiebeleid zullen worden bereikt, of dat er verdere bijsturing van beleid nodig is.

Voor de doorrekening wordt naast inschatting van de impact van verschillende beleidsinstrumenten op onderdelen van het energiesysteem een uitgebreide en complexe modelberekening uitgevoerd met een serie modellen van verschillende onderdelen van het nationale energiesysteem.

## **2.2 Overzicht van scenario's**

Op basis van de besproken scenariostudies bepalen we het huidige beeld van de bandbreedte van de vraag naar elektriciteit in respectievelijk 2030 en 2040. Om deze uitkomsten van de scenariostudies in perspectief te plaatsen, zetten we deze af tegen verwachtingen die ten grondslag liggen aan het Klimaatakkoord en het Nederlandse klimaat- en energiebeleid.

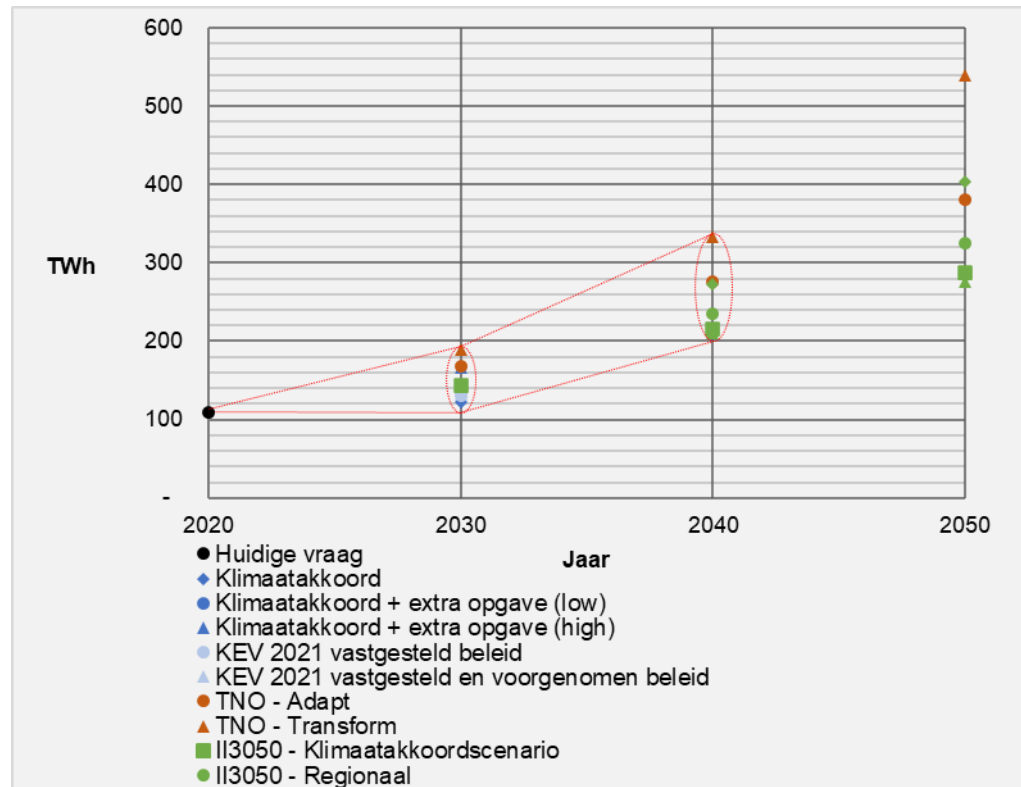
De huidige elektriciteitsvraag is circa 110 TWh per jaar (CBS, 2021). De twee scenariostudies voor 2050 laten beide een sterk stijgende elektriciteitsvraag zien. Tabel 1 geeft de stijging van de elektriciteitsvraag in de periode 2030-2050 op basis van deze scenario's weer. Daaruit kan opgemaakt worden dat mate van stijging in de twee studies sterk verschilt. Zo loopt de elektriciteitsvraag in de TNO studie op van de huidige circa 110 TWh per jaar (CBS, 2021), tot 167 à 189 TWh in 2030, 277 à 333 TWh in 2040 en 381 à 539 TWh in 2050. De II3050 scenario's lopen op tot 140 TWh in 2030, 210 à 273 TWh in 2040, 276 à 403 TWh in 2050. Een belangrijke oorzaak van de verschillen ligt in de veronderstelde groei. Waar de TNO-studie uitgaat van een economische groei van 1,5% per jaar (i.e. een groei van 156% tot 2050) op basis van (CPB/PBL, 2015), gaat II3050 enkel uit van -1% tot 1% groei van industrie, scheepvaart en luchtvaart (i.e. een groei van 74% à 135% tot 2050).

Het Klimaatakkoord gaat uit van een vraag van circa 122 TWh in 2030. Bij het schrijven van het Klimaatakkoord is echter al geconcludeerd dat de vraag naar elektriciteit waarschijnlijk toe zal nemen ten opzichte van deze 122 TWh en dat in 2021 een actualisatie van dit beeld nodig zou worden. De Stuurgroep Extra Opgave heeft deze analyse uitgevoerd voor de industrie (en datacenters) en de te verwachten aanvullende vraag uit dit segment in 2030 in beeld gebracht (Stuurgroep extra opgave, 2021). De Stuurgroep verwacht ten opzichte van de vraag van 122 TWh een toename van de vraag met 15 tot 45 TWh, resulterend in een vraag van 137 tot 167 TWh in 2030.

Tot 2020 gingen ook de beleidsanalyses in de KEV cyclus uit van beperkte groei van elektriciteitsvraag. In de KEV 2020 werd nog een elektriciteitsvraag van 120 TWh voorzien in 2030. In de KEV 2021 is dat bijgesteld en wordt een elektriciteitsvraag van 132 TWh voorzien voor 2030 en 155 TWh in 2040 voor vastgesteld en voorgenomen (PBL, RVO, RIVM, CBS, WU & TNO, 2021). In beide gevallen gaat het om sterke groei in mobiliteit, landbouw en industrie. Elektrificatie van vervoer en warmte zijn daarin de belangrijkste ontwikkeling: P2H2 speelt in deze vooruitzichten een verwaarloosbare rol.

Tabel 1: Ontwikkeling elektriciteitsvraag in TWh per jaar op basis van scenariostudies

Scenario	2030	2040	2050
TNO – ADAPT	167	277	381
TNO – TRANSFORM	189	333	539
II3050 – Klimaatakkoord (technisch streefbeeld)	144		
II3050 – Regionale sturing		234	325
II3050 – Nationale sturing		273	403
II3050 – Europese sturing		215	287
II3050 – Internationale sturing		210	276



Figuur 1: Ontwikkeling elektriciteitsvraag in TWh per jaar op basis van de aangegeven bronnen

Figuur 1 vat de verscheidene perspectieven op de vraagontwikkeling samen. We komen op basis van deze bronnen tot een bandbreedte voor de elektriciteitsvraag van 120 tot 190 TWh in 2030 en 210 tot 333 TWh in 2040. In 2040 kan de elektriciteitsvraag anderhalf tot drie keer de huidige elektriciteitsvraag zijn en ook nadien mag verdere toename verwacht worden.

In alle scenario's is elektrificatie een belangrijk middel om de reductiedoelstelling te halen. Door elektrificatie van transport (EV's), de warmtevraag in de gebouwde omgeving, landbouw en industrie (P2H) en groene waterstofproductie (P2H) neemt de vraag naar elektriciteit de komende decennia snel toe.

Daarbij wordt de bovenkant van de bandbreedte bepaald door het TRANSFORM scenario in de TNO-studie. Deze studie gaat uit van een relatief sterke economische groei van 1,5% in het algemeen en een nog sterkere groei van de dienstensector. De beleidsondersteunende analyses gaan uit van een relatief wat beperktere stijging van de elektriciteitsvraag naar 132 TWh in 2030 en 155 TWh in 2040 en vormen de onderkant van de bandbreedte. Dit is al een sterke bijstelling ten opzichte van de KEV 2020, maar gaat nog uit van een beperkte groei van P2H2.

De uitdaging om de elektriciteitsvoorziening CO<sub>2</sub>-vrij te maken bestaat dus niet alleen uit het CO<sub>2</sub>-vrij maken van de bestaande vraag van circa 110 TWh per jaar, maar ook een aanvullende CO<sub>2</sub>-vrije invulling van de groeiende vraag naar elektriciteit. Door de verwachte groei van de elektriciteitsvraag is de uitdaging substantieel groter dan waar het huidige beleid op gebaseerd is.

## 2.3 Conclusies

Samenvattend kan geconcludeerd worden dat in de scenariostudies elektrificatie een belangrijk middel is om de beoogde CO<sub>2</sub>-emissiereductie in 2030 en 2050 te realiseren. In 2040 kan de elektriciteitsvraag anderhalf tot drie keer de huidige elektriciteitsvraag zijn en ook nadien mag verdere toename verwacht worden. De uitdaging van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 betreft dus niet alleen invulling van de bestaande vraag van circa 110 TWh per jaar, maar ook de toekomstige groei van de vraag tot een totaal van mogelijk 333 TWh per jaar. Het TRANSFORM scenario in de TNO studie vormt daarbij een bovenzijde van de bandbreedte, vanwege de relatief hoge economische groeiveronderstellingen. De beleidsondersteunende KEV analyse uit 2021 vormt de onderkant van de bandbreedte.



### 3 Verkenning CO<sub>2</sub>-vrij aanbod op basis van systeemoptimalisatie

In dit hoofdstuk bespreken we de resultaten van de systeemstudie *Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050* die in 2020 door TNO is uitgebracht (TNO, 2020). De studie maakt gebruik van het integrale energiesysteem model OPERA dat door PBL en TNO wordt ingezet voor verkenning van kosten-optimale integrale energiesysteem ontwikkeling om doelstellingen in energie- en klimaatbeleid te realiseren (zie ook (PBL, 2019)). Input voor het model zijn demografische ontwikkeling, economische ontwikkeling per sector, kosten per technologie om daar invulling aan te geven, het potentieel per technologie en de vereiste broeikasgasreductie.

In deze studie heeft TNO twee scenario's opgesteld voor de ontwikkeling van de energie- en grondstofbehoefte richting 2050. De verhaallijn van de scenario's onderscheidt een behoudender pad (ADAPT) en een vooruitstrevender pad (TRANSFORM). In het ADAPT scenario is de intrinsieke motivatie tot verandering van de huidige levenswijze beperkt. De reductiedoelstellingen worden gerealiseerd door beperkte aanpassingen in het energiesysteem, met een vergelijkbare energie-intensiteit als in het huidige. Tegen die achtergrond veronderstelt dit scenario dat er voldoende draagvlak is voor de meer omstreden technologieën zoals CCS en biomassa. In het TRANSFORM scenario wordt sterker ingezet op systeem- en gedragsverandering en aanpassing van productieprocessen. De energie-intensiteit daalt daardoor. Dit scenario veronderstelt dat er onvoldoende draagvlak is voor de meer omstreden opties zoals CCS en biomassa.

Het OPERA-model optimaliseert vervolgens het energiesysteem op basis van een greenfield benadering, zodat het energiesysteem met de laagste kosten wordt berekend dat de reductie van broeikasgassen bereikt. Voor respectievelijk 2030, 2040 en 2050 is de broeikasgassen reductie verondersteld van 49%, 72% en 95% in beide scenario's.<sup>1</sup>

De beide scenario's laten dus verschillende wegen naar een vrijwel CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem in 2050 zien. De scenario's bieden inzicht in de veranderende rol van het elektriciteitssysteem tijdens de transitie, de ontwikkeling van productie van wind en zon, de bijbehorende flexibiliteitsoplossingen en het effect op de vraag naar regelbaar opwekvermogen. Aangezien deze scenario's niet gericht zijn op een volledig CO<sub>2</sub>-emissievrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040, is dat ook geen resultaat in de scenario's. In beide scenario's wordt in 2040 een deel van de elektriciteit opgewekt met gascentrales.

In dit hoofdstuk bespreken we de ontwikkeling van de elektriciteitsvoorziening in de beide scenario's. In Paragraaf 3.1 wordt de uitgangspunten voor de potentiële vraag en het potentiële aanbod van elektriciteit besproken. In Paragraaf 3.2 bespreken we de resultaten van de systeemoptimalisatie.

---

<sup>1</sup> Conform de voormalige Klimaatwet die van kracht werd in 2019 en van toepassing was tijdens de ontwikkeling van de ADAPT en TRANSFORM scenario's.

### 3.1 Scenario-ontwerp

In deze paragraaf bespreken we enkele onderdelen van het scenario-ontwerp in de ADAPT en TRANSFORM scenario's die bepalend zijn voor de kosteneffectieve transitiepaden in elektriciteitsvraag en -aanbod om de opgelegde CO<sub>2</sub>-emissiereductie te bereiken. Allereerst gaat het daarbij om de vraag naar elektriciteit en warmte in het Nederlandse energiesysteem. Bij inzet op CO<sub>2</sub>-emissiereductie zal de bestaande elektriciteitsvraag bijvoorbeeld kunnen wijzigen door inzet van efficiëntere elektrisch gedreven technieken. De nu veelal met gasgestookte technieken ingevulde warmtevraag kan mogelijk in toenemende mate door elektrificatietechnieken wordt ingevuld, zeker als ook in toenemende mate hernieuwbare elektriciteitsproductie wordt ingezet. In die zin vormen de warmtevraag en elektriciteitsvraag als het ware een potentieel voor toekomstige elektriciteitsvraag, die schaalt met (sectorspecifieke) economische groei en demografische ontwikkeling.

Voor wat betreft het aanbod van elektriciteit wordt in het scenario-ontwerp eveneens een technologie-specifiek potentieel ingeschat, zoals het potentieel voor wind op zee, wind op land, zon-PV, CCS, etc. Dit potentieel kan maximaal het technisch potentieel door veronderstelde beperking in -, of bijvoorbeeld draagvlak voor toepassing van de betreffende techniek.

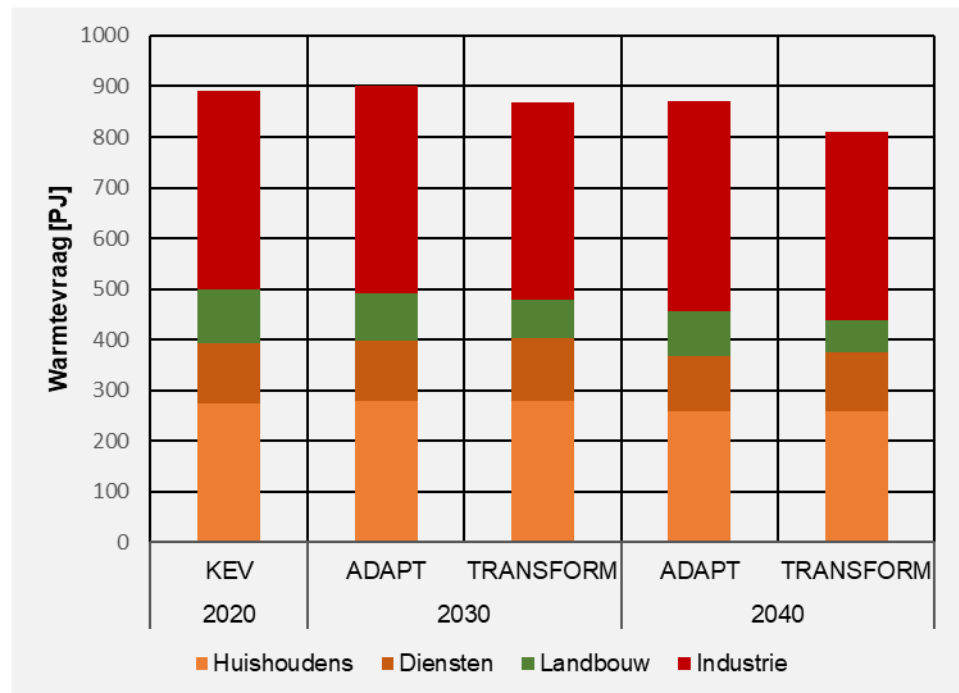
Hieronder worden beide onderdelen (i.e. het scenario ontwerp voor de potentiële vraag naar elektriciteit en het potentiële aanbod van elektriciteit) in de ADAPT en TRANSFORM scenario's verder toegelicht.

#### *Potentiële vraag naar elektriciteit*

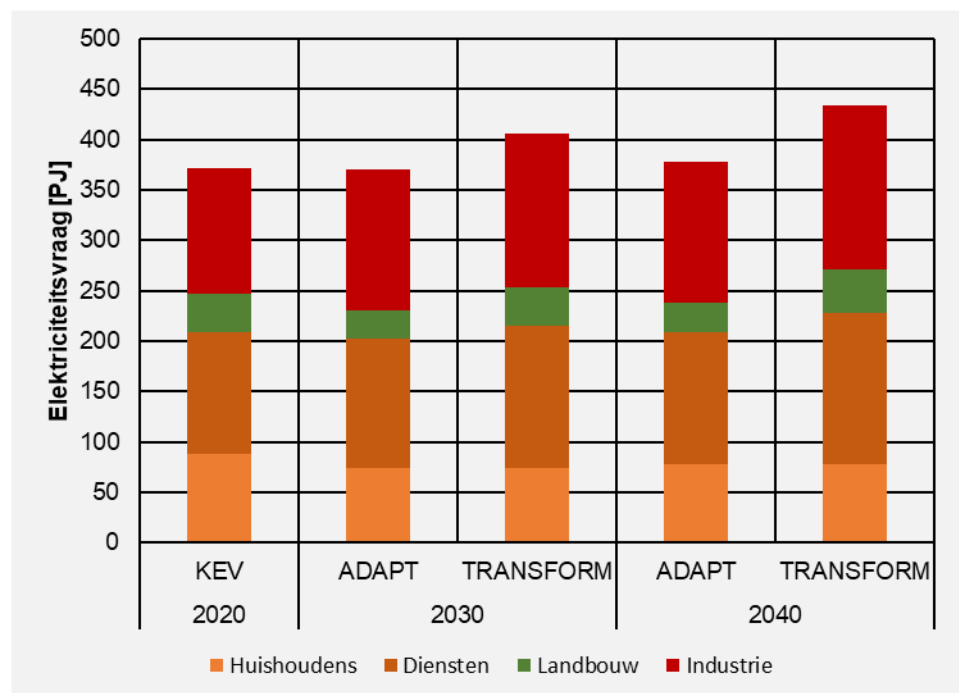
Voor het scenario ontwerp van ADAPT en TRANSFORM is gebruik gemaakt van het demografisch groeipad en het economisch groeipad uit een scenarioanalyse van de macro-economische ontwikkelingen van Nederland dat is uitgevoerd door het CPB en PBL (CPB/PBL, 2015). In beide scenario's groeit de Nederlandse economie tussen 2030 en 2050 met gemiddeld ongeveer 1,5% per jaar.

Op deze grondslag en de bijbehorende energie-intensiteit zijn vervolgens sectorale scenario's opgesteld voor energiegebruik en bijbehorende energie-intensiteit. Deze zijn verrijkt met sectorspecifieke veronderstellingen zoals de ontwikkeling van de woningbouw, en de productie van verschillende segmenten in diensten, landbouw en industrie (zie voor verdere details (TNO, 2020)).

Figuur 2 geeft een overzicht van de landelijke warmtevraag in 2020 op basis van de KEV 2021 en de warmtevraag zoals die volgt uit dit scenario ontwerp voor 2030 en 2040 voor de beide scenario's ADAPT en TRANSFORM. Hieruit kan opgemaakt worden dat de landelijke warmtevraag van de huidige 890 PJ in het ADAPT-scenario tot 2030 nog licht oploopt tot ongeveer 900 PJ om vervolgens af te nemen tot ongeveer 870 PJ in 2040. Dit beeld strookt met de verhaallijn van het scenario dat er met name wordt ingezet op marginale aanpassing bij vergelijkbare energie-intensiteit om de CO<sub>2</sub>-emissiereductie doelstellingen te bereiken. In het TRANSFORM-scenario loopt de warmtevraag van de huidige 890 PJ af tot 870 PJ in 2030 en 810 PJ in 2040, als weerslag van een de sterkere inzet op systeem- en gedragsverandering en aanpassing van productieprocessen in dit scenario.



Figuur 2: De huidige sectorale warmtevraag en de veronderstelde sectorale elektriciteitsvraag in de ADAPT en TRANSFORM scenario's

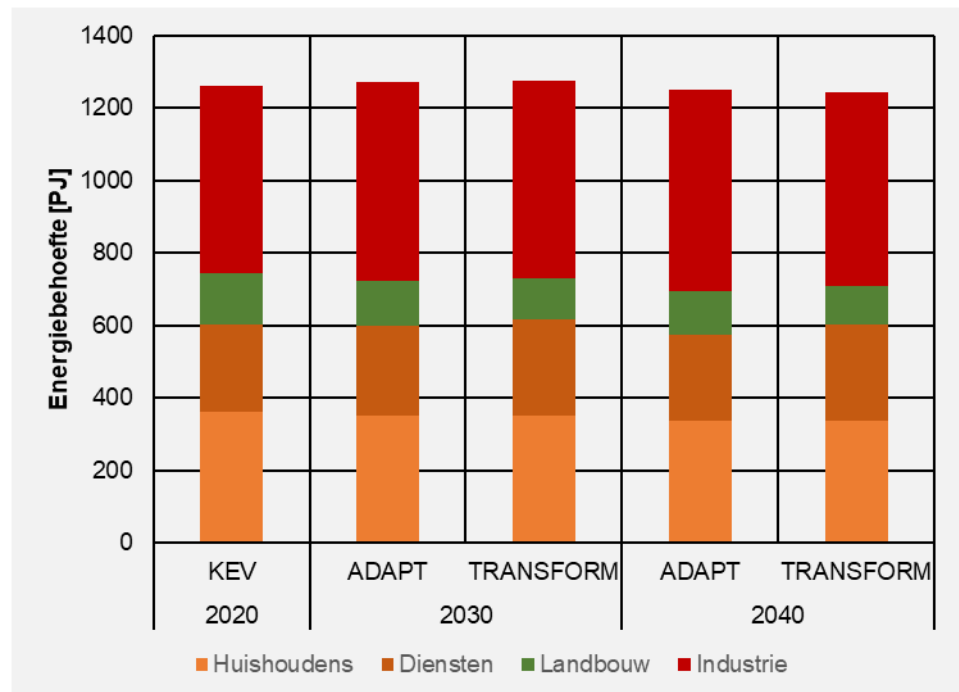


Figuur 3: De huidige sectorale elektriciteitsvraag en de veronderstelde sectorale elektriciteitsvraag in de ADAPT en TRANSFORM scenario's

Figuur 3 presenteert een overzicht van de landelijke elektriciteitsvraag in 2020 op basis van de KEV 2021 en de elektriciteitsvraag, en zoals die volgt uit dit scenario

ontwerp voor 2030 en 2040 voor de beide scenario's ADAPT en TRANSFORM. De elektriciteitsvraag vanuit de sector elektriciteitsproductie (ongeveer 20 PJ) is hier buiten beschouwing gelaten. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat de landelijke elektriciteitsvraag van de huidige 370 PJ in het ADAPT-scenario vrijwel gelijk blijft tot 2030 en licht oploopt tot ongeveer 380 PJ in 2040. Dit beeld strookt met de verhaallijn van het scenario dat er met name wordt ingezet op marginale aanpassing bij vergelijkbare energie intensiteit om de CO<sub>2</sub>-emissiereductie doelstellingen te bereiken. In het TRANSFORM-scenario loopt de elektriciteitsvraag van de huidige 370 PJ sterker op tot ongeveer 410 PJ in 2030 en 430 PJ in 2040, mede als weerslag van een de sterkere inzet op systeem- en gedragsverandering en aanpassing van productieprocessen in dit scenario.

Een compleet overzicht van zowel de sectorale warmte- als elektriciteitsvraag voor de huidige situatie en de beide ADAPT- en TRANSFORM-scenario's wordt weergegeven in Figuur 4. Uit het staafdiagram kan opgemaakt worden dat de energiebehoefte in het ADAPT-scenario over de periode 2020 tot 2050 in dit scenario eerst licht oploopt van de huidige 1260 PJ tot 1270 PJ in 2030 om vervolgens weer af te nemen tot 1250 PJ in 2040. Daarbij blijft de verhouding tussen warmtevraag enerzijds en elektriciteitsvraag anderzijds vrijwel gelijk, met ongeveer 70% warmte en 30% elektriciteit. In het TRANSFORM-scenario laat de ontwikkeling van de energiebehoefte eenzelfde patroon zien en loopt de energiebehoefte wat harder op van de huidige 1260 PJ tot 1275 PJ in 2030 en neemt het ook weer wat sterker af tot ongeveer 1245 PJ in 2040. In het TRANSFORM-scenario daalt de verhouding tussen warmtevraag en elektriciteitsvraag licht tot ongeveer 65% warmte en 35% elektriciteit.



Figuur 4: De huidige sectorale energiebehoefte en de veronderstelde sectorale energiebehoefte in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's

### Potentieel aanbod van elektriciteit

Voor de ADAPT- en TRANSFORM scenario's zijn kosteneffectieve transitiepaden berekend richting een CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem in 2050. Bij elk van deze scenario's zijn beperkingen opgelegd aan het potentieel voor CO<sub>2</sub>-vrije aanbod opties in samenhang met de beschrijving van de scenario's. Een overzicht van de uitgangspunten voor de ontwikkeling van elektriciteitsproductie in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's is weergegeven in Tabel 2. Daarbij zijn respectievelijk beperkingen opgelegd aan het haalbare potentieel voor wind en zon en de beschikbaarheid van biomassa, geothermie, en het haalbare potentieel voor CO<sub>2</sub>-opslag, waterstofimport en interconnectiecapaciteit. Hieronder worden de uitgangspunten voor het potentieel kort toegelicht.

Tabel 2: Verondersteld maximaal potentieel voor aanbodcapaciteit en/of -volume in ADAPT en TRANSFORM

	ADAPT			TRANSFORM		
	2030	2040	2050	2030	2040	2050
Wind op zee [GW]	12	36	40	14	45	60
Wind op land [GW]	8	8	8	8	10	12
Zon-PV [GW]	31	60	101	39	75	127
Kolen eenheden [GW]	0	0	0	0	0	0
Biomassa nationaal [PJ/a]	220	220	220	147	147	147
Biomassa import [PJ/a]	187	351	515	70	100	129
Geothermie [PJ/a]	50	125	200	50	175	300
CO <sub>2</sub> -opslag [Mton/a]	7.5	19	50	0	0	0
Waterstof import [PJ/a]	0	0	0	0	0	0
Interconnectie [GW]	25	25	25	25	25	25

- Wind

Voor wind op zee wordt in beide scenario's uitgegaan van een haalbaar potentieel op basis van de ambitie in het Klimaatakkoord voor 2030 en ligt nadien ongeveer in lijn met de bandbreedte voor wind op zee die is opgesteld voor I13050 (Berenschot & Kalavasta, 2020) en nadien de Noordzee Energie Outlook (DNV, 2020).<sup>2</sup> In het ADAPT-scenario wordt verder uitgegaan van toenemende weerstand tegen wind op land, zodat het haalbaar potentieel tot 2030 en daarna op 8 GW ligt, terwijl dat in het TRANSFORM-scenario na 2030 verder oploopt tot 12 GW in 2050.

<sup>2</sup> Alleen het maximale potentieel in 2050 wijkt hier van af, met 60 GW in plaats van de 72 GW die achtereenvolgens in de scenario analyse voor I13050 en naderhand in de Noordzee Energie Outlook wordt genoemd. Inmiddels is een wat scherper beeld van het technisch potentieel neergezet in het *Ontwerp Programma Noordzee 2022 – 2027* (Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselveiligheid, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, 2021), dat uitkomt op 65GW in de nu vastgestelde zoekgebieden. De TNO studie volgde het maximale potentieel in de scenario's voor wind op zee op basis van eerdere PBL analyse (PBL, 2018).

- **Zon-PV**  
Voor zon-PV ligt het veronderstelde haalbare potentieel voor 2030 met 31 à 39 GW in lijn met de inzet van ongeveer 21 à 29 GW zon-PV in de RES'en (zie ook (NVDE, 2020; PBL, 2020)), boven op de huidige ruim 10 GW (PBL, RVO, RIVM, CBS, WU & TNO, 2021). Nadien liggen de haalbare potentiëlen in ADAPT en TRANSFORM ongeveer in lijn met respectievelijk het voor zon-PV iets behoudender en wind op zee rijkere scenario 'Nationale sturing' en het maximale zon-PV scenario 'Regionale sturing' zoals opgesteld voor II3050 (Berenschot & Kalavasta, 2020).
- **Kolen**  
De kolencentrales worden in beide scenario's veronderstelt te worden uitgefaseerd voor 2030, conform de *Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie* die in 2019 is ingegaan.
- **Biomassa**  
Het nationale en internationale potentieel voor biomassa volgt met het ADAPT de inschatting van het maximale Nederlandse potentieel (PBL, 2014). Voor het TRANSFORM-scenario wordt een beschikbaarheid van 2/3 daarvan verondersteld, als uitdrukking van het lagere draagvlak voor inzet van biomassa in het TRANSFORM-scenario.
- **Geothermie**  
Het aardwarmtepotentieel voor het ADAPT-scenario is ontleend aan het "Masterplan aardwarmte" van Energie Beheer Nederland (EBN) en de aardwarmtesector (EBN, 2018). In het TRANSFORM-scenario wordt het potentieel in 2050 als 50% groter ingeschat.
- **CO<sub>2</sub>-opslag**  
In het ADAPT-scenario is CO<sub>2</sub>-opslag toegestaan, oplopend van de 7 Mton in het Klimaatakkoord tot maximaal 50 Mton in 2050. Dit maximum is afgeleid van de totale beschikbare opslagcapaciteit van 1600 tot 1700 Mton in het Nederlandse deel van de Noordzee (Klimaattafel, 2018).
- **Waterstof import**  
Er wordt in de scenario's geen waterstof import verondersteld, vanwege de hoge gevoeligheid van de systeemoptimalisatie voor waterstof import veronderstellingen. Aanvullend op de scenario's is daarom een serie gevoeligheidsanalyses uitgevoerd. In verband met de toenemende grensoverschrijdende transportbehoefte voor elektriciteit wordt in de scenario's veel ruimte gegeven aan het haalbaar potentieel.
- **Interconnectie**  
Het potentieel voor de ontwikkeling van grensoverschrijdende transportcapaciteit voor elektriciteit wordt in de beide scenario's ruimhartig ingeschat met 250% van de huidige 9 GW import- en 8 GW exportcapaciteit.

### 3.2 Resultaten elektriciteitssysteem

De resultaten van de integrale energiesysteemoptimalisatie met het OPERA-model voor elektriciteit kunnen worden weergegeven als de ontwikkeling van de energiebalans (i.e. jaarlijkse vraag en aanbod van elektriciteit) en de ontwikkeling van de vermogensbalans (i.e. de momentane piek in elektriciteitsvraag en de totale capaciteit van aanbodtechnieken) voor de steekjaren 2030, 2040 en 2050:

- De energiebalans laat zien hoe vraag en aanbod van elektriciteit zich in samenhang ontwikkelen in de beide scenario's, i.e. met welke vraag- en aanbodtechnieken de balans zich ontwikkeld richting 2050.
- Als dat wordt gecombineerd met de vermogensbalans wordt duidelijk dat de rol van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem sterk toeneemt door de toenemende bijdrage van beperkt stuurbare productie van wind en zon. Flexibiliteit wordt dan geleverd door vraag- en aanbodcategorieën met hoge vermogens en relatief lage elektriciteitsvolumes.

Verder kan voor deze balansen nog onderscheid gemaakt worden tussen de absolute balans en de relatieve balans. De absolute balans geeft inzicht in de volume- en capaciteitsontwikkeling, terwijl de relatieve balans inzicht geeft in de verhoudingen tussen de bijdragen aan volume en vermogen van de verschillende technologieën.

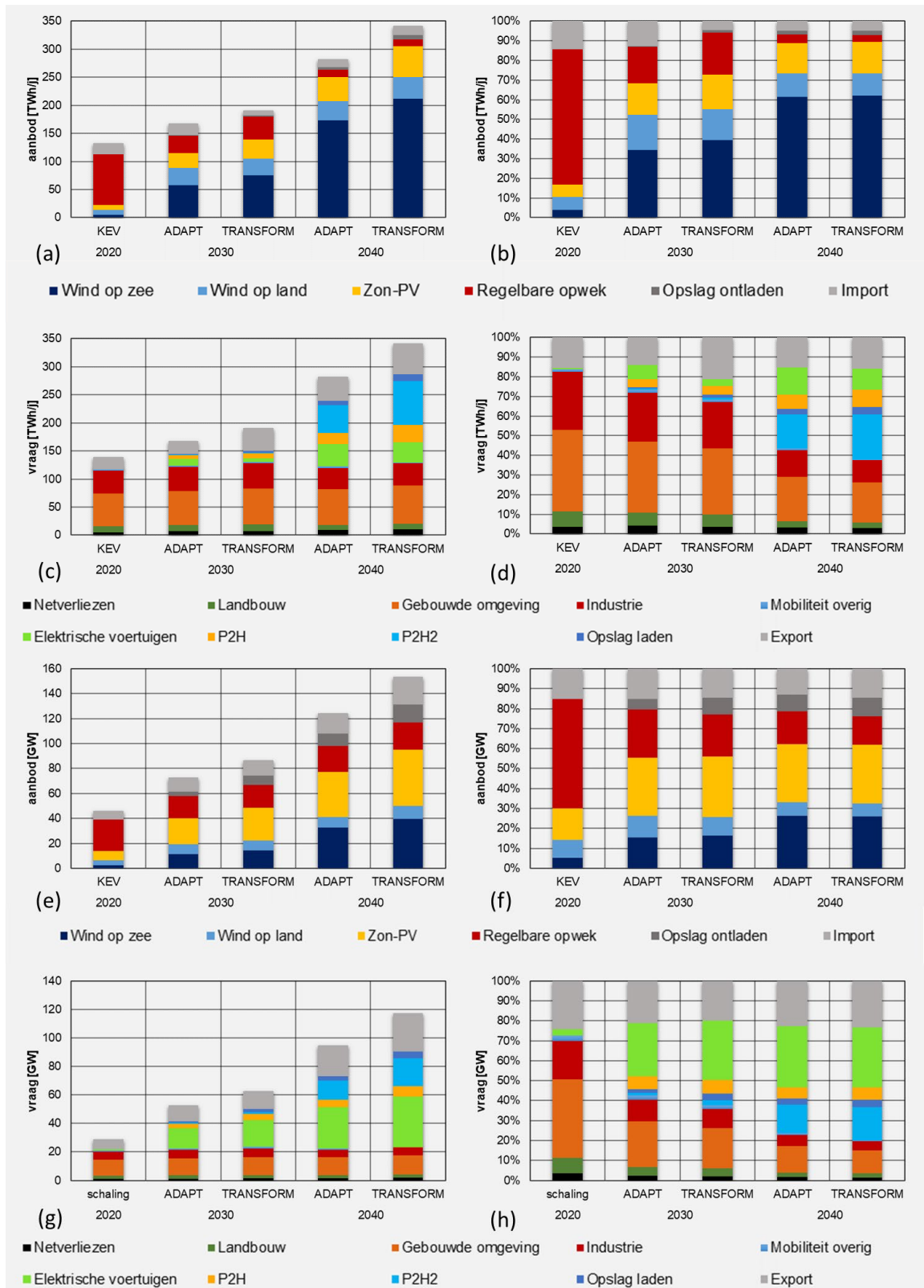
Figuur 5 geeft een overzicht van deze gegevens voor 2020 (ter referentie), en de TRANSFORM- en ADAPT-scenario's in 2030 en 2040, conform de horizon van de analyse in dit rapport. De ontwikkeling van jaarlijkse vraag en aanbod van elektriciteit is in de vier staafdiagrammen aan de bovenzijde weergegeven. Gezamenlijk vormen de vraag en aanbod figuren daarin de energiebalans. Aan de onderzijde worden de vermogensontwikkeling van vraag en aanbod weergegeven, die gezamenlijk de vermogensbalans vormen. Verder zijn de beide balansen aan de linkerzijde weergegeven in absolute termen en aan de rechterzijde in relatieve termen.

#### *Aanbod van elektriciteit*

De beide staafdiagrammen (a) en (b) bovenaan Figuur 5 presenteren de absolute en relatieve ontwikkeling van het elektriciteitsaanbod in TWh per jaar in 2020 en in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's in 2030 en 2040. Uit de figuren kan opgemaakt worden dat de optimalisatie in beide scenario's leidt tot een snelle en sterke toename van wind en zon. In zowel het ADAPT- als het TRANSFORM-scenario wordt het potentieel voor elektriciteitsproductie bijna volledig benut in 2030, maar resteert er in 2040 nog haalbaar potentieel van enkele GW. Enkel voor zon-PV wordt het maximale vermogen niet bereikt. Hieruit kunnen we opmaken dat wind en zon beide een sterke propositie vormen voor kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-emissiereductie in elektriciteitsproductie.

Daar staat tegenover dat het regelbare opwekvermogen in beide scenario's sterk afneemt. Uit Figuur 5 (b) valt op te maken dat nu zo'n 90 TWh of 70% van de opwek wordt geleverd door regelbare opwek, en dat loopt terug tot slechts zo'n 30 à 40 TWh of 18% à 20% in 2030 en slechts zo'n 5 à 8 TWh of 3 à 4% in 2040.

Kijken we naar het aanbod in de vermogensbalans, in Figuur 5 (e), dan blijkt dat het beschikbare regelbare opwekvermogen van ongeveer 25 GW of 55% afneemt tot 18 GW of 21 à 24% in 2030 en dan weer oploopt tot 21 à 22 GW of 14 à 17% in 2040. De terugval in 2030 hangt samen met de uitfasering van de huidige 4 GW aan kolencentrales, en ook het WKK vermogen in de industrie loopt terug. Het gasgestookte vermogen blijft goeddeels intact in de beide scenario's.



Figuur 5: De absolute (links) en relatieve (rechts) energiebalans (boven) en vermogensbalans (onder) in de huidige situatie en in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's



Ook de rol van het regelbare opwekvermogen verandert sterk in deze scenario's. Het regelbare opwekvermogen wordt een belangrijke bron van flexibiliteit om energie te leveren als er geen wind en zon beschikbaar is. Dit kan opgemaakt worden uit Figuur 5 (b) en (f), waarin de energiebijdragen veel sterker teruglopen dan de vermogensbijdragen. Het aantal vollasturen voor het regelbare opwekvermogen loopt van gemiddeld ongeveer 3600u/j nu terug tot ongeveer 500 u/j in 2040.

Verder laten beide scenario's een sterke groei zien van grensoverschrijdende transportcapaciteit bij terugvallende importvolumes. Vanuit de huidige 9 GW neemt de importcapaciteit in beide scenario's toe tot 11 à 13 GW in 2030 en 16 à 22 GW in 2040. De huidige importvolumes van ongeveer 20 TWh per jaar lopen echter terug tot 10 à 20 TWh per jaar in 2030 en 14 à 16 TWh per jaar in 2040. De importcapaciteit biedt de nodige aanvulling op het regelbare opwekvermogen om de vraag naar elektriciteit te bedienen bij lage productievolumes uit wind en zon. Ook in dit geval gaat het echter om beperkte jaarvolumes en het aantal vollasturen van deze aanbodoptie loopt terug van de huidige 2100 terug tot 750 à 850 vollasturen.

Tot slot ontwikkelt zich volgens Figuur 5 in beide scenario's een toenemende bijdrage van batterijen, al is dat vooral goed zichtbaar in de vermogensbalans figuren (e) en (f) met 4 à 7 GW in 2030 en 10 à 15 GW in 2040. Deze categorie heeft betrekking op cyclische opslagcapaciteit en speelt een beperkte rol in de opslag van met name zonne-energie. De bijdrage aan het jaarlijkse elektriciteitsaanbod blijft beperkt tot 1 à 2 TWh in 2030 tot 5 à 8 TWh in 2040, en is in (a) en (b) dan ook nauwelijks zichtbaar.

Uit voorgaande blijkt dat in de beide kosteneffectieve paden, het totale elektriciteitsaanbod al goeddeels bestaat uit wind en zon in 2040. Daarmee is het aanbod al nagenoeg CO<sub>2</sub>-vrij in 2040, ondanks de veronderstelde reductie doelstelling van 72% voor 2040. Het is dus inderdaad kosteneffectief om versneld de CO<sub>2</sub>-emissies uit elektriciteit te reduceren. De resultaten laten voor het elektriciteitsaanbod in beide scenario's een patroon zien van sterk toenemende bijdragen van wind en zon, allereerst voorzien van flexibiliteit door regelbaar opwekvermogen (beperkt dalende en vervolgens stijgende vermogens met sterk dalende volumes) en interconnectiecapaciteit (oplopende capaciteit met oplopende volumes) en richting 2040 ook beperkt aangevuld met flexibiliteit uit opslag (i.e. hoge vermogens met lage volumes).

#### *Vraag naar elektriciteit*

De energiebehoefte wordt in de systeemoptimalisatie in het OPERA model ingevuld met leveringsketens die gezamenlijk en in samenhang met overige systeemcomponenten (i.e. aanbod, conversie, opslag en transport) de laagste integrale kosten genereren. In Figuur 5 wordt de huidige elektriciteitsbehoefte en de ontwikkeling van deze behoefte in de beide scenario's weergegeven, met in (c) en (d) de absolute en relatieve elektriciteitsvraag en in (g) en (h) de absolute en relatieve bijbehorende (piek)vermogens.

Daaruit blijkt dat de sectorale elektriciteitsbehoefte globaal op het huidige niveau blijft in beide scenario's. De behoefte loopt van de huidige 117 TWh in beide scenario's weliswaar op tot ongeveer 130 TWh, maar toenemende vraag door

elektrificatie laat veruit de sterkste groei zien. De sterke groei van de elektriciteitsbehoefte richting 2030 en met name 2040 wordt veroorzaakt door:

- 1) elektrificatie van personenvervoer (elektrische voertuigen, kortweg EV);
- 2) power-to-heat (P2H) in overige sectoren; en
- 3) power-to-hydrogen (P2H2) in overige sectoren.

Uit Figuur 5 (f) en (g) blijkt ook dat daar een zekere volgordelijkheid voor kosteneffectieve paden naar 2040. De elektriciteits- en vermogensvraag van elektrische voertuigen en P2H laten tot 2030 en 2040 een sterke ingroei zien. P2H2 daarentegen laat zowel in termen van energievraag als in termen van vermogensvraag een sterke groei zien na 2030. De drie technologieën bieden een hoge mate van flexibiliteit, met ongeveer 800 vollasturen per jaar nu, voor de beide scenario's uitwaaiend tot 700 à 1000 vollasturen per jaar in 2030 en dan weer convergerend voor de beide scenario's tot ongeveer 2200 à 2300 vollasturen per jaar in 2040.

Verder valt op dat de export van elektriciteit sterk toeneemt. De exporten lopen sterk op van de huidige 22 TWh tot 41 TWh in 2030 en 54 TWh in 2040. Vanuit de huidige 8 GW neemt de export capaciteit in beide scenario's toe tot 11 à 13 GW in 2030 en 16 à 22 GW in 2040. Daarmee loopt het aantal vollasturen voor de beide scenario's uiteen van de huidige 2750 vollasturen per jaar tot 2150 à 3250 vollasturen per jaar in 2030 en convergeert dan weer voor de beide scenario's tot ongeveer 2000 vollasturen per jaar in 2040. Ook voor de vraagzijde speelt interconnectiecapaciteit dus een belangrijke rol voor flexibiliteitslevering. Daarbij lijken de beide scenario's tot een afwijkend pad naar 2040 te leiden, met een lagere flexibiliteitsbijdrage (i.e. veel vollasturen) van export voor ADAPT en een hogere flexibiliteitsbijdrage (i.e. weinig vollasturen) van export voor TRANSFORM. De flexibiliteitsbijdrage van de flexibele elektrificatieopties EV, P2H en P2H2 laten juist het tegenovergestelde beeld zien.

Tot slot ontwikkelt zich volgens Figuur 5 in beide scenario's een toenemende bijdrage van batterijen aan de elektriciteitsvraag in (c) en (d) en vermogensvraag (f) en (g). Het gaat hier om een beperkte bijdrage met 1 à 2 GW in 2030 en 3 à 4 GW in 2040. Deze categorie van kort cyclische opslag capaciteit speelt een rol in de opslag van zonne-energie, maar de bijdrage is beperkt vergeleken met de flexibele elektrificatie opties en export.

De resultaten laten voor de elektriciteitsvraag in beide scenario's een patroon zien van sterk toenemende bijdragen van allereerst export, EV en P2H, gevolgd door P2H2. In combinatie met de sterke groei van wind en zon in het aanbod biedt de inzet van flexibele elektrificatie opties een kosteneffectieve route naar CO<sub>2</sub>-emissiereductie in mobiliteit, gebouwde omgeving, industrie en landbouw.

### 3.3 Lessen uit integrale systeemoptimalisatie

Uit voorgaande bespreking van de resultaten van de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's in de systeemstudie *Naar een duurzaam energiesysteem voor Nederland in 2050* kunnen een aantal eerste conclusies worden getrokken over de route naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040. In de eerste plaats blijkt dat het kosteneffectief is om versneld de CO<sub>2</sub>-emissies uit elektriciteit te reduceren.

In de beide kosteneffectieve paden wordt het elektriciteitsaanbod al goeddeels CO<sub>2</sub>-vrij in 2040.

- Wind, zon en flexibele elektrificatie  
De scenario's schetsen een kosteneffectieve route met grootschalige ontwikkeling van wind en zon, in samenhang met sterke groei van flexibele elektrificatie opties EV, P2H en P2H2 voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie in de overige sectoren (i.e. warmte voor huishoudens, diensten, landbouw en industrie).
- Regelbare opwekvermogen  
Het regelbare opwekvermogen blijft een centrale rol spelen in de vermogensvoorziening, maar de bijdrage aan elektriciteitsproductie neemt af. Dit vermogen levert dan in toenemende mate een bijdrage aan de flexibiliteitsvoorziening in geval er geen/onvoldoende elektriciteit wind en zon beschikbaar is. Dit vermogen speelt een centrale rol in de leveringszekerheid.
- Import & export  
Verder speelt import en export een sleutelrol in deze analyse: de grensoverschrijdende transportcapaciteit neemt sterk toe in beide scenario's. De importvermogens lopen op, terwijl de importvolumes worden afgebouwd richting 2040, door de sterke toename van wind en zon. In geval van export nemen zowel vermogens als volumes sterk toe. In deze scenario's biedt export een uitgang voor de sterke toename van wind en zon.
- Opslag  
De beide scenario's laten een toenemende bijdrage van batterijen zien in de scenario's, maar zowel in termen van vermogens als in termen van volumes is deze bijdrage relatief gering.

Hierbij moet echter opgemerkt dat de optimalisatie een aantal beperkingen kent als startpunt voor verkenning van de uitdagingen van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040.

- Zo is er in de studie relatief veel ruimte gegeven voor ontwikkeling van extra grensoverschrijdende transportcapaciteit. De huidige planontwikkeling van de netbeheerders wijst op een gematigde groei tot slechts 10 GW in 2030, terwijl een zeer sterke capaciteitsgroei nadien nog niet voorzien is. Daarbij vergt dit zeer langdurige planologische procedures die pas kunnen worden ingezet als nut en noodzaak duidelijk blijken uit de ontwikkeling van vraag en aanbod. In die zin loopt het proces van netplanning en ontwikkeling gewoonlijk achter de marktontwikkelingen aan. Een verkenning van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 zou dan ook uit moeten gaan van een veel beperkter potentieel voor verzwaring van de import/export capaciteit.
- Verder gaat de optimalisatie uit van een greenfield benadering; er wordt een volledig nieuw energiesysteem opgebouwd om tegen de laagste kosten in de energiebehoefte te voorzien. De benadering gaat dus voorbij aan de veelal lagere kosten van ombouw van het bestaande systeem. In het kader van de realisatie van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening gaat het daarbij met name om ombouw van bestaande centrales die nu nog op fossiele brandstoffen draaien.

Binnen de scope van deze studie was het niet mogelijk een nieuwe scenario-analyse te maken met een integrale optimalisatie over alle sectoren én de aanvullende eis om de elektriciteitssector volledig CO<sub>2</sub>-vrij te maken in 2040. Voor het CO<sub>2</sub>-vrij invullen van de flexibiliteitsvraag die in de ADAPT- en TRANSFORM-scenario's wordt gedekt met thermisch vermogen zijn in principe alle bouwstenen beschikbaar: nog grotere bijdragen van wind en zon, opslag, interconnectie en flexibilisering van de vraag en het CO<sub>2</sub>-vrij maken van regelbaar opwekvermogen.

Omdat in de TRANSFORM- en ADAPT-scenario's al sterk wordt ingezet op de andere flexibiliteitsopties is er voor deze studie van uitgegaan dat de resterende flexibiliteit volledig met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen wordt gedekt.

In het volgende hoofdstuk breiden we de verkenning van de invulling van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 daarom uit met de verkenning van de mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen, naast de hiervoor besproken sterke groei van wind en zon, opslag, interconnectie en flexibele vraag.

## 4 Opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

In Hoofdstuk 2 hebben we een beeld geschetst van de toekomstige elektriciteitsvraag op basis van verschillende scenariostudies en vooruitzichten in het beleidsondersteunend onderzoek. De elektriciteitsvraag richting 2040 neemt in de verschillende scenariostudies sterk toe, tot wel driemaal de huidige elektriciteitsvraag. De bovenzijde van de bandbreedte wordt gevormd door het TRANSFORM-scenario, vanwege de relatief hoge economische groei.

In Hoofdstuk 3 hebben we de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem vanuit het perspectief van kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-emissiereductie tegen het licht gehouden. Daaruit bleek dat kosteneffectieve routes naar een CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem lopen via snelle inzet op grootschalige ontwikkeling van wind en zon in combinatie met snelle elektrificatie in de mobiliteit, gebouwde omgeving, landbouw en industrie. Ondanks het feit dat deze scenario's uitgaan van 72% CO<sub>2</sub>-emissiereductie in 2040, volgde uit de systeemoptimalisatie voor dat jaar al een goeddeels CO<sub>2</sub>-vrije de elektriciteitsvoorziening als kosteneffectief. Enkel het regelbare opwekvermogen is in die scenario's nog deels op fossiele energie gebaseerd.

Een optie om de elektriciteitsvoorziening volledig CO<sub>2</sub>-vrij te maken is om het regelbare opwekvermogen te decarboniseren. In de hoofdstuk 4 en 5 verkennen we de mogelijkheden daartoe verder op basis van de screening curve methode. Een toelichting van de screening curve methode is opgenomen in Bijlage B. De gegevens die nodig zijn voor de screening curve methode zijn (i) de vaste en variabele kosten van verschillende opties voor regelbaar opwekvermogen en (ii) de belastingduurkromme van de vraag naar regelbaar opwekvermogen.

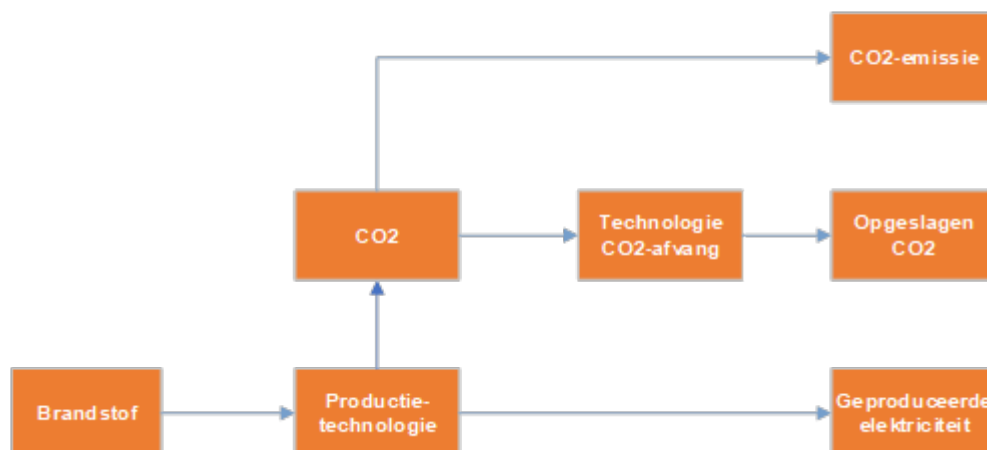
In dit hoofdstuk bespreken we eerst de verschillende opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen en lichten we de berekening van de vaste en variabele kosten per optie toe. In Paragraaf 4.1 bespreken we de opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Vervolgens lichten we in paragrafen 4.2 en 4.3 de bepaling van de vaste en variabele kosten per optie voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen toe. In Hoofdstuk 5 bespreken we vervolgens de belastingduurkromme van de vraag naar regelbaar vermogen en de analyse van kosteneffectieve invulling van de vraag naar CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen op basis van de screening curve methode.

### 4.1 CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

Regelbaar opwekvermogen wordt gekenmerkt door de omzetting van de energie uit een brandstof naar elektriciteit. We kunnen verschillende opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen beschrijven door de combinatie van:

- de gebruikte brandstof;
- de technologie voor de conversie van de brandstof naar elektriciteit;
- de geproduceerde elektriciteit (per eenheid brandstof);
- de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij de productie van elektriciteit;
- de technologie voor de afvang van CO<sub>2</sub>;
- de opgeslagen CO<sub>2</sub>; en
- de CO<sub>2</sub>-emissies.

Figuur 6 geeft dit schematisch weer.



Figuur 6: Schematische weergave CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

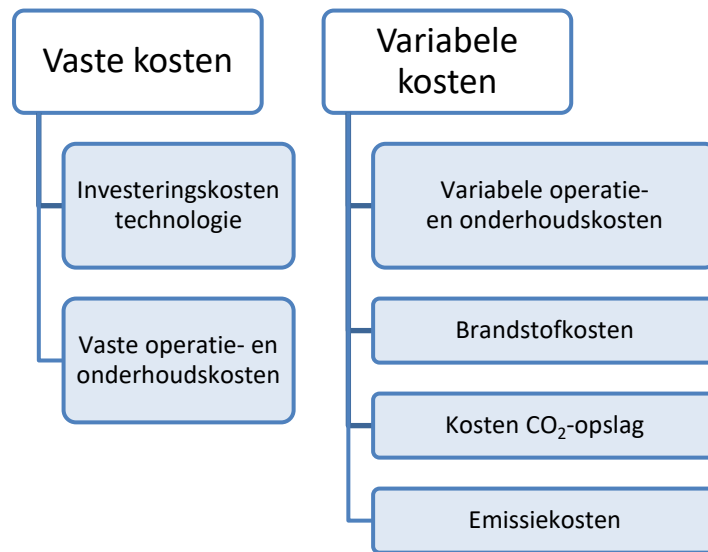
CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen kan op verschillende manieren bereikt worden:

- Bij sommige technologieën - zoals nucleair - is het inherent aan de technologie dat er geen CO<sub>2</sub> vrijkomt bij de productie van elektriciteit.
- Bij andere technologieën is het mogelijk om de brandstof te verduurzamen, zodat er geen CO<sub>2</sub> vrijkomt bij de verbranding van de brandstof. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de ombouw van een gascentrale naar waterstof. Hierbij is dan uiteraard van belang dat de waterstof ook CO<sub>2</sub>-vrij geproduceerd wordt.
- Bij weer andere technologieën komt er wel CO<sub>2</sub>-vrij bij de verbranding van een brandstof, maar gaat het om biogene CO<sub>2</sub>. Dit is bijvoorbeeld het geval bij verbranding van biomassa of groen gas. Hierbij is het van belang dat het gaat om kort-cyclische biogene CO<sub>2</sub>-emissies om te kunnen spreken van CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen.
- Als er bij de productie van elektriciteit CO<sub>2</sub> vrijkomt (aardgas, groen gas, biomassa), dan is het ook mogelijk om de CO<sub>2</sub> af te vangen en op te slaan of te gebruiken (Carbon Capture, Utilisation and Storage, kortweg CCUS).

Er zijn tal van combinaties mogelijk die leiden tot (nagenoeg) CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Voor dit onderzoek hebben we voor een grote hoeveelheid combinaties de vaste en variabele kosten berekend op basis van verschillende bronnen. Een overzicht van die combinaties is opgenomen in Bijlage D.

#### 4.2 Berekening vaste en variabele kosten CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

Per optie hebben we de vaste en variabele kosten berekend. De vaste kosten zijn uitgedrukt in euro per MW opgesteld vermogen per jaar. De variabele kosten zijn uitgedrukt in euro per MWh geproduceerde elektriciteit. De vaste en variabele kosten bestaan uit de som van verschillende kostenposten. De verschillende kostenposten hebben we weergegeven in Figuur 7. In Tabel 3 lichten we vervolgens de berekening van de kosten per kostenpost toe.

Figuur 7: Schematische weergave kostenposten CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

Tabel 3: Toelichting berekening per kostenpost

Kostenpost	Toelichting
Investeringskosten	De investeringskosten zijn de kosten van de investeringen in de installaties die nodig zijn voor de optie. Hieronder vallen zowel de investeringskosten voor de technologie die nodig is voor de elektriciteitsproductie als de investeringskosten voor technologie die nodig is voor afvang van CO <sub>2</sub> . De totale investeringskosten in euro per MW opgesteld vermogen rekenen we om naar vaste kosten per jaar door de annuïteit te berekenen op basis van de geschatte economische levensduur van de installatie en een rente van 7%.
Vaste O&M	De vaste operatie- en onderhoudskosten betreffen de jaarlijkse vaste operatie en onderhoudskosten voor alle installaties die nodig zijn voor de CO <sub>2</sub> -vrije optie.
Variabele O&M	De variabele operatie- en onderhoudskosten betreffen de operatie- en onderhoudskosten van alle installaties van de optie. Deze kosten zijn afhankelijk van de productie van elektriciteit en zijn daarom uitgedrukt in euro per MWh geproduceerde elektriciteit.
Brandstofkosten	De brandstofkosten per optie berekenen we door de combinatie van brandstofprijs en het elektrisch rendement van de technologie. We gaan er voor de berekening van het elektrisch rendement van uit dat de opties volledig worden ingezet voor de productie van elektriciteit. Gecombineerde productie van elektriciteit en warmte laten we hierbij buiten beschouwing, behalve voor industriële WKK's. <sup>3</sup> CCS vereist energie voor de afvang van CO <sub>2</sub> . We houden daar rekening mee in de berekening van het elektrisch rendement. <sup>4</sup>
CO <sub>2</sub> -opslagkosten	Onder de CO <sub>2</sub> -opslagkosten verstaan we niet de kosten voor de afvang van CO <sub>2</sub> (die zijn meegenomen bij de kosten van installaties), maar enkel de kosten voor transport en opslag van CO <sub>2</sub> . De CO <sub>2</sub> -opslagkosten (in euro per MWh geproduceerde elektriciteit) zijn gelijk aan het product van de prijs voor CO <sub>2</sub> -opslag (euro per ton opgeslagen CO <sub>2</sub> ) en de opgeslagen CO <sub>2</sub> van de optie (opgeslagen ton CO <sub>2</sub> per MWh geproduceerde elektriciteit).
Emissiekosten	De emissiekosten (in euro per MWh geproduceerde elektriciteit) zijn gelijk aan het product van de emissieprijs (in euro per ton CO <sub>2</sub> ) en de emissies (in ton CO <sub>2</sub> per MWh geproduceerde elektriciteit). We hebben de emissiekosten volgens twee verschillende perspectieven berekend en nemen het verschil daartussen mee in de resultaten. <sup>5</sup>

<sup>3</sup> Zie paragraaf 4.3 onder warmtekraftkoppeling voor meer informatie.

<sup>4</sup> Zie paragraaf 4.3 onder CCS voor meer informatie.

<sup>5</sup> Zie paragraaf 4.3 onder emissiekosten voor meer informatie.

### 4.3 Specifieke toelichting berekening kosten per optie

#### *Biomassacentrales*

De vier nog operationele kolencentrales kunnen omgebouwd worden naar een CO<sub>2</sub>-vrije optie door over te schakelen op de verbranding van biomassa, optioneel in combinatie met CCS. Ombouw van bestaande kolencentrales naar 100% biomassa kan binnen een relatief korte periode van (ruim) een jaar (Sintef, 2019).

Ombouw van bestaande centrales brengt een kostenvoordeel met zich mee ten opzichte van de bouw van nieuwe centrales. Omdat de kolencentrales nog vrij recent in gebruik zijn genomen (rond 2015) en een geschatte levensduur van circa 30 jaar hebben, zouden zij in principe nog mee kunnen tot 2045. We beschouwen daarom de vaste kosten van de kolencentrales als verzonken en laten deze buiten beschouwing in de analyse. Alleen de kosten van de aanpassingen (ombouw naar biomassa, afvang van CO<sub>2</sub>) nemen we mee in de analyse. We gaan hierbij uit van ombouw voor 2030 en hanteren voor de investeringskosten van de ombouw een resterende levensduur van 15 jaar. Daardoor komt het kostenvoordeel van hergebruik van bestaande centrales tot uitdrukking in het resultaat van de screening curve.

Het potentieel voor hergebruik van bestaande kolencentrales is beperkt tot het opgesteld vermogen van de nog operationele centrales. We gaan in de screening curve analyse uit van een potentieel van 4 GW.

Naast ombouw van de bestaande kolencentrales hebben we ook de bouw van nieuwe biomassacentrales meegenomen in de analyse.

#### *Gascentrales*

In Nederland staat een groot aantal gascentrales dat waarschijnlijk geschikt is om om te bouwen naar een CO<sub>2</sub>-vrije optie. Vooral *combined cycle gas turbines* (CCGT's) in gebruik genomen rond 2010 komen hiervoor in aanmerking.<sup>6</sup> Ombouw van deze centrales kan zonder enige aanpassingen (groen gas als brandstof) of met meer ingrijpende aanpassingen (ombouw naar waterstof of aardgas/groen gas in combinatie met CCS).

Ten opzichte van de kolencentrales zijn de gascentrales iets ouder en de geschatte levensduur is korter (20 jaar). We kunnen daarom niet aannemen dat een bestaande CCGT in principe nog mee kan tot 2040. Doorgaans is het wel mogelijk om tegen lagere kosten dan het bouwen van een nieuwe centrale de levensduur te verlengen. We nemen daarom aan dat voor de bestaande centrales in 2030 circa 50% van de kosten van de bouw van een nieuwe centrale nodig zijn om de levensduur van de bestaande CCGT's te verlengen. Daarbovenop komen nog additionele kosten voor ombouw, zoals bijvoorbeeld kosten voor ombouw naar waterstof of afvang van CO<sub>2</sub>. Omdat de levensduur dan is verlengd verdelen we de investeringskosten van de ombouw over een resterende levensduur van opnieuw 20 jaar. Op deze manier nemen we het kostenvoordeel van ombouw van bestaande centrales mee.

---

<sup>6</sup> *Open-cycle gasturbines* (OCGT's) zijn er nauwelijks nog en daarom nemen we ombouw van OCGT's niet mee in de analyse.



Het potentieel voor hergebruik van bestaande gascentrales is beperkt tot het opgesteld vermogen van de nog operationele centrales. We gaan in de screening curve analyse uit van een potentieel voor hergebruik van 9 GW.

Naast ombouw van bestaande gascentrales hebben we ook de bouw van nieuwe gascentrales (CCGT en OCGT) meegenomen in de analyse.

#### *Industriële warmtekrachtkoppeling (WKK)*

Gecombineerde opwek van warmte en elektriciteit door industriële WKK's zorgt voor een hoog rendement. Het hoge rendement komt door het feit dat de warmte die vrijkomt bij de opwek van elektriciteit nuttig ingezet wordt in industriële processen.

In het toekomstige elektriciteitssysteem moeten WKK's voldoende flexibel zijn om een rol te spelen. Een combinatie van een WKK op groen gas of waterstof met een e-boiler of (hernieuwbaar) gasgestookte boiler biedt de mogelijkheid om in te spelen op het fluctuerende aanbod van elektriciteit van wind en zon. Bij veel productie van wind en zon zijn de elektriciteitsprijzen laag en verzorgt de e-boiler de productie van warmte. Bij weinig productie van wind en zon zijn de elektriciteitsprijzen hoog en verzorgt de WKK de productie van warmte. Op die momenten kan juist van de hoge elektriciteitsprijzen geprofiteerd worden.

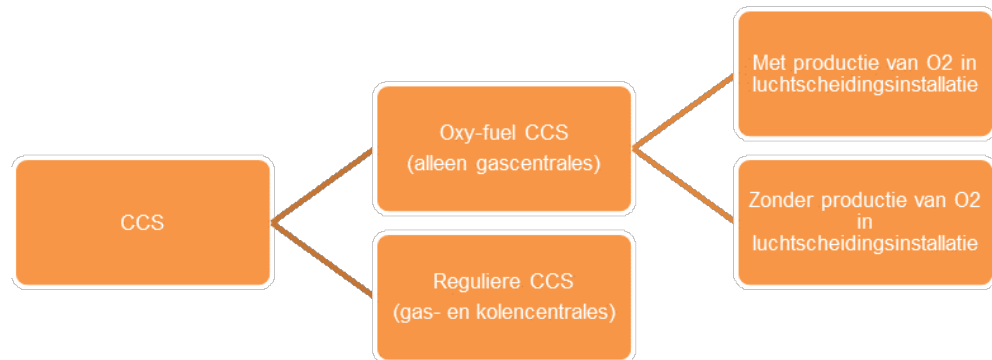
In de analyse nemen we daarom twee typen WKK's mee. Een CCGT en een gasturbine met warmteterugwinningstoomgenerator. Voor beide opties is groen gas of waterstof de brandstof. Als we echter alleen kijken naar de efficiëntie van WKK's voor elektriciteitsproductie, dan negeren we de baten van de warmteproductie. WKK's lijken dan ten onrechte relatief inefficiënt. Om daarvoor te corrigeren brengen we de kosten van alternatieve warmteproductie met groen gas of waterstof in mindering op de kosten. We doen dat door de vaste en variabele kosten van een industriële gasboiler op groen gas of waterstof in mindering te brengen op de vaste en variabele kosten van een WKK of groen gas of waterstof.

#### *Nucleair*

De realisatie van nieuwe nucleaire centrales voor 2030 is niet haalbaar. Een bouwtijd van 10 jaar of langer is gangbaar, zodat nieuw nucleair vermogen pas na 2030 gerealiseerd zou worden. Verder wordt veel verwacht van de zogenaamde Small Modular Reactors (SMR's), maar deze techniek is nu nog in ontwikkeling. De eerste SMR's zullen elders in de wereld gerealiseerd worden, waarschijnlijk net voor 2030. Het is mogelijk dat SMR's op langere termijn een rol gaan spelen bij verdere doorgroei van de elektriciteitsvraag. De technologie wordt daarom al wel in de 2030 analyse meegenomen, om de kosten-efficiëntie met de alternatieven te vergelijken.

## CCS

Verbranding van aardgas, groen gas en biomassa is mogelijk in combinatie met CCS. We maken voor deze analyse onderscheid tussen verschillende soorten CCS. Figuur 8 geeft dit schematisch weer.



Figuur 8: Schematische weergave CCS-opties

Onder reguliere CCS verstaan we afvang van de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij verbranding van aardgas, groen gas of biomassa. Specifiek voor de verbranding van aardgas en groen gas geldt dat reguliere afvang van CO<sub>2</sub> slechts een deel van de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij de verbranding afvangt. Dit percentage kan verhoogd worden door bij de verbranding van aardgas en groen gas pure zuurstof te gebruiken (oxy-fuel verbranding). De zuiverheid van de CO<sub>2</sub> die vrijkomt bij de verbranding neemt daardoor toe, waardoor een hoger percentage van de vrijgekomen CO<sub>2</sub> kan worden afgevangen. Naast reguliere CCS bestaat dus voor gascentrales ook de optie van oxy-fuel verbranding in combinatie met CCS.

Voor oxy-fuel verbranding in combinatie met CCS is pure zuurstof nodig. Die zuurstof kan worden geproduceerd in een luchtscheidingsinstallatie. Dat leidt dus tot extra vaste en variabele kosten van een luchtscheidingsinstallatie. Soms is het wellicht mogelijk om zuurstof als restproduct van andere processen te gebruiken.<sup>7</sup> De vaste en variabele kosten van de luchtscheidingsinstallatie worden dan uitgespaard en het voordeel van een hoger percentage afgevangen CO<sub>2</sub> kan wel worden gerealiseerd.

De verschillende CCS technologieën vereisen extra energie. Energie is nodig voor de afvang van CO<sub>2</sub> en, indien van toepassing, voor de productie van zuurstof in een luchtscheidingsinstallatie. We hebben met deze energiebehoefte rekening gehouden in de berekening van het elektrisch rendement. Hoe meer energie nodig is voor CCS, hoe lager het elektrisch rendement en dus hoe hoger de brandstofkosten per geproduceerde MWh elektriciteit.<sup>8</sup>

<sup>7</sup> Bij de productie van groene waterstof door middel van elektrolyse komt bijvoorbeeld zuurstof vrij die gebruikt zou kunnen worden voor oxy-fuel verbranding.

<sup>8</sup> Onder geproduceerde MWh elektriciteit verstaan we hier dus de elektriciteit die aan de markt geleverd kan worden en niet de productie van elektriciteit voor eigen verbruik t.b.v. CCS.

### *Biomassa, groen gas en waterstof*

Voor dit onderzoek gaan we ervan uit dat verbranding van biomassa, groen gas en waterstof niet tot CO<sub>2</sub>-emissies leidt. Dat betekent dat we aannemen dat CO<sub>2</sub>-emissies van de verbranding van biomassa of groen gas anders ook was vrijgekomen via een korte natuurlijke CO<sub>2</sub>-cyclus. Voor waterstof betekent het dat we aannemen dat bij de productie van waterstof weinig of geen CO<sub>2</sub> vrijkomt (blauwe of groene waterstof). Uit deze aanname volgt ook dat de combinatie van verbranding van biomassa of groen gas met CCS tot negatieve emissies leidt.

### *Brandstofprijzen*

De brandstofprijzen zijn een belangrijke input voor de berekening van de variabele kosten per optie. Er is echter onzekerheid over toekomstige brandstofprijzen. Voor biomassa, groen gas en waterstof is het onduidelijk hoe groot het potentieel zal zijn, wat de kosten zullen zijn voor de productie van de brandstof en hoeveel vraag naar de brandstof er zal zijn. Als het aanbod van deze brandstoffen beperkt blijft terwijl er een hoge vraag is, kan dat resulteren in hogere prijzen. We rekenen daarom voor biomassa, groen gas en waterstof met een bandbreedte van brandstofprijzen. Tabel 4 geeft dit weer.

Tabel 4: Brandstofprijzen in euro per MWh

Brandstof	Laag	Midden	Hoog	Bron
Uranium	N.v.t	1,69	N.v.t	(ENTSOG, 2020)
Aardgas	N.v.t	26,32	N.v.t	(ENTSOG, 2020)
Groen gas	36,00	69,00	102,00	(IEA, 2020)
Biomassa	30,00	37,50	45,00	(IEA, 2020)
Waterstof	30,00	90,00	150,00	(CE Delft, 2018)

### *Emissiekosten*

De “CO<sub>2</sub>-vrije” opties verschillen van elkaar in de mate waarin ze daadwerkelijk CO<sub>2</sub>-vrij zijn. Bij sommige opties (aardgas met CCS) resteert een deel CO<sub>2</sub>-emissies. Andere opties (groen gas of biomassa met CCS) resulteren in negatieve CO<sub>2</sub>-emissies. Om rekening te houden met deze verschillen nemen we ook de emissiekosten van verschillende opties mee. We gaan uit van een emissieprijs van 100 euro per ton CO<sub>2</sub>.

We berekenen de emissiekosten op basis van twee perspectieven: één keer zonder waardering van negatieve emissies en één keer met waardering van negatieve emissies. Het huidige emissiehandelssysteem kent geen waardering van negatieve emissies. De gedachte achter waardering van negatieve emissies is dat negatieve emissies een maatschappelijke waarde vertegenwoordigen en dat dus de CO<sub>2</sub>-prijs over de negatieve emissies verdiend kan worden. De Europese Klimaatwet stelt bijvoorbeeld een netto-uitstoot van nul in 2050 als doel. Negatieve emissies kunnen dus ruimte maken voor beperkte positieve emissies, zolang de netto-uitstoot op nul uitkomt. Dat een doel van netto nul uitstoot in de praktijk kan betekenen dat er beperkte positieve en negatieve emissies zijn die tegen elkaar wegvallen blijkt uit analyse van het IEA. Het IEA analyseert in het *net zero by 2050* scenario wat ervoor nodig is om de temperatuurstijging tot 1,5 graad te beperken (IEA, 2021). Daarin is een rol weggelegd voor BECCS (bio-energy with carbon capture and

storage) en DACCS (direct air capture with carbon capture and storage) die negatieve emissies realiseren. De negatieve emissies compenseren beperkte positieve emissies die resteren bij luchtvaart en zware industrie.

Voor het transport en de opslag van CO<sub>2</sub> voor CCS gaan we uit van kosten van 30 euro per opgeslagen ton CO<sub>2</sub> (H-vision, 2019).

## 5 Kansrijk CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

In het voorgaande hoofdstuk hebben we verschillende alternatieven voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen en de berekening van de vaste en variabele kosten per optie besproken. In dit hoofdstuk bespreken we de analyse van kosteneffectieve invulling van de vraag naar CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen.

Het uurlijkse vraagprofiel bepaalt welke alternatieven kosteneffectief zijn. Eerst bespreken we daarom de uurlijkse vraag naar CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen in 2030 en 2040 op basis van het ADAPT- en TRANSFORM-scenario in Paragraaf 5.1. Vervolgens bespreken we de resultaten van de optimale invulling.

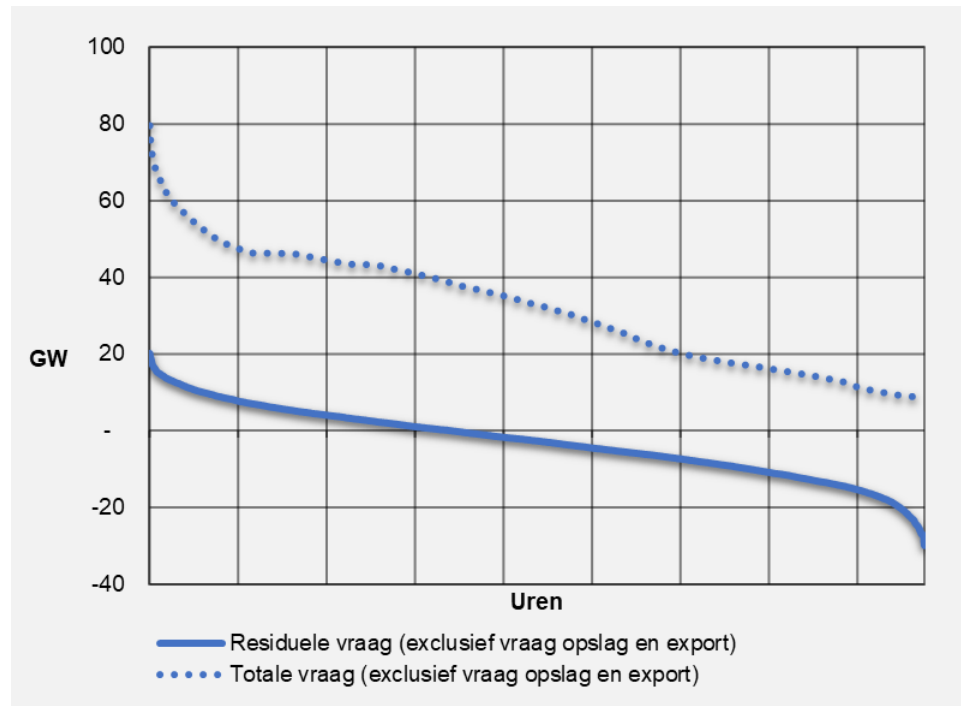
### 5.1 Vraag naar CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

De in Hoofdstuk 3 gevonden sterke toename van wind en zon vereist voldoende flexibiliteit in het elektriciteitssysteem. Die flexibiliteit komt van een combinatie van vraagrespons (EV, P2H en P2H2), elektriciteitsopslag, import/export, curtailment en regelbaar opwekvermogen. De systeemoptimalisatie leidt tot een combinatie van deze flexibiliteitsbronnen in ADAPT en TRANSFORM.

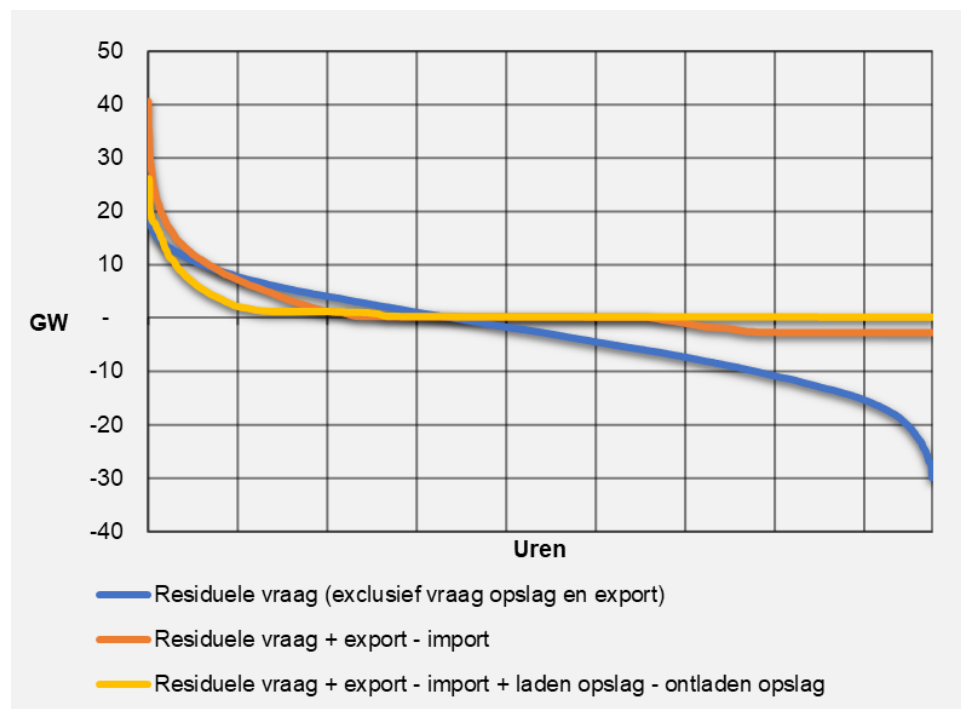
Het resultaat van de optimalisatie biedt interessante inzichten voor de uitdagingen richting een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening. De optimalisatie laat zien dat door een sterke toename van wind en zon in combinatie met elektriciteitsopslag, vraagrespons, import/export en curtailment de vraag naar regelbaar opwekvermogen sterk vermindert in TWh per jaar. De vraag naar opgesteld regelbaar opwekvermogen in GW blijft echter hoog. Deze groeit niet evenredig met de elektriciteitsvraag, maar daalt eerst licht en neemt dan weer toe ten opzichte van het huidige regelbare vermogen. We lichten dit toe aan de hand van de resultaten voor het TRANSFORM-scenario in 2040.

Figuur 9 laat het verschil tussen de belastingduurkromme en de residuele belastingduurkromme voor 2040 zien. De belastingduurkromme geeft de uurlijkse vraag weer, geordend van hoog naar laag. In deze figuur hebben we de elektriciteitsvraag voor het laden van opslag en export buiten beschouwing gelaten in beide curves. Het verschil tussen de curves laat het effect van de elektriciteitsproductie uit wind en zon zien. Dat wind en zon het overgrote deel van de vraag voorzien is direct zichtbaar door het grote verschil tussen beide lijnen in de figuur. In veel uren in het jaar (circa 5000) is de productie van wind en zon groter dan de vraag, resulterend in een negatieve residuele vraag (exclusief vraag van opslag en export). In de overige uren (circa 3500) is er meer vraag dan aanbod van wind en zon.

Vraagrespons van EV, P2H en P2H2 zorgt er voor dat er vooral vraag is in uren met veel productie van wind en zon en minder vraag in uren met weinig productie van wind en zon. Vraagrespons duwt de residuele belastingduurkromme dus plat, omdat pieken (aan de linkerzijde) worden voorkomen en overschotten (aan de rechterzijde) worden geabsorbeerd.



Figuur 9: Belastingduurkromme en residuele belastingduurkromme exclusief vraag van elektriciteitsopslag en export in TRANSFORM in 2040



Figuur 10: Residuele belastingduurkrommen TRANSFORM 2040

Er zijn echter beperkingen aan vraagrespons, waardoor niet alle pieken en overschotten kunnen worden voorkomen c.q. geabsorbeerd. Er blijven dus uren over met een positieve residuele vraag en uren met een negatieve residuele vraag. In deze uren wordt ingezet op import/export en opslag.

In Figuur 10 is een aantal residuele belastingduurkrommen weergegeven voor het jaar 2040 in het TRANSFORM scenario, waarmee het effect van elektriciteitsopslag en import/export wordt weergegeven. De blauwe lijn geeft de belastingduurkromme weer met de residuele vraag exclusief vraag van elektriciteitsopslag en export. Deze lijn is identiek aan de blauwe lijn in figuur 5. Door daar de vraag van export er bij optellen en de vraag van import er vanaf trekken (en vervolgens opnieuw rangschikken van hoog naar laag), komen we op de oranje lijn uit. Het effect van elektriciteitsopslag is vervolgens zichtbaar in het verschil tussen de oranje en de gele lijn. De gele lijn is de belastingduurkromme van de vraag naar regelbaar opwekvermogen. We gaan nu iets uitgebreider in op het effect van import/export, opslag en de resterende vraag naar regelbaar opwekvermogen.

#### *Import/export*

Het verschil tussen de oranje en blauwe lijn laat drie regimes zien:

- In de uren waarin de productie van wind en zon groter is dan de binnenlandse vraag wordt een groot deel van deze overschotten geëxporteerd. Daarvoor is een grote hoeveelheid exportcapaciteit nodig. In ADAPT en TRANSFORM is gerekend met ruime mogelijkheden tot groei van interconnectiecapaciteit zodat een exportcapaciteit in 2040 van circa 27 GW resulteert. Gegeven de doorlooptijden van investeringen in interconnectiecapaciteit lijkt dat echter niet realistisch, en zullen andere flexibiliteitsopties zoals EV, P2H en P2H2 nodig zijn om de hoge piekvolumes van m.n. offshore wind op te vangen. Een beschrijving van het mogelijke effect van beperktere import/export capaciteit is opgenomen in Bijlage C.
- In uren waarin er een grote residuele vraag is, wordt ook geëxporteerd. Dit wijst er op dat Nederlandse gascentrales in de Europese elektriciteitsmarkt ook deels zullen draaien om te exporteren tijdens uren met weinig productie van wind en zon. Dit is zichtbaar aan de linkerkant van de figuur, waar de oranje lijn boven de blauwe uitkomt.
- In de overige uren wordt elektriciteit geïmporteerd.

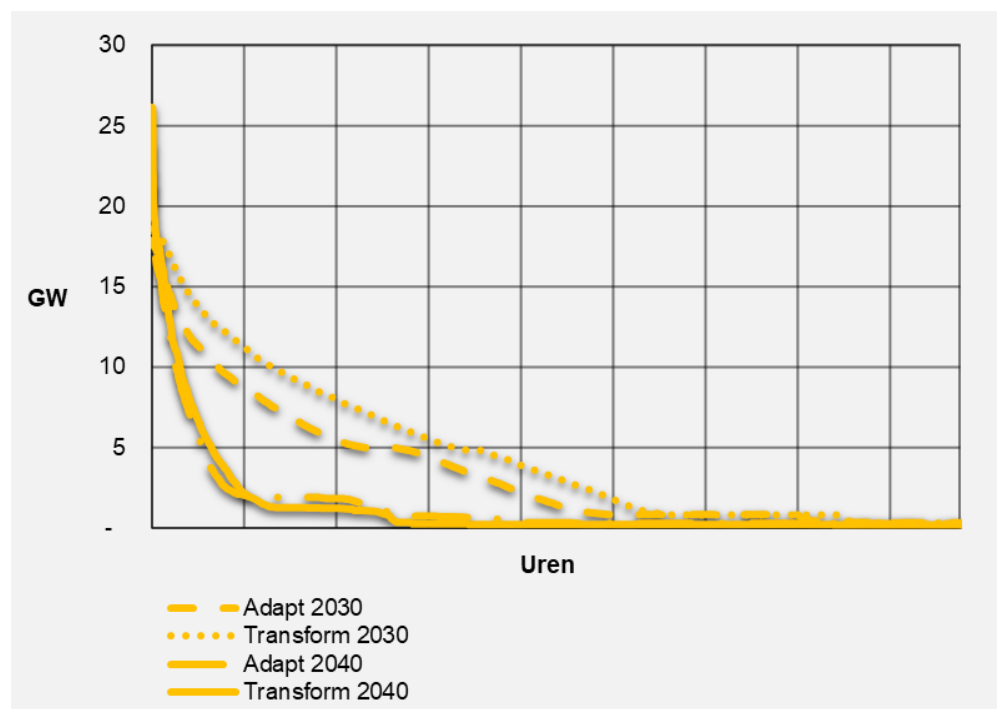
Bij elkaar genomen is Nederland in 2040 in dit scenario netto exporteur van elektriciteit.

#### *Opslag*

In uren waarin elektriciteitsopslagen laden ontstaat er extra vraag en in uren waarin elektriciteitsopslag ontladen extra aanbod. Het verschil tussen de gele en oranje lijn geeft dit weer. Het is duidelijk zichtbaar dat elektriciteitsopslag overschotten van productie van wind en zon absorbeert door in die uren te laden en tekorten van wind en zon opvangt door in die uren te ontladen.

### Regelbaar opwekvermogen

Figuur 11 geeft de belastingduurkromme van de vraag naar regelbaar opwekvermogen weer, voor respectievelijk ADAPT en TRANSFORM en 2030 en 2040. In deze figuur is het effect van de toename van wind en zon in combinatie met andere flexibiliteitsbronnen (vraagrespons, curtailment, import/export en elektriciteitsopslag) goed zichtbaar in het verschil tussen 2030 en 2040. De toename zorgt ervoor dat de vraag naar regelbaar opwekvermogen in steeds meer uren richting nul gaat. In een steeds kleiner aantal uren blijft er echter vraag naar regelbaar opwekvermogen. Het piekvermogen neemt van 2030 naar 2040 zelfs licht toe van 21-22 GW naar 24-26 GW. Een aanzienlijk deel van het piekvermogen (14-16 GW) doet zich echter voor in een zeer beperkt aantal uren (< 300 uur). We gebruiken deze vier (i.e. ADAPT en TRANSFORM en 2030 en 2040) belastingduurkrommen van de vraag naar regelbaar opwekvermogen vervolgens als input voor de screening curve methode.



Figuur 11: Belastingduurkrommen voor regelbaar opwekvermogen in ADAPT en TRANSFORM in 2030 en 2040

## 5.2 Kosteneffectief CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

We gebruiken de screening curve methode om een kostenefficiënt opgesteld opwekvermogen en aantal draaiuren voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen te verkennen.<sup>9</sup> Zoals hiervoor toegelicht zijn de volgende gegevens nodig voor de screening curve methode:

- Een residuele belastingduurkromme; en
- De vaste en variabele kosten per technologie.

<sup>9</sup> Zie voor een toelichting op deze methode Bijlage B.



Voor de residuele belastingduurkromme gebruiken we de belastingduurkrommen zoals afgeleid in de voorgaande paragraaf (zie Figuur 11). Dit is de vraag naar regelbaar opwekvermogen in respectievelijk ADAPT en TRANSFORM in 2030 en 2040. Voor de vaste en variabele kosten per technologie gebruiken we de kosten zoals toegelicht in paragrafen 4.2 en 4.3 en weergegeven in Bijlage D. Omdat we de kosten hebben berekend voor twee jaren (2030 en 2040) en op basis van twee perspectieven (met en zonder waardering negatieve emissies) zijn per technologie de vaste en variabele kosten vier keer bepaald.

Deze combinatie van gegevens resulteert in acht verschillende resultaten van de screening curve:

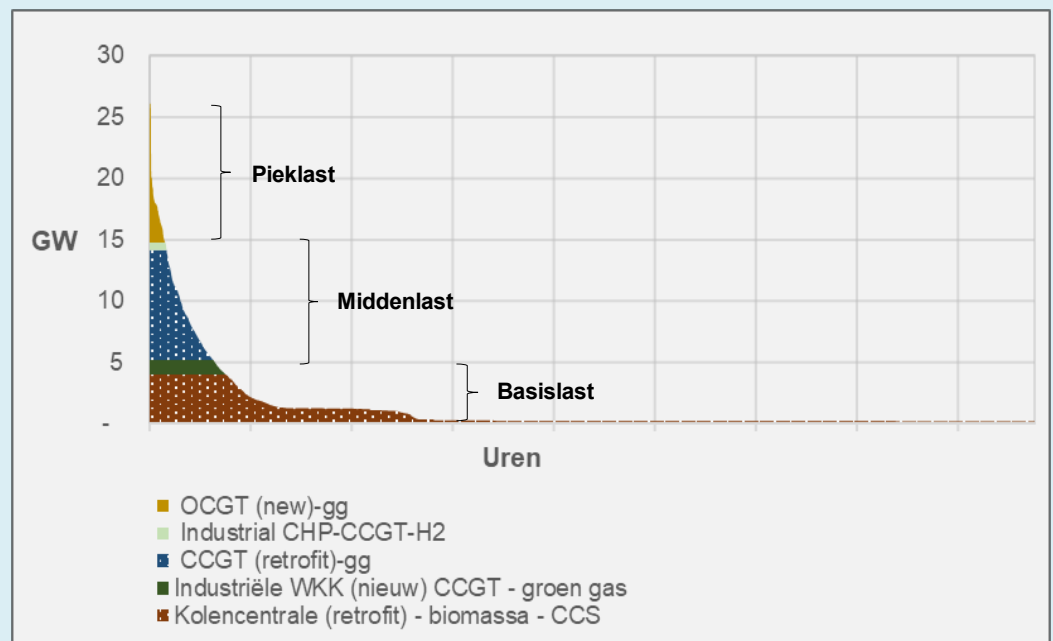
- Voor ADAPT en TRANSFORM;
- Voor 2030 en 2040; en
- Met en zonder waardering voor negatieve emissies.

De manier waarop de screening curve methode het optimale opgesteld vermogen en inzet bepaald en hoe we de resultaten toegelicht in Tekstbox 1. In de volgende paragrafen presenteren en bespreken we die resultaten. Daarbij maken we een onderscheid tussen een invulling, waarin alle klimaatneutrale technieken kunnen worden toegepast (paragraaf 5.2.1) en een invulling waarin enkele meer omstreden opties (CCS, biomassa en nucleair) niet zijn meegenomen (paragraaf 5.2.2). Daarna bespreken we het effect van brandstofprijzen op de resultaten (paragraaf 5.2.3). Vervolgens vatten we de conclusies die we kunnen trekken op basis van deze analyse samen in 5.3.

### Tekstbox 1 – Illustratie van resultaten op basis van screening curve methodiek

Figuur 14 illustreert hoe de screening curve methodiek invulling geeft aan een (residueel) vraagprofiel, in dit geval voor het jaar 2040 voor het TRANSFORM-scenario (TR) met waardering van negatieve emissies (V2). De figuur laat zien hoe de belastingduurkromme wordt ingevuld met verschillende opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen, en geeft de relatie tussen het opgesteld vermogen en de elektriciteitsproductie weer. Het vermogen per technologie is weergegeven op de verticale as en correspondeert dus met het opgesteld vermogen. De inzet van de verschillende technologieën is weergegeven op de horizontale as in uren per jaar. De oppervlakte per optie in Figuur 14 correspondeert met de geproduceerde elektriciteit.

In de figuur is ook zichtbaar hoe de screening curve onderscheid maakt tussen opties. Opties met lage vaste kosten en hoge variabele kosten worden ingezet voor de piekvraag. Dat is efficiënt omdat voor weinig draaiuren veel opgesteld vermogen nodig is, waardoor met name de vaste kosten van belang zijn. Opties met hoge vaste kosten en lage variabele kosten zijn juist aantrekkelijk als zij veel draaiuren kunnen maken, omdat dan de variabele kosten van belang zijn. Opties die daar tussenin zitten kunnen efficiënt zijn voor de middenlast.



Figuur 12: Opgesteld vermogen en draaiuren per optie CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen in 2040 in TRANSFORM (TR) met waardering van negatieve emissies (V2).

Hoewel er geen exacte grens is tussen piek-, midden- en basislast maken we voor de bespreking van de resultaten wel dit onderscheid. Basislast noemen we de “onderste” 5 GW aan opgesteld vermogen, middenlast de “volgende” 10 GW (dus van 5 GW tot 15 GW) en pieklast het opgestelde vermogen boven 15 GW. We gebruiken basis-, midden- en pieklast als relatieve begrippen. Ook de “basislast” kan betrekking hebben op een beperkt aantal draaiuren, maar dat zijn wel meer draaiuren dan voor middenlast.

### 5.2.1 Resultaten screening curve met alle klimaatneutrale technieken

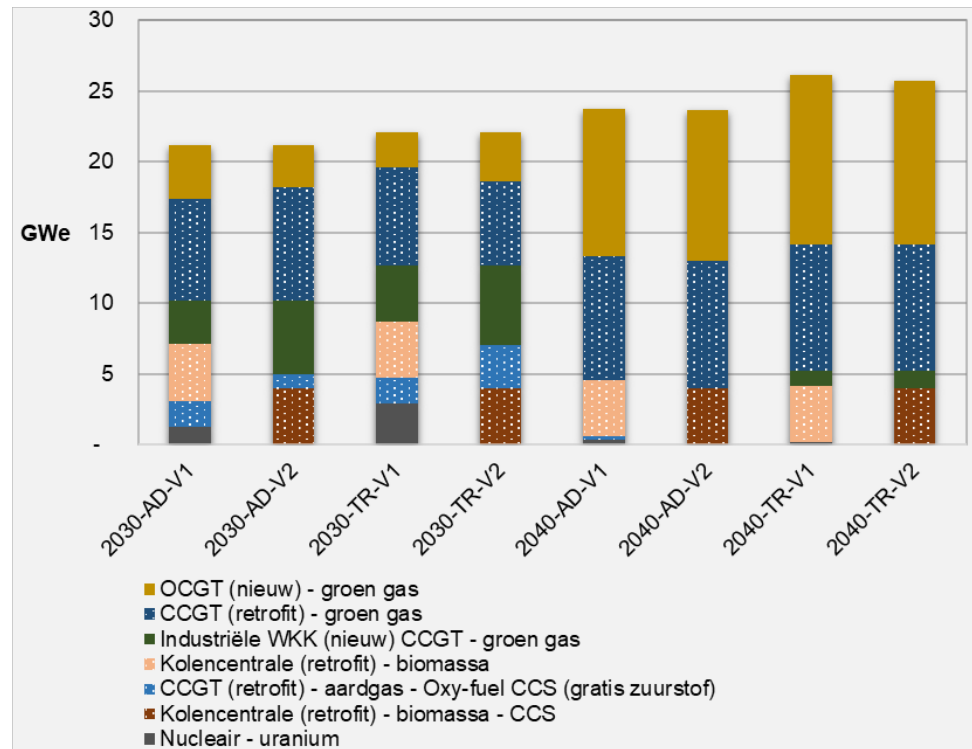
Een overzicht van de resultaten van de screening curve methode als we alle opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen meenemen is weergegeven in Figuur 12 en Figuur 13, met respectievelijk het kosteneffectieve opgestelde vermogen en de elektriciteitsproductie voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Daarbij is gerekend met het midden van de bandbreedte voor alle brandstofprijzen (zie Tabel 4). In deze figuren zijn de technieken van onder naar boven gerangschikt van basislast eenheden (met lage marginale kosten en dus veel vollasturen), via middenlast eenheden (hogere marginale kosten en beperkter aantal vollasturen) naar piekeenheden (met hoge marginale kosten en dus weinig vollasturen). We bespreken deze marktsegmenten hieronder.

#### *Basislast: ombouw van kolencentrales naar biomassa*

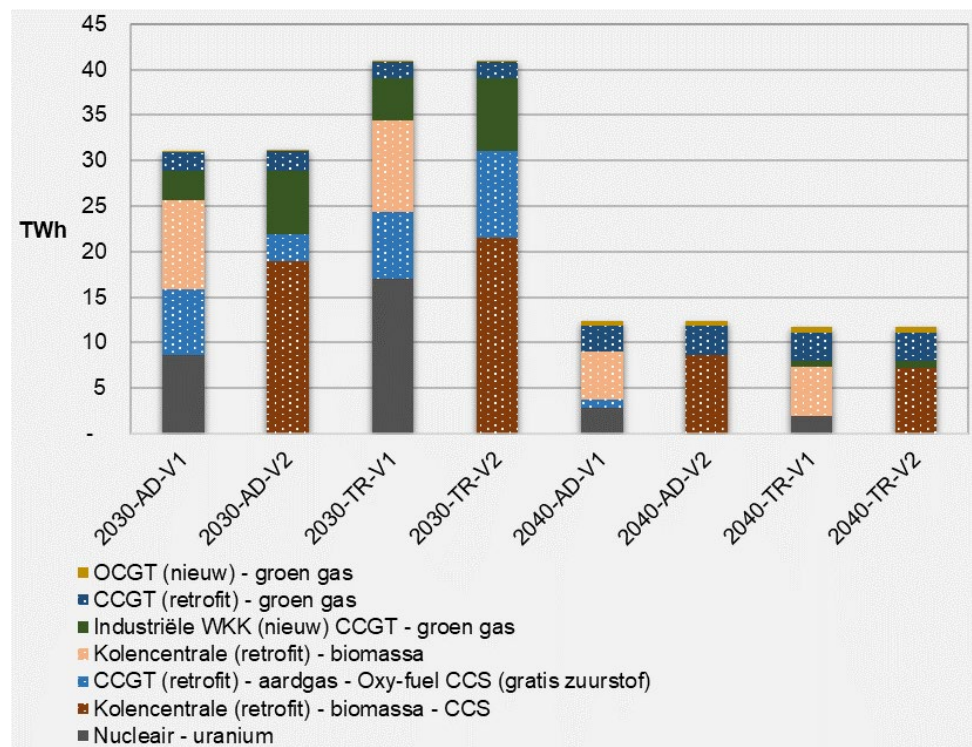
Voor 2030 selecteert de screening curve methode nucleaire energie, oxy-fuel CCGT's (met CCS) en naar biomassa omgebouwde kolencentrales (met en zonder CCS) voor de basislast (bij vraagniveaus tot ruim 5 GW die als eerste ingezet worden met ongeveer 2000 tot 2500 vollasturen per jaar (zie ook Figuur 11), voor zowel het ADAPT (AD) als TRANSFORM (TR) scenario en de varianten waarin wel (V1) of geen (V2) waarde wordt toegekend aan negatieve emissies.

De nucleaire elektriciteitsproductie komt als eerste basislastoptie in beeld in zowel het ADAPT als het TRANSFORM scenario's waarin geen waarde wordt toegekend aan negatieve emissies. Deze technologie brengt relatief hoge investeringskosten (CAPEX) met zich mee, maar kent daarentegen juist relatief zeer lage brandstofkosten (i.e. lage OPEX in vergelijking tot technologieën met hoge brandstofkosten). Deze kostenstructuur maakt het gunstig om zo veel mogelijk draaiuren te maken, zodat de nucleaire eenheid als basislast wordt ingezet. De eerstvolgende technologie die in de ADAPT en TRANSFORM scenario's waarin geen waarde wordt toegekend aan negatieve emissies, is de oxy-fuel CCGT met CCS. Ook in dit geval is er sprake van relatief hoge CAPEX (mede vanwege CCS), terwijl brandstofkosten fors hoger liggen dan dat het geval is voor nucleaire eenheden. De laatste basislasteenheid in deze rangorde is de biomassa ombouw van koleneenheden zonder CCS. Deze levert een nog wat hogere OPEX op, omdat veronderstelde biomassa prijzen (per eenheid energie) wat hoger liggen dan voor de gasgestookte CCGT en de rendementen juist wat lager liggen dan voor de CCGT.

Als er wel waarde wordt toegekend aan negatieve emissies (V2), dan komt ombouw van kolencentrales naar biomassa met CCS juist als aantrekkelijke basislast optie naar voren. Deze optie brengt relatief wat hogere CAPEX (vanwege de CCS), maar ook lagere OPEX vanwege de negatieve emissies die opbrengsten



Figuur 13: Opgesteld CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen per optie in 2030 en 2040 in vraagscenario ADAPT (AD) en TRANSFORM (TR) en zonder (V1) en met (V2) waardering van negatieve emissies bij gemiddelde brandstofprijzen.



Figuur 14: Elektriciteitsproductie CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen per optie in 2030 en 2040 in vraagscenario ADAPT (AD) en TRANSFORM (TR) en zonder (V1) en met (V2) waardering van negatieve emissies bij gemiddelde brandstofprijzen.

opleveren en dus de marginale kosten van elektriciteitsproductie verlagen (ondanks het feit dat het algehele rendement afneemt door de benodigde energie voor CCS). De eerstvolgende technologie die in de ADAPT en TRANSFORM scenario's met toekenning van waarde aan negatieve emissies, is de oxy-fuel CCGT met CCS. Ook in dit geval zijn de investeringskosten wat hoger in verband met de CCS installatie, maar zijn marginale kosten van elektriciteitsproductie wat lager door de toepassing van CCS. De nucleaire technologie komt in dit scenario niet langer aan bod; de tot biomassa omgebouwde kolencentrale met CCS biedt een gunstiger alternatief.

De resultaten voor 2040 verschillen sterk van de resultaten voor 2030. De behoefte aan "echte" basislast eenheden neemt namelijk sterk af van 2030 naar 2040 door toenemende productie van wind en zon. In 2040 wordt de 5 GW aan regelbaar opwekvermogen die als eerste ingeschakeld wordt, slechts voor een zeer beperkt aantal draaiuren ingezet. Alleen voor de eerste GW resteert nog zo'n 2500 vollasturen, terwijl er minder dan 500 vollasturen van de overige 4 GW wordt gevraagd (zie Figuur 11). Behoeft aan middenlast en pieklast loopt ook verder terug, zodat basislastcentrales wel nog circa 8 TWh van de 12 TWh elektriciteitsproductie van regelbaar opwekvermogen voor hun rekening nemen. Voor die situatie vormen de meest CAPEX intensieve nucleaire installaties en oxy-fuel CCGT's met CCS niet of nauwelijks een kosteneffectief alternatief. In de resultaten voor de eerste 5 GW in 2040 zijn de vermogens daarom nauwelijks of niet meer terug te zien (zie Figuur 12). Uit de resultaten voor elektriciteitsproductie in Figuur 13 blijkt dat dat beide opties nog een kleine bijdrage kunnen leveren in de scenario's zonder waardering van negatieve emissies. De twee ombouwopties voor de kolencentrales komen in de resultaten voor 2040 wel terug, i.e. zonder CCS als er geen waarde wordt toegekend aan negatieve emissies en met CCS als daar wel waarde aan wordt toegekend. In alle vier de berekeningen voor 2040 wordt het potentieel voor de ombouw van kolencentrales volledig ingezet voor de basislast vraag.

Uit voorgaande volgt dat het van belang is om terug te redeneren vanaf 2040. In 2030 zouden nucleaire eenheden in theorie een kosteneffectief alternatief kunnen vormen voor basislast inzet in 2030. Realisatie van nieuwe nucleaire eenheden in 2030 is echter niet realistisch. Daarbij komt dat tegen 2040 het aantal draaiuren sterk terugloopt, terwijl nucleair juist gedurende decennia veel draaiuren nodig heeft om de hoge investeringskosten terug te kunnen verdienen. Er lijkt dus hooguit behoefte aan verlengen van de levensduur van de Borssele centrale. In 2040 zijn omgebouwde kolencentrales naar biomassa met of zonder CCS (afhankelijk van waardering negatieve emissies) een kosteneffectieve invulling van de basislast. Dat geldt ook voor de resultaten van de berekeningen voor 2030. De ombouw van kolencentrales naar biomassa (met of zonder CCS) is dus een kosteneffectieve optie voor invulling van de basislast.

#### *Middenlast: ombouw van gascentrales*

In de resultaten voor 2030 leveren industriële WKK's op groen gas en CCGT's op groen gas een kosteneffectieve invulling van de middenlast (bij vraagniveau's van ruim 5 GW tot 15 GW met ongeveer 500 tot 2000 vollasturen per jaar, zie ook Figuur 11). Uit Figuur 12 blijkt dat deze technologieën een fors deel van de

vermogensvraag leveren, maar uit Figuur 13 volgt dat het jaarlijks geleverde volume beperkt is tot zo'n 20% à 30% van het totale volume dat door CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen wordt geleverd. Vanwege het beperkte aantal draaiuren vereist dit wel voldoende flexibiliteit. Voor CCGT's is dat goed haalbaar, maar voor industriële WKK zouden voorzieningen moeten worden getroffen, bijvoorbeeld door de combinatie met een e-boiler of een (hernieuwbaar) gasgestookte boiler die in de overige uren de benodigde warmte produceert. Daarnaast vergt het operationele flexibilisering van de industriële WKK-installaties die veelal ontworpen zijn op warmte-gedreven basislast productie, zie ook (CE Delft en DNV GL, 2014).

In 2040 komt in alle vier de berekeningen (ADAPT en TRANSFORM, met en zonder waardering negatieve emissies) de ombouw van CCGT's naar groen gas als aantrekkelijke optie naar voren voor de middenlast. Het potentieel van 9 GW voor ombouw van gascentrales wordt hiervoor volledig gebruikt. Voor het TRANSFORM scenario, met een wat hogere jaarlijkse vraag, schiet dit potentieel wat tekort en wordt industriële WKK's op groen gas nog op kleine schaal ingezet.

Opnieuw terugredenerend vanaf 2040 biedt inzet van groengas in bestaande CCGT's (en in beperktere mate de industriële WKK's) naar groen gas veruit het meest kosteneffectieve potentieel voor de invulling van de middenlast vraag voor de periode van 2030 tot 2040 in de ADAPT en TRANSFORM scenario's. Bij een lagere waterstofprijs ten opzichte van de groen gas prijs is het beeld vrijwel identiek, behalve dat waterstof de brandstof wordt voor alle opties, zoals ook verder wordt uitgewerkt in de navolgende gevoeligheidsanalyse voor brandstofprijzen in paragraaf 5.2.3.

#### *Superpiekvermogen: veel vermogen met nauwelijks draaiuren*

Een in het oog springend resultaat is de pieklastvraag die moet worden ingevuld met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Voor minder dan 300 draaiuren per jaar is in 2030 een aanvullend vermogen nodig van zo'n 10 GW terwijl dat in 2040 verder oploopt tot 14-16 GW. Uit de optimalisatie in ADAPT en TRANSFORM volgt dat inzet van conventionele gascentrales de meest kosteneffectieve invulling vormt voor een dergelijke piekvraag op momenten waarin er onvoldoende productie uit wind en zon beschikbaar is. Voor elektriciteitsopslag en interconnectiecapaciteit is het aantal draaiuren te laag om de hoge vermogensvraag kosteneffectief in te vullen.

De kosten van de invulling van een dergelijke (super)piekvraag zijn echter relatief hoog, wat zeker ook tot uitdrukking zou komen in zeer hoge elektriciteitsprijzen in de betreffende uren. Onder deze omstandigheden zou zeker schaarstebeprijzing optreden, met prijzen op het niveau van het prijsplafond van de spotmarkt. Op dergelijke prijsniveaus zou (m.n. industriële) vraagrespons door afschakeling een rol kunnen gaan spelen. In de ADAPT-en TRANSFORM-scenario's is dat alternatief niet meegenomen, mede omdat er onvoldoende informatie beschikbaar is over het potentieel en de activatieprijzen van dergelijke vraagrespons. Een analyse van DNV GL schat het technisch potentieel voor dergelijke industriële vraagrespons nu al op 3,4 GW, wat verder op kan lopen tot 4 GW in 2030 (zie ook (DNV GL, 2020)). Het gaat hier echter om een eerste analyse van de Nederlandse situatie op hoofdlijnen van een technisch relatief complex en heteroog potentieel.

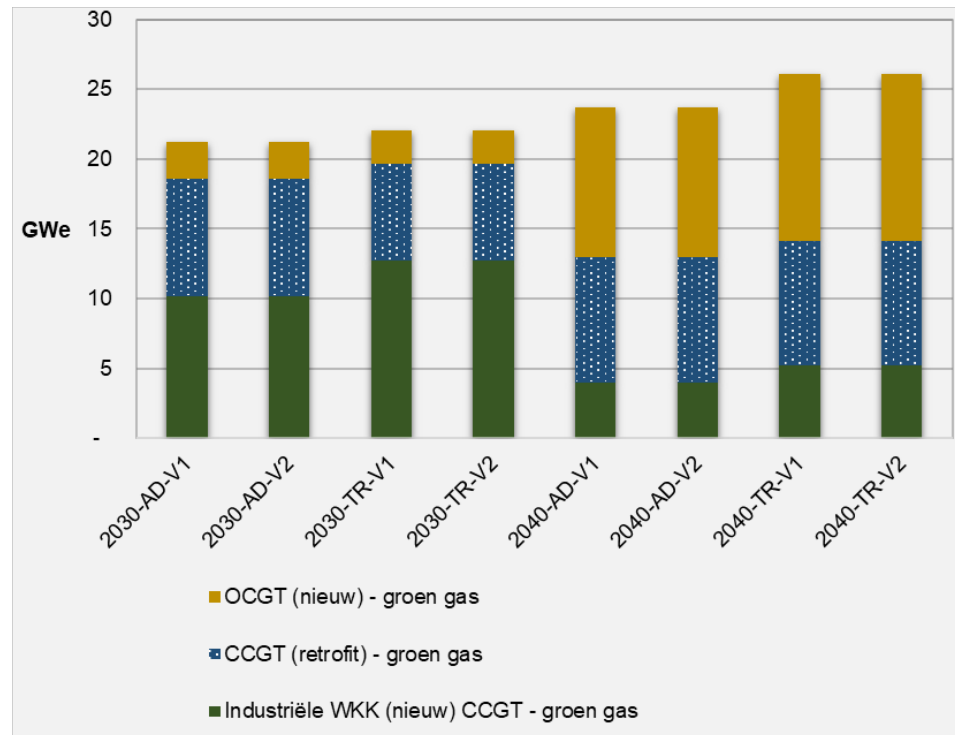
Vanwege het beperkte aantal draaiuren selecteert de screening curve methode eenvoudigweg de optie met de laagste vaste kosten. Dat resulteert in een opgesteld vermogen voor *open cycle gas turbines* op groen gas van 10 á 11 GW in alle vier de scenario's, met een nagenoeg verwaarloosbare (< 1 TWh) elektriciteitsproductie. Het is onwaarschijnlijk dat marktpartijen gaan investeren in nieuwe centrales voor een piekvraag van 10 á 11 GW met zo'n beperkt aantal draaiuren. Met en dergelijke investeringen zijn dan aanzienlijke (volume)risico's gemoeid, omdat de daadwerkelijke residuele piekvraag van jaar tot jaar sterk kan variëren van nul tot enkele honderden uren per jaar. Daarmee kan onzekerheid in toekomstige jaarlijkse inzet van dergelijke centrales oplopen tot honderden procenten.

Deze uitkomst wijst op een potentieel leveringszekerheidsprobleem in een beperkt aantal uren per jaar. In een rapport van de overlegtafel energievoorziening over leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening zijn verschillende maatregelen benoemd om een leveringszekerheidsprobleem te voorkomen (TenneT, 2020). Het doel van die maatregelen is een combinatie van (i) de piekvraag naar regelbaar opwekvermogen naar beneden bijstellen door vraagrespons en (ii) risico's voor investeringen in regelbaar opwekvermogen verminderen. De resultaten in deze verkenning onderstrepen het belang van tijdige analyse van het techno-economische potentieel voor oplossingen op systeemniveau en maatregelen om dit potentieel effectief te ontsluiten en zo leveringszekerheidsproblemen op weg naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening te voorkomen.

### 5.2.2 *Resultaten screening curve zonder biomassa, nucleair en CCS*

Biomassa, nucleair en CCS roepen maatschappelijke discussie op en vormen daarmee meer omstreden alternatieven voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem. Tegen die achtergrond is het relevant om de voorgaande analyse ook uit te voeren zonder gebruik te maken van biomassa, nucleair of CCS. Voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen blijven dan alleen opties op waterstof en groen gas over.

Figuur 15 geeft het opgesteld vermogen per optie voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen weer als we opties die gebruik maken van biomassa, nucleaire energie of CCS uitsluiten en uitgaan van prijzen in het midden van de range. In 2040 verzorgen WKK's op groen gas de basislast (4 tot 5 GW). Het potentieel voor hergebruik van CCGT's op groen gas van 9 GW wordt volledig benut voor de middenlast. Tot slot is opnieuw voor de piek een groot opgesteld vermogen nodig (11 tot 12 GW) voor zeer weinig geproduceerde elektriciteit (< 1 TWh). Bij een lagere waterstofprijs ten opzichte van de groen gas prijs is het beeld vrijwel identiek, behalve dat waterstof de brandstof wordt voor alle opties.



Figuur 15: Opgesteld CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen zonder opties met CCS, biomassa of nucleair in 2030 en 2040 in vraagscenario ADAPT (AD) en TRANSFORM (TR) en zonder (V1) en met (V2) waardering van negatieve emissies bij een hoge waterstofprijs en lage groen gas prijs.

De consequentie van uitsluiten van opties is dat hergebruik van de kolencentrales niet mogelijk is, waardoor meer nieuwe centrales nodig zijn. Dat leidt tot hogere kosten voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Het minimale verschil is 141 miljoen euro per jaar (TR, 2040, V1). Het maximale verschil is 958 miljoen euro per jaar (TR, 2030, V2). Het gemiddelde verschil over de acht scenario's is 442 miljoen euro per jaar. Het komt neer op ongeveer 15% hogere kosten voor het regelbare vermogen.

Het regelbare vermogen wordt bovendien afhankelijk van de beschikbaarheid van voldoende waterstof en groen gas.<sup>10</sup> Het is de vraag of het potentieel voor waterstof en groen gas voldoende is.<sup>11</sup> De totale vraag naar elektriciteit geproduceerd door regelbaar opwekvermogen in de screening-curve berekening is ongeveer 12 TWh in 2040. Om 12 TWh elektriciteit te produceren is met de meest efficiënte gascentrales (CCGT) ongeveer 22 TWh aan gas nodig, wat correspondeert met 2,25 bcm gas. Het potentieel voor de productie van groen gas geschat op 3 bcm in 2030 en 12 bcm in 2050, waarvan respectievelijk 0,25 en 1,25 door houtvergassing (De Gemeynt, 2018). Het potentieel voor de productie van groen gas zonder inzet van houtige biomassa is dus 2,75 bcm in 2030 en 10,75 in 2050. Interpolatie voor 2040 leidt tot een groen gas potentieel van 6,75 bcm in 2040. Het is duidelijk dat de inzet van 2,25 bcm voor de elektriciteitsproductie een flink deel van het potentieel

<sup>10</sup> Als we alle opties meenemen levert biomassa in omgebouwde kolencentrales een groot deel van de elektriciteit, waardoor de behoefte aan groen gas of waterstof beperkter is.

<sup>11</sup> Zeker aangezien voor de productie van waterstof en groen gas geen gebruik gemaakt mag worden van CCS (blauwe waterstof) en houtige biomassa.



zou gebruiken waardoor minder overblijft voor de gebouwde omgeving, industrie en transport. Import van groen gas zou het aanbod kunnen vergroten. Het potentieel voor de productie van waterstof is lastiger te duiden, omdat dit afhankelijk is voor het potentieel voor hernieuwbare elektriciteitsproductie (groene waterstof) en CCS (blauwe waterstof). Ook hier geldt echter dat waterstof behalve voor elektriciteitsproductie gebruikt kan worden in de industrie, transport en gebouwde omgeving.

### 5.2.3 *Effect brandstofprijzen*

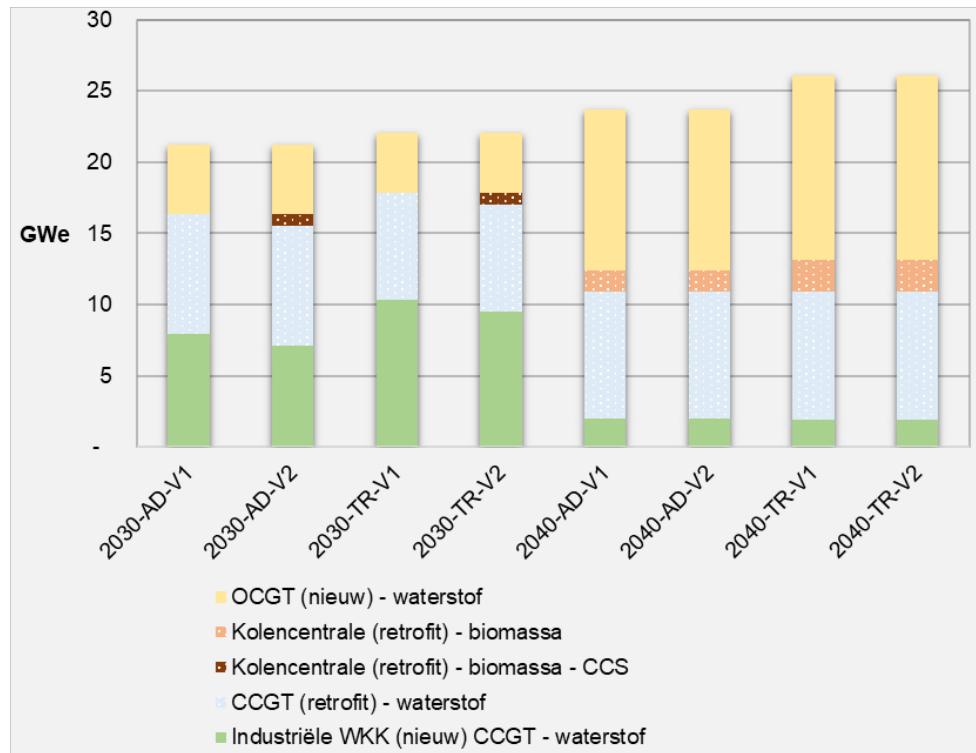
De resultaten die we hiervoor hebben gepresenteerd en besproken zijn gebaseerd op brandstofprijzen in het midden van de range in Tabel 4. We gaan in deze paragraaf in op de gevoeligheid van het resultaat voor de brandstofprijzen.

De uitkomst van de screening curve is slechts in beperkte mate gevoelig voor de range van biomassaprijzen. De biomassaprijs verlagen of verhogen naar de onder- of bovenkant van de range en de andere prijzen in het midden van de range laten, leidt niet tot wezenlijk andere conclusies dan hiervoor besproken. Dat komt ook door de relatief beperkte prijsrange van 30 tot 45 euro (IEA, 2020).

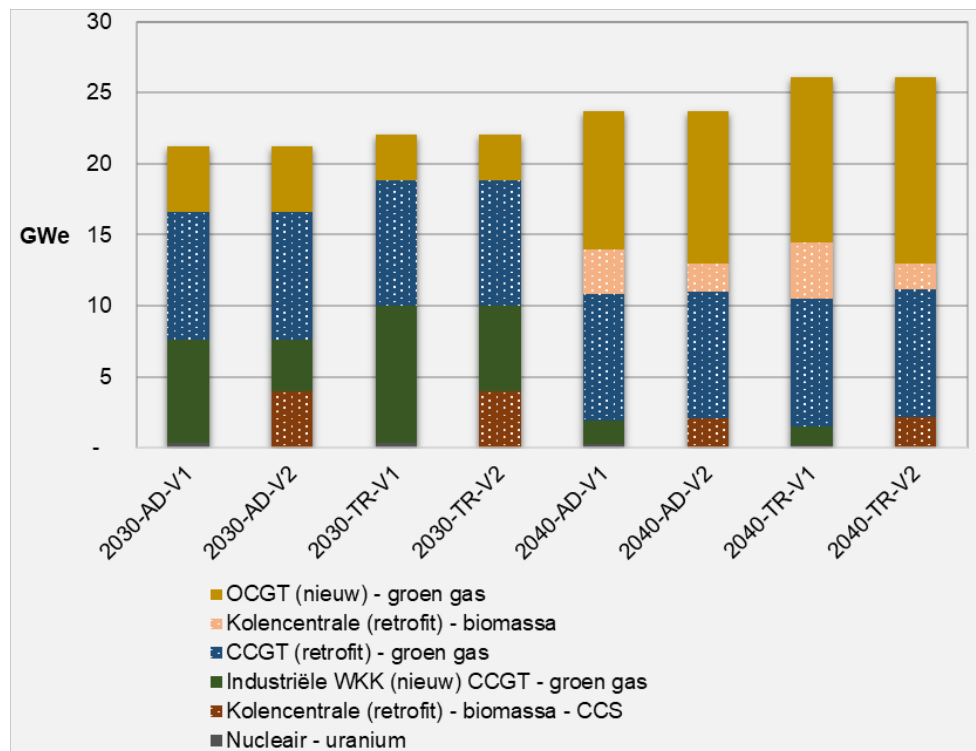
Voor waterstof en groen gas is de gevoeligheid groter. Veel opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen kunnen ofwel gebruik maken van waterstof of van groen gas. Een CCGT kan bijvoorbeeld groen gas of waterstof als brandstof gebruiken. De relatieve prijzen voor waterstof en groen gas bepalen dus het resultaat van de screening curve. Figuur 16 en Figuur 17 geven dit weer. Figuur 16 geeft het resultaat van de screening curve weer met een lage waterstofprijs (30 euro per MWh) en een hoge groen gas prijs (102 euro per MWh). Figuur 17 geeft het resultaat van de screening curve weer met een hoge waterstofprijs (150 euro per MWh) en een lage groen gas prijs (36 euro per MWh).

Bij een lage waterstofprijs zijn industriële WKK's op waterstof een aantrekkelijke optie voor de basislast. De WKK's verdringen de ombouw van kolencentrales naar biomassa voor de basislast. De eerstvolgende optie voor de basis-/middenlast is de omgebouwde CCGT op waterstof, gevolgd door ombouw van kolencentrale naar biomassa. Tot slot wordt de piek geleverd door OCGT's op waterstof.

Bij een lage groen gasprijs ligt het resultaat dicht bij het resultaat met het midden van de prijsrange. Groen gasopties krijgen in beide gevallen de voorkeur boven waterstofopties. Een lagere groen gasprijs ten opzichte van de biomassaprijs zorgt er echter voor dat de marginale kosten van een WKK of CCGT op groen gas lager zijn dan van een omgebouwde kolencentrale op biomassa. Alleen in het scenario met waardering van negatieve emissies zijn de marginale kosten van biomassa met CCS wel lager, vanwege de opbrengst door negatieve emissies. De rangorde van opties verandert dus, maar voor de rest is het beeld niet anders dan in het scenario met het midden van de prijsrange.



Figuur 16: Opgesteld CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen per optie in 2030 en 2040 in vraagscenario ADAPT (AD) en TRANSFORM (TR) en zonder (V1) en met (V2) waardering van negatieve emissies bij een *lage* waterstofprijs en *hoge* groen gas prijs.



Figuur 17: Opgesteld CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen per optie in 2030 en 2040 in vraagscenario ADAPT (AD) en TRANSFORM (TR) en zonder (V1) en met (V2) waardering van negatieve emissies bij een *hoge* waterstofprijs en *lage* groen gas prijs.

De brandstofprijzen zullen in de praktijk afhankelijk zijn van het potentieel voor de productie, de kosten voor de productie en de vraag naar de brandstof. Voor zowel biomassa, groen gas als waterstof geldt dat er beperkingen zijn aan het potentieel. Er zal daarnaast niet alleen vraag naar de brandstof zijn voor elektriciteitsproductie, maar ook vraag uit andere sectoren zoals de industrie, transport of gebouwde omgeving. Het is daarom de vraag of inzet van groen gas, biomassa of waterstof voor elektriciteitsproductie de beste toepassing is. Voor biomassa en groen gas is een uitgangspunt dat deze zo hoogwaardig mogelijk worden ingezet, terwijl inzet voor elektriciteitsproductie als laagwaardige toepassing wordt beschouwd (Sociaal-economische Raad, 2020). Dat kan in de praktijk betekenen dat de vraag uit verschillende sectoren het aanbod overstijgt, resulterend in hoge prijzen. Om het regelbare opwekvermogen CO<sub>2</sub>-vrij te maken zijn echter CO<sub>2</sub>-vrije brandstoffen nodig, waarbij een combinatie van biomassa, waterstof en groen gas mogelijk is.

#### 5.2.4 Conclusies

Uit de hiervoor gepresenteerde resultaten komen een aantal conclusies naar voren. De belangrijkste conclusies zijn:

- **Basislast:** Ombouw van kolencentrales naar biomassa, mogelijk in combinatie met CCS (bij waardering negatieve emissies) is een kosteneffectieve invulling voor de basislast vraag.
- **Middenlast:** Bestaande CCGT's op groen gas (geen ombouw nodig) of waterstof (wel ombouw nodig) zijn een kosteneffectieve oplossing voor de middenlast.
- **Superpiek:** Voor de superpiek selecteert de screening curve nieuwe OCGT op groen gas of waterstof (afhankelijk van relatieve brandstofprijzen). De kosten om de superpiek te leveren zijn hoog en vereisen hoge prijzen. Afschakeling van de vraag is mogelijk een realistischer alternatief.
- **Beschikbaarheid brandstoffen:** Voor regelbare opwek zijn duurzame brandstoffen, zoals biomassa, groen gas en waterstof nodig. Hoewel de benodigde brandstof richting 2040 afneemt omdat het aantal draaiuren richting 2040 sterk afneemt, is de beschikbaarheid van voldoende duurzame brandstoffen een voorwaarde voor CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem.
- **Uitsluiten opties:** Uitsluiten van opties (CCS, houtige biomassa, nucleair) zorgt ervoor dat meer nieuwe centrales nodig zijn, waardoor de kosten toenemen. Ook neemt de behoefte aan beperkt beschikbare brandstoffen (groen gas of waterstof) toe.

## 6 Implicaties voor ontwikkeling van aanbod

Vershillende scenariostudies laten zien dat een kostenefficiënte transitie naar een CO<sub>2</sub>-vrij energiesysteem verloopt via de combinatie van elektrificatie van de vraag en decarbonisatie van elektriciteitsproductie. Achtergrond hierbij is dat directe en indirecte (via waterstof) elektrificatie naar verwachting een grote rol zullen spelen in CO<sub>2</sub>-emissiereductie in de industrie, maar dat hiervoor wel voldoende CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit nodig zal zijn om indirecte CO<sub>2</sub>-emissies te vermijden. In dat licht is tijdige inzet op een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening dus van belang voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie in zowel de energiesector als de industrie. Voor andere sectoren speelt dit minder sterk: in zowel mobiliteit als gebouwde omgeving wordt een veel hogere energie-efficiëntie gerealiseerd via elektrificatie, waardoor indirecte CO<sub>2</sub>-emissies een beperktere rol spelen.

Een kanttekening die we hierbij maken is het volgende. Hoewel inzetten op een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening een stevige bijdrage kan leveren aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie in zowel de elektriciteitssector als overige sectoren via elektrificatie, kan een 100% CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening als zelfstandig beleidsdoel in potentie ook leiden tot leveringszekerheidsrisico's. Een harde eis dat elektriciteit 100% CO<sub>2</sub>-vrij moet zijn kan daarmee elektrificatie afremmen, ook als met elektrificatie wel aanzienlijke CO<sub>2</sub>-reductie te bereiken is. Ook bij een sterke reductie van de CO<sub>2</sub>-intensiteit van elektriciteit – bijvoorbeeld 95% – zorgt elektrificatie voor vrijwel alle opties voor een netto CO<sub>2</sub>-reductie.

De groei van hernieuwbare elektriciteitsproductie brengt een groeiende behoefte aan flexibiliteit met zich mee. Dit kan worden ingevuld met elektriciteitsopslag, vraagrespons, import/export, curtailment en CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. De resultaten van de verkenning in voorgaande hoofdstukken laten zien dat elk van deze flexibiliteitsopties (m.u.v. curtailment) nodig zijn richting een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040. Sommige van deze opties zijn volwassen en per direct toepasbaar. Andere opties vragen nog verdere ontwikkeling en ondersteunend beleid. We bespreken daarom in dit hoofdstuk welke stappen er nodig zijn richting een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening en wat dat betekent voor het energiebeleid.

Zoals eerder toegelicht is de verkenning in dit rapport van de benodigde stappen richting een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening op basis van de TRANSFORM- en ADAPT-scenario's. Binnen de scope van deze studie was het niet mogelijk een nieuwe scenario-analyse te maken met een integrale optimalisatie over alle sectoren én de aanvullende eis om de elektriciteitssector volledig CO<sub>2</sub>-vrij te maken in 2040. Omdat in de TRANSFORM- en ADAPT-scenario's al sterk wordt ingezet op de andere flexibiliteitsopties hebben we er in deze studie voor gekozen verder te verkennen hoe de vraag naar regelbaar opwekvermogen in deze scenario's met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen kan worden gedekt. In de praktijk kunnen de verhoudingen tussen verschillende flexibiliteitsopties anders uitpakken. Bij de bespreking van de benodigde stappen in dit hoofdstuk gaat daarom extra aandacht uit naar de opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen. Dat wil niet zeggen dat de benodigde stappen voor andere flexibiliteitsopties minder van belang zijn.

## 6.1 Sterke toename van productie van wind, zon en flexibiliteit

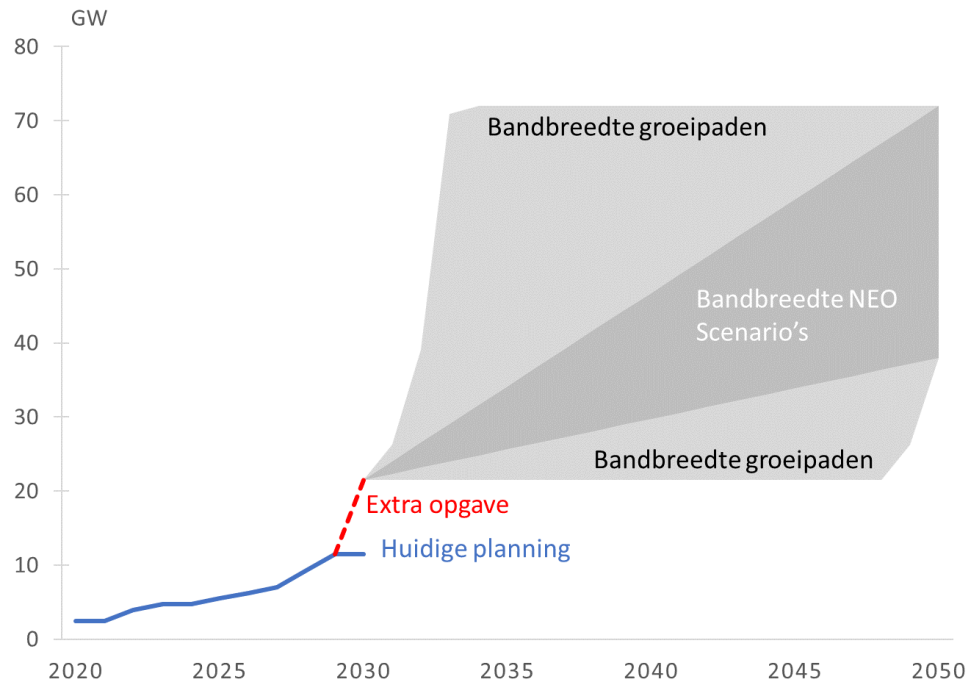
Wind en zon verzorgen in het toekomstige elektriciteitssysteem het overgrote deel van de elektriciteitsproductie. Om de toenemende elektriciteitsvraag mogelijk te maken is dan ook een sterke groei van de productie van wind en zon nodig, zoals die in het Klimaatakkoord geagendeerd is. Volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2021 zal bij het vastgestelde beleid circa 99 TWh hernieuwbare elektriciteitsproductie worden gerealiseerd, met 77 TWh wind en 23 TWh zon-PV en 3 TWh biomassa (PBL, RVO, RIVM, CBS, WU & TNO, 2021).

Daarbij moet opgemerkt worden dat zowel in geval van wind op land als zon-PV zich nu al toenemende inpassingsproblemen aandienen in verschillende regio's als het gaat om de netinpassing. Nadere analyses van de RES'en zullen hier verder inzicht bieden in de knelpunten die daaruit kunnen voortvloeien en mogelijk aanleiding geven tot verdere aanbevelingen zoals die recentelijk zijn uitgebracht in het kader van het nationaal programma NP RES (zie bijvoorbeeld (Werkgroep netimpact, 2021)).

Anderzijds heeft het werk van de Stuurgroep Extra Opgave in 2021 duidelijk gemaakt dat de elektriciteitsvraag in 2030 met 15 tot 45 TWh hoger kan uit gaan vallen dan voorzien in het Klimaatakkoord, alleen al voor industrie en datacenters. Daarom komt de Stuurgroep dan ook tot het advies om de ambitie voor wind op zee voor 2030 te verhogen met 10 GW ofwel 45 TWh. Deze versnelling wordt door betrokkenen haalbaar geacht, al vergt het snelle besluitvorming, directe invoeding op de industrieclusters (i.e. de industriële clusters aan de kust), pilots en opschaling van power-to-hydrogen op zee en evenredige groei van (flexibele) industriële vraag naar elektriciteit (zie ook (Stuurgroep extra opgave, 2021) en (TKI Energie en Industrie, 2021)). Een sterke inzet op (flexibele) industriële elektrificatie met goede kansen voor elektrische boilers zal daarbij dus een voorwaarde zijn.

In de periode na 2030 kan verdere groei van wind op land op toenemende weerstand van omwonenden stuiten. Bovendien zal zowel wind op land als zon-PV op toenemende inpassingsproblemen in het net stuiten, zoals die zich nu reeds voordoen in verschillende regio's. Verdere ontwikkeling van wind op zee biedt nog veel potentieel om aan de toenemende elektriciteitsvraag te kunnen voldoen. Recente analyse van DNV GL laat zien dat er na 2030 nog veel potentieel is voor snelle opschaling, uitgaande van de gerealiseerde opschaling in de afgelopen 20 jaar (zie ook de Noordzee Energie Outlook (DNV, 2020)). Een additioneel vermogen van 50 GW wind op zee vermogen voor 2035 zou haalbaar zijn bij maximale opschaling, zoals die zich in de afgelopen 20 jaar binnen de Europese Unie heeft voorgedaan. Ook in dit geval zal echter aanlanding bij de industriële clusters in combinatie met verdere opschaling van flexibele industriële vraag nodig zijn. Waar in de periode tot 2030 veel potentieel voor power-to-heat wordt voorzien, zal na 2030 in toenemende mate grootschalige power-to-hydrogen in of nabij de industriële clusters of op zee kunnen worden gerealiseerd. De lopende inzet op nadere uitwerking via verkenning van de benodigde ontwikkeling van vraag, aanbod, en infrastructuur van elektriciteit in de context van het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK), en de gerelateerde Verkenning Aanlanding Wind op Zee (VAWOZ) bieden hier een belangrijk programmatisch kader voor.

Een overzicht van het samengestelde groeiperspectief voor wind op zee werd recentelijk opgesteld in het kader van de Routekaart Elektrificatie van de Industrie (TKI Energie en Industrie, 2021), als weergegeven in Figuur 18.



Figuur 18: Groeipaden voor wind op zee richting 2050 op basis van de huidige planning, het advies van de Stuurgroep Extra Opgave en de North Sea Energy Outlook. Bron: Routekaart Elektrificatie van de Industrie (TKI Energie en Industrie, 2021).

De toename van wind en zon vergroot de behoefte aan flexibiliteit. Vooral vraagresponso via met name power-to-heat en power-to-hydrogen voor de industrie, maar ook elektriciteitsopslag, import/export en curtailment hebben daarbij allemaal een belangrijke rol te vervullen. Zij zorgen er gezamenlijk voor dat de behoefte aan regelbaar opwekvermogen afneemt. Het overgrote deel van de CO<sub>2</sub>-reductie wordt dus gerealiseerd door de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen te verminderen. Met name elektrificatie in de industrie biedt hier een fors potentieel voor de ontwikkeling van de benodigde flexibiliteit. De aanbevelingen voor verdere ontwikkeling van industriële elektrificatie zoals die zijn neergelegd in de Routekaart Elektrificatie in de Industrie bieden zicht op benodigde stappen om de randvoorwaardelijke industriële elektrificatie te realiseren.

## 6.2 Pure basislast verdwijnt bij sterke toename van wind en zon

De toename van wind en zon in combinatie met andere flexibiliteitsbronnen zorgt er voor dat de behoefte aan regelbaar vermogen in termen van TWh steeds kleiner wordt. In 2040 is die behoefte in ADAPT en TRANSFORM nog maar 12 TWh. De behoefte aan regelbaar vermogen in termen van opgesteld vermogen (GWe) blijft echter gelijk of neemt licht toe.

Dat betekent dat er regelbaar vermogen nodig is dat in slechts een deel van het jaar produceert. Typische basislast opties, met hoge kapitaalslasten en lage

operationele kosten, vormen dan een minder kosten-efficiënte invulling. Van de opties voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen vallen daardoor een aantal opties af. Nucleaire centrales hebben bijvoorbeeld hoge vaste kosten en lage variabele kosten. Een nucleaire centrale heeft bovendien een lange levensduur. Nucleair is daarom een aantrekkelijke optie als gedurende een periode van meerdere decennia met een groot aantal draaiuren per jaar elektriciteit geproduceerd wordt. Met de verdere toename van wind en zon wordt die behoefte steeds kleiner. Investeren in bijvoorbeeld nucleair is daarom niet aantrekkelijk bij de groei die voor wind en zon volgt uit de ADAPT en TRANSFORM scenario's. Deze bevindingen zijn in lijn met verscheidene voorgaande bevindingen (zie ook ( Kalavasta & Berenschot, 2020) en (CE Delft, 2020)). In geval van het alternatief voor basislast, met bijvoorbeeld een combinatie van (overgedimensioneerde) wind en zon, elektrolyse en waterstof-gestookt vermogen, volgen weliswaar hoge kosten voor uren dat er beperkt wind en zon beschikbaar is, maar in een groot deel van het jaar wordt elektriciteit dan geleverd door wind en zon tegen relatief lage kosten. Verdere verdieping middels een integrale modelanalyse zou dit beeld verder kunnen valideren, maar valt buiten de scope van deze verkenning.

### **6.3 Ombouw van kolencentrales kosteneffectief met negatieve emissies**

Ombouw van de bestaande kolencentrales naar biomassa (4 GWe) is een kostenefficiënte manier om de "eerste" 4 GW aan opgesteld CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen in te vullen. In vrijwel alle berekeningen komt deze optie naar voren. Dat komt met name door het kostenvoordeel van hergebruik van de centrales. De vaste kosten zijn verzonken en daarom kan tegen relatief lage kosten worden geproduceerd. Een nadeel is dat het beperkte biomassa potentieel wordt gebruikt voor een laagwaardige toepassing als elektriciteitsproductie.

Ombouw van de kolencentrales zorgt er bovendien voor dat het beschikbare regelbare vermogen in de buurt blijft van wat nodig is. Sluiten van de centrales betekent dat meer nieuwe centrales nodig zijn (als we andere flexibiliteitsopties buiten beschouwing laten). Nieuwe centrales bouwen voor slechts een beperkt aantal draaiuren per jaar zorgt voor een stapeling van risico's, waardoor investeringen moeilijk van grond kunnen komen. Gezien het lopende debat over de wenselijkheid van ombouw van kolencentrales, is daarom van belang om tijdig na te denken over het effect van sluiting van bestaande centrales op de leveringszekerheid. Een kanttekening hierbij is de beperkte flexibiliteit van omgebouwde kolencentrales. De centrales zijn mogelijk onvoldoende flexibel om snel op en af te schakelen. Zoals in Bijlage B toegelicht biedt de screening curve daar geen inzicht in.

Tegenover het bezwaar van de inzet van biomassa voor een laagwaardige toepassing als elektriciteitsproductie, staat de mogelijkheid om negatieve emissies te realiseren (BECCS) of de biogene CO<sub>2</sub> te gebruiken voor de productie van synfuels. De combinatie van ombouw van de kolencentrales naar biomassa in combinatie met CCS biedt de mogelijkheid om negatieve emissies te realiseren, zeker in geval van vrijwel nieuwe kolencentrales in de nabijheid van lopende initiatieven voor CO<sub>2</sub>-opslag. Negatieve emissies zijn in veel scenario's noodzakelijk om netto nul uitstoot in 2050 te bereiken, zoals bijvoorbeeld in het net zero scenario van het IEA (IEA, 2021). In het huidige emissiehandelssysteem moet alleen betaald worden voor rechten om CO<sub>2</sub> uit te stoten, maar leiden negatieve emissies niet tot

een opbrengst. Er is daardoor geen business case voor negatieve emissies, terwijl negatieve emissies uit maatschappelijk oogpunt wenselijk zijn. Aanpassing van het ETS is hiervoor dan vermoedelijk een route voor kosteneffectieve integratie van deze optie vanwege de afweging tegen alternatieven binnen dit systeem. Voor snelle incentivering kan echter ook gedacht worden aan andere stimuli (zie bijvoorbeeld (Swedish Environmental Research Institute & Chalmers University of Technology, 2021)), zoals ondersteuning via inkoop van negatieve emissies.

Tot slot liggen er mogelijk kansen voor gebruik van de biogene CO<sub>2</sub>-emissies die bij ombouw van kolencentrales resulteren (CCU). Met sterke inzet op wind op zee en waterstof ontstaan kansen voor de productie van synthetische brandstoffen, maar kan de beschikbaarheid van biogene CO<sub>2</sub> een beperking gaan vormen. In geval van ombouw van kolencentrales naar biomassa in de nabijheid van regio's met een sterk brandstofcluster en aanlanding van wind op zee biedt dat koppelingsmogelijkheden die kansen bieden voor emissiereductie elders in het systeem. De verbranding van biomassa wordt dan dus ook ingezet voor hoogwaardiger processen, zoals de productie van synfuels.

#### **6.4 Flexibilisering van CO<sub>2</sub>-vrije WKK's goed inpasbaar**

Een aanzienlijk deel van de huidige elektriciteitsproductie komt van industriële WKK's en WKK's in de glastuinbouw. Deze segmenten laten al jaren een trendmatige krimp zien, zeker als het gaat om warmtegedreven WKK in concurrentie met het ruim beschikbare thermische vermogen. Veel van dit vermogen is in het komende decennium aan vervanging toe, zodat herinvesteringen of uitfasering overwogen zal gaan worden. Industrieën en glastuinbouwers zullen dan voor de keuze komen te staan of ze investeren in nieuwe WKK's of op een andere manier in hun warmtevraag voorzien.

Kansen voor ombouw kunnen hier bijdragen aan een breder afwegingskader voor besluitvorming over de industriële WKK. Ook in het toekomstige energiesysteem is het efficiëntievoordeel van gezamenlijke opwek van warmte en elektriciteit nuttig. Dat voordeel komt ook tot uitdrukking in de resultaten van dit onderzoek, met de kanttekening dat flexibiliteit daarbij van belang zal zijn en juist in een industriële setting uitermate complex aangezien warmteleveringszekerheid van cruciaal belang is. De uitdaging voor WKK's is namelijk dat het aantal draaiuren sterk afneemt. Flexibele CO<sub>2</sub>-vrije WKK's zouden een deel van de elektriciteitsproductie kunnen verzorgen. Ontwikkeling van flexibele combinaties, zoals een WKK op waterstof in combinatie met een e-boiler of (hernieuwbaar) gasgestookte boilers zijn daarvoor nodig. Hoewel er voordelen zijn van WKK, vormt de haalbaarheid van combinatie een uitdaging. Nadere verkenning van belemmeringen en oplossingsrichtingen, maar ook ondersteuning van innovatie via pilots en demonstratieprojecten kan een bijdrage leveren aan verbetering van het perspectief.

#### **6.5 Ombouw van CCGT's vormt robuuste optie**

Er is een aanzienlijk potentieel om groen gas in te zetten in de bestaande CCGT of deze om te bouwen naar waterstof. Hergebruik van bestaande centrales beperkt de kosten voor regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen aanzienlijk. Voor de inzet van groen gas is geen verdere technologische ontwikkeling nodig, maar wel een sterke opschaling van de productie van groen gas, mede gezien de vraag naar groen gas



uit andere sectoren. Volgens de huidige inzichten zal tegen 2030 ongeveer 2 bcm (zie (CE Delft, 2018)) ofwel 20 TWh aan Nederlandse groengas productie kunnen worden gerealiseerd, waarbij er in het Klimaatakkoord van uit wordt gegaan dat deze vooral gealloceerd wordt aan de gebouwde omgeving voor verwarming.<sup>12</sup>

De ombouw van CCGT's naar waterstofgestookte centrales wordt in verschillende trajecten verkend. Zeker bij toenemende beschikbaarheid van groene waterstof biedt dit een kansrijk perspectief voor CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen. Bijmengen van waterstof bij de aardgastoevoer tot 30% is op dit moment al goed haalbaar zonder verdere aanpassingen, maar bij hogere percentages wordt beperkte of significante ombouw noodzakelijk. Technische uitdaging bij hoge waterstofinzet zijn met name de stikstofemissies.

Het hergebruik van de CCGT's is van groot belang om voldoende regelbaar opwekvermogen beschikbaar te houden. Er is een groot potentieel voor hergebruik dat in alle scenariovarianten in deze rapportage wordt benut. De ontwikkeling van een landelijk waterstofsysteem met voldoende schaal als geschetst in Hyway27 is daarvoor een randvoorwaarde. De tijdige ontwikkeling van het potentieel van bestaande CCGT's als CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen vergt tot 2030 innovatie, om opschaling vanaf 2030 mogelijk te maken. Daarom zou voor die tijd ingezet moeten worden op ondersteuning van innovatie en opschaling via pilots en demonstratieprojecten.

## 6.6 Onrendabele top financiering niet gegarandeerd

Voor de verschillende routes naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening is de haalbaarheid van de business case een vereiste. In de huidige Europese elektriciteitsmarkt vormen beprijzing van CO<sub>2</sub>-emissies onder het Europese systeem van emissiehandel (EU ETS) en aanvullende subsidies voor hernieuwbare elektriciteitsproductie de belangrijkste instrumenten om investeringen in CO<sub>2</sub>-vrije technieken te stimuleren.

### *Wind en zon*

Voor wat betreft wind en zon heeft het SDE-mechanisme jarenlang de belangrijkste bijdrage geleverd aan de stimulering van capaciteitsontwikkeling. Sinds 2015 zijn aanzienlijke kostenbesparingen gerealiseerd voor wind op zee die inmiddels hebben geleid tot het huidige tijdperk van subsidievrije tenders voor wind op zee in Nederland. In het Klimaatakkoord werd al vooruitgelopen op een verdere kostendaling en afgesproken dat de SDE+ tot en met 2025 voor nieuwe investeringen in hernieuwbare elektriciteitsopties beschikbaar zou blijven.

Inmiddels is duidelijk geworden dat de business case voor hernieuwbare elektriciteit weliswaar verbetert door afnemende kosten, maar dat afnemende prijzen voor piekproductie een risico vormen voor de business case (zie bijvoorbeeld (AFRY, 2020)). Verdere stimulering van (flexibele) elektriciteitsvraag voor elektrificatie om CO<sub>2</sub>-emissiereductie in andere sectoren te realiseren is nodig om dit zogenaamde merit order-effect van groeiende bijdragen van wind en zon te beperken. Elektrificatie in de industrie vormt dan in het bijzonder een aantrekkelijk perspectief

---

<sup>12</sup> RVO, *Vergisting en vergassing*, Augustus 2021

op een groot potentieel dat relatief snel ontsloten kan worden en bovendien goeddeels gunstig gelegen is nabij de aanlandingspunten voor wind op zee (zie ook (TKI Energie en Industrie, 2021)). Om het potentieel voor elektrificatie in de industrie te benutten, zouden hiervoor specifieke doelstellingen (in TWh) voor 2030 en 2040 vastgesteld moeten worden met bijbehorend stimuleringskader (zie ook Routekaart Elektrificatie, 2021). Vervolgens dienen de huidige doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit hiermee in lijn te worden gebracht. Om de realisatie van de verhoogde doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteit zeker te stellen zou een vangnetregeling overwogen kunnen worden om de doelstellingen zeker te stellen bij uitblijvende elektrificatie.

### *CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen*

Kijkend naar de resultaten van de analyse in vergelijking tot continuering van het huidige gasgestookte vermogen wordt al snel duidelijk dat de kosten van de status quo significant lager liggen. Ter illustratie hebben we een vergelijking van de kosten van een CCGT op aardgas en van de ombouw van een CCGT naar waterstof opgenomen in Bijlage E. Deze illustratie maakt duidelijk dat bij een waterstofprijs in het midden van de bandbreedte (90 euro per MWh) CO<sub>2</sub>-prijzen van boven de 300 euro per ton CO<sub>2</sub> nodig zijn om de overstap van aardgas naar waterstof rendabel te maken.

De prijzen voor CO<sub>2</sub>-emissie in het ETS zijn het afgelopen jaar al sterk opgelopen tot 60 euro per ton CO<sub>2</sub>, maar zullen nog niet volstaan. Verdere voortzetting van deze stijging richting 2030 en daarna zal dus nodig zijn. Daarmee wordt de prikkel tot investeringen dus afhankelijk van de ontwikkeling van de prijs van CO<sub>2</sub>-emissies onder het Europese systeem van emissiehandel (EU ETS). Dit systeem is gericht op klimaatneutraliteit in 2050, zodat garanties op aanzet tot investeringen in regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen door oplopende CO<sub>2</sub>-emissiekosten om in 2040 al een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie in Nederland te hebben niet vanzelfsprekend zijn.

Naast verdere aanscherping van het EU ETS zouden dus aanvullende maatregelen nodig zijn om realisatie van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 te garanderen. Daarbij kan gedacht worden aan bijvoorbeeld;

- Een minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor elektriciteitsproductie;
- Een verplichting tot CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie;
- Een capaciteitsmechanisme voor regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen;
- Een subsidie op regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen;
- Normering van elektriciteitsproductie op CO<sub>2</sub>-emissie; of
- Leveranciersverplichtingen voor het aandeel CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie.

Elk van deze maatregelen kent voor- en nadelen, afhankelijk van de exacte inrichting. Zo zullen de eerste twee varianten leiden tot CO<sub>2</sub>-weglek, als deze unilateraal worden ingevoerd. Deze varianten leiden tot oplopende marginale kosten voor Nederlandse elektriciteitsproductie, zodat de concurrentiepositie van Nederlandse elektriciteitsproductie verslechtert en door buitenlandse productie uit de merit order wordt gedrukt (zie bijvoorbeeld (Frontier Economics, 2018), (CPB & PBL, 2019)) en dientengevolge de binnenlandse leveringszekerheid navenant vermindert. Voor capaciteitsmechanismen zijn eveneens veel verschillende varianten voorgesteld in literatuur en ingevoerd in de praktijk. De praktijk van deze

oplossingsrichting is echter complex en weerbarstig (zie bijvoorbeeld de herhaaldelijke aanpassingen van het marktontwerp in de Amerikaanse PJM) en mogen o.b.v. Europese wetgeving alleen ingevoerd worden bij een bedreiging van de leveringszekerheid. Daarnaast is een robuust en goed ontwerp van CRMs van groot belang om enerzijds goede balans te borgen tussen kosten, risico's en opbrengsten en anderzijds en ervoor te zorgen voor voldoende concurrentie en een level playing field (bijvoorbeeld tussen regelbaar opwekvermogen en vraagrespons). De EU-regels beogen dergelijke eisen te borgen. Subsidieverstrekking aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen vormt wat dat betreft een beheersbaarder instrument, maar uitbreiding naar de volle breedte van CO<sub>2</sub>-vrij vermogen impliceert in feite dat het marktmodel wordt losgelaten omdat alle vormen van opwek gesubsidieerd worden en kan leiden tot suboptimale benutting van bijvoorbeeld het potentieel aan vraagrespons. Normering vormt een mogelijke route om aan te zetten tot uitfasering en nieuwbouw of ombouw van bestaande capaciteit, maar ook in dat geval zal de (Europese) concurrentiepositie van het vervangende CO<sub>2</sub>-vrije regelbare vermogen een uitdaging vormen voor de haalbaarheid met risico's voor leveringszekerheid tot gevolg. Dat geldt in feite ook voor de leveranciersverplichting.

Het kabinet heeft in 2019 een wetsvoorstel ingediend voor invoering van een minimumprijs voor de emissie van broeikasgassen (CO<sub>2</sub> en andere broeikasgassen) als gevolg van de opwekking van elektriciteit. Indien de emissieprijsen onder het EU ETS onder deze prijsvloer vallen wordt een aanvullende CO<sub>2</sub>-emissiebelasting van toepassing. Het doel van deze minimum CO<sub>2</sub>-prijs is volgens de toelichting om bedrijven die elektriciteit produceren in een grotere mate te stimuleren om in hun keuzes rekening te houden met de gevolgen van CO<sub>2</sub>-uitstoot voor het klimaat en de schadelijke consequenties daarvan voor mens en milieu. Afgelopen zomer is het wetsvoorstel aangenomen door de Tweede Kamer. De minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor Nederlandse elektriciteitsproductie wordt daarbij voor een periode van tien jaar vastgelegd, oplopend van 13.50 €/Mton in 2021 tot 31.90 €/Mton in 2030.<sup>13</sup> Tegen de achtergrond van de analyse in deze rapportage zal deze minimum CO<sub>2</sub>-prijs onvoldoende zijn om investeringen in regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen voldoende aantrekkelijk te maken. Als de minimumprijs wordt verhoogd zonder verdere aanvullende maatregelen, levert dat echter risico's op de eerder genoemde CO<sub>2</sub>-weglek en leveringszekerheid (zie ook (PBL, 2018)).

## 6.7 Maatregelen nodig om leveringszekerheid te borgen

Richting 2040 zal de behoefte aan regelbaar opwekvermogen in termen van opgesteld vermogen naar verwachting gelijk blijven of in beperkte mate toenemen. Het aantal draaiuren neemt echter sterk af. Voor een groot deel van het opgesteld vermogen is het aantal draaiuren zo klein dat dit tot een stapeling van risico's leidt. Het lijkt onwaarschijnlijk dat marktpartijen op basis van enkel marktprikkels investeren in nieuwe centrales die slechts in 200 uur per jaar produceren. Het volumerisico dat daarmee gemoeid gaat is zeer hoog. Dit ligt anders voor bestaande flexibele (gas)centrales. Doordat deze relatief snel aan- en uitgezet kunnen worden, kunnen deze snel reageren op korte momenten van piekvraag met bijbehorende piekprijzen. Voorwaarde daarbij is dat er geen prijsplafond komt voor

<sup>13</sup> De wet moet nog wel worden behandeld door de Eerste Kamer. Dat betekent dat er nog aanpassingen gevraagd kunnen worden.

deze momenten van piekvraag. Dit zou voldoende incentive kunnen zijn om deze flexibele centrales niet uit te faseren, al zijn deze dan nog niet CO<sub>2</sub>-vrij.

Als de investeringen in (nieuw) regelbaar opwekvermogen voor deze piekvraag niet of onvoldoende van de grond komen, dan zal meer vraagrespons in de vorm van afschakelbare vraag nodig kunnen worden om de leveringszekerheid te bewaken. De eerste verkenning van afschakelbare vraag in de Nederlandse industrie door DNV GL suggereert een significant potentieel, maar nadere verkenning van het potentieel en bereidheid tot flexibiliteitslevering lijkt gerechtvaardigd vanuit leveringszekerheidsperspectief. Een meer ingrijpend alternatief voor vraagrespons is om de risico's voor investeren in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen te verkleinen (strategische reserve, capaciteitsmarkt, zoals besproken in de voorgaande paragraaf), waarbij opwek en vraagrespons op gelijke voet moeten kunnen concurreren. Dergelijke maatregelen zijn verder uitgewerkt in het OTE rapport leveringszekerheid elektriciteitsvoorziening (zie (Overlegtafel Energievoorziening, 2020). De doorlooptijden van de maatregelen zijn lang. Dat onderstreept het belang om op tijd aan de slag te gaan met de uitwerking van maatregelen.

De keuze om bestaande kolen- en gascentrales te hergebruiken is ook van invloed op dit vraagstuk. Hoe meer bestaande centrales gesloten worden, hoe meer capaciteit van andere flexibiliteitsopties zoals nieuwe centrales of vraagrespons nodig zal zijn. Voor investeringen in nieuwe centrales zijn de risico's echter groot. Als investeringen in nieuwe centrales niet van de grond komen is dat van invloed op de leveringszekerheid. Een leveringszekerheids-probleem maakt elektrificatie van de vraag op zijn beurt weer onaantrekkelijk. Kortom, onvoldoende regelbaar opwekvermogen kan de transitie richting een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening belemmeren. Het is daarom van belang om bij discussies over sluiting van bestaande centrales het effect op de leveringszekerheid in acht te nemen.

## 7 Conclusies

Met de ambities in het Klimaatakkoord koerst Nederland af op ongeveer 75 procent hernieuwbare elektriciteitsproductie in 2030. Daarmee lijkt een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in 2040 binnen handbereik. Dat zou bovendien sterk bij kunnen dragen aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie in andere segmenten van het energiesysteem. Doel van deze verkenning is om in kaart te brengen welke stappen er nodig zijn om een volledig hernieuwbare of CO<sub>2</sub>-vrije Nederlandse elektriciteitsvoorziening in 2040 te bereiken. We verkennen daarvoor achtereenvolgens de toekomstige vraag naar elektriciteit, kostenefficiënte invulling van deze vraag en de stappen die nodig zijn om deze invulling mogelijk te maken. De benodigde stappen voor de elektriciteitsnetinfrastructuur zijn geen onderdeel van deze analyse.

Uit verschillende scenariostudies blijkt dat de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit nog zeer onzeker is, maar op basis van technisch potentieel en huidige inzicht in kosteneffectieve CO<sub>2</sub>-emissiereductie maatregelen moet rekening gehouden worden met een groei van 70 procent in 2030, 100 à 200 procent in 2040 en 150 à 400 procent in 2050. De uitdaging om een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitsvoorziening te bereiken is waarschijnlijk dus een stuk groter dan het CO<sub>2</sub>-vrij maken van de huidige vraag.

Kosteneffectieve invulling van deze groeiende behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit vergt in de eerste plaats een sterke opschaling van wind en zon ten opzichte van de ambities uit het Klimaatakkoord en in lijn met recente aanscherpingen in planvorming voor 2030 en 2040. Vooral import/export en toenemende flexibele elektrificatie, via power-to-heat en power-to-hydrogen, in combinatie met beperktere bijdragen van opslag en curtailment kunnen hier invulling geven aan de benodigde flexibiliteit. De behoefte aan regelbaar vermogen zal naar verwachting richting 2040 beperkt oplopen maar het aantal draaiuren zal sterk terug lopen door de groeiende bijdragen van wind en zon.

We zijn er in deze verkenning van uitgegaan dat een resterend deel van de vraag vervolgens met CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen moeten worden ingevuld. Het bestaande thermische vermogen biedt goede kansen om de resterende vraag naar regelbaar opwekvermogen CO<sub>2</sub>-vrij te maken en daarbij de kosten te beperken. Met name ombouw van industriële WKK en gasgestookte faciliteiten naar waterstof en bestaande kolengestookte faciliteiten naar biomassa (met CCUS) komen in deze analyse naar voren als kosteneffectieve invulling van het benodigde CO<sub>2</sub>-vrije regelbare vermogen richting 2040. Deze transitie van het bestaande regelbare fossiel vermogen naar regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen kent echter nog de nodige hindernissen:

- Innovatie: volledige waterstoftoepassing vergt nog innovatie, en verder onderzoek in de vorm van pilots en demonstraties voor 2030.
- Financiering: de huidige onrendabele top kan bij oplopende CO<sub>2</sub>-kosten verdwijnen, maar dat is nog geen gegeven.
- Infrastructuur: beschikbaarheid van elektrische infrastructuur is met ombouw van bestaand vermogen niet de grootste uitdaging, maar de beschikbaarheid van waterstofinfrastructuur vanaf 2030 is een vereiste.

- Politiek draagvlak voor toepassing van biomassa in elektriciteitsproductie ontbreekt, al lijken integrale overwegingen met betrekking tot BECCS en/of synthetische brandstof productie buiten beeld.

Uit de analyse van een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 blijkt verder dat er behoefte kan gaan ontstaan aan sporadische inzet van (super)piekvermogen van circa 10 à 11 GW die slechts in een paar honderd uur per jaar worden ingezet. Dat brengt hoge volumerisico's, zodat alternatieven met lage investeringskosten aantrekkelijker zullen zijn dan opwek. Afschakelbare vraag in de industrie biedt dan vermoedelijk een kosteneffectief alternatief. Het Nederlandse potentieel voor afschakelbare vraag in de industrie is echter beperkt in beeld en nadere verkenning van het technisch, economisch en haalbaar potentieel zou een belangrijke bijdrage leveren aan het perspectief op toekomstige bijdragen. Mogelijk blijkt dan ook de eventuele behoefte aan aanvullende prikkels voor deze alternatieven om de risico's voor investeringen in (zowel vraag- als aanbod-opties voor) CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen te beperken met concepten als strategische reserve of capaciteitsmechanismen.

Tot slot moet opgemerkt worden dat inzet op een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040 een stevige bijdrage kan leveren aan CO<sub>2</sub>-emissiereductie in zowel de elektriciteitssector als overige sectoren via elektrificatie, maar dat een volledig CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening als zelfstandig beleidsdoel in potentie ook kan leiden tot leveringszekerheidsrisico's. Dergelijke risico's kunnen elektrificatie dan afremmen, ook als met elektrificatie wel een aanzienlijke CO<sub>2</sub>-reductie te bereiken is. De bestaande borging van leveringszekerheid verdient daarmee nog nadrukkelijker aandacht dan nu al het geval is, in de onderkenning dat ook een sterke reductie van de CO<sub>2</sub>-intensiteit van elektriciteit – bijvoorbeeld 95% - sterk bijdraagt aan CO<sub>2</sub>-reductie via elektrificatie.

## Referenties

- CPB/PBL. (2015). *Nederland in 2030 en 2050: Twee referentiescenario's*. Den Haag: CPB/PBL.
- Kalavasta & Berenschot. (2020). *Systeemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050*. Kalavasta.
- AFRY. (2020). *The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind*. London: AFRY.
- Berenschot & Kalavasta. (2020). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*. Utrecht: Berenschot.
- CBS. (2021, mei 23). *Energiebalans; aanbod en verbruik, sector*. Heerlen, Limburg, Nederland.
- CE Delft. (2017). *Net voor de Toekomst*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). *Contouren en instrumenten voor een Routekaart Groengas 2020 - 2050*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2018). *Waterstofroutes Nederland*. Delft: CE Delft.
- CE Delft. (2020). *Verkenning ontwikkeling CO2-vrije flexibele energietechnieken*. Delft: CE Delft.
- CE Delft en DNV GL. (2014). *Toekomst warmtekrachtkoppeling en warmtevoorziening industrie en glastuinbouw*. Delft: CE Delft.
- CPB & PBL. (2019). *Economische effecten van CO2-beprijzing: varianten vergeleken*. Den Haag: CPB & PBL.
- De Gemeynt. (2018). *Hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen: contouren van een routekaart hernieuwbare gassen*. Klarenbeek: De Gemeynt.
- DNV. (2020). *Noordzee energie outlook*. Arnhem: DNV.
- DNV GL. (2020). *De mogelijke bijdrage van industriële vraagresponso aan leveringszekerheid*. Arnhem: DNV GL.
- EBN. (2018). *Masterplan Aardwarmte in Nederland*. Den Haag: Stichting Platform Geothermie.
- ENTSOE, E.-E. &. (2020). *TYNDP 2020, scenario report*.
- Frontier Economics. (2018). *Research on the Effects of the minimum CO2 price*. Cologne: Frontier Economics.
- Gasunie & TenneT. (2019). *Infrastructure Outlook 2050*. Groningen/Arnhem: Gasunie & TenneT.
- H-vision. (2019). *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*. Rotterdam: H-vision.
- IEA. (2020). *Advanced Biofuels – Potential for Cost Reduction*. Parijs: IEA.
- IEA. (2021). *Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector*. Parijs: IEA.
- Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselveiligheid, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties. (2021). *Ontwerp Programma Noordzee 2022 - 2027*. Den Haag: Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, Ministerie van Landbouw, Natuur en Voedselveiligheid, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Ministerie van Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties.
- NVDE. (2020). *NVDE analyse concept Regionale Energiestrategieën*. Utrecht: NVDE.
- Overlegtafel Energievoorziening. (2020). *Leveringszekerheid Elektriciteitsvoorziening*. Den Haag: Overlegtafel Energievoorziening.

- PBL. (2014). *Biomass Wishes and Limitations*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2018). *De toekomst van de Noordzee*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2018). *Expertbijeenkomst minimum CO2-prijs en leveringszekerheid*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2019). *Korte modelbeschrijving OPERA*. Den Haag: PBL.
- PBL. (2020). *Regionale Energie Strategieën*. Den Haag: PBL.
- PBL, RIVM, RVO en TNO. (2020). *Klimaat- en Energieverkenning 2020*. Den Haag: PBL.
- PBL, RVO, RIVM, CBS, WU & TNO. (2021). *Klimaat- en energieverkenning 2021*. Den Haag: PBL.
- Sintef. (2019). *D1.4 Mapping, Characterization and Critical Evaluation of the State-of-the-Art*. Trondheim: Arbaheat.
- Sociaal-economische Raad. (2020). *Biomassa in balans: een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biograndstoffen*. Den Haag: Sociaal-economische Raad.
- Stuurgroep extra opgave. (2021). *Complementair Ontwikkelen*. Den Haag: Stuurgroep extra opgave.
- Swedish Environmental Research Institute & Chalmers University of Technology. (2021). *Incentivizing BECCS—A Swedish Case Study*. Lausanne: Frontiers in Climate.
- TenneT. (2020). *Leveringszekerheid elektriciteitsvoorziening*.
- TKI Energie en Industrie. (2021). *Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie*. Amersfoort: TKI Energie en Industrie.
- TNO. (2020). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*. Amsterdam: TNO.
- TNO. (2022). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 - Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstocks*. Amsterdam: TNO.
- University of Texas at Austin. (2013). *Generation capacity expansion planning using screening curves method*. Austin: University of Texas at Austin.
- VVD, CDA, D66 en ChristenUnie. (2017). *Vertrouwen in de toekomst, Regeerakkoord 2017 – 2021*. Den Haag: VVD, CDA, D66 en ChristenUnie.
- Werkgroep netimpact. (2021). *Samen slimmer sturen!* Den Haag: NPRES.



## A Overzicht scenariostudies

### A.1 TNO (2020)

<b>Studie</b>	Towards a sustainable energy system in the Netherlands in 2050
<b>Auteur/organisatie</b>	TNO
<b>Publicatiejaar</b>	2020
<b>Doel studie</b>	Verkenning van verschillende mogelijkheden om broeikasgasdoelstellingen uit het Klimaatakkoord (2030) en de Klimaatwet (2050) te bereiken.
<b>Focus studie</b>	Geen specifieke focus
<b>Startjaar scenario's</b>	2018
<b>Steekjaren scenario's</b>	2030, 2040, 2050
<b>Scope</b>	Hele Nederlandse energiesysteem, inclusief internationale lucht- en scheepvaart.
<b>Scenario's</b>	1. ADAPT 2. TRANSFORM
<b>Ratio scenario's</b>	Het verschil tussen de scenario's is de intrinsieke motivatie van burgers en bedrijven om te veranderen. In het ADAPT-scenario is deze motivatie laag en is de inzet om de huidige levensstandaarden te behouden. De gedachte is daarom dat het energiesysteem CO <sub>2</sub> -vrij moet worden, zonder de energievraag te veranderen door bijvoorbeeld gedragsverandering. CCS en biomassa zijn toegestaan in dit scenario. In het TRANSFORM-scenario besluit de maatschappij tot gedragsverandering en structurele verandering van productieprocessen. De energie-intensiteit daalt daardoor. In dit scenario is er geen publieke acceptatie van CCS en biomassa.
<b>GHG-reductie</b>	Nationale CO <sub>2</sub> -reductie in beide scenario's: 2030 à 49% 2040 à 72% 2050 à 95% Verschil tussen scenario's CO <sub>2</sub> -reductie internationale lucht- en scheepvaart. ADAPT 50% reductie in 2050. TRANSFORM 95% reductie in 2050.
<b>Optimalisatie vs. Aangenomen scenario</b>	Optimalisatie van het energiesysteem (laagste kosten) onder de randvoorwaarde van het bereiken van CO <sub>2</sub> -doelen en verschillende andere beperkingen (bijvoorbeeld potentiëlen).
<b>Belangrijkste inputs</b>	1. Economische ontwikkeling 2. Demografische ontwikkeling 3. GHG-reductiedoelstellingen (verschilt per scenario) 4. Internationale trends 5. Technologiekosten en -ontwikkeling 6. Vraag naar energie/producten (verschilt per scenario) 7. Beperkingen aan technologieën (verschilt per scenario)
<b>Belangrijkste outputs</b>	1. Totaal primair energieaanbod 2. Energieproductie 3. Energieconsumptie 4. GHG emissies 5. Energie-infrastructuur 6. Totale energiesysteem 7. Energiesysteemkosten
<b>Opmerking</b>	Resultaten zijn vaak weergegeven per sector of deel van het energiesysteem. Soms inclusief en soms exclusief feedstock. Soms inclusief en soms exclusief internationale lucht- en scheepvaart.

## A.2 Berenschot & Kalavasta (2020)

<b>Studie</b>	Klimaatneutrale energiescenario's 2050
<b>Auteur/organisatie</b>	Berenschot & Kalavasta
<b>Publicatiejaar</b>	2020
<b>Doel studie</b>	Het doel van deze scenarioanalyse om een goed zicht te krijgen op de infrastructuur die nodig is in 2050 en welke stappen daarom nu al gezet moeten worden. Het gaat daarbij niet alleen om de energiedragers gas en elektriciteit, maar ook om warmte, waterstof en CO <sub>2</sub> .
<b>Focus studie</b>	Input voor investeringsplannen energie-infrastructureur, maar brede focus.
<b>Startjaar scenario's</b>	2015 (Startjaar), 2030 (Klimaatakkoord)
<b>Steekjaren scenario's</b>	2050
<b>Scope</b>	Hele Nederlandse energiesysteem, inclusief internationale lucht- en scheepvaart.
<b>Scenario's</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Regionale sturing</li> <li>2. Nationale sturing</li> <li>3. Europese sturing</li> <li>4. Internationale sturing</li> </ol>
<b>Ratio scenario's</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Regionale sturing:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Nederland haalt CO<sub>2</sub>-doelen door regionale ontwikkeling</li> <li>b. Zelfvoorzienend</li> <li>c. Geen importen</li> <li>d. Krimp van energie-intensieve industrie</li> <li>e. Regionale projecten</li> <li>f. Burgers zeer gedreven</li> <li>g. Circulariteit speerpunt voor goederen en voedselproductie</li> </ol> </li> <li>2. Nationale sturing:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Nederland haalt CO<sub>2</sub>-doelen nationaal als koploper in Europa</li> <li>b. Zeer hoge mate zelfvoorziening</li> <li>c. Minimale importen</li> <li>d. Energie-intensieve industrie blijft gelijk aan de huidige omvang</li> <li>e. Grote nationale projecten</li> <li>f. Circulariteit belangrijk voor goederen en voedselproductie</li> </ol> </li> <li>3. Europese sturing:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Europa haalt CO<sub>2</sub>-doelen en is daarin koploper in de wereld</li> <li>b. Algemene CO<sub>2</sub>-heffing, importheffingen &amp; compensatie aan de grenzen van Europa</li> <li>c. Energie-intensieve industrie groeit</li> <li>d. Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt</li> <li>e. CCS krijgt veel ruimte</li> </ol> </li> <li>4. Internationale sturing:             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Gehele wereld streeft naar CO<sub>2</sub>-doelen, fossiel wordt sterk beperkt</li> <li>b. Vrije handel wordt gestimuleerd</li> <li>c. Handelinfrastructuren worden bevorderd</li> <li>d. Energie-intensieve industrie groeit</li> <li>e. Wereldwijde waterstof- en biomassamarkt</li> <li>f. CCS krijgt ruimte</li> </ol> </li> </ol>

<b>GHG-reductie</b>	In alle scenario's: 2030 à 49% (Klimaatakkoord) 2050 à 100% (inclusief internationale lucht- en scheepvaart)
<b>Optimalisatie vs. Aangenomen scenario</b>	Aangenomen scenario. Energietransitiemodel (ETM) berekent kosten, infrastructuur en emissies op basis van ingevoerde vraag, aanbod en andere karakteristieken per sector.
<b>Belangrijkste inputs</b>	Zie tabel 2 van de publicatie.
<b>Belangrijkste outputs</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Finale energievraag</li><li>2. Primair energieaanbod</li><li>3. Vermogens en volumes in de elektriciteitsproductie</li><li>4. Biomassa</li><li>5. Waterstofbalans</li><li>6. CO<sub>2</sub></li><li>7. Circulair</li><li>8. Energie-infrastructuur</li><li>9. Kosten</li></ol>
<b>Opmerking</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Vervolgstudie op Net voor de Toekomst (CE Delft, 2017)</li><li>- Scenario's divergeren pas vanaf 2030</li><li>- Geen tussenresultaten voor 2040</li></ul>

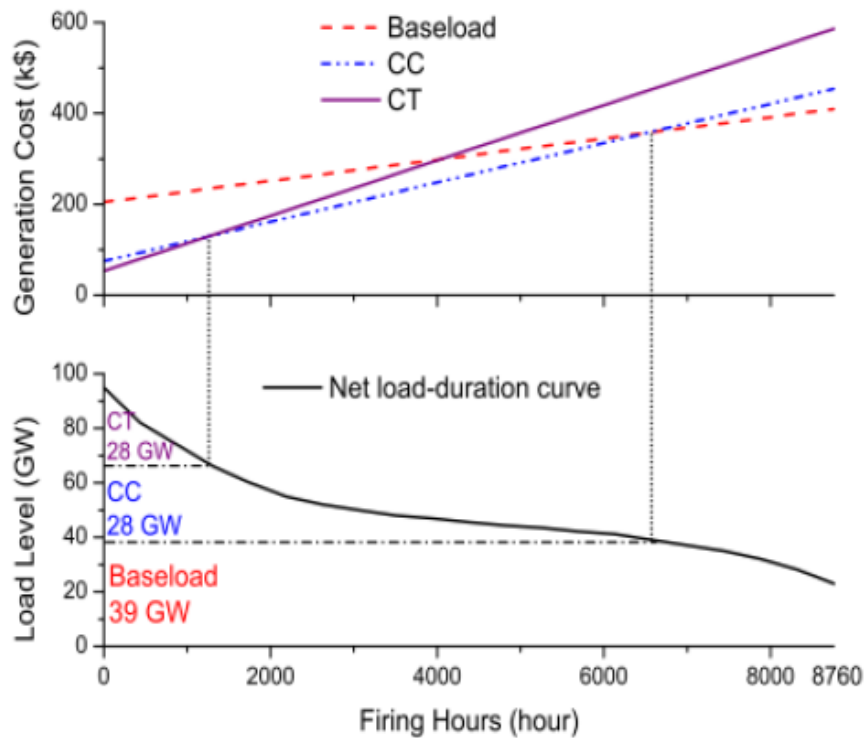
## B Toelichting screening curve methodiek

De screening curve methodiek is een eerste orde investeringsanalyse om een kosteneffectieve invulling van een gegeven elektriciteitsvraag met regelbaar opwekvermogen op te stellen. Figuur B.1. illustreert de screening curve methodiek.

De bovenste grafiek van Figuur B.1. geeft de zogenaamde screening curves weer, die de totale kosten van elektriciteitsproductie per technische optie weergeven bij oplopende jaarlijkse inzet. In dit voorbeeld zijn drie technische opties weergegeven:

- een basislast optie (baseload, rode lijn);
- een middenlast optie (combined-cycle gas turbine, blauwe lijn); en
- een pieklast eenheid (simple-cycle combustion turbine, paarse lijn).

Aan de linkerzijde, bij nul uren inzet, zijn deze totale kosten voor elke optie gelijk aan de vaste kosten. Naarmate het aantal uren van inzet oploopt, lopen de kosten per optie verder op door toenemende variabele kosten van productie. De marginale eenheid wordt bepaald door de onderzijde van de bundel van curven. In de ongeveer 1200 uur met de hoogste vraag vormt de pieklast eenheid de marginale eenheid. In de navolgende ongeveer 5500 middenlast uren vormt de middenlast eenheid de marginale eenheid. In de resterende uren met de laagste vraag, ongeveer 2000 uur in dit geval, vormt de basislast eenheid de marginale eenheid.



Figuur B. 1 Illustratie van de screening curve methodiek (University of Texas at Austin, 2013)

Deze inzet kan vervolgens geprojecteerd worden op de (residuele) belastingduurkromme van het systeem, zoals weergegeven in de onderste grafiek in Figuur B.1. Daaruit volgt het kostenefficiënte opgesteld vermogen per optie, met in dit voorbeeld 39 GW aan basislast eenheden, 28 GW aan middenlast eenheden en 28 GW aan pieklast eenheden.

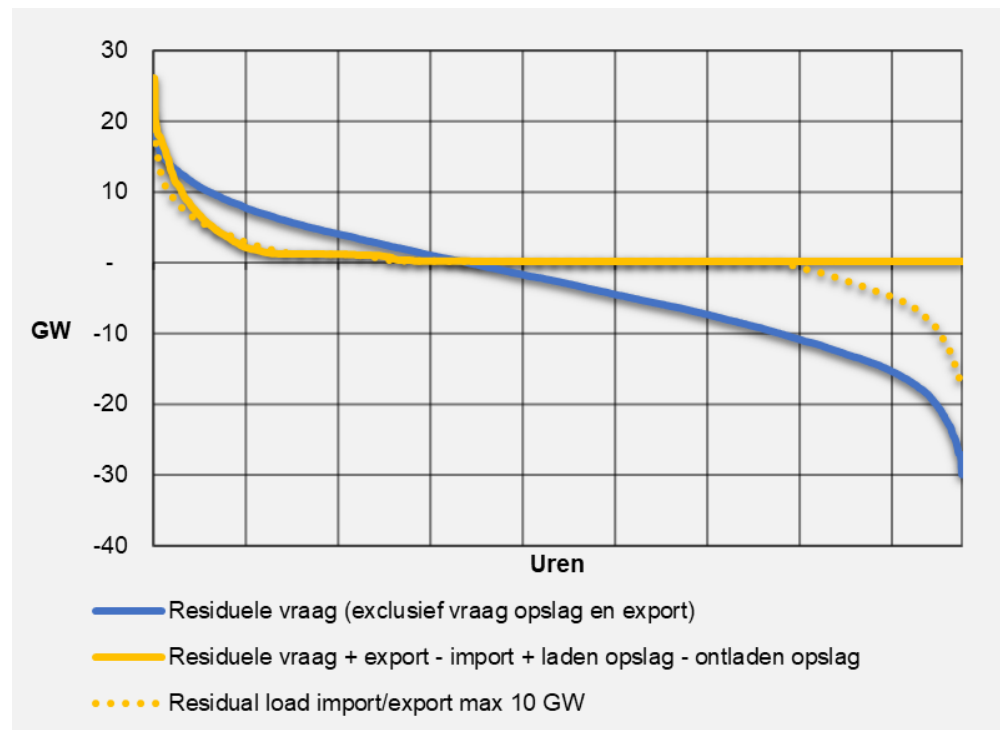
De methode veronderstelt dat de eenheden met de laagste marginale kosten van productie worden ingezet om aan de vraag te voldoen. Gegeven een (residuele) belastingduurkromme, kan met een screening curve-berekening ingeschat worden welke eenheden een aantrekkelijke investering zijn en welke bedrijfstijd deze eenheden zullen realiseren op basis van de marginale kosten van productie.

De methode kent beperkingen omdat complexere operationele beperkingen zoals opstartkosten van de installatie, schakelsnelheid (i.e. ramp rates), minimale up – en downtime en systeemperspectieven zoals transmissie en systeemdiensten niet tot uitdrukking komen in de methodiek. De methode levert dus slechts een inschatting van de daadwerkelijke inzet van de eenheid. De methode wordt daarom veelal ingezet voor een eerste verkenning, gevolgd door complexere model evaluaties.

Hoewel de screening curve methode beperkingen kent, kunnen we met deze methode relatief eenvoudig een eerste inschatting maken van de benodigde capaciteit en inzet van verschillende technologieën, zoals beoogd in dit onderzoek.

## C Inschatting effect beperkte import/export capaciteit

In TRANSFORM en ADAPT is gerekend met een interconnectiecapaciteit van circa 27 GW. Dit is vermoedelijk hoger dan in de praktijk mogelijk is. Een beperktere interconnectiecapaciteit zorgt ervoor dat andere flexibiliteitsbronnen nodig zijn. figuur C.1 geeft het effect van een beperking van de interconnectiecapaciteit tot 10 GW weer op de vraag naar regelbaar vermogen. De blauwe lijn in de figuur is de residuele vraag waarbij vraag voor het laden van opslag en vraag voor export buiten beschouwing zijn gelaten. De aanname is hierbij dat het opgestelde vermogen van wind en zon gelijk blijft. Duidelijk zichtbaar is dat in een groot aantal uren er substantiële overschotten van wind en zon zijn.



Figuur C.1 Effect op de residuele vraag bij een beperking van de interconnectiecapaciteit tot 10 GW in het TRANSFORM scenario in 2040

Met een interconnectiecapaciteit van 27 GW worden deze overschotten grotendeels geëxporteerd. Een beperkt deel van de overschotten wordt opgeslagen. De combinatie van export en opslag brengt de vraag naar regelbaar vermogen in veel uren naar nul, zodat het systeem in balans is.

Beperking van de interconnectiecapaciteit naar 10 GW beperkt zowel de capaciteit voor import als voor export. In de praktijk wordt echter vooral de capaciteit voor export beperkt. Aan de linkerzijde van de figuur verandert daardoor weinig, terwijl de export van overschotten van wind en zon aan de rechterzijde van de figuur niet meer mogelijk is. Dit is zichtbaar doordat de vraag naar regelbaar vermogen in veel uren negatief wordt: het systeem is niet meer in balans.

Er zijn verschillende mogelijkheden om de balans te herstellen:

- In uren met veel productie van wind en zon is een hogere vraag aantrekkelijk, zoals bijvoorbeeld door vraagrespons van power-to-heat of power-to-hydrogen of door elektriciteitsopslag;
- Ook curtailment van wind en zon in uren met overschotten voorkomt overschotten. Curtailment zorgt er echter voor dat de business case voor wind en zon verslechterd. De consequentie van curtailment is dus dat een lager opgesteld vermogen van wind en zon vermoedelijk optimaal is. Een lager opgesteld vermogen van wind en zon verhoogt op zijn beurt weer de vraag naar regelbaar vermogen (uitgaande van dezelfde elektriciteitsvraag).

Hoe deze mogelijkheden precies worden ingezet kan alleen worden bepaald door uitgebreidere modellering. Duidelijk is echter dat een beperking van de interconnectiecapaciteit vooral de export van wind en zon beperkt.

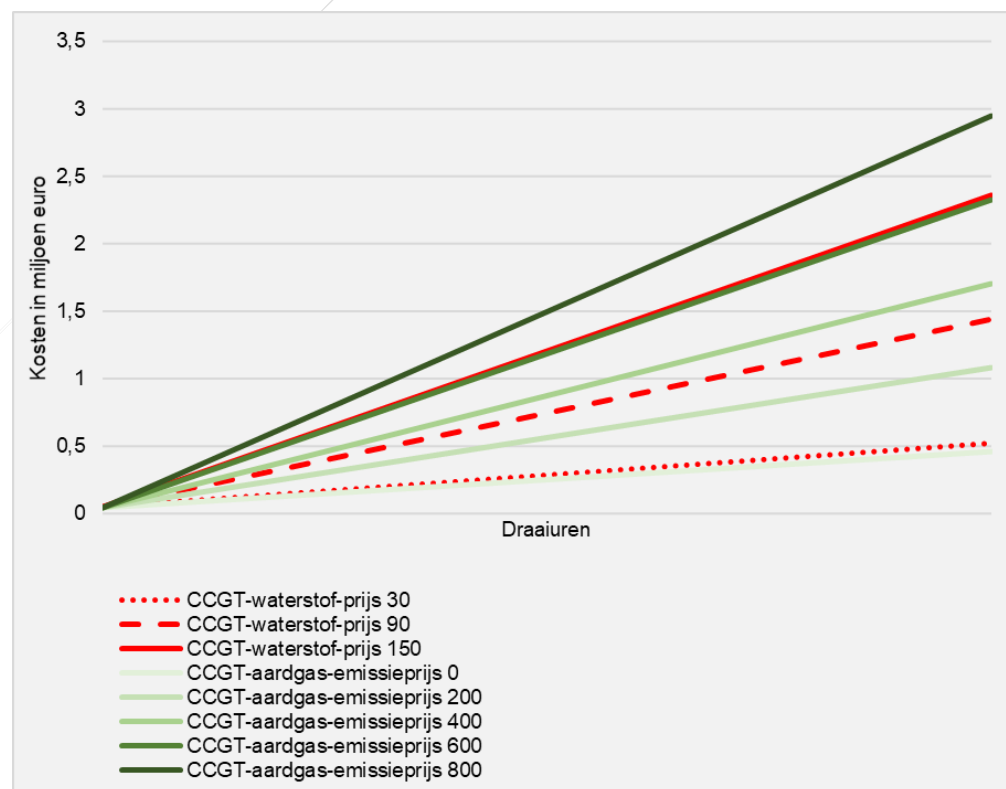
## D Vaste en variabele kosten CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

Optie CO <sub>2</sub> -vrij regelbaar vermogen	Kosten 2030			Kosten 2040		
	Vaste kosten	Variabele kosten zonder waardering negatieve emissies	Variabele kosten met waardering negatieve emissies	Vaste kosten	Variabele kosten zonder waardering negatieve emissies	Variabele kosten met waardering negatieve emissies
	€/MWe/jaar	€/MWh	€/MWh	€/MWe/jaar	€/MWh	€/MWh
OCGT (nieuw) - groen gas	41.607	230	230	41.607	230	230
OCGT (nieuw) - waterstof	41.607	289	289	41.607	289	289
CCGT (retrofit) - groen gas	43.508	122	122	43.508	122	122
CCGT (retrofit) - waterstof	49.077	159	159	49.077	159	159
CCGT (retrofit) - aardgas - CCS	120.863	78	78	120.863	78	78
CCGT (retrofit) - groen gas - CCS	120.863	155	114	120.863	155	114
CCGT (retrofit) - aardgas - Oxy-fuel CCS	179.370	76	76	179.370	76	76
CCGT (retrofit) - groen gas - Oxy-fuel CCS	179.370	168	132	179.370	168	132
CCGT (retrofit) - aardgas - Oxy-fuel CCS (gratis zuurstof)	94.456	69	69	94.456	69	69
CCGT (retrofit) - groen gas - Oxy-fuel CCS (gratis zuurstof)	94.456	151	116	94.456	151	116
CCGT (nieuw) - groen gas	76.545	122	122	74.185	122	122
CCGT (nieuw) - waterstof	76.545	159	159	74.185	159	159
CCGT (nieuw) - aardgas - CCS	163.206	81	81	135.832	81	81
CCGT (nieuw) - groen gas - CCS	163.206	158	117	135.832	158	117
CCGT (nieuw) - aardgas - Oxy-fuel CCS	212.408	76	76	210.048	76	76
CCGT (nieuw) - groen gas - Oxy-fuel CCS	212.408	168	132	210.048	168	132
CCGT (nieuw) - aardgas - Oxy-fuel CCS (gratis zuurstof)	127.494	69	69	125.134	69	69
CCGT (nieuw) - groen gas - Oxy-fuel CCS (gratis zuurstof)	127.494	151	116	125.134	151	116
Kolencentrale (hergebruik) - biomassa	48.884	82	82	48.884	82	82
Kolencentrale (hergebruik) - biomassa - CCS	73.368	139	35	73.368	139	35
Kolencentrale (nieuw) - biomassa	391.284	85	85	349.596	85	85
Kolencentrale (nieuw) - biomassa - CCS	585.401	142	37	501.616	142	37
Nucleair generatie 3 (nieuw) - uranium	373.464	7	7	350.999	7	7
Industriële WKK (nieuw) GT/HRSG - groen gas	105.450	135	135	105.450	135	135
Industriële WKK (nieuw) GT/HRSG - waterstof	96.490	176	176	96.490	176	176
Industriële WKK (nieuw) CCGT - groen gas	73.730	78	78	71.370	78	78
Industriële WKK (nieuw) CCGT - waterstof	64.043	102	102	61.684	102	102



## E Vergelijking CCGT op waterstof met CCGT op aardgas

Er is een potentieel van circa 9 GWe van bestaande CCGT centrales die na investeringen om de levensduur te kunnen verlengen kunnen worden omgebouwd naar waterstof. Deze centrales komen als aantrekkelijke optie naar voren voor de het middelste deel van de vraag naar regelbaar vermogen. Dezelfde centrales kunnen ook blijven draaien op aardgas. In dat geval reteren CO<sub>2</sub>-emissies. We kunnen berekenen bij welke CO<sub>2</sub>-prijs in relatie tot de waterstofprijs de ombouw van de centrales naar waterstof rendabel is. Figuur E.1 geeft het resultaat weer d.m.v. de screening curves. In Tabel E.1 zijn de uitgangspunten voor deze berekening opgenomen. De conclusie is dat bij een gemiddelde waterstofprijs van 90 €/MWh de ombouw pas rendabel wordt bij een CO<sub>2</sub>-prijs van boven de 300 euro per ton CO<sub>2</sub>. Bij een waterstofprijs van 30 €/MWh is slechts een zeer beperkte CO<sub>2</sub>-prijs nodig om het verschil te overbruggen. Bij een waterstofprijs van 150 €/MWh zijn CO<sub>2</sub>-prijzen van 600 €/ton nodig om het verschil te overbruggen.



Figuur E.1 Screening curves voor een CCGT op waterstof en een CCGT op aardgas bij een oplopende emissieprijs (100, 200, 300 en 400 euro per ton CO<sub>2</sub>)

Tabel E. 1 Input voor vergelijking kosten CCGT op waterstof en CCGT op aardgas

Kostensoort	CCGT H2	CCGT aardgas
Investering levensduurverlenging	350 € / kW (50% van nieuwe centrale)	350 € / kW (50% van nieuwe centrale)
Investering ombouw waterstof	59 € / kW	n.v.t
Levensduur	20 jaar	20 jaar
Rente	7%	7%
Vaste O&M	10.470 € / MW / jaar	10.470 € / MW / jaar
Variabele O&M	1,5 € / MWh	1,5 € / MWh
Efficiëntie	57,2 %	57,2%
Emissies	0 kg / MWh	355 kg / MWh
Brandstofprijs	30, 90, 150 € / MWh	26 € / MWh
Emissieprijs	N.v.t.	0, 100, 200, 300, 400 € / ton CO <sub>2</sub>

Bepalend voor dit resultaat is het verschil tussen de aardgasprijs van 26 €/MWh en de waterstofprijs. Hoe kleiner dit prijsverschil, hoe lagere CO<sub>2</sub>-prijzen nodig zijn voor de overstap. Een grote range voor waterstofprijzen vertaalt zich daarom in een grote range voor de benodigde CO<sub>2</sub>-prijzen. Op dit moment ligt de aardgasprijs echter veel hoger dan 26 euro en voor de waterstofprijs hanteren we een ruime range (30 tot 150 €/MWh). Het valt echter te verwachten dat de waterstofprijs afhankelijk zal zijn van de aardgasprijs, omdat aardgas wordt gebruikt bij de productie van grijze en blauwe waterstof. Een stijging van de gasprijs werkt dan door in een hogere waterstofprijs.