100% CO_2-vrije elektriciteit in 2035

Spoorboekje voor opschaling naar 2035

CE Delft

Committed to the Environment

100% CO_2-vrije elektriciteit in 2035

Spoorboekje voor opschaling naar 2035

Dit rapport is geschreven door:
Frans Rooijers, Chris Jongsma, Nina Voulis

Delft, CE Delft, juli 2022

Publicatienummer: 22.220186.098

Elektriciteitvoorziening / Elektriciteitscentrales / Productie / Kooldioxide / Afname / Technologie / Beleid / Korte termijn / Lange termijn / Vraag en aanbod / Economische factoren
VT: CO_2-vrij

Opdrachtgever: Natuur & Milieu

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

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

Inhoud

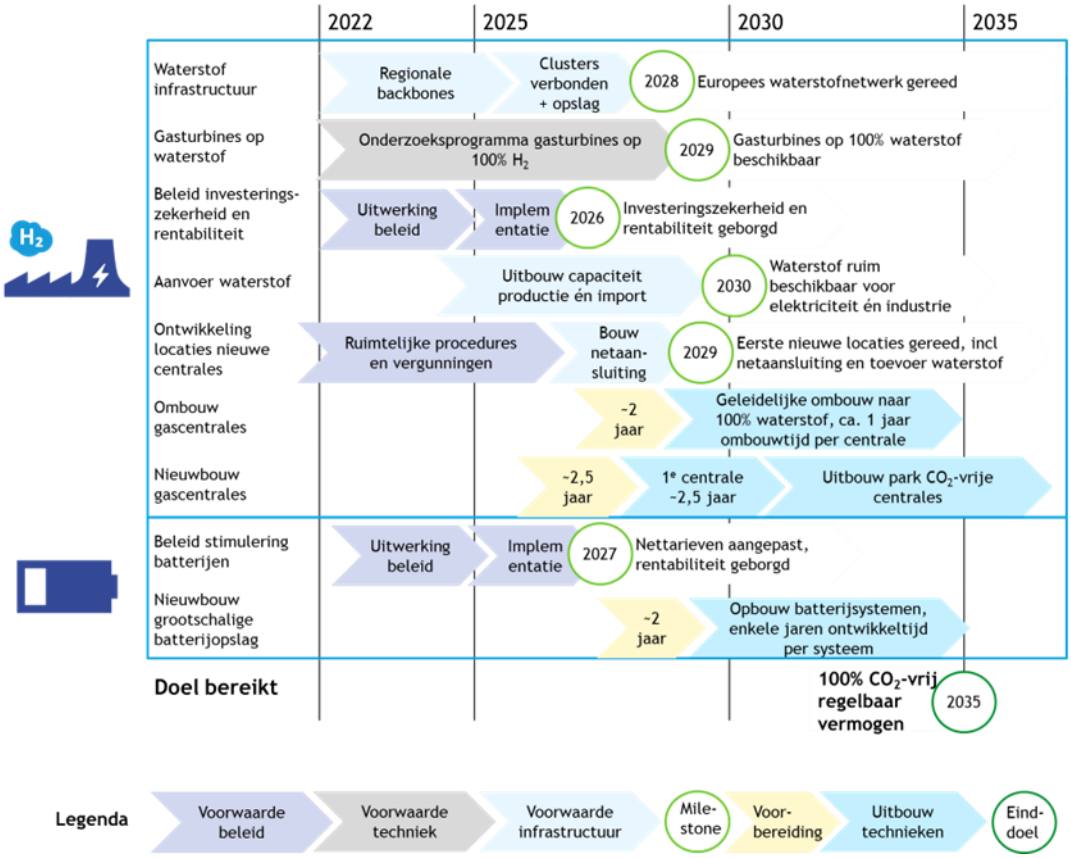
	Samenvatting	3
1	100% CO_2-vrije elektriciteit betekent ook CO_2-vrije flex	6
2	Hoeveel flexibel vermogen is er in de toekomst nodig?	7
	2.1 De toekomstige behoefte aan flexibel vermogen	7
	2.2 De beschikbaarheid van regelbare centrales in de toekomst	10
	2.3 De match tussen vraag en beschikbaarheid van regelbare centrales	11
3	Technieken voor CO_2-vrij flexibel vermogen	13
	3.1 Gascentrales op waterstof	14
	3.2 Brandstofcellen op waterstof	18
	3.3 Batterijen	19
	3.4 Vraagsturing	20
	3.5 Interconnectoren	21
	3.6 Onderlinge relatie van vier technieken	22
4	Voorwaardenscheppend beleid voor CO_2-vrije elektriciteit	24
	4.1 Huidig beleid leidt tot minder regelbaar vermogen en dat wordt niet CO_2-vrij	24
	4.2 Twee stappen naar nieuw, CO_2-vrij regelbaar vermogen	27
5	Overige belemmeringen	31
	5.1 Lange termijn – tekort	31
	5.2 Korte termijn – tekort	33
	5.3 Korte termijn – overschot	34
	5.4 Lange termijn – overschot	34
6	Spoorboekje naar 100% CO_2-vrije elektriciteit in 2035	35
7	Literatuur	38
A	Modelbeschrijving Powerflex	40

Samenvatting

Nu beleid nodig voor 100% CO_2-vrije elektriciteit in 2035

In dit onderzoek presenteert CE Delft in opdracht van Natuur & Milieu een spoorboekje voor een volledig CO_2-vrije elektriciteitssector in 2035 en welk beleid daarvoor nodig is. Zonder nieuwe beleidsmaatregelen komt er geen CO_2-vrij regelbaar vermogen om langdurige tekorten van zon en wind aan te vullen. De technieken (gascentrales op waterstof en brandstofcellen) moeten verder ontwikkeld worden qua efficiency en kosten, maar bovenal zal CO_2-vrij via normen moeten worden vastgelegd.
De leveringszekerheid bij een groot aandeel zon en wind zal door de overheid zeker moeten worden gesteld door een capaciteitsmarkt, hoge boetes, of eigen investeringen in productiemiddelen. Kortdurende tekorten kunnen goed worden opgelost met batterijen, een volwassen techniek die wacht op beleid voor opschaling.

Figuur 1 - Spoorboekje naar 100% vrije elektriciteit in 2035



Om de opwarming van de aarde tot 1,5 °C te beperken, moeten geavanceerde economieën zoals Nederland hun elektriciteitsvoorziening uiterlijk in 2035 CO_2-vrij hebben ingericht. Daarnaast heeft de oorlog in Oekraïne een sterke beweging in Europa op gang gebracht richting minder energieafhankelijkheid door een versnelde uitrol van hernieuwbaar op eigen bodem. Ook vervanging van het gasverbruik van regelbare centrales past in die trend.

Natuur & Milieu heeft CE Delft gevraagd om in kaart te brengen hoe een tijdspad naar een CO_2-vrije elektriciteitssector in 2035 eruit ziet. In dit rapport presenteren wij het 'spoorboekje naar CO_2-vrije elektriciteit'.

Spoorboekje naar 100% CO_2-vrij regelbaar vermogen in 2035 (Hoofdstuk 6)

In Figuur 1 is visueel weergegeven wat wanneer concreet moet gebeuren om in 2035 voldoende CO_2-vrij regelbaar vermogen te hebben. Dit pad lichten we zo verder toe.

Met name de tijdlijn voor nieuwbouw en ombouw van gascentrales op waterstof is knellend. Het is zaak om snel van start te gaan. Het maken van nieuw beleid, het ontwikkelen van nieuwe locaties voor de centrales, de ontwikkeling en opschaling van de techniek en de uitbouw van de aanvoer van waterstof kennen lange doorlooptijden. Al deze zaken zijn nodig om centrales op waterstof te kunnen laten draaien en met al deze zaken moet de overheid nu starten om rond 2030 de eerste installaties op gigawattschaal te openen.

Een CO_2-vrije elektriciteitsvoorziening vereist CO_2-vrije centrales (Hoofdstuk 1)

De Nederlandse elektriciteitsvraag wordt voor een steeds groter deel ingevuld met elektriciteit uit zon en wind. Met een toenemend aandeel zon en wind zijn er steeds vaker periodes van overschotten, terwijl er fossiele centrales worden ingezet om de tekorten aan te vullen. Voor een volledig CO_2-vrije elektriciteitsvoorziening is het nodig dat de overschotten nuttig aangewend worden en de tekorten aangevuld worden zonder dat dat leidt tot CO_2-uitstoot.

Nederland zal nieuwe regelbare centrales moeten bouwen (Hoofdstuk 2)

De elektriciteitsvraag neemt de komende jaren sterk toe, door elektrificatie van woningen, vervoer en industrie. Een toenemende elektriciteitsvraag betekent dat er een hoger vermogen aan regelbare centrales nodig is, om in de vraag te voorzien als er geen elektriciteit is uit zon en wind. Terwijl de vraag naar regelbaar vermogen uit centrales toeneemt, zullen er in de toekomst juist minder centrales beschikbaar zijn. Er zijn geen plannen voor nieuwe centrales terwijl er wel plannen zijn om centrales te sluiten en warmtekrachtkoppeling (wkk) economisch steeds minder aantrekkelijk wordt. Er zullen dus vanaf eind jaren '20 nieuwe centrales gebouwd moeten worden om de leveringszekerheid te borgen.

Meeste technieken technisch gereed voor 2030, maar nog niet rendabel (Hoofdstuk 3)

Batterijen, gascentrales op waterstof en brandstofcellen kunnen CO_2-vrij vermogen leveren. Gascentrales en brandstofcellen op waterstof zijn technisch nog niet gereed om op gigawattschaal gebouwd te worden, maar batterijen wel. Alle technieken zullen echter moeten concurreren met (afgeschreven) centrales op aardgas. Waterstof zal nog lange tijd duurder blijven dan aardgas, en batterijen moeten hoge nettarieven afdragen. Zonder beleidswijzigingen zullen deze technieken dan ook niet rendabel zijn in 2030.

Beleid nodig om investeringen in CO_2-vrije centrales uit te lokken (Hoofdstuk 4)

In de Nederlandse energiemarkt moeten investeerders hun investering terugverdienen door elektriciteit met winst te verkopen. Er zijn geen belangrijke andere inkomstenbronnen. Wind en zon zorgen echter voor steeds meer uren met lage marktprijzen, waardoor het voor investeerders in nieuwe centrales te onzeker is hoe vaak de centrale zal draaien en wat de elektriciteitsprijs op die uren zal zijn. Daarnaast blijkt uit literatuur dat de incentives voor de maatschappij en energieleveranciers tegenovergesteld zijn: de maatschappij heeft baat bij een ruim aanbod van elektriciteit, de leveranciers profiteren juist van schaarste.

Mochten er toch nieuwe centrales gebouwd worden, dan is het niet vanzelfsprekend dat deze CO_2-vrij zullen zijn. Aardgascentrales zijn goedkoop en partijen zijn er bekend mee.

Er is dus beleid nodig om zowel de investeringszekerheid te verhogen als af te dwingen dat de nieuwe centrales CO_2-vrij zijn. Dit kan bijvoorbeeld door fossiele centrales extra te belasten, door op alle momenten een minimumaandeel CO_2-vrije elektriciteit te eisen of door nieuwe CO_2-vrije centrales een capaciteitsvergoeding te geven.

Op tijd beginnen met realiseren niet-financiële randvoorwaarden (Hoofdstuk 5)

Behalve een businesscase moeten er nog meer dingen gebeuren om op tijd voldoende regelbaar vermogen te hebben:

- Er moet ruimte gereserveerd worden voor zowel de nieuwe centrales als de hoogspanningslijnen ernaar toe. Dit kost veel tijd door ruimtelijke procedures.
- Er moet een landelijke waterstofinfrastructuur aangelegd worden, inclusief opslag. Naar verwachting is dit ruim op tijd afgerond.
- Zowel de binnenlandse productie als de import van waterstof zal flink opgeschaald moeten worden. Deze extra vraag komt bovenop de bestaande vraag, maar is nodig om genoeg waterstof te hebben om óók de elektriciteitscentrales te voorzien, naast de industrie en het zwaar transport.

1 100% CO_2-vrije elektriciteit betekent ook CO_2-vrije flex

De Nederlandse elektriciteitsvoorziening wordt dit decennium sterk afhankelijk van de weersafhankelijke opwektechnieken zon en wind. In 2030 moet in ieder geval 70% van de elektriciteitsvraag worden voorzien door hernieuwbare bronnen. Dit percentage ligt mogelijk nog hoger wanneer de restemissies van de elektriciteitssector 6,1 Mton CO_2/j moeten zijn in 2030, conform het coalitieakkoord en het Ontwerp Beleidsprogramma Klimaat (Rijksoverheid, 2022).

Door de toenemende invloed van variabele elektriciteit uit wind- en zonne-energie op het elektriciteitssysteem krijgen we te maken met significante overschotten en significante tekorten. De tekorten worden nu voornamelijk opgevangen door gas- en kolencentrales. In een CO_2-vrij systeem moet er een vervanger komen voor deze fossiele brandstoffen. Vervangende opties zijn onder andere opslag, CO_2-vrije gassen, vraag- en aanbodsturing en interconnectiecapaciteit.

Geavanceerde economieën zoals Nederland zullen hun elektriciteitssector in 2035 volledig CO_2-vrij gemaakt moeten hebben in 2035 om het doel van maximaal 1,5 °C opwarming niet uit het oog te verliezen (IEA, 2021). Dit is ook technisch en financieel gezien goed haalbaar. Duitsland heeft dit zichzelf al voorgenomen. Nederland zou hetzelfde doel kunnen nastreven.

Een versnelde ontwikkeling van een volledig CO_2-vrije elektriciteitsontwikkeling zou daarnaast bijdragen aan afhankelijkheid van energie uit het buitenland. Het gaat immers veelal om het slimmer en anders gebruiken van energie van eigen bodem, slechts waar nodig aangevuld door importen.

Een volledig CO_2-vrije elektriciteitsvoorziening vereist voldoende CO_2-vrij flexibel vermogen, zowel voor de overschotten als de tekorten. Voor de tekorten betekent het dat er CO_2-vrij regelbaar vermogen komt, naast de uitbouw van zon en wind. De ervaring leert echter dat investeringen in infrastructuur en decentraal vermogen lang kunnen duren. CE Delft heeft dit uitgezocht in een studie voor de NVDE (CE Delft, 2021). Sommige technieken voor CO_2-vrij flexibel vermogen zijn op dit moment nog niet klaar voor opschaling omdat er belemmeringen zijn in bijvoorbeeld de stand van de techniek, kosten, kennis, beleid en marktcondities. Natuur & Milieu wil daarom nu aandacht besteden aan de opschaling van CO_2-vrij flexibel vermogen en het wegnemen van belemmeringen die deze opschaling in de weg staan.

Natuur & Milieu heeft als doel om de uitrol van de benodigde CO_2-vrije flextechnieken te versnellen, zodat ze op tijd de benodigde schaal hebben bereikt. Zo kan Nederland in 2035 een CO_2-vrije elektriciteitsvoorziening hebben. Daarvoor is een beeld nodig om de benodigde technieken te kunnen opschalen tot gigawattschaal in 2030. Het doel van dit onderzoek is dan ook om een 'spoorboekje' te ontwikkelen voor de komende jaren: wat is er nodig om cruciale technieken voor CO_2-vrij flexibel vermogen vanaf 2030 op Gigawattschaal uit te kunnen rollen? We leggen daarbij de nadruk op regelbaar vermogen voor tekorten, omdat dat het meest kritisch is voor de leveringszekerheid.

2 Hoeveel flexibel vermogen is er in de toekomst nodig?

In dit hoofdstuk geven we inzicht in hoeveel vermogen er nodig is in 2030 en in 2035. Zo ontstaat een inzicht van de hoeveelheden flexibel vermogen waar het om gaat. We beginnen met het in kaart brengen van de behoefte aan flexibel vermogen voor 2030 en 2035. Vervolgens kijken we naar de verwachte hoeveelheid beschikbare centrales en tenslotte kijken we of er voldoende centrales zijn om te voldoen aan de behoefte aan flexibel vermogen.

2.1 De toekomstige behoefte aan flexibel vermogen

Vraag en hernieuwbaar aanbod in 2030

Voor 2030 gaan we uit van ambitieuze elektrificatie en forse extra hernieuwbare opwek. Voor de industrie gaan we uit van het scenario 'Hoog' van de Stuurgroep Extra Opgave (Stuurgroep extra Opgave, 2021) voor de overige sectoren volgen we ons eigen scenario 'Maximaal' uit een studie over elektrificatie voor TenneT (CE Delft, 2020). De resulterende elektriciteitsvraag in Nederland is 173 TWh/j, wat goed in lijn ligt met een recente studie van TNO (TNO, 2022).

Aan de opwekkant hebben we 17 GW wind op zee, 9 GW wind op land en 32 GW zon-pv. Aan de vraagkant is er een sterk geëlektrificeerde basisvraag, aangevuld met 7,1 GW Power-to-Heat en 4,4 GW Power-to-Gas. Er wordt netto zo'n 17 TWh/j geëxporteerd, waarvan 7 TWh/j naar Duitsland.

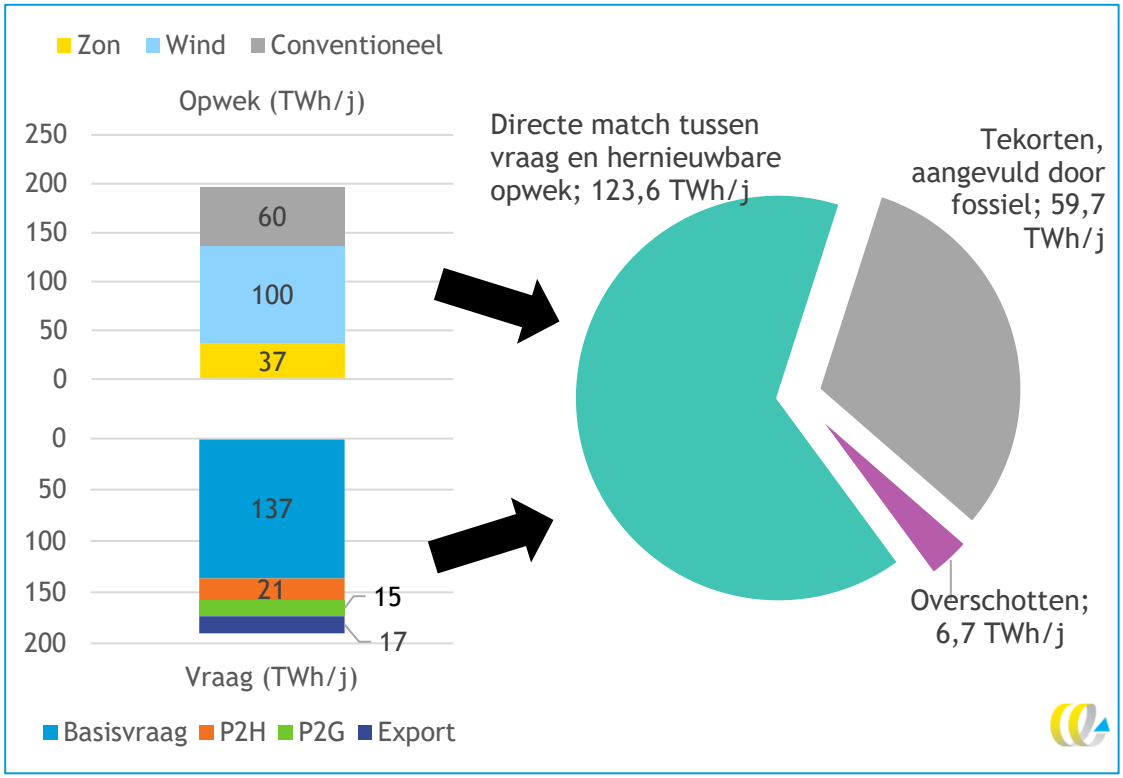
Het systeem is gemodelleerd met het Powerflex-model van CE Delft, zie Bijlage A voor een omschrijving van het model. De aannames zijn in meer detail te vinden in (CE Delft, 2022b).

Overschotten en tekorten in 2030

Overschotten ontstaan als de hernieuwbare opwek meer is dan de directe vraag. Andersom ontstaan tekorten als de hernieuwbare opwek niet genoeg is om de vraag te dekken.

In 2030 wordt zo'n 2/3 van de vraag direct bediend uit zon en wind, zie Figuur 2. Door de sterk toegenomen elektriciteitsvraag en een ruim vermogen aan Power-to-Heat en Power-to-Gas zijn er nog steeds weinig overschotten: zo'n 1.100 uur, in totaal zo'n 7 TWh en maximaal 30 GW. De overige ca. 7.600 uur is de opwek uit zon en wind niet genoeg om de vraag te dekken en zijn er tekorten, totaal zo'n 60 TWh en maximaal 25 GW. Dit geeft direct de opgave weer om de elektriciteitssector CO_2-vrij te maken: de hele grijze taart-punt in Figuur 2 moet verduurzaamd worden. We focussen in de rest van de tekst dan ook met name op de tekorten.

Figuur 2 - Opwek, vraag, overschotten en tekorten in 2030. Hernieuwbare opwek dekt een groot deel van de vraag, maar op de meeste uren zijn er nog regelbare centrales nodig

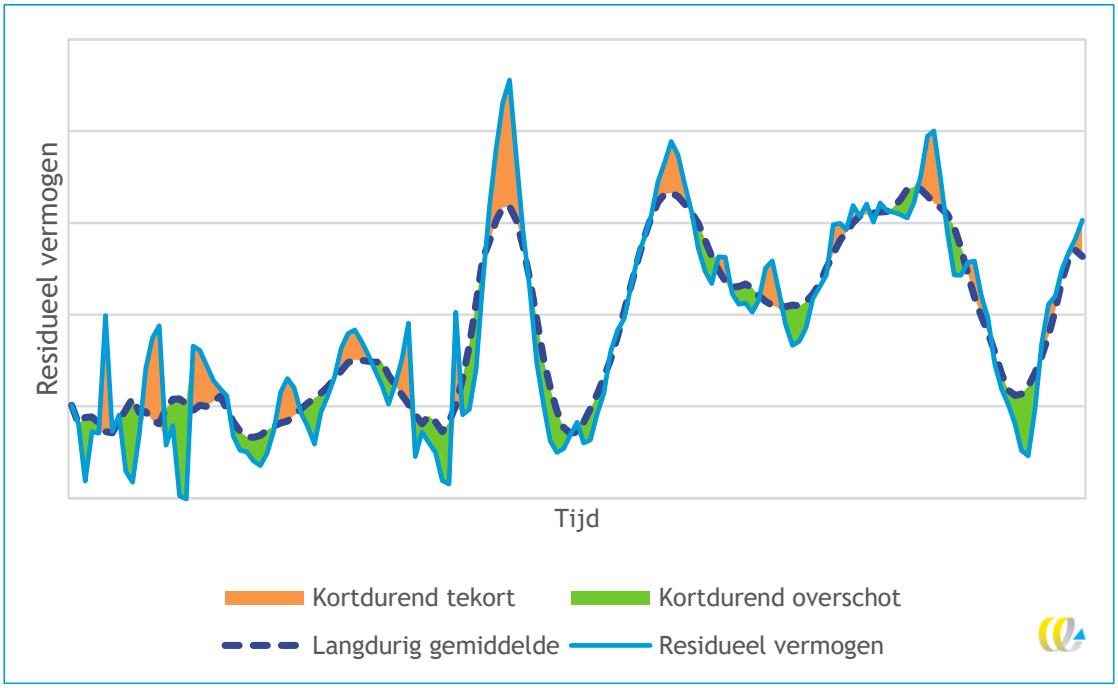


De invloed van kortetermijnflex op de behoefte aan centrales

Om inzicht te krijgen in welke technieken nodig zijn, maken we onderscheid in de korte- en langetermijnflexbehoefte. Korte en lange termijn definiëren we als overschotten en tekorten die korter respectievelijk langer dan 8 uur duren. Technisch gezien: de langetermijnbehoefte is het lopend gemiddelde van het residueel vermogen over 8 uur, de kortetermijnbehoefte is de resterende fluctuatie. Dit is weergegeven in Figuur 3.

De periode van 8 uur is in zekere zin arbitrair, maar is zo gekozen omdat dit net zo lang is als een laad- en ontlaadcyclus van een 4-uurs batterij. Batterijen zijn één van de belangrijkste kortetermijnflexmiddelen en een opslagduur van 4-uur is een veelvoorkomende waarde bij recente grootschalige batterijprojecten in het buitenland.

Figuur 3 - Illustratieve opsplitsing van de vraag naar regelbaar vermogen in een langetermijntrend en een kortetermijnfluctuatie



Het profiel voor kortdurende overschotten en tekorten heeft zo'n 8,5 TWh overschotten en per definitie evenveel tekorten. De overschotten bedragen maximaal 10 GW en de tekorten 15 GW. Balancering van kortdurende overschotten en tekorten, bijvoorbeeld met batterijen en vraagsturing, leidt tot minder totale overschotten en tekorten en minder hoge pieken en dalen, zie Tabel 1. Daardoor kan het resterende productiepark efficiënter worden ingezet.

Tabel 1 - Balancering op de korte termijn verlaagt het benodigd flexvermogen voor zowel overschotten als tekorten

		Origineel	Na balancering	Verschil
Energie	Tekorten	59,7 TWh	57,8 TWh	-1,9 TWh
	Overschotten	6,7 TWh	4,7 TWh	-1,9 TWh
Vermogen	Tekorten	24,6 GW	22,7 GW	-1,9 GW
	Overschotten	29,9 GW	22,1 GW	-7,8 GW

De behoefte aan regelbare centrales in 2030

De 10 GW kortdurende overschotten en 15 GW kortdurende tekorten kunnen opgelost worden door toepassing van een combinatie van vraagsturing, curtailment en batterijen.

De langdurende overschotten kunnen opgelost worden door een combinatie van curtailment, vraagsturing en meer inzet van flexibele Power-to-Heat en Power-to-Gas.

Voor de langdurende tekorten zijn regelbare centrales nodig. Uit ons model volgt dat er in 2030 zo'n 23 GW aan regelbare centrales nodig is. Deze hoeven in 2030 nog niet volledig CO_2-vrij te zijn.

De behoefte aan regelbare centrales in 2035

De behoefte aan flexibel vermogen zal na 2030 verder toenemen door toenemende elektrificatie enerzijds en toenemende hernieuwbare opwek anderzijds. Hierbij kunnen de volgende vuistregels gehanteerd worden:

- Het maximale overschot is bij benadering gelijk aan het opgesteld vermogen van zon en wind minus de minimale basisvraag en minus het vermogen aan Power-to-Heat en Power-to-Gas.
- Het maximale tekort is bij benadering gelijk aan de maximale basisvraag.

Er zitten nog grote onzekerheden in de groei van hernieuwbare opwek, elektrificatie van de basisvraag en flexibele elektrificatie. Dit komt onder andere omdat er voor 2035 nog geen concrete tussendoelen zijn afgesproken en veel beleid na 2030 erg onzeker is. Indicatief hebben we de behoefte aan flexibiliteit voor tekorten geëxtrapoleerd aan de hand van de ontwikkeling in de periode 2022-2030, met een bandbreedte van +/- 10%. Dit levert een bandbreedte op van 22–27 GW aan regelbaar vermogen in 2035, met een middenwaarde van 24,5 GW. Zo komen we afgerond aan 25 GW in 2035.

Het recent verschenen rapport over CO_2-vrije flex van Aurora gaat uit van tenminste 29 GW aan CO_2-vrij regelbaar vermogen in 2050 (Aurora Energy Research, 2021). Het lijkt daarmee veilig om op de lange termijn te streven naar de opbouw van 30 GW aan regelbaar CO_2-vrij vermogen.

2.2 De beschikbaarheid van regelbare centrales in de toekomst

De behoefte aan regelbare centrales neemt toe, terwijl de beschikbaarheid waarschijnlijk juist afneemt. In Tabel 2 geven we een overzicht met het verwachte vermogen aan regelbare centrales en de relevante plannen of beleidsmaatregelen die daarbij spelen.

Er zijn geen plannen bekend voor de bouw van nieuwe centrales, met uitzondering van twee kerncentrales die niet voor 2035 gereed zullen zijn. Aan de andere kan zijn er wel concrete plannen om kolencentrales en de centrales op hoogovengas te sluiten. Daarnaast zijn er een aantal beleidsmaatregelen die de rentabiliteit van met name wkk's verslechteren, waardoor het de vraag is of de centrales wel open blijven. Alles bij elkaar neemt de beschikbaarheid van regelbaar vermogen dan ook af van de huidige ca. 23 GW naar 15-20 GW in 2030.

Tabel 2 – Toekomstige beschikbaarheid van centrales

Type centrale	2022 (GW)	2030 (GW)	2035 (GW)	Relevante ontwikkelingen
Kolen/biomassa	4,0	0,6-4,0	0,0-4,0	– Productiebeperking tot 35% van jaarlast (tijdelijk opgeschort) – Verbod kolenstook vanaf 2030 – Inzet na 2030 op biomassa onzeker – Aflopen SDE-beschikkingen biomassa
Gas	16,8	12,3-13,7	<=13,7	– Mogelijke sluiting door ouderdom – Afschaffing inputvrijstelling wkk – Beperken degressiviteit energiebelasting – Energiebelasting schuif gas/elektriciteit – Afschaffing verlaagd tariefbelasting gas tuinbouw

Type centrale	2022 (GW)	2030 (GW)	2035 (GW)	Relevante ontwikkelingen
				– Alternatief voor sectorsysteem CO_2-heffing tuinbouw
Hoogovengas	0,8	0,4-0,8	0,0-0,4	– Plan sluiting Velsen 24 in 2026/2027 – Sluiting Velsen 25 bij verduurzaming Tata Steel
Kern	0,5	0,5	0,5	– Borsele langer open houden – Plannen voor nieuwbouw kern, maar waarschijnlijk pas na 2035 gereed
Biogas	0,6	0,6	0,0-0,6	– Aflopen SDE-beschikkingen biogas
Afval	0,8	0,8	0,8	
Totaal	**23,5**	**15,2-20,4**	**<=20,0**	

Bron: Raming beschikbaar vermogen in 2030 volgens TenneT, (2021).

2.3 De match tussen vraag en beschikbaarheid van regelbare centrales

De vraag naar regelbaar vermogen neemt toe door elektrificatie, terwijl de beschikbaarheid van regelbaar vermogen afneemt door geplande sluiting van centrales. Hierdoor is het op een gegeven moment noodzakelijk om nieuwe regelbare centrales te bouwen of de levensduur van bestaande centrales te verlengen om de leveringszekerheid te garanderen, zie ook Figuur 4.

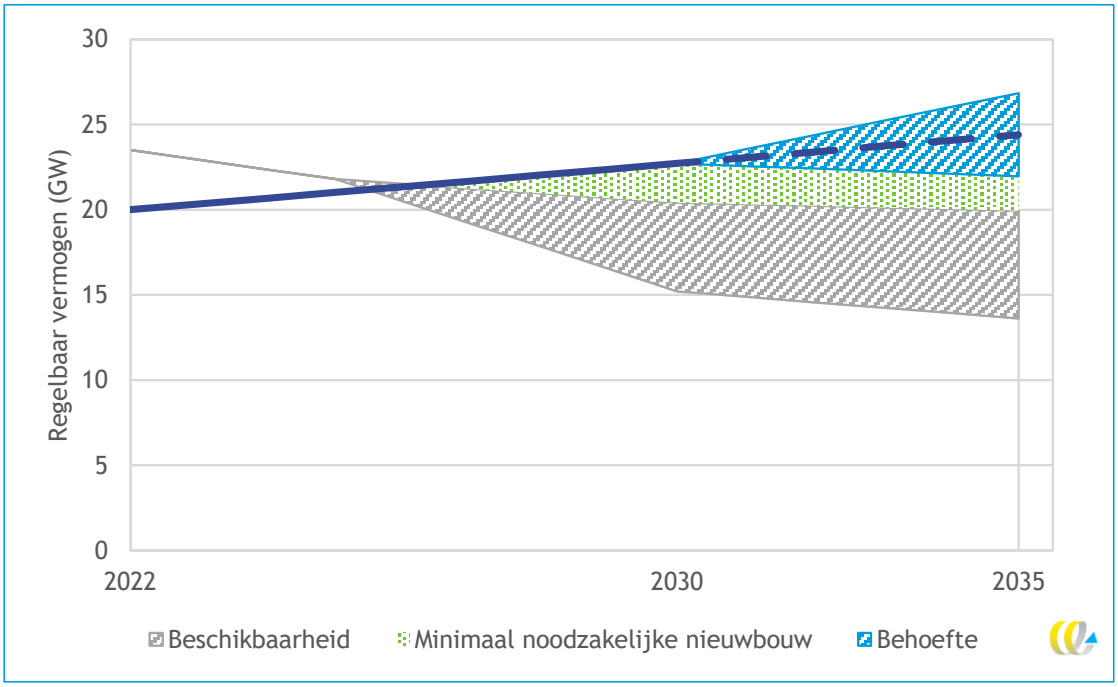
Verlenging van de levensduur van de huidige centrales biedt echter maar beperkt uitkomst, omdat niet ieder type centrale goed past in het toekomstig energiesysteem:

- Kolencentrales stoten CO_2 uit en zullen dus moeten sluiten of ombouwen om de elektriciteitssector CO_2-vrij te maken. Ombouw naar biomassa past echter niet in het afbouwpad voor de inzet van biomassa voor elektriciteitsproductie. Daarnaast zijn deze centrales niet goed flexibel in te zetten en maken ze daarom waarschijnlijk te weinig draaiuren om rendabel te zijn.
- Wkk's kunnen mogelijk behouden worden, maar er moet goed gekeken worden of dit de vervanging van de warmteproductie uit de wkk door een duurzamer alternatief niet in de weg staat.
- Centrales op hoogovengas zijn niet logisch om zonder ombouw te behouden. Verduurzaming van de staalindustrie weegt zwaarder dan het beperkte verlies aan regelbaar vermogen. Daarnaast zijn deze centrales relatief oud en hebben ze een lager rendement dan moderne centrales.
- Biogas wkk's leveren basislastvermogen en zijn daarmee te weinig flexibel om zon en wind goed aan te vullen. Inzet van (opgewerkt) biogas in andere sectoren zal meer emissies besparen dan de voortzetting van basislast elektriciteitsproductie.

Op een gegeven moment is nieuwbouw dus noodzakelijk om aan de vraag naar regelbare centrales te kunnen voldoen. Het is echter lastig om nauwkeurig te voorspellen wanneer en hoeveel centrales er precies moeten worden bijgebouwd. Er zitten immers grote onzekerheden in zowel de vraag naar regelbare centrales als de beschikbaarheid ervan. In het meest optimistische geval zijn er enkele gigawatten aan nieuwe centrales nodig in 2035, waarbij de eerste centrales eind jaren '20 gereed moeten zijn. In het meest pessimistische geval zijn er meer dan 10 GW aan nieuwe centrales nodig en is er al rond 2025 een behoefte aan nieuwe centrales.

De onzekerheden zijn dus groot, maar het is zeker dát er nieuwe centrales nodig zijn voor 2035.

Figuur 4 - De beschikbaarheid van regelbaar vermogen neemt af, terwijl de behoefte toeneemt. Nieuwbouw is noodzakelijk



Er zit een forse bandbreedte in zowel de behoefte (blauwe lijn die divergeert naar blauw vlak) als de beschikbaarheid (grijze vlak) van regelbaar vermogen. Het groene vlak is de minimaal benodigde nieuwbouw, de maximaal benodigde nieuwbouw is het vlak tussen de onderste grijze lijn en de bovenste blauwe lijn.

3 Technieken voor CO_2-vrij flexibel vermogen

In dit hoofdstuk bespreken we enkele belangrijke technieken om vraag en aanbod met elkaar in balans te brengen zonder dat daarbij CO_2 wordt uitgestoten.

We bespreken achtereenvolgens de volgende technieken:
- regelbare gascentrales gevoed door waterstof;
- regelbare brandstofcellen gevoed door waterstof;
- batterijen;
- vraagaanpassingen;
- interconnectoren met onze buitenlanden.

We beoordelen de technische en commerciële volwassenheid van de technieken met een stoplichtsysteem:

Tabel 3 - Stoplichtsysteem voor technische en commerciële volwassenheid

Indicator	Technisch volwassen	Businesscase
	Beschikbaar op GW-schaal in 2030	In 2030 met het huidige beleid
	Waarschijnlijk niet	Waarschijnlijk niet
	Onzeker	Onzeker
	Zeker wel	Zeker wel

3.1 Gascentrales op waterstof

De meeste Nederlandse gascentrales zijn van het type combined cycle gas turbine (CCGT of STEG in het Nederlands). Er wordt aardgas verbrand in een gasturbine, de hete uitlaatgassen worden vervolgens verder verhit om stoom op te wekken. Zowel de gasturbine als de stoomturbine wekken elektriciteit op, met een gezamenlijk rendement van 55-60% voor een moderne centrale. Gascentrales kunnen restwarmte leveren op hoge temperatuur. De uitkoppeling van restwarmte verhoogt het rendement naar zo'n 90%, maar is in de praktijk alleen rendabel als de centrale vlakbij een grote warmteklant gelegen is, wat meestal niet zo is.

Gascentrales kunnen omgebouwd worden naar waterstof, door zowel de gasturbine als de stoomketel aan te passen. Daarnaast is nieuwbouw een optie. De ombouw van een bestaande centrale kan als voordeel hebben dat er een gasturbine met meer vermogen en een hogere efficiëntie geïnstalleerd kan worden. Zeker bij de ombouw van oudere centrales kan het verschil aanzienlijk zijn.

Waterstof kan ook omgezet worden naar elektriciteit met een brandstofcel, zie Paragraaf 3.2.

3.1.1 Onzeker of techniek in 2030 gereed is

Er zijn nog geen gasturbines beschikbaar die op 100% waterstof kunnen draaien binnen de eisen voor NO_x-emissies. De belangrijkste fabrikanten bieden gasturbines aan die op een mengsel van 30-60% waterstof kunnen draaien.
De uitdagingen zijn met name technisch: de verbranding van waterstof verloopt veel sneller en op hogere temperaturen dan de verbranding van aardgas. Bij hogere temperaturen worden er meer stikstofverbindingen gevormd. Waterstofturbines moeten hierop aangepast worden zodat zij binnen de stikstofnormen blijven. Als alternatief kan er een nageschakelde behandelinstallatie geïnstalleerd worden die de NO_x omzet in onschadelijke stikstof.

Ten opzichte van de situatie in 2019 is er geen versnelling opgetreden: de fabrikanten verwachten nog steeds tussen 2025 en 2030 gasturbines aan te kunnen bieden die op 100% waterstof kunnen draaien. Wellicht treedt er een versnelling op vanwege de recente impuls om sneller over te stappen van aardgas naar hernieuwbare bronnen.

De kosten om bestaande gasturbines om te bouwen naar waterstof zijn ook nog onbekend. Het is mogelijk dat deze ombouw dermate ingrijpend is, dat een nieuwe turbine kosteneffectiever is.

De beschikbaarheid van arbeid om de centrales om te bouwen is een aandachtspunt. Mogelijk zijn er veel arbeidskrachten beschikbaar omdat er minder fossiele centrales gebouwd worden, maar een plotselinge (om)bouwgolf kan de sector ook overvragen.

3.1.2 Waarschijnlijk geen businesscase in 2030

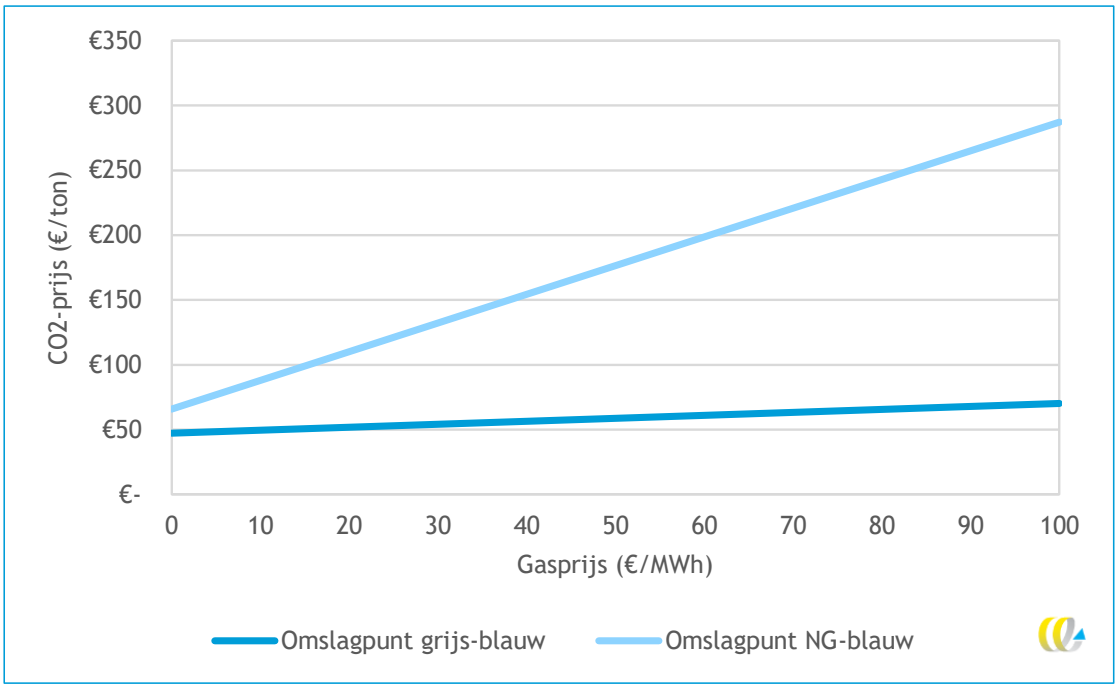
Gascentrales zijn een technisch volwassen techniek, waar geen significante prijsdalingen of verbeteringen in het rendement meer te verwachten zijn. Een waterstofcentrale heeft dan ook hetzelfde rendement als een moderne gascentrale: zo'n 60%.

Elektriciteitscentrales op grijze waterstof zijn nooit economisch rendabel. Grijze waterstof wordt met circa 75% rendement uit aardgas gemaakt. Een centrale op grijze waterstof gebruikt dus ongeveer 1/3 meer aardgas en stoot (indirect) dus ook 1/3 meer CO_2 uit. Een elektriciteitscentrale op grijze waterstof is duurder dan een centrale op aardgas bij elke gasprijs en bij elke CO_2-prijs.

Elektriciteitscentrales op blauwe waterstof zijn mogelijk economisch rendabel, maar enkel bij lage gasprijzen. Blauwe waterstof wordt net als grijze waterstof gemaakt uit aardgas, maar het grootste gedeelte van de CO_2 wordt afgevangen en opgeslagen. Blauwe waterstof kost weliswaar nog iets meer energie om te produceren dan grijze, maar er hoeven minder CO_2-rechten afgedragen te worden. Daarentegen zijn er wel extra kosten voor CO_2-afvang, -transport en -opslag.

Vanaf een CO_2-prijs van zo'n 50-70 €/ton (zie Figuur 5) is het voordelig om grijze waterstof te vervangen door blauwe. Het vervangen van aardgas door blauwe waterstof vereist veel hogere CO_2-prijzen omdat ook de energiekosten voor de omzetting van aardgas naar waterstof gecompenseerd moeten worden door een hogere CO_2-prijs. Daarmee hangt het omslagpunt ook af van de gasprijs. Bij de gasprijs van de afgelopen jaren, zo'n 20 €/MWh, zou blauwe waterstof voordeliger zijn geweest dan aardgas bij CO_2-prijzen hoger dan zo'n 110 €/MWh. De huidige gasprijs (juni 2022) is echter zo'n 80 €/MWh wat een CO_2-prijs vereist van zo'n 240 €/t CO_2. Ter referentie: de huidige CO_2-prijs is zo'n 80 €/t, in 2030 verwachten analisten gemiddeld een prijs van 93 €/t (Trinomics, 2022).

Figuur 5 - Omslagpunten voor gebruik van blauwe waterstof in plaats van grijze waterstof of aardgas



Bron: Eigen berekening CE Delft.

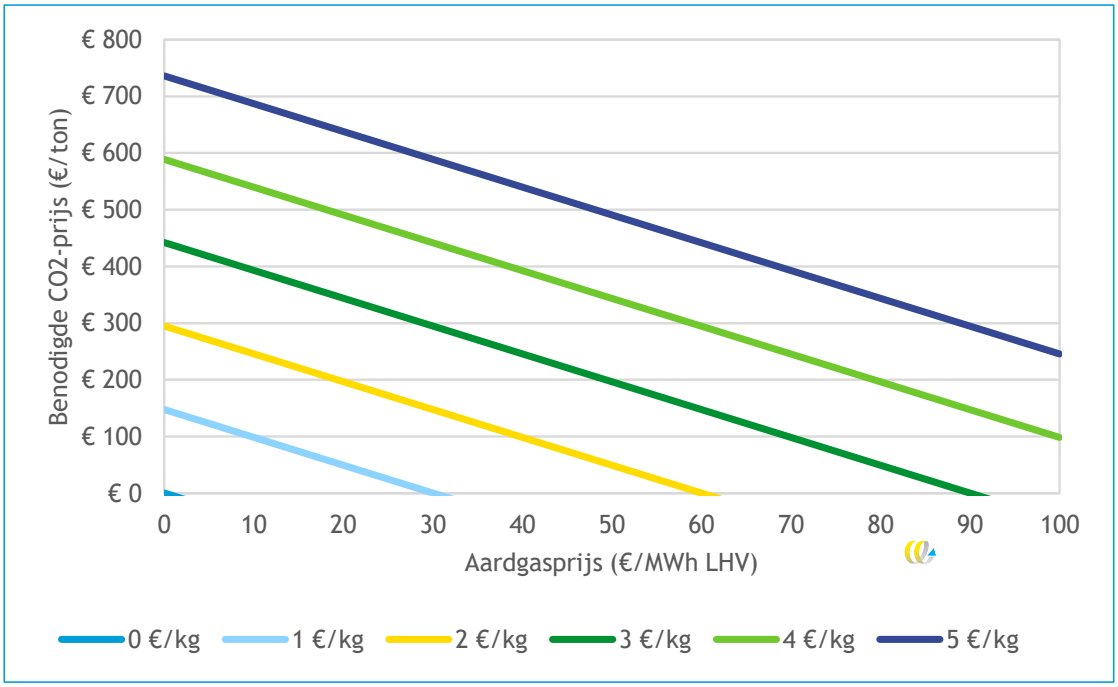
Blauwe waterstof zal zonder een sterke daling van de gasprijzen dus niet economisch rendabel worden. Daarnaast is er sinds de inval op Oekraïne een sterke beweging in Europa om versneld het aardgasverbruik af te bouwen in reactie op sterk gestegen gasprijzen. Een grootschalige inzet van blauwe waterstof staat daar diametraal tegenover.

Recentelijk is juist de tegenovergestelde stap gezet: de extra inzet van vervuilende kolencentrales met als doel om aardgas te besparen.

Elektriciteitscentrales op groene waterstof zullen uiteindelijk waarschijnlijk goedkoper zijn dan centrales op aardgas, de vraag is alleen wanneer dit gebeurt en of dat op tijd is om de klimaatdoelen te halen. Voor een marktgedreven omschakeling zal groene waterstof goedkoper moeten worden dan aardgas en de bijbehorende hoeveelheid CO_2-rechten.
In alle drie de prijzen zit een grote onzekerheid. De kostprijs van groene waterstof is in hoge mate afhankelijk van de ontwikkeling van de techniek van elektrolyzers, met name de investeringskosten en het rendement. Daarnaast zijn de elektriciteitsprijs en de vollasturen van belang. Uit onze eigen modellering lijkt een kostprijs van waterstof tussen de 3 en 4 €/kg aannemelijk. Dit is in lijn met de doelen gesteld door Hydrogen Europe (Europe, 2020).

Om waterstof van 3 à 4 €/kg competitief te maken met aardgas, is bij de huidige gasprijs van zo'n 80 €/MWh een CO_2-prijs nodig van 50-200 €/t (zie Figuur 6), wat goed overeenkomt met de verwachte CO_2-prijzen in 2030. Historisch gezien was de gasprijs gemiddeld echter veel lager, rond de 20 €/MWh. In dat geval zijn er CO_2-prijzen nodig van 350-500 €/t, wat ver buiten de bandbreedte ligt van voorspelde prijzen in 2030.

Figuur 6 - Benodigde minimale CO_2-prijs zodat waterstof van een gegeven prijs competitief is met aardgas



Import van waterstof is een alternatief voor productie in Nederland, maar er zijn nog hoge kosten verbonden om waterstof geschikt te maken voor transport, het transport zelf en wederomzetting bij import. Deze kosten bestaan zowel uit investeringskosten als uit kosten voor energieverliezen van de diverse omzettingen. IRENA schat de totale meerkosten voor import op zo'n 3-6 €/kg bij opschaling tot 'medium' scale. Een daling van de transport-kosten naar 0,8-1,6 €/kg is alleen haalbaar bij verder opschaling naar grootschalige installaties én verbetering van de techniek (IRENA, 2022). In de nabije toekomst zal het

prijsvoordeel voor productie in het buitenland waarschijnlijk nog worden tenietgedaan door de hogere transportkosten.

Groene waterstof kan dus voor 2030 alleen concurreren als aardgas historisch gezien uitzonderlijk duur blijft. Bij een lagere gasprijs is het niet realistisch dat groene waterstof al voor 2030 concurrerend wordt. De prijs van groene waterstof blijft echter doordalen na 2030 en de CO_2-prijs blijft stijgen, dus het omslagpunt zal bereikt worden. Dit komt alleen waarschijnlijk te laat om de elektriciteitssector voor 2035 CO_2-vrij te maken en dus het klimaatdoel van maximaal 1,5 °C opwarming in zicht te houden. Er is dus beleid nodig om de omschakeling naar waterstof toch te laten plaatsvinden, ondanks de meerprijs.

3.2 Brandstofcellen op waterstof

Een brandstofcel zet waterstof om in elektriciteit zonder dat er verbranding aan te pas komt. Er zijn verschillende types, met een rendement van 45-65%. Een brandstofcel is flexibeler in te zetten dan een gascentrale, maar met hetzelfde rendement. Daarnaast zijn brandstofcellen een relatief nieuwe techniek, dus het rendement zal nog toenemen in de toekomst. Een brandstofcel levert restwarmte op ca. 70 °C, geschikt voor gebruik in een warmtenet.

3.2.1 Onzeker of techniek in 2030 gereed is

Brandstofcellen die werken op pure waterstof zijn vandaag al verkrijgbaar, maar worden nog nauwelijks toegepast. Waterstof is namelijk nog prijzig en lastig te verkrijgen. Daardoor komen voertuigen op waterstof maar langzaam van de grond en aggregaten of noodstroominstallaties op waterstof zijn ook nog zeldzaam. Door dit gebrek aan schaal zijn brandstofcellen nog duur. Omdat er vanwege de prijs weinig vraag naar is, is de productiecapaciteit van brandstofcellen ook nog beperkt en is de productie weinig geautomatiseerd. Er zijn nieuwe fabrieken nodig om grootschalig brandstofcellen te maken zodat brandstofcellen in 2030 op gigawattschaal beschikbaar zijn.

Brandstofcellen stoten geen stikstof uit omdat de waterstof niet wordt verbrand, maar wordt omgezet in elektriciteit via een elektrochemische reactie. De enige uitstoot is waterdamp.

3.2.2 Waarschijnlijk geen businesscase in 2030

Zoals bij de gascentrale op waterstof is uitgelegd, is waterstof voorlopig nog (veel) duurder dan aardgas. Brandstofcellen zijn op dit moment niet of nauwelijks efficiënter dan een gascentrale en hebben dus vergelijkbare marginale kosten. Het rendement van brandstofcellen zal naar verwachting nog wel aanzienlijk toenemen omdat de techniek nog volop in ontwikkeling is.

Naast de hogere prijs van waterstof in vergelijking met aardgas, zijn er ook investeringskosten verbonden aan nieuwe installaties met brandstofcellen. Brandstofcellen zijn nu nog duur. De komende jaren zal de vraag naar brandstofcellen op gang komen, met name vanuit het zwaar transport en de scheepvaart. Dit maakt kostendalingen mogelijk door ontwikkeling en opschaling van de productie. De investeringskosten drukken vooralsnog echter zwaar op de businesscase.

Op termijn kan er ruimte ontstaan voor brandstofcellen. Als de investeringskosten lager zijn dan van een nieuwe gascentrale en het rendement hoger, kunnen brandstofcellen op termijn mogelijk aantrekkelijker worden dan nieuwbouw gascentrales. Doordat brandstofcellen flexibeler zijn dan gascentrales, kunnen ze daarnaast beter reageren op een sterk fluctuerende elektriciteitsvraag.

3.3 Batterijen

Batterijen kunnen overschotten energie opslaan en later aan het net leveren. Het mes snijdt dus aan twee kanten: er hoeven geen overschotten weggegooid te worden en tegelijkertijd hoeft er minder opgewekt te worden.

3.3.1 Techniek is zeker gereed in 2030

Batterijen zijn op gigawattschaal beschikbaar, maar worden in Nederland nog maar op megawattschaal toegepast. Er staat een kleine 100 MW aan batterijen in Nederland.

In 2030 staat er in Nederland naar verwachting 1-1,5 GW aan batterijen, die voornamelijk worden ingezet voor netbalancering (CE Delft, 2022b). De techniek wordt waarschijnlijk dus al op gigawattschaal ingezet in 2030. Er is dus geen verdere actie nodig om op te schalen naar gigawattschaal.

Mocht deze hoeveelheid batterijen onvoldoende zijn, dan valt er goed te sturen met overheidsbeleid. De voornaamste belemmering voor het verder opschalen is de business-case, waar de nettarieven een belangrijke component in zijn. Batterijen zijn echter nu al op gigawattschaal leverbaar en bedrijven investeren graag en snel als de businesscase goed is.

3.3.2 Onzeker of er in 2030 een businesscase is

De techniek voor batterijen is volwassen, en batterijen dalen tot 2030 nog fors in prijs door ontwikkeling van de techniek en verdere opschaling van de productie.

De businesscase van batterijen hangt af van hoe de batterij wordt ingezet. Batterijen zijn nu al rendabel in te zetten voor netbalancering: het constant houden van de netfrequentie (CE Delft, 2022b). De markt voor netbalancering zal de komende jaren groeien door elektrificatie en meer hernieuwbare opwek.

Batterijen voor netbalancering dragen echter maar weinig bij aan het balanceren van groot-schalige overschotten en tekorten, bijvoorbeeld overschotten zon verplaatsen naar de avond. Er is nog geen businesscase voor het verplaatsen van overschotten en het is onzeker of die er tegen 2030 wel is. De grote batterijen die nu geplaatst worden, worden voorname-lijk ingezet voor netbalancering.

Een belangrijke kostencomponent voor batterijopslag zijn de nettarieven. Met een korting van 90% op het transportafhankelijk en de recente prijsstijgingen voor elektriciteit (voorjaar ’22) zijn batterijen waarschijnlijk rendabel in te zetten op de onbalansmarkt en mogelijk ook voor het balanceren van grootschalige overschotten en tekorten.

3.4 Vraagsturing

Met vraagsturing passen gebruikers hun afnamepatroon aan. Dit kan aan de hand van prijssignalen zijn, of direct vanuit bijvoorbeeld een netbeheerder.

Het technisch potentieel van vraagsturing is groot, maar het praktisch potentieel is voorlopig nog beperkt doordat een verandering in het gedrag van de eindgebruiker noodzakelijk is. Belangrijke voorwaarden voor succesvolle vraagsturing zijn:

1. De gebruiker mag er geen last van hebben.
2. De in- en uitschakeling moet volledig automatisch gaan, zonder inspanning van de gebruiker.
3. De eenmalige kosten om vraagsturing mogelijk te maken moeten snel terugverdiend zijn door gebruik van goedkopere elektriciteit.
4. Apparatuur moet direct gebruiksklaar zijn voor vraagsturing, zonder veel uitzoekwerk van de gebruiker.

Voorbeelden van technieken voor vraagsturing die aan deze voorwaarden voldoen zijn het slim laden van elektrische voertuigen, de slimme inzet van warmtepompen en vraagsturing van industriële grootverbruikers met een geëlektrificeerd proces (bijv. aluminium-productie).

3.4.1 Techniek is zeker gereed in 2030

Vraagsturing wordt op dit moment nog maar beperkt toegepast in Nederland. Er zijn enkele grote industriële installaties die vraagsturing toepassen. Daarnaast wordt er geëxperimenteerd met slim laden, vraagsturing bij koel-installaties en warmtepompen. Sommige consumenten doen daarnaast bewust moeite om hun elektriciteitsverbruik af te stemmen op de duurzame opwek, landelijk of van hun eigen dak.

Technisch gezien is vraagsturing geen grote uitdaging, de techniek is vandaag al gereed. De uitdaging is om de techniek geïmplementeerd te krijgen. Daarbij kan standaardisatie helpen.

3.4.2 Zeker een businesscase in 2030

Vraagsturing kan in veel gevallen vandaag al geld opleveren. Dat geldt met name voor grotere installaties, waarbij de kosten om de installatie aan te passen voor vraagsturing relatief laag zijn ten opzichte van het energieverbruik. Veel nieuwe apparatuur zoals laadpalen en warmtepompen worden ‘smart grid ready’ geleverd en bevatten voorzieningen die vraagsturing (in de toekomst) eenvoudig mogelijk maken.

De elektriciteitsprijs zal richting 2030 steeds volatieler worden, terwijl de installatiekosten voor vraagsturing door standaardisatie en opschaling waarschijnlijk gaan dalen. De business-case verbetert dus over de tijd.

Vraagsturing vereist dat de afnemer een variabele elektriciteitsprijs betaalt. Met een vaste elektriciteitsprijs is er geen prijsprikkel en zal de afnemer dus ook minder of niet geneigd zijn om zijn verbruik aan te passen.

3.5 Interconnectoren

De elektriciteitsverbindingen naar omringende landen noemen we interconnectoren. Door elektriciteit uit te wisselen gaat de gemiddelde stroomprijs voor iedereen naar beneden. Daarnaast zorgen interconnectoren ervoor dat er minder flexibel vermogen nodig is, omdat elektriciteitsvraag en -aanbod over een groter gebied in balans worden gebracht. Interconnectie helpt echter niet als er over een groter gebied tekorten zijn. Als iedereen een elektriciteitstekort heeft, valt er simpelweg weinig uit te wisselen. Om de leveringszekerheid te waarborgen, zal Nederland dan ook eigen regelbare opwek moeten hebben.

3.5.1 Techniek zeker gereed in 2030

Nederland is al op gigawattschaal verbonden met België, Duitsland, het VK, Denemarken en Noorwegen. Zie Tabel 4 voor de huidige en geplande interconnectiecapaciteit (TenneT, 2021).

Tabel 4 - Overzicht van interconnecties van Nederland en buitenland, nu en in 2030

Van	Capaciteit nu	Capaciteit 2030
Nederland - België	1,7 GW export, 2,4 GW import	3,4 GW
Nederland - Duitsland	4,25 GW	5 GW
Nederland - Noorwegen	0,7 GW	0,7 GW
Nederland - Verenigd Koninkrijk	1 GW	1 GW
Nederland - Denemarken	0,7 GW	0,7 GW
Totaal	**8,35 GW export, 9,05 GW import**	**10,8 GW**

Een verdere uitbreiding van de interconnectiecapaciteit is met het huidige tempo erg lastig voor 2030. De doorlooptijd van een nieuwe hoogspanningsverbinding is zeven tot tien jaar, waarvan een aanzienlijk deel voor vergunningen en ruimtelijke procedures (Netbeheer Nederland, 2019).

3.5.2 Zeker een businesscase in 2030

Er is nu al een businesscase voor interconnectie en die wordt beter over de tijd. TenneT kan tegen aantrekkelijke kapitaalkosten investeren in interconnectiecapaciteit en stelt die vervolgens beschikbaar aan marktpartijen via biedingen. TenneT verdient zijn investering terug door de veilingopbrengsten en marktpartijen verdienen door het verschil in stroomprijs tussen de landen.

Recentelijk (voorjaar ’22) waren er enkele zonnige dagen met negatieve elektriciteitsprijzen in Nederland, terwijl de elektriciteitsprijs in de omringende buitenlanden positief waren. Dit duidt op een tekort aan interconnectie op deze dagen.

De volatiliteit van de elektriciteitsprijs neemt richting 2030 toe omdat we steeds meer weersafhankelijke opwek krijgen. Daarmee neemt ook het prijsverschil tussen de landen toe, wat interconnectie rendabeler maakt.

De techniek voor hoogspanningsverbindingen is volwassen en zal niet of nauwelijks meer dalen in prijs.

3.6 Onderlinge relatie van vier technieken

In deze paragraaf maken we duidelijker welke rol de technieken vervullen voor CO_2-vrij flexibel vermogen.
In Tabel 5 staat ter referentie de technische en commerciële gereedheid van de technieken samengevat.

Tabel 5 - Samenvatting van technische en commerciële gereedheid van de technieken

Flextechniek		Technisch volwassen	Businesscase
Gascentrales op waterstof			
Brandstofcellen op waterstof			
Batterijen			
Vraagaanpassingen			
Interconnectoren			

3.6.1 Vraagsturing, batterijen en interconnectie voor korte fluctuaties, centrales voor langdurige tekorten

Kortetermijntekorten en overschotten kunnen efficiënt worden opgevangen door vraagsturing en batterijen. In de meeste toepassingen is vraagsturing beperkt tot hoogstens enkele uren achter elkaar. In de industrie zijn langere periodes van afschakeling mogelijk, al neemt de prijs dan ook sterk toe (GLEAM, 2021). Batterijen zijn technisch niet beperkt qua inzetduur, maar economisch niet rendabel bij inzet langer dan 4-8 uur. Hoe langer de inzetduur van de batterij, hoe minder cycli de batterij immers maakt. Het lagere aantal cycli wordt over het algemeen niet gecompenseerd door een navenant hoger prijsverschil tussen laden en ontladen, waardoor de batterij minder rendabel is bij opslag over langere periodes. Batterijen kunnen evengoed wel een eerste buffer zijn voor het opvangen van onbalans.

Gascentrales en brandstofcellen op waterstof kunnen tekorten aanvullen op de korte termijn en de lange termijn. Gascentrales zullen niet opstarten voor enkele uren, maar kunnen wel snel opregelen. Brandstofcellen zijn flexibeler in te zetten, al hangt dat ook van het type brandstofcel af. De inzet van gascentrales en brandstofcellen is niet gelimiteerd zo lang de toevoer van waterstof gegarandeerd is.

Interconnectoren kunnen overschotten en tekorten uitwisselen op zowel korte als langere termijnen. TenneT biedt de mogelijkheid aan om interconnectorcapaciteit te contracteren op zowel de langetermijn als de day-ahead- en intradaymarkten (TenneT, lopend). Inzet voor langere perioden vereist wel dat het betreffende buurland gedurende langere tijd de energie kan leveren dan wel nuttig kan gebruiken.

3.6.2 Kortetermijntechnieken worden eerst ingezet en beperken rentabiliteit centrales

Alle technieken concurreren met elkaar. De technieken met de laagste (marginale) kosten zullen eerst worden ingezet om de grootste verschillen met elkaar te vereffenen. Interconnectie, batterijen en vraagsturing zullen de piekvraag zoveel mogelijk afvlakken en tekorten zoveel mogelijk nuttig aanwenden zonder dat daar direct kosten tegenover staan. De kosten van deze technieken zitten met name in de investeringskosten, de inzet is vrijwel kosteloos.

Na de inzet van interconnectie, batterijen en vraagsturing zullen de regelbare gascentrales en brandstofcellen het resterende tekort aanvullen. Brandstofcellen zijn voorlopig nog minder verkrijgbaar, duurder en minder ontwikkeld dan gascentrales. Brandstofcelcentrales zullen dus pas later in de tijd gebouwd worden. Als zij er eenmaal staan, is de verwachting dat brandstofcellen vanwege hun hogere rendement eerder ingezet zullen worden dan gascentrales.

Deze volgorde van inzetten betekent dat de grootste pieken en dalen — en dus de grootste prijsverschillen — zullen worden opgevangen door interconnectie, batterijen en vraagsturing. De inzet van deze technieken verlaagt de elektriciteitsprijs tijdens momenten van piekvraag, waardoor het verdienpotentieel voor regelbare centrales lager ligt.

4 Voorwaardenscheppend beleid voor CO_2-vrije elektriciteit

Om op tijd voldoende CO_2-vrij flexibel vermogen te krijgen is nationaal en/of Europees beleid nodig. Dit beleid moet er ten eerste voor zorgen dat er voldoende regelbaar vermogen is om de leveringszekerheid te garanderen en ten tweede dat al het regelbaar vermogen op tijd CO_2-vrij is om de klimaatdoelen in zicht te houden. Dit beleid noemen we het voorwaardenscheppend beleid. We beschrijven hierna waarom een hoge CO_2-prijs voor dit onderdeel van de elektriciteitsproductie niet automatisch leidt tot voldoende flex die ook nog eens CO_2-vrij is. In dit hoofdstuk gaan we specifiek in op de benodigde prijsprikkel. Daarnaast is er ook flankerend beleid nodig om niet-financiële barrières weg te nemen, dat omschrijven we verder in Hoofdstuk 5.

4.1 Huidig beleid leidt tot minder regelbaar vermogen en dat wordt niet CO_2-vrij

4.1.1 'Energy only' elektriciteitsmarkt in Nederland biedt onvoldoende zekerheid

De elektriciteitsmarkt in Nederland is een zogenaamde 'energy only' markt. Opwekkers krijgen alleen betaald voor de energie die ze daadwerkelijk geleverd hebben. De vaste en variabele kosten moeten dus terugverdiend worden door winst te maken op de uren dat de centrales draaien.

Investeerders in nieuwe regelbare centrales hebben enige mate van zekerheid nodig over het aantal draaiuren van de centrale en de verwachte elektriciteitsprijs tijdens die uren. Vóór de komst van zon en wind waren de inkomsten redelijk goed te voorspellen en de risico's te overzien. Centrales worden ingeschakeld in volgorde van toenemende marginale kosten. Een hogere vraag resulteert dus in een hogere elektriciteitsvraag, waarbij een beperkte toename in vraag soms een grote prijsstijging tot gevolg kan hebben. Als de opbouw van het park aan centrales bekend is, kan er een redelijke inschatting gemaakt worden van de draaiuren van elke centrale en de elektriciteitsprijs per uur. Stijgende brandstofprijzen troffen iedere producent en konden doorberekend worden. Zonder sterk stijgende elektriciteitsvraag of andere grote ontwikkelingen was de markt lange tijd stabiel en goed voorspelbaar.

In 'energy only'-markten is leveringszekerheid niet automatisch gegarandeerd

In een energy only-markt gaat men ervan uit dat competitie tussen marktpartijen en een juiste beprijzing van schaarste er ook voor zal zorgen dat de leveringszekerheid gewaarborgd is. Hier zitten echter twee belangrijke kanttekeningen aan:

Spanningsveld tussen hoge (piek)prijzen en leveringszekerheid – Een nieuwe centrale moet terugverdiend worden door genoeg winst te maken tijdens de uren dat de centrale actief is. Dit vereist hoge prijzen. Bij onvoldoende hoge prijzen zal er niet geïnvesteerd

worden ('missing money problem'). Dit kan ertoe leiden dat de hoeveelheid centrales die nodig zijn om de leveringszekerheid te waarborgen er ook voor zorgt dat de prijzen onvoldoende hoog zijn om diezelfde centrales levensvatbaar te maken, zoals te zien in een recente studie van Aurora (Aurora Energy Research, 2021). Het is dus geen zekerheid dat er voldoende geïnvesteerd wordt om de leveringszekerheid te waarborgen en daarmee ook niet dat de investeringen op tijd plaatsvinden.

Drijfveren maatschappij en energieproducenten zijn tegengesteld – De kosten voor de elektriciteitsvoorziening nemen toe bij een toenemende capaciteit aan centrales. De kans op storingen en de daarmee gepaard gaande kosten neemt echter exponentieel af bij overcapaciteit. Dit zorgt ervoor dat de maatschappelijk laagste kosten bereikt worden bij een kleine overcapaciteit (Vries & Heijnen, 2008).

De incentives voor energieproducenten liggen echter andersom: de kosten van een onderbenutte centrale zijn potentieel groot, terwijl krapte in de markt er in het slechtste geval toe leidt dat een concurrent marktaandeel afsnoept. In het gunstigste geval investeert de concurrent ook niet en profiteert de hele markt van hoge prijzen door schaarste (Vries & Heijnen, 2008).

De drijfveren van de maatschappij en de leveranciers zijn dus tegengesteld aan elkaar.

Opkomst zon en wind maakt investeringen in centrales onzekerder

Het huidige nationale en Europese beleid is gericht op de realisatie van duurzame opwek, in Nederland met name uit zonne- en windenergie. Dit beleid heeft vele voordelen, maar zorgt er ook voor dat het riskanter wordt om in regelbare centrales te investeren.

In Nederland wordt hernieuwbare opwek met de SDE-subsidie gestimuleerd. De SDE-subsidie garandeert de rentabiliteit van de hernieuwbare installaties door het verschil tussen de kostprijs en de marktopbrengsten te vergoeden, de zogenaamde onrendabele top.
Deze regeling is aantrekkelijk voor investeerders en heeft dan ook voor een grote toename gezorgd van zon en wind. Door de gesubsidieerde uitrol van zon en wind is er minder conventioneel vermogen nodig, wat tot lagere elektriciteitsprijzen leidt. Dit zorgt er echter ook voor dat het aantal draaiuren van de centrales afneemt, waardoor er steeds hogere prijzen nodig zijn op de uren dat de centrale wel draait.

4.1.2 CO_2-beprijzing alleen is geen garantie voor tijdige switch naar CO_2-vrij

Naast de stimulering van hernieuwbare opwek is er een Europees mechanisme om CO_2-uitstoot te beprijzen: het EU ETS (European Union Emissions Trading Scheme). Het ETS biedt geen prikkel om te investeren in nieuwe centrales, maar wel een prikkel om de CO_2-uitstoot van bestaande en nieuwe centrales te beperken. Het is echter de vraag of de prikkel voldoende is om tijdige investeringen in regelbare CO_2-vrije productiemiddelen te garanderen.

Huidige opzet van ETS leidt tot onvoldoende hoge CO_2-prijzen

Ten eerste is de huidige prijsprikkel slechts beperkt. Producenten van elektriciteit moeten onder het EU ETS CO_2-rechten afdragen voor iedere ton CO_2 die zij uitstoten. Sinds 2013 krijgen elektriciteitsproducenten geen gratis rechten meer, maar moeten zij rechten kopen op veilingen of door handel met andere deelnemers. De huidige CO_2-prijs van zo'n 80 €/ton resulteert in een opslag op de elektriciteitsprijs van 27 €/MWh voor een 60% efficiënte

gascentrale en 60 €/MWh voor een 45% efficiënte kolencentrale. Het ETS is een succesvol middel gebleken om de overstap van kolen naar het schonere aardgas te stimuleren. Om echter voor 2035 de overstap naar blauwe of groene waterstof te realiseren, zijn ofwel een blijvend zeer hoge gasprijs nodig ofwel (veel) hogere CO_2-prijzen dan door analisten voorspeld voor 2030, zie ook Paragraaf 3.1.2.

Voorgestelde aanscherping zou oplossing kunnen zijn, maar onzeker

In het kader van het Fit-for-55-beleidspakket heeft de Europese Commissie een voorstel gedaan om het ETS verder aan te scherpen (EC, lopend). Voor de elektriciteitssector zijn de belangrijkste elementen uit dit voorstel:

- een eenmalige reductie van de cap (jaarlijks beschikbare hoeveelheid rechten) met 117 miljoen rechten, een zogenaamde ‘re-basing’;
- een sterkere afname van de cap, van de huidige -2,2%/jaar naar -4,2%/jaar;
- versterking van de Marktstabiliteitsreserve (MSR) zodat overtollige rechten uit de markt genomen en vernietigd worden.

De combinatie van de eenmalige reductie en de steilere afname van het aantal beschikbare rechten zou erin resulteren dat er in 2040 geen rechten meer geveild worden. Bedrijven zullen dan rechten uit vorige jaren moeten gebruiken, negatieve emissies moeten creëren of helemaal geen CO_2 meer moeten uitstoten.

Mocht deze aanscherping ongewijzigd goedgekeurd worden door het Europees Parlement en de Europese Raad, dan zou het ETS een sterke prikkel geven vanaf begin jaren ’30 om in te zetten op CO_2-vrij. Het voorstel is echter onzeker en ook onvoldoende om vanaf 2035 geheel CO_2-vrij te zijn.

4.1.3 Door energietransitie te grote onzekerheid om te investeren

In een immer versnellende energietransitie ontbreekt de benodigde zekerheid om investeringen te doen simpelweg, waardoor investeringen niet van de grond komen. Er is onzekerheid omtrent (de versnelling) van klimaat- en energiebeleid, het uitbouwtempo van zon en wind, het tempo en eindbeeld van elektrificatie in verschillende toepassingen, de ontwikkeling van concurrerende technologieën en de ontwikkelingen in onze buurlanden.

Een bijkomende factor is dat er andere technologieën zijn die zonder marginale kosten de grootste tekorten kunnen opheffen. Vraagsturing en batterijen kunnen kortdurende pieken in de elektriciteitsvraag oplossen, vaak zonder dat daar direct kosten tegenover staan. Dit eet de kaas van het brood van regelbare centrales. De elektriciteitsprijs op piekuren wordt namelijk flink beperkt bij slechts een klein volume van dergelijke technieken. De centrales moeten dan terugverdiend worden op de overige uren, als vraagsturing en batterijen door hun capaciteit heen zijn. Voor de maatschappij als geheel zijn lagere piekprijzen een zegen, voor het verdienmodel van regelbare centrales is het funest. Aangezien regelbare centrales nodig zijn voor een 100% CO_2-vrije elektriciteitsvoorziening, zijn hoge piekprijzen tot op zekere hoogte ook nodig.

4.1.4 Autonome ontwikkeling: nieuwe aardgascentrales

Momenteel heeft het Nederlandse elektriciteitssysteem nog voldoende gascentrales die het regelbaar vermogen voorzien op momenten met tekorten aan zonne- en windenergie. Deze centrales zullen op een gegeven moment uit bedrijf moeten worden genomen vanwege ouderdom. Bovendien zal de vraag naar elektriciteit in de komende jaren toenemen. Het regelbare vermogen om zonder zon/wind in de vraag te voorzien, zal dus

ook moeten toenemen. Met het huidig beleid en in de huidige marktomstandigheden is investeren in nieuw vermogen uiterst onzeker, laat staan in CO_2-vrij vermogen.

Energieleveranciers zijn verantwoordelijk voor de balans van vraag en aanbod van hun klanten. Als er geen nieuwe marktregels komen, zullen zij op zoek gaan naar regelbaar vermogen, zoals batterijen en behoud van bestaande wkk-installaties. Mogelijk volgen daarna toch investeringen in aardgas (piek)centrales voor de langdurige tekorten.
Deze investeringen zullen ook bij een hoge CO_2-prijs qua risico altijd nog aantrekkelijker zijn dan een waterstofcentrale of een brandstofcel. Aardgascentrales zijn namelijk goedkoper, uitontwikkeld en bedrijfszekerder dan waterstofcentrales en brandstofcellen.

Deze autonome ontwikkeling is niet de wenselijke richting voor een duurzaam en betrouwbaar elektriciteitssysteem. Er is nieuw beleid nodig om te zorgen dat elektriciteit in Nederland in de toekomst wel een duurzaam, dus CO_2-vrij, én betrouwbaar is. Het gaat om de volgende twee stappen:
1. Investeringszekerheid voor nieuw regelbaar vermogen.
2. Dichten van het prijsgat tussen fossiel en CO_2-vrij regelbaar vermogen.

Deze stappen worden hieronder toegelicht.

4.2 Twee stappen naar nieuw, CO_2-vrij regelbaar vermogen

Hierna lichten we de twee stappen om te komen tot nieuw, CO_2-vrij regelbaar vermogen nader toe. Dit nieuw, CO_2-vrij regelbaar vermogen moet ervoor zorgen dat het elektriciteitssysteem in Nederland volledig duurzaam is én dat het kan voldoen aan de groeiende elektriciteitsvraag.

4.2.1 Stap 1: Investeringszekerheid voor regelbaar vermogen

Regelbaar vermogen is noodzakelijk voor de momenten dat er (langdurig) weinig wind en zon is. Ook dan zal het elektriciteitssysteem namelijk moeten kunnen voorzien in de vraag. De periodes met weinig wind en zon zullen periodes zijn met hoge prijzen. Naar verwachting zal elektriciteit in dergelijke periodes geleverd worden door centrales op waterstof. Dergelijke centrales zullen lage (<2.000 u/j) tot zeer lage (<500 u/j) bedrijfstijden kennen omdat er het grootste deel van het jaar wel voldoende zonne- en/of windenergie zal zijn. Bovendien is waterstof maken kostbaar en zal de brandstofprijs van waterstofcentrales dus hoog zijn.

Bezien vanuit de voorzieningszekerheid moeten er zowel voldoende installaties als voldoende brandstof beschikbaar zijn om een zon- en windluwe periodes te overbruggen. Gezien het verwachte beperkte aantal bedrijfsuren van deze installaties, is het niet vanzelfsprekend dat de markt voldoende investeringen zal doen om voldoende installaties en brandstof beschikbaar te hebben.

Om gegarandeerd wel voldoende installaties en brandstof te hebben, zal nieuw beleid nodig zijn dat de markt hiertoe stuurt. De leveranciers zullen aantoonbaar moeten beschikken over het regelbaar vermogen dat hun klanten vragen. Deze klanten zullen naar verwachting hun vraag als zoveel mogelijk geoptimaliseerd hebben om de hoge prijzen op piekmomenten te vermijden. Om aantoonbaar voldoende installaties en brandstof te hebben voor zon- en windluwe momenten zijn dit beleidsmogelijkheden:

- **Algemene capaciteitsmarkt voor de beschikbaarheid van flexibel vermogen.** Een dergelijke markt bestaat nog niet in Nederland, wel in ongeveer de helft van de EU-landen. Europese regelgeving (EU 2019/943, Art. 21 en 22) biedt expliciet ruimte voor capaciteitsmechanismes indien de noodzaak daartoe kan worden aangetoond vanuit de wettelijk verplichte analyse van de leveringszekerheid (EU, 2019). Volgens dezelfde regeling moet een capaciteitsmarkt techniekneutraal ingericht worden. Naast de eisen uit Artikel 22 aan de CO_2-uitstoot van deelnemende centrales, stellen de EU-regels voor staatssteun dat er aanvullende eisen gesteld mogen worden rondom de uitstoot (EU, 2022). Indien een capaciteitsmarkt ingevoerd wordt, zal de omvang van deze markt moeten toenemen in de tijd om de elektriciteitsvraag en de sluiting van bestaande centrales bij te benen. Beiden zullen namelijk zorgen voor een toename in de vraag naar flexibel vermogen. TenneT kan een nieuw product definiëren waarop marktpartijen kunnen inschrijven. Marktpartijen krijgen een vergoeding voor beschikbaarheid. De kosten hiervan worden verdeeld over alle producenten die aan het net leveren. De veiling zal een aantal jaren van tevoren moeten plaatsvinden zodat er voldoende tijd is om nieuwbouw te realiseren. De looptijd van de vergoeding zal lang genoeg moeten zijn om investeerders zekerheid te bieden.

- **Verplichting met hoge boete** voor leveranciers als zij niet kunnen leveren op de zon/windluwe momenten. In principe komt dit neer op het huidige systeem maar met risico dat leveranciers omvallen bij grote schaarste aan zonne- en windenergie. De algemene verplichting zou aangevuld kunnen worden met de verplichting om inzicht te geven aan TenneT welke installaties gecontracteerd zijn om risico's te verkleinen en daarmee het risico op onvoldoende capaciteit vooraf te kunnen verminderen.

- **Investering door overheid, inzet door marktpartijen (tolling agreement).** TenneT kan op basis van voorspellingen van de leveringszekerheid bepalen hoeveel regelbaar vermogen er nodig is. De overheid zou de benodigde centrales kunnen bouwen, gefinancierd uit de algemene middelen. De overheid verhuurt de centrale vervolgens aan marktpartijen. Hierdoor ligt het risico op onderbezetting van de centrales bij de overheid, maar is er wel zekerheid dat er voldoende regelbaar vermogen is. Waarschijnlijk zal de overheid in het verband met staatssteunkaders wel moeten onderbouwen waarom een marktpartij niet kan investeren in nieuwe centrales, ook niet met een capaciteitsmechanisme. De precieze eisen en condities moeten echter verder onderzocht worden. In het gassysteem komt een dergelijke opzet overigens al voor: Gasunie heeft (mee)geïnvesteerd in de infrastructuur van de Gate terminal voor LNG-import en verhuurt de capaciteit aan marktpartijen.

Als dit beleid wordt doorgevoerd op één van de bovengenoemde manieren is er wel regelbaar vermogen, maar niet per se CO_2-vrij. Fossiele technologie is het goedkoopst en bekend, dus brengt minste risico's met zich mee voor investeerders. Om regelbaar vermogen wel CO_2-vrij te maken, is dus bijkomend beleid nodig.

4.2.2 Stap 2: Dichten prijsgat tussen fossiel en CO_2-vrij regelbaar vermogen

CO_2-vrij regelbaar vermogen kan niet op prijs concurreren met (afgeschreven) fossiel regelbaar vermogen. In de toekomst is regelbaar vermogen slechts een (zeer) beperkte tijd in bedrijf omdat er op andere momenten voldoende zonne- en windenergie is. De prijs voor elektriciteit geproduceerd door regelbaar vermogen wordt dus voor een aanzienlijk gedeelte bepaald door de kapitaallasten. Een stijging van de CO_2-prijs zal weliswaar zorgen voor toename van de kosten van fossiel geproduceerde elektriciteit, maar het effect op de resulterende totale elektriciteitsprijs is beperkt. De in Hoofdstuk 3 genoemde technieken zullen dus extra gestimuleerd/afgedwongen moeten worden. Dit kan door normering,

beprijzing of subsidiëring. Zoals we hierboven beschreven hebben, lijkt het onwaarschijnlijk dat CO_2-vrij regelbaar vermogen door vrijwillige actie uit de markt zal komen.

Normering

Bij normering stelt de overheid direct eisen aan de bouw en inzet van productiemiddelen. Normering wordt over het algemeen gezien als een ingrijpend beleidsinstrument, maar een normering biedt wel duidelijkheid voor iedereen en geeft zekerheid dat het resultaat tijdig bereikt wordt. Gezien het belang van de klimaatdoelen en het krappe tijdspad naar 100% CO_2-vrij in 2035 zijn duidelijkheid en snelheid twee belangrijke voordelen. Er zijn verschillende vormen van normering mogelijk. Hierna lichten we er drie toe:

- **Leveranciersverplichting.** Bij een leveranciersverplichting stelt de overheid een maximum CO_2-uitstoot per geproduceerde kWh in. Deze norm kan strenger gemaakt worden over tijd. Om te voldoen aan hun verplichting, moeten leveranciers gecertificeerd duurzaam geproduceerde elektriciteit inkopen. Certificaten worden garanties van oorsprong (GVO's) genoemd. Momenteel zijn GVO's geldig binnen een kalenderjaar. Om CO_2-vrije flexibele flex te stimuleren, kan de leveranciersverplichting ook GVO's op kwartierbasis vereisen. Het voordeel van een leveranciersverplichting is de verdere vrijheid van de markt om deze verplichting met de goedkoopste technologieën in te vullen en daarmee zo kostenoptimaal mogelijk een CO_2-vrij elektriciteitssysteem te realiseren. Verder moet de leveranciersverplichting voor een voldoende lange periode ingevoerd worden, zodat het perspectief en daarmee meer zekerheid biedt aan investeerders. Belangrijk bij de invoering van een leveranciersverplichting is voorkomen dat fossiele stroom aan het buitenland verkocht wordt, terwijl er voor elektriciteit op de Nederlandse markt GVO's worden gekocht. Een leveranciersverplichting moet dus zorgvuldig ontworpen worden.

- **Einddata voor fossiele technieken.** Normering kan ook bestaan uit het instellen van einddata voor toepassing van fossiele technieken. Dit heeft het voordeel van de zekerheid voor het behalen van de uitstootdoelen. Het is echter een fors middel dat een sterke mate van controle van het elektriciteitssysteem vanuit de overheid vergt. Daarnaast betekent dergelijke strikte normering mogelijk veel kapitaalverlies, wat inefficiënt kan zijn vanuit economisch perspectief en de maatschappij mogelijk geld kost omdat de eigenaren gecompenseerd moeten worden.

- **Tenderen en vergunningverlening.**TenneT kan een tender uitschrijven voor nieuwe capaciteit voor regelbaar vermogen waarbij enkel CO_2-vrije technieken een vergoeding voor de kapitaalkosten krijgen. In het algemeen vereist de Europese wetgeving dat tenders techniekneutraal worden uitgeschreven. Een regeling zoals beschreven is echter techniekneutraal en sluit alleen het uitstoten van CO_2 uit, maar geen specifieke technieken. Een dergelijke tendering kan een effectieve aanpak zijn om nieuw, CO_2-vrij regelbaar vermogen te realiseren.

Beprijzing

Bij beprijzing worden marktpartijen via financiële prikkels verleid om de CO_2-uitstoot van regelbaar vermogen te verminderen, en uiteindelijk naar nul te brengen. Het voordeel van beprijzen is dat het partijen vrij laat in hun aanpak: de overheid schrijft niet voor hoe het probleem moet worden opgelost. Het nadeel van prijsprikkels is dat ze niet altijd sterk

genoeg zijn om het gewenste gedrag te stimuleren. Daarnaast kunnen er andere niet-financiële factoren spelen die ervoor zorgen dat partijen niet kiezen voor de optie met de laagste prijs.

Momenteel is de CO_2-prijs voor de elektriciteitssector gelijk aan de geldende EU ETS-prijs. Nederland heeft in 2022 de Wet minimum CO_2-prijs elektriciteitsopwekking aangenomen. De minimumprijs bepaald in deze wet stijgt van € 12,30 in 2020 naar € 31,90 vanaf 2030. Deze minimumprijs is te laag om een voldoende invloed uit te oefenen op de productieprijs van elektriciteit door regelbaar vermogen. Zoals in Paragraaf 3.1.2 aangetoond zijn er CO_2-prijzen van honderden euro's per ton nodig voordat een waterstofcentrale lagere brandstofkosten heeft dan een aardgascentrale in 2030, vele malen hoger dan nu is vastgesteld in de wet.

Subsidiëring

Het derde soort beleidsinstrument om regelbaar vermogen CO_2-vrij te maken is subsidiëring van CO_2-vrije technologieën. Met subsidies kunnen nieuwe technieken precies gestimuleerd worden met vooraf bekende kosten, zonder kostenverhoging voor de gebruiker. Een belangrijk nadeel van subsidiëring is dat de kosten gesocialiseerd worden over alle belastingbetalers en niet alleen bij de veroorzakers van het probleem. Daarnaast is er een risico dat de oude techniek weer wordt ingezet na afloop van de subsidieperiode. De Nederlandse overheid streeft dan ook naar een geleidelijke verschuiving van subsidiëring naar beprijzing en normering voor het energiesysteem (Ministerie van EZK, 2022).

CO_2-vrij regelbaar vermogen zou opgenomen kunnen worden in bijvoorbeeld de (opvolger van de) SDE++. Subsidiëring van CO_2-vrije flexibele technologieën blijkt in de praktijk echter lastig omdat dergelijke technologieën op verschillende manieren ingezet kunnen worden, niet enkel ter ondersteuning van het elektriciteitssysteem op momenten met tekorten aan zonne- en windenergie. Een subsidie zou daarom zeer zorgvuldig moeten ontworpen en geïmplementeerd worden. Een subsidie voor flexibel vermogen zou wel voor een grote impuls kunnen zorgen door een langjarige zekerheid te bieden aan investeerders.

De grootste zekerheid geeft een norm (verbod) voor de CO_2-inhoud van de geleverde elektriciteit. Deze kan voor alle elektriciteitsinstallaties gelden of specifiek voor elektriciteit van regelbare installaties. Preferent lijkt een systeem van afnemende maximale CO_2-inhoud voor alle elektriciteit die geleverd wordt, zodat rekening gehouden kan worden met de uitfasering van aardgas in de bestaande centrales.

5 Overige belemmeringen

Het voorwaarden scheppende beleid zal niet voldoende zijn om ook daadwerkelijk investeringen in de verschillende CO_2-vrije technieken voor de verschillende momenten te krijgen. Er zijn nog verschillende additionele barrières.

We onderscheiden vier deelmarkten: korte en lange termijn, en productie en overschotten. We analyseren per deelmarkt de belemmeringen en hoe die weggenomen kunnen worden door overheid, energiebedrijven, netbeheerders en toeleverende industrie. We bespreken achtereenvolgens langetermijntekorten, kortetermijntekorten, kortetermijnoverschotten en langetermijnoverschotten.

5.1 Lange termijn - tekort

Dit is de situatie die het meeste aandacht vergt. De CO_2-vrije technieken om langetermijn-tekorten op te lossen zijn nog het minst ontwikkeld. Aanvullend beleid is nodig om die technieken in efficiency en kosten zo snel mogelijk te gaan doorontwikkelen. Als de markt voldoet aan de randvoorwaarden zoals beschreven in Hoofdstuk 4, dan is er nog steeds een aanvullende stimulans nodig. Dit is nodig om snelle groei in de markt voor deze technieken te bereiken.

Leveranciers en overheid - Versnel ontwikkeling gasturbines op waterstof

De ombouw en nieuwbouw van gascentrales op waterstof is een cruciale techniek om voldoende CO_2-vrij regelbaar vermogen te creëren. Zoals in Paragraaf 3.1 uitgelegd, is het niet zeker dat de benodigde techniek al voor 2030 op gigawattschaal beschikbaar is. Met name aan de gasturbines zelf moet nog het nodige gebeuren voordat ze geschikt zijn voor waterstof.

De overheid kan een doelgericht gesubsidieerd ontwikkelprogramma opzetten om met leveranciers en een eigenaren van gascentrales de ontwikkeling te versnellen. Het doel zou moeten zijn om in 2030 een grote gascentrale op 100% waterstof te kunnen laten draaien en alle technieken gereed te hebben om zowel nieuwe centrales te bouwen als om bestaande centrales om te bouwen naar waterstof. Het coalitieakkoord vermeldt een bedrag van € 1 miljard tot 2030 voor de ontwikkeling van CO_2-vrije gascentrales. Dit bedrag zou (deels) besteed kunnen worden aan de versnelling van de ontwikkeling van gasturbines op waterstof.

Op dit punt kan aansluiting gevonden worden bij bijvoorbeeld Duitsland, dat in het coalitie-akkoord ook inzet op de ontwikkeling van nieuwe, 'H2-ready' gascentrales (SPD et al., 2021).[1]

[1] De precieze tekst luidt: "*Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H2-ready) umgestellt werden können.*"

Overheid – Stel de toevoer van voldoende CO_2-arme waterstof zeker

Regelbare centrales op waterstof verbruiken grote hoeveelheden waterstof. Het is noodzakelijk de toeleverketen van waterstof tijdig te ontwikkelen: productie, import, een waterstofnetwerk, opslag en een functionerende waterstofmarkt met genoeg aanbod voor de vraag. Er gebeurt al veel op al deze terreinen en de meeste onderdelen zullen tijdig gereed zijn.

De beschikbaarheid van voldoende groene of blauwe waterstof is echter nog onzeker. De bestaande waterstofplannen leggen de nadruk op gebruik van waterstof als grondstof en brandstof in de industrie en zwaar transport. Dit gaat er nog niet vanuit dat er al rond 2030 grootschalig elektriciteit geproduceerd wordt uit waterstof, de bijbehorende waterstofvraag is dan ook nog niet ingecalculeerd.

Voor de industrie heeft de Europese Commissie een voorstel gedaan om te verplichten dat in 2030 50% van de gebruikte waterstof groen is. De waterstofvraag van de industrie bedraagt tenminste 98 PJ/j, tot mogelijk zelfs 195 PJ/j. Dit zou resulteren in een vraag naar groene waterstof van 49-98 PJ/j. Ter vergelijking: het huidige waterstofverbruik bedraag 98 PJ/j (CE Delft, 2022a).

Voor het transport heeft de EU als bindende doelstelling om in 2030 2,6% van de brandstofvraag uit Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBOs) te halen. Dit zijn waterstof en daarvan afgeleide synthetische brandstoffen. Deze doelstelling resulteert in nog eens 29 PJ/j aan waterstofvraag (CE Delft, 2022a).

Aan de productiekant is de opschaling van waterstofproductie met name afhankelijk van de uitbouw van offshore wind. In februari 2022 heeft het kabinet aangekondigd om te streven naar 10 GW extra wind op zee in 2030, bovenop de reeds geplande 11,5 GW. Als deze gehele 10 GW ingezet zou worden voor waterstofproductie, dan zou er 32 PJ/j mogelijk zijn rond 2030. Ten opzichte van de totale vraag van industrie en transport van 78-127 PJ/j is er dus nog 46-95 PJ/j extra productie en/of import nodig (CE Delft, 2022a).

Uit deze getallen blijkt dat het een uitdaging gaat worden om te voorzien in voldoende waterstof voor de industrie en transport, nog afgezien van de elektriciteitsvoorziening. Om in 2035 voldoende waterstof te hebben, moet de ontwikkeling van extra wind op zee en elektrolysecapaciteit na 2030 in hoog tempo doorgaan. Daarnaast zal import onvermijdelijk zijn. Dit kan de import van waterstof zijn, maar ook de import van ammoniak, methanol of synthetische brandstoffen, zodat er binnenlandse capaciteit voor waterstofproductie wordt vrijgespeeld voor de elektriciteitssector. Het is aan te bevelen om infrastructuur te ontwikkelen om een ruime capaciteit waterstof(dragers) te importeren, in combinatie met langdurige importcontracten.

Er zijn al forse ambities voor de import van waterstof(dragers); in 2030 voorziet Port of Rotterdam 4 Mton/j import (480 PJ/j) en Port of Amsterdam 1 Mton/j (120 PJ/j). Dit zou betekenen dat waterstof zéér ruim voorradig zou zijn in 2030, maar de huidige ambities moeten nog wel vertaald worden naar plannen, investeringsbeslissingen en de bouw van terminals. Tot nu toe is er slechts één investeringsbeslissing genomen: de uitbreiding van de ammoniakterminal van OCI in Rotterdam, goed voor 0,8 Mton/j aan ammoniak, waarmee 11 PJ waterstof kan worden vervangen.

Overheid – Ontwikkel locaties voor de bouw van nieuwe centrales

Ruimtelijke procedures duren lang, zowel voor het gebied waar de centrales komen als het hoogspanningstracé. Dit is een mogelijk reëel knelpunt op de tijdslijn. De bouw van nieuwe regelbare centrales staat echter niet op de politieke agenda. Ook in ruimtelijke plannen zijn geen gebieden vastgelegd waar nog nieuwe centrales kunnen komen. In tegendeel. Een aantal Barro-locaties (gepland voor de bouw van elektriciteitscentrales) is de facto verdwenen door ander gebruik (Zwolle, Nijmegen). Op deze locaties zijn de oude (kolen)centrales gesloten en heeft de ruimte een nieuwe bestemming gekregen, woningbouw in de gevallen Nijmegen en Zwolle. Er zijn echter nieuwe centrales nodig, een uitbreiding tot tenminste 25 GW (zie Hoofdstuk 3). In dat licht is het verstandig om de locatie niet te herbestemmen bij sluiting van oude centrales, maar om deze ruimte gereserveerd te houden voor de bouw van nieuwe centrales. Daarnaast zijn er additionele, nieuwe ruimtelijke reserveringen nodig voor de uitbreiding van het productiepark. Nieuwe centrales kunnen in de toekomst snel gebouwd worden als de overheid ruimte reserveert voor nieuwe locaties waar centrales gebouwd kunnen worden en zij er tegelijk voor zorgt dat er een netaansluiting ligt van voldoende capaciteit.

5.2 Korte termijn – tekort

Batterijen en vraagsturing zullen in deze markt een belangrijke rol gaan spelen.

Overheid – Korting op transporttarieven voor batterijen

De belangrijkste factor die de snelle opschaling van grootschalige batterijen in de weg staat is het transporttarief (CE Delft, 2022b). Batterijen betalen dezelfde tarieven als iedere andere afnemer. Een belangrijke tariefcomponent is het transportafhankelijk nettarief, waarbij afnemers een bedrag betalen per kW gecontracteerde netcapaciteit (“*kW contract*”) én per kW voor de maximale daadwerkelijke afname in een maand (“*kW max*”). Deze beprijzing is stevig, vanuit de gedachte dat de piekvraag leidend is voor de investeringen in het elektriciteitsnet. Batterijen kunnen echter zo aangestuurd worden dat ze het energiesysteem helpen zonder het netwerk extra te belasten. In die gevallen is een korting op de transporttarieven op zijn plaats.

Met een 90% korting op het transportafhankelijk nettarief worden batterijen in de huidige markt rendabel op de onbalansmarkt (CE Delft, 2022b). Samen met de aFRR-markt is er dan ruimte voor zo’n 1,5 GW extra aan batterijen.

Energieleveranciers – Informeren en ontzorgen consument bij vraagsturing

Vraagsturing heeft een groot theoretisch potentieel, dat maar moeilijk ontsloten wordt. Dit geldt met name voor het gedeelte dat een gedragsverandering van de verbruiker vereist. Er ligt een rol voor energieleveranciers om gebruikers daartoe te stimuleren. Leveranciers kunnen consumenten beter inzicht geven in hun huidige verbruik en hoeveel geld en CO_2 zij zouden kunnen besparen door over te stappen op een variabel energiecontract en hun verbruik aan te passen aan de beschikbaarheid van hernieuwbare energie. Energieleveranciers kunnen betere informatie verstrekken over de actuele stroomprijs en hoe schoon de elektriciteit op ieder moment is, bijvoorbeeld met een app. Desnoods kan de overheid de real-time beschikbaarheid van deze informatie verplicht stellen. Daarnaast kunnen energieleveranciers betere informatie aanbieden over hoe consumenten hun

verbruik geautomatiseerd kunnen verschuiven naar het beste moment en kunnen zij consumenten ondersteunen bij de installatie en het inregelen van de benodigde apparatuur.

TenneT – Ontwikkel concrete propositie voor afschakelen industrie

TenneT heeft onderzocht dat er een groot potentieel is om de industrie preventief af te schakelen op een beperkt aantal uren met een krap aanbod van elektriciteit (GLEAM, 2021). De industrie zou fors kunnen besparen door haar installaties op kritieke momenten af te regelen of uit te schakelen. Bedrijven zijn zich echter onvoldoende bewust van hun eigen mogelijkheden om af te schakelen en de mogelijke besparing die dat zou opleveren. TenneT zou een model afschakelcontract kunnen ontwikkelen en vermarkten om het potentieel voor industriële flexibiliteit onder de aandacht te brengen en zo bedrijven kunnen stimuleren om hun flexibiliteit ook daadwerkelijk te benutten.

5.3 Korte termijn – overschot

Batterijen zullen in deze markt een belangrijke rol gaan spelen, naast vraagsturing en extra vraag van flexibele elektrische boilers en elektrolyzers. De belangrijkste factoren voor batterijen en vraagsturing hebben we in de vorige paragraaf behandeld, in deze paragraaf gaan we verder in op de flexibele vraagtechnieken.

Overheid – Producententarief voor gelijk speelveld vraag en opwek

Afnemers van elektriciteit betalen via het transportafhankelijk nettarief (kW max en kW contract) flink voor het gebruik van het elektriciteitsnet. Opwekkers zijn wettelijk vrijgesteld van dit tarief. Hierdoor is het goedkoper om flexibiliteit aan te bieden met een installatie voor opwek dan met een installatie voor vraagreductie. Dit komt ook terug in de SDE++-subsidie, waar afnemers vanwege de hogere netkosten meer subsidie nodig hebben en het in de subsidierangschikking afleggen tegen nieuwe opwek uit zon en wind. Dit scheve speelveld kan weggenomen worden door de invoer van nettarieven voor producenten.

TenneT – Ruime netcapaciteit voor e-boilers en elektrolyzers

Flexibele boilers en elektrolyzers gebruiken elektriciteit op momenten met een lage elektriciteitsprijs, als er een ruim aanbod is van hernieuwbare energie. Voor beide technieken is de ontwikkeling van meerdere gigawatten voorzien vóór 2030. Deze doelen, maar ook een verdere opschaling ná 2030, vereisen grote aansluitingen op het hoogspanningsnet. Voor elektrolyzers zal dit zijn op locaties waar elektriciteit van wind op zee aan land komt. Voor elektrische boilers zal dit op bestaande locaties van industrie en stadswarmtenetten zijn. In verband met de lange doorlooptijd van nieuwe hoogspanningsstations is het van belang dat de netcapaciteit tijdig en proactief ontwikkeld wordt.

5.4 Lange termijn – overschot

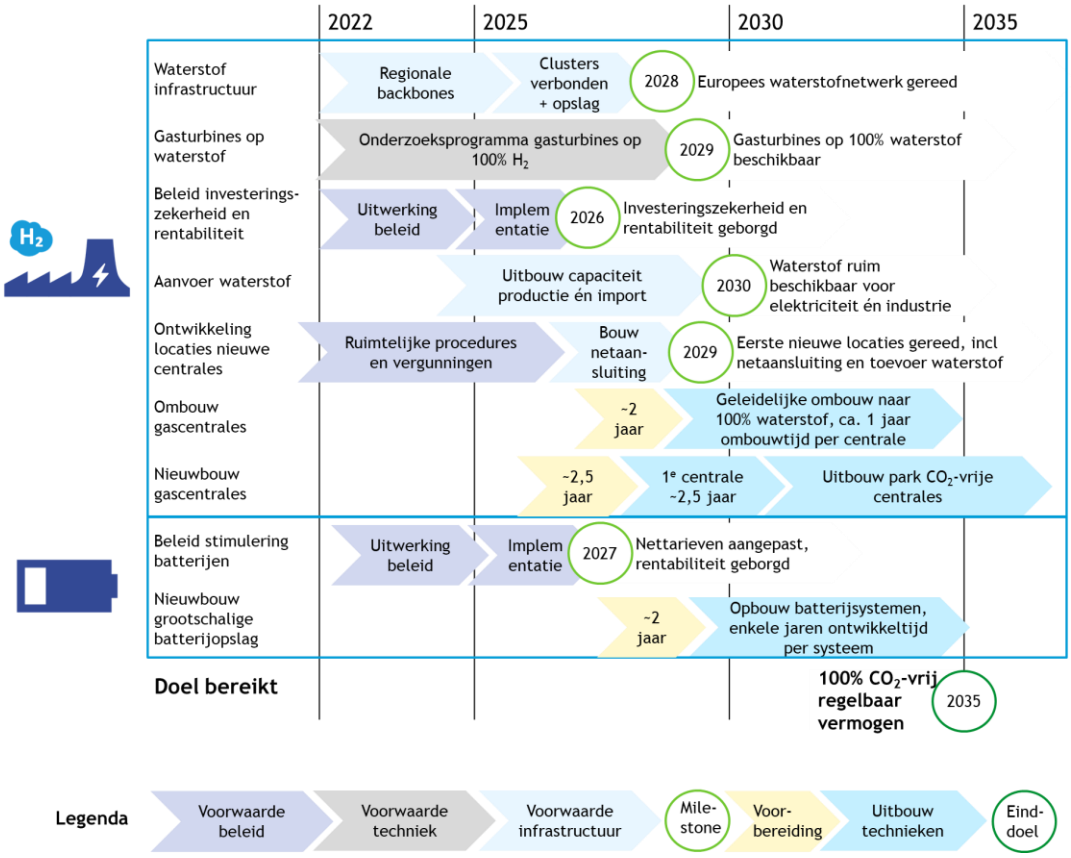
Dit is geen probleemgebied. Enerzijds zijn er nog weinig periodes met een langdurig overschot, anderzijds resulteren overschotten nooit in een acuut probleem. Overschotten kunnen immers altijd opgelost worden door hernieuwbare opwek af te schakelen, ook al is dat zonde van de duurzaam opgewekte elektriciteit.

6 Spoorboekje naar 100% CO_2-vrije elektriciteit in 2035

In dit hoofdstuk geven we, terugredenerend vanuit 2035, aan hoe opschaling kan plaatsvinden om de gewenste hoeveelheden flexopties te kunnen gebruiken in 2035. We leggen hierbij de nadruk op de opbouw van regelbare centrales en batterijen voor tekorten.

In Figuur 7 staat het spoorboekje, in de rest van het hoofdstuk lichten we het spoorboekje verder toe.

Figuur 7 - Spoorboekje naar 100% CO_2-vrije flex in 2035



Eerste nieuwbouw CO_2-vrije centrale begin jaren ’30 gereed

Rond 2030 is een eerste nieuwbouw centrale nodig om aan de toenemende vraag naar regelbaar vermogen te voldoen, zoals uitgelegd in Paragraaf 2.3. De tijdslijn voor de bouw van een nieuwe centrale is krap. De bouwtijd van een nieuwe gascentrale is zo’n 2-2,5 jaar, exclusief vergunningentraject. De bouw moet dus starten rond 2028. Voorafgaand aan de bouw zal de investeerder naar schatting zo’n 2,5 jaar nodig hebben voor de engineering, het regelen van een vergunning en het nemen van de investeringsbeslissing.

De bouw van een centrale vereist ook dat er een geschikte locatie is en dat de hoogspanningsverbinding ruim op tijd gereed is om de centrale te testen en in bedrijf te nemen. De aanleg van een nieuwe hoogspanningsverbinding duurt 7 tot 10 jaar, waarvan zo'n 2 jaar voor de daadwerkelijke bouw van de verbinding (CE Delft, 2021). De ruimtelijke procedures moeten dus op korte termijn opgestart worden om op tijd met de bouw van de centrale te kunnen beginnen.

Ombouw van één centrale duurt ongeveer een jaar…

Het duurt ongeveer een jaar om een nieuw type gasturbine te installeren in een bestaande centrale (Ansaldo Energia, 2019). De ombouw naar waterstof is ingrijpender dan een nieuwe gasturbine op aardgas, maar we nemen aan dat veel werkzaamheden op locatie parallel plaats kunnen vinden, zodat een bestaande centrale in een jaar omgebouwd kan worden naar waterstof. Voorafgaand aan de ombouw zal de eigenaar zo'n 2 jaar bezig zijn met de voorbereiding, engineering en financiering van de ombouw.

…toch 6 jaar uittrekken voor álle centrales om leveringszekerheid te borgen

Het doel is echter niet om voor 2035 één centrale om te bouwen naar waterstof, maar álle centrales. Daar moet ruim op tijd mee begonnen worden, omdat de centrales tijdens de ombouw tijdelijk niet beschikbaar zijn. De ombouw van de verschillende centrales moet dus gefaseerd plaatsvinden, waarbij de werkzaamheden goed op elkaar zijn afgestemd, zodat de leveringszekerheid te allen tijde gewaarborgd blijft. De ombouw van het totale productiepark duurt dus aanzienlijk langer dan de ombouw van een enkele centrale.
Dit geldt ook voor centrales met meerdere eenheden, die ook gefaseerd omgebouwd zullen worden. Deze tijdelijke onbeschikbaarheid zal opgevangen moeten worden, bijvoorbeeld door extra nieuwe centrales te bouwen. We gaan ervan uit dat het hele park in 6 jaar wordt omgebouwd, waardoor er continu zo'n 2-2,5 GW aan centrales in ombouw is. Met 6 jaar ombouwtijd moeten de eerste centrales vanaf 2029 omgebouwd worden, zodat het gehele park CO_2-vrij is in 2035.

Zo snel mogelijk beginnen met ondersteunend beleid

Investeringen in gascentrales op waterstof vereisen een beleidsinstrument dat investeringszekerheid biedt, de beschikbaarheid van gasturbines die kunnen draaien op 100% waterstof en een stabiele aanvoer van waterstof. Deze randvoorwaarden zijn nu nog ver weg en hebben allen een doorlooptijd van tenminste 4 jaar. Aangezien de eerste waterstofcentrales al eind jaren '20 (om)gebouwd worden, is het ook hier zaak om op korte termijn beleid te ontwikkelen die deze randvoorwaarden borgt.

Batterijen en bijmenging waterstof kunnen ademruimte geven

De tijdslijn voor een volledig park aan waterstofcentrales in 2035 is krap, zowel voor ombouw of nieuwbouw. Kritische onderdelen zijn de beschikbaarheid van gasturbines die op 100% waterstof kunnen draaien, de beschikbaarheid van waterstof en de doorlooptijden van ruimtelijke procedures.

Batterijen kunnen veel sneller gebouwd worden dan waterstofcentrales, vaak op bestaande locaties bij grote zonne- of windparken, bij centrales of bij hoogspanningsstations.

Batterijen kunnen echter alleen kortdurende flexibiliteit leveren en zijn geen vervanging voor centrales, maar ze beperken het benodigde vermogen aan (piek)centrales wel. Een tijdige uitbouw van batterijcapaciteit geeft dus wat speelruimte in de nieuwbouw en ombouw van centrales.

Het is niet zeker dat gasturbines op 100% waterstof op tijd beschikbaar zullen zijn. Vanwege de ombouwtijden van centrales is het doel van 100% CO_2-vrij niet haalbaar als de techniek pas na 2030 gereed is. We raden aan om de ontwikkeling te versnellen met een gericht onderzoeks- en opschalingsprogramma. De huidige gascentrales kunnen echter ook al een deel CO_2-arme waterstof in het aardgas bijmengen. Dit geeft ook zonder ombouw al (beperkte) CO_2-reductie en zorgt er meteen voor dat de benodigde waterstofinfrastructuur er al ligt. Tijdige ombouw naar 100% waterstof is nodig om het doel te halen. Een vroege start met bijmenging bespaart al eerder in de tijd CO_2, waardoor de ombouw iets later afgerond kan worden zonder dat er in totaal meer CO_2 wordt uitgestoten.

7 Literatuur

Ansaldo Energia. 2019. *Gas Turbine Replacement* [Online] https://www.ansaldoenergia.com/PublishingImages/REHABILITATION/gas%20turbine%20retrofit/GAS%20TURBINE%20REPLACEMENT.pdf.

APPM & CE Delft, 2018.*Slim laden must have bij groei elektrisch vervoer*, 's Hertogenbosch: Enpuls

Aurora Energy Research, 2021.*CO2-free flexibility options for the Dutch power system*, Oxford, UK: Aurora Energy Research

CE Delft, 2016.*Het PowerFlex-Model : Modellering van flexibiliteit op spot- en onbalansmarkt* Delft: CE Delft

CE Delft, 2017a.*Kosteneffectiviteit van maatregelen voor CO2-reductie in Nederland*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2017b.*Power to Ammonia : Energy and electricity prices scenarios 2020-2023-2030*, Amersfoort: ISPT

CE Delft, 2020.*Elektrifricatie en Vraagprofiel 2030 - Rapport experttraject TenneT E-Top*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2021.*Doorlooptijden investeringen elektrificatie : Inzicht in de tijdlijn van het Klimaatakkoord*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2022a.*50% green hydrogen for Dutch industry*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2022b.*Omslagpunt grootschalige batterijopslag. Wat is de betekenis van batterijopslag voor de inpassing van zon in het energiesysteem?*, Delft: CE Delft

CE Delft, Overview, Berenschot, Exe & Greenspread, 2016.*Peakshaving van zon-PV met de elektrische boiler*, Utrecht: Berenschot

EC. lopend *Increasing the ambition of EU emissions trading* [Online] https://ec.europa.eu/clima/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/increasing-ambition-eu-emissions-trading_en. 7 juni 2022

EU, 2019. Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (Voor de EER relevante tekst.). *Publicatieblad van de Europese Unie*, L. 158, 54-124.

EU, 2022.*Communication from the Commission - Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022*:

Europe, H., 2020.*Strategic Research & Innovation Agenda Clean Hydrogen for Europe (final draft)*, Brussel: Hydorgen Europe

GLEAM, W., 2021.*Industrial Load Follows Supply*, Den Bosch: GLEAM Consultancy & Management

IEA, 2021.*Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy sector*, Paris International Energy Agency (IEA)

IRENA, 2022.*Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal - Part II Technology Review of Hydrogen Carriers*, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency

Ministerie van EZK, 2022.*Kamerbrief d.d. 10 juni 2022 m.b.t.: Contouren Nationaal plan energiesysteem*, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Netbeheer Nederland, 2019.*Basisinformatie over energie-infrastructuur : opgesteld voor de Regionale Energie Strategieën*, Den Haag: Netbeheer Nederland

Rijksoverheid, 2022.*Ontwerp Beleidsprogramma Klimaat*, Den Haag: Rijksoverheid

SPD, Grünen & FDP, 2021.*Mehr Fortschritt wagen*, Berlin:

Stuurgroep extra Opgave, 2021.*Complementair Ontwikkelen : In balans naar groeiende elektrificatie van de industrie en extra aanbod van hernieuwbare elektriciteit*, Den Haag: Rijksoverheid

TenneT, 2021.*Monitor Leveringszekerheid 2021*, Arnhem: TenneT TSO B.V.

TenneT. lopend. *COBRAcable* [Online] https://www.tennet.eu/nl/ons-hoogspanningsnet/internationale-verbindingen/cobracable/. 13 april 2022

TNO, 2022.*Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030*, Amsterdam: TNO

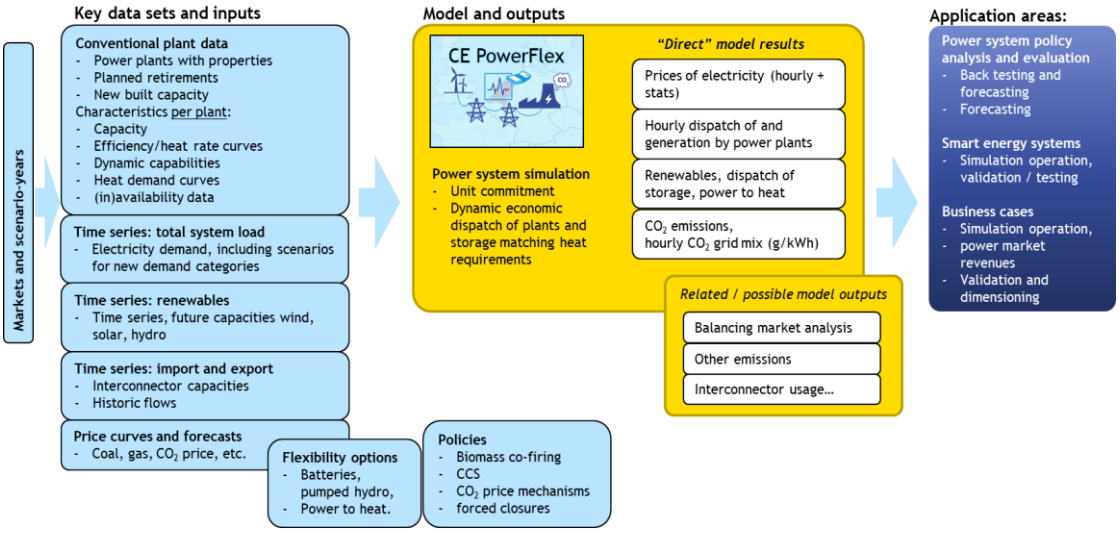
Trinomics, 2022.*Onderzoek second opinion ETS-prijs n.a.v. motie Grinwis c.s.*, Rotterdam: Trinomics

Vries, L. d. & Heijnen, P., 2008. The impact of electricity market design upon investment under uncertainty: The effectiveness of capacity mechanisms. *Utilities Policy*, 16, 215-227.

A Modelbeschrijving Powerflex

PowerFlex is a fundamental power market simulation model. It simulates the operation of the electricity production (and demand) via the price driven dispatch of power plants, storage units and Power-to-Heat installations. The assets are dispatch to achieve lowest overall system costs, reflecting constraints on interconnection capacities, dynamic constraints on power plants, and so on. The key inputs and model characteristics are illustrated in Figure 8.

Figure 8 - Data sets, inputs, model characteristics, outputs and model application areas



Model description

PowerFlex simulates the dynamic operation of the electricity system via the price driven dispatch of power plants, storage units and Power-to-Heat installations. The assets are dispatched to achieve lowest overall system costs, reflecting relevant constraints.

The peculiar characteristics of the Dutch electricity system (including the large and partly flexible CHP fleet) are well-represented in the model, yielding very favourable simulation results without the need for 'mark-up' factors, like other models (e.g. PLEXOS).

The model includes per generating unit: quadratic efficiency curves, must run, CHP, heat demand time curves, minimum up/down times and start costs, and for balancing/short-term dispatch: ramping capabilities.

The heart of the model is the solver. The solver employs the technique dynamic economic dispatch using Lagrangian relaxation. This algorithm is well documented in literature; the advantage is limited computing time, allowing for doing numerous simulations and sensitivity tests in a short-time span. That is valuable for using the model in a policy research context.

Simulations are usually carried out for the Netherlands and Germany as model core regions. It is possible to expand the model core region if the study warrants it.

Effects of neighbouring countries not in the model core region are incorporated with their hourly interconnection time series that may be derived from other models, or from the ENTSO-E transparency data.

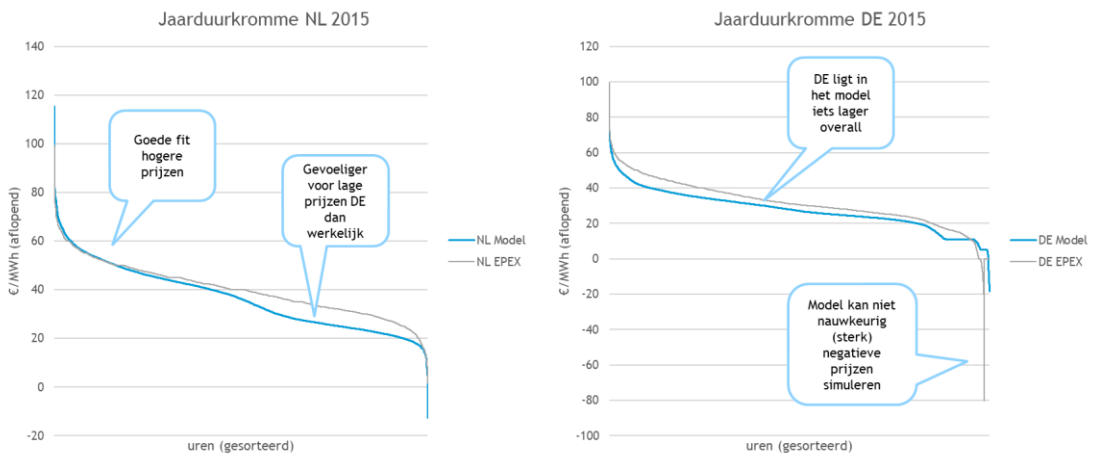
Experience with the model

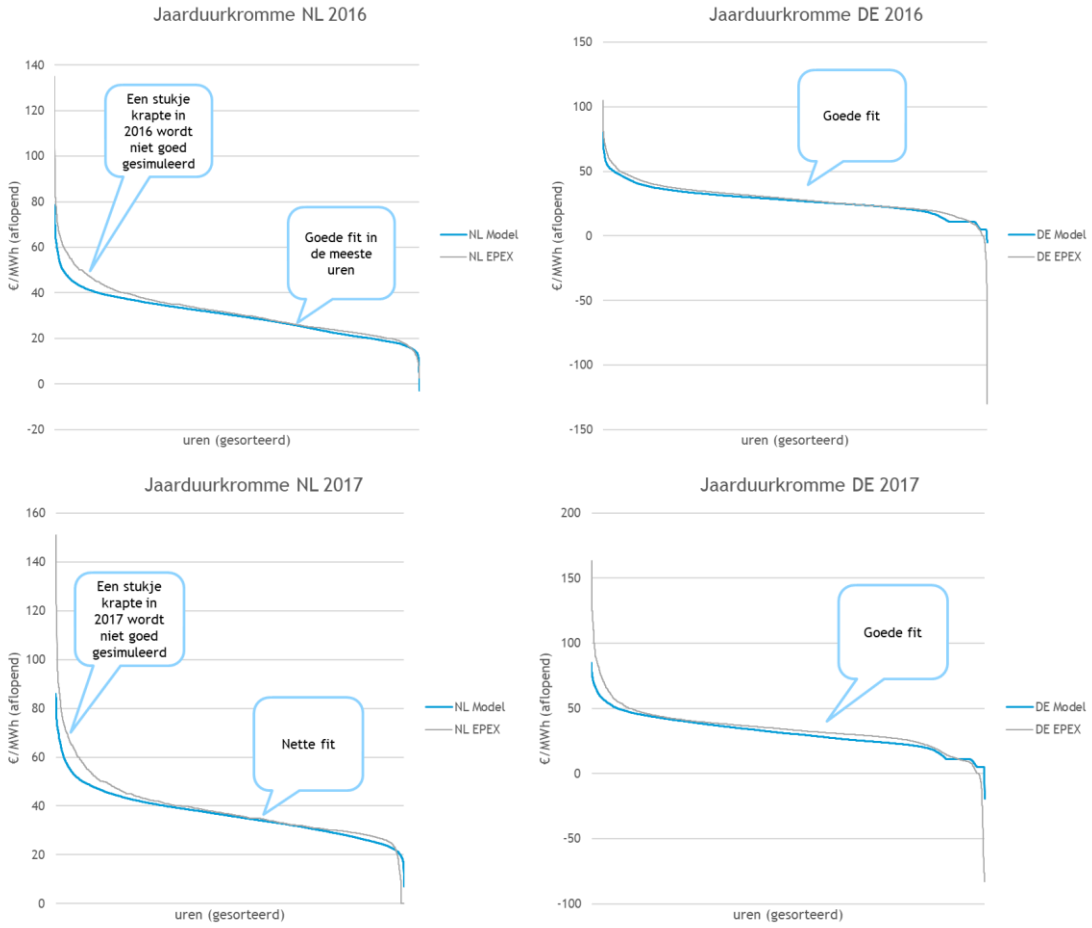
PowerFlex was developed by CE Delft and Kyos Energy Consulting in 2014-2016, with financial support of the Ministry of Economic affairs, EZ-subsidies, Energy Top Sector (grant TES0114011). This included validation back testing of 2012, 2013 (CE Delft, 2016).

CE Delft has since then used the model for (among others) the following clients/projects:
- 2016: Power-to-Ammonia. Electricity price scenarios 2020, 2023, 2030 (2017b).
- 2016: Price scenarios for 'Peak shaving of solar-PV with the E-boiler'(CE Delft et al., 2016).
- 2017: Cost-effectiveness of a number of measures, for Ministry of Finance (2017a)
- 2018: Cost and benefits of smart charging if EV's: 2030 simulation (for Enpuls/Enexis)(APPM & CE Delft, 2018).
- 2019: CO_2 impacts of flexible use of power, for NieuweStroom. 2020-2023 simulation, 2015, 2016, 2017 validation (back testing). Including modelling of biomass cofiring.
- 2020: Quick scan of CO_2-free dispatchable electricity generation for Natuur&Milieu.
- 2021: Impact of electrification and additional renewable generation for TenneT.
- 2021: Impact of industrial electrification on Dutch power system for TKI Wind op Zee.

The model is also licensed by Kyos Energy Consulting as KyPowerFundamentals.

Figure 9 - Back testing results from 2015-2017 runs




Jaarduurkromme NL 2016
Een stukje krapte in 2016 wordt niet goed gesimuleerd
Goede fit in de meeste uren
NL Model
NL EPEX
€/MWh (aflopend)
uren (gesorteerd)
Jaarduurkromme DE 2016
Goede fit
DE Model
DE EPEX
€/MWh (aflopend)
uren (gesorteerd)
Jaarduurkromme NL 2017
Een stukje krapte in 2017 wordt niet goed gesimuleerd
Nette fit
NL Model
NL EPEX
€/MWh (aflopend)
uren (gesorteerd)
Jaarduurkromme DE 2017
Goede fit
DE Model
DE EPEX
€/MWh (aflopend)
uren (gesorteerd)