Verkenning ontwikkeling CO_2-vrije flexibele energietechnieken

CE Delft

Committed to the Environment

Verkenning ontwikkeling CO_2-vrije flexibele energietechnieken

Dit rapport is geschreven door:
Frans Rooijers, Chris Jongsma

Delft, CE Delft, juni 2020
Versie 1.2, onjuiste verwijzing naar Schaffmeister & Scheijgrond (2019) – Energie uit Water verwijderd. Daarnaast enkele errata gecorrigeerd.

Publicatienummer: 20.190402.041

Elektriciteitsvoorziening / Technologie / Vraag / Aanbod / Prijsstelling / Productieoverschot / Energie-opslag
VT : Flexibiliteit

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 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Samenvatting	4
	Lijst met afkortingen	7
1	Inleiding	8
	1.1 Achtergrond	8
	1.2 Doel van de studie	8
	1.3 Methodologie	9
	1.4 Leeswijzer	9
2	Uitgangspunten	10
	2.1 Definitie CO_2-vrij flexibel vermogen	10
	2.2 Flexbehoefte 2030	11
	2.3 Huidige flexmarkt	13
3	Technieken voor tekorten	15
	3.1 Gehanteerde aanpak	15
	3.2 Conclusie technieken voor tekorten	23
4	Technieken voor overschotten	26
	4.1 Gehanteerde aanpak	26
	4.2 Conclusie flex voor overschotten	30
5	Technieken voor opslag	31
	5.1 Gehanteerde aanpak	31
	5.2 Conclusie technieken voor opslag	36
6	Barrières en benodigd beleid	37
	6.1 Barrières voor flexibel vermogen	37
	6.2 Beleidsopties voor CO_2-vrij flexvermogen	38
7	Conclusie	40
	Bibliografie	42
A	Flextechnieken in detail	46
	A.1 Overzicht alle flextechnieken	46
	A.2 Technieken voor tekorten	46
	A.3 Technieken voor overschotten	55
	A.4 Technieken voor opslag	59

B Klimaatakkoord – overschotten en tekorten 63

C Modelbeschrijving Powerflex 69

D Bijlage kernenergie 72

Samenvatting

In opdracht van Natuur & Milieu heeft CE Delft onderzocht welke ontwikkelingen in prijs en potentie tot 2030 zullen plaatsvinden voor CO_2-vrije technieken om het elektriciteitsnet in balans te houden. Als gevolg van de afspraken in het Klimaatakkoord zal de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen zoals zon en wind in de toekomst sterk toenemen. In 2030 zal de productie van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen ongeveer 70% van de totale vraag dekken. Met de komst van meer hernieuwbare bronnen als zon en wind, wordt de elektriciteitsproductie steeds meer bepaald door weersomstandigheden. Als het veel waait en zonnig is, wordt er veel elektriciteit geproduceerd. Als het windstil is en de zon schijnt niet wordt er weinig elektriciteit geproduceerd. Dit variabele aanbod sluit niet altijd aan op de vraag naar elektriciteit. Om het aanbod op de vraag te laten aansluiten kunnen verschillende technieken ingezet worden. Deze technieken noemen wij in deze studie 'flexibele energietechnieken'. Het vermogen dat deze technieken kunnen leveren noemen we 'flexibel vermogen'. Om aan het Klimaatakkoord te voldoen zullen deze technieken nog maar weinig CO_2 mogen uitstoten.

Technieken voor tekorten

Voor de momenten dat zon en wind onvoldoende elektriciteit produceren, zijn er dus technieken nodig die flexibel energie kunnen leveren. Dit flexibele vermogen zal in 2030 maximaal 23 GW moeten kunnen leveren en 40 TWh aan elektriciteit moeten kunnen opwekken.

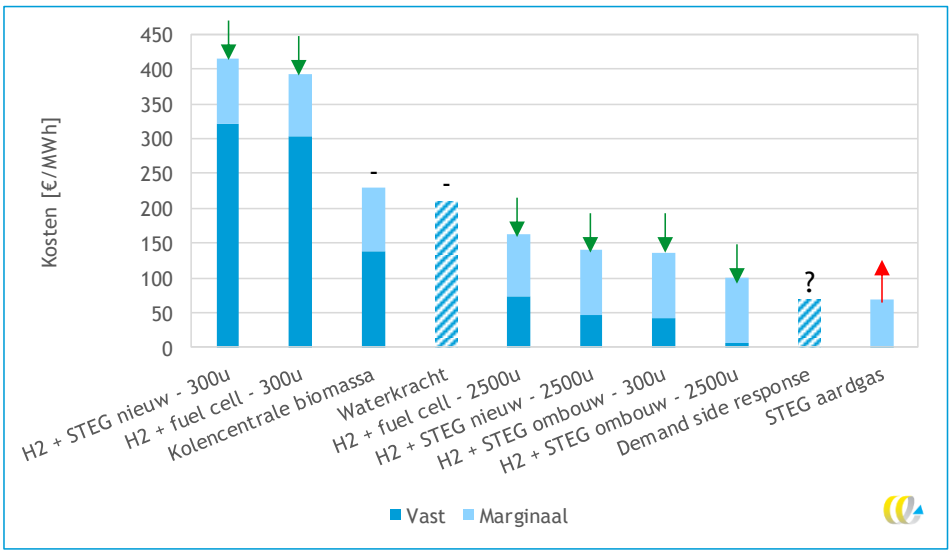
In deze studie zijn de potentie en kosten van de volgende CO_2-vrije technieken onderzocht:
- de brandstofcel met waterstof;
- de STEG-centrale met waterstof, ombouw van bestaand en nieuwbouw;
- conventionele waterkracht;
- de ombouw van kolencentrales naar 100% biomassa;
- vier varianten van demand side response (tijdelijk verlagen van de elektriciteitsvraag).

Deze CO_2-vrije technieken moeten concurreren met de conventionele aardgas-STEG-centrales die CO_2-uitstoten. In deze studie worden de CO_2-vrije technieken vergeleken met de aardgas-STEG-centrale.

Zoals uit de figuur naar voren komt, zullen in 2029 bij ongewijzigd beleid alle CO_2-vrije technieken duurder zijn dan de STEG op aardgas (rechts in de figuur).

Het potentieel van de beschouwde CO_2-vrije technieken telt op tot 6,7 GW aan vermogen, met een elektriciteitsproductie van 3,5 TWh per jaar.

Figuur 1 - Marginale en vaste kosten van de beschouwde technieken voor tekorten in 2029



Toelichting: De kosten voor waterkracht en demand side response zijn niet opgesplitst, de integrale kosten worden weergegeven. De pijltjes geven de kostenontwikkeling na 2030 aan. Bij de gearceerde staven was een splitsing in vaste en variabele kosten niet mogelijk.

Technieken voor overschotten

Naast de tekorten zijn er ook momenten dat zon en wind meer produceren dan de vraag, naar verwachting circa 12 TWh per jaar in 2030. Het profiel voor overschotten heeft een hoog vermogen (22 GW) voor een gering aantal uren per jaar (520 vollasturen).

De volgende technieken zijn onderzocht om die 12 TWh efficiënt te gebruiken:
- stoomproductie middels Power-to-Heat (in plaats van aardgas);
- waterstofproductie middels elektrolyse (Power-to-Gas); en
- demand side response (extra elektriciteitsvraag).

Power-to-Heat wordt nu alleen ingeschakeld als de prijs ervan lager is dan verwarmen op aardgas. Waterstof uit Power-to-Gas concurreert met fossiele waterstof en met aardgas voor verwarming en als grondstof en met benzine en diesel als vervoersbrandstof.
De geproduceerde waterstof kan namelijk voor meer dan alleen elektriciteitsproductie ingezet worden.

Vraagsturing door de vraag naar elektriciteit op deze momenten te vergroten (demand side response) heeft een groot technisch potentieel, maar is lastig te realiseren. De businesscase is cruciaal: de investeringskosten om flexibel te kunnen opereren moeten met redelijke zekerheid terugverdiend kunnen worden. Daarnaast moet in sommige gevallen een groot aantal kleine partijen individueel in actie komen.

De beschouwde technieken hebben een gezamenlijk potentieel vermogen van 7,7 GW, waarmee 16,6 TWh/j elektriciteit nuttig gebruikt kan worden.

Technieken voor opslag

In de studie is ook gekeken naar de mogelijkheden om een overschot aan elektriciteit op te slaan. Drie varianten van batterijen zijn bestudeerd om in 2030 overschotten van elektriciteit op te slaan en in te zetten op momenten waarop er tekorten zijn. Voor grootschalige en kleinschalige lithium-ion batterijen is er in 2030 een businesscase. Voor grootschalige flowbatterijen is er vooralsnog geen businesscase vanwege het relatief lage vermogen ten opzichte van de capaciteit. Voor grootschalige batterijen kan de businesscase verbeterd worden door deel te nemen in de onbalans- en reservemarkten. Batterijen gaan weliswaar het komende decennium een enorme groei doormaken, maar de geïnstalleerde capaciteit is in 2030 naar verwachting nog te laag om van grote invloed te zijn. In totaal zou 0,3 TWh aan overschot van de benodigde 12 TWh verplaatst kunnen worden naar de momenten dat er tekorten zijn.

Bij een overschot aan energie kan er in totaal een vermogen van 7,7 GW met de onderzochte technieken worden ontsloten, dit is potentieel genoeg voor 16,6 TWh/j aan elektriciteit. Pieken boven 7,7 GW kunnen opgevangen worden door het afschakelen van productie (curtailment), door technieken voor opslag, of door ervoor te zorgen dat een groter deel van het technisch potentieel gerealiseerd wordt, bijvoorbeeld door de marktomstandigheden van de technieken te verbeteren.

Beleidsopties

CO_2-vrije flexopties moeten ontwikkeld worden om de doelstellingen uit het Klimaatakkoord te behalen. Als er geen hogere CO_2-prijs komt dan de verwachte € 47 in 2030, zullen de CO_2-vrije flexopties voor tekort niet in de markt komen. Aanvullend beleid is nodig om deze technieken te stimuleren. Voor overschotmomenten zullen batterijen, demand side management en Power-to-Heat in de markt komen, maar Power-to-Gas niet zonder subsidie.

De volgende beleidsopties kunnen worden ingezet om de totstandkoming van CO_2-vrij flexibel vermogen te bevorderen:

- Invoering van een hoge CO_2-heffing in Nederland. Een hoge CO_2-heffing leidt tot weglek en oneerlijke concurrentie tussen landen, daarom is het ook nodig om een grenscorrectie in te stellen, dit kan bijvoorbeeld met de Vergoeding Externe Kosten.
- Verplichting aan alle leveranciers om te allen tijde CO_2-vrije elektriciteit te leveren.
- Herziening van de nettarieven zodat er niet langer hoge kosten verbonden zijn aan het sporadisch afnemen van grote vermogens, mits het net dat toestaat.
- Dynamisch beprijzen van elektriciteit voor alle gebruikers.
- Verstrekking van subsidie voor CO_2-vrije flex, inclusief batterijen.
- Invoering van een capaciteitsmarkt voor flexibel vermogen met CO_2-vrije technieken.

De kosten, effecten en wenselijkheid van deze maatregelen moeten nog nader bestudeerd worden.

Lijst met afkortingen

Afkorting	Voluit
ENTSO-e	European Network of Transmission System Operators for Electricity
flex	Flexibel regelbaar vermogen
HHV	Higher Heating Value
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LHV	Lower Heating Value
LS	Laagspanning (< 1.000 V)
MS	Middenspanning (1.000 – 25.000 V)
O&M	Operations & Maintenance
P2G	Power-to-Gas
P2H	Power-to-Heat
PEM	Proton Exchange Membrane
PV	Photovoltaic
STEG	Stoom- en Gascentrale, ook bekend als Combined Cycle Gasturbine (CCGT)
WKK	Warmtekrachtkoppeling

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

In het Klimaatakkoord is afgesproken dat de opwek van hernieuwbare elektriciteit uit grootschalig wind en zon 88 TWh zal bedragen in 2030. Daarnaast wordt er nog uitgegaan van 7 TWh kleinschalig zon op daken. Bij een vraag van 118 TWh komt dit neer op 70% hernieuwbare elektriciteit uit wind en zon. Hierdoor zal de elektriciteitssector 20,2 Mton minder CO_2 moeten uitstoten in 2030. Door de grote toename aan variabele hernieuwbare energie zullen er overschotten en tekorten op het elektriciteitsnet ontstaan door een mismatch van vraag en aanbod. Door de vraag en het regelbare aanbod tijdelijk slim te verhogen of juist te verlagen, kunnen overschotten efficiënt gebruikt worden en tekorten worden opgelost. Het geheel aan technieken dat hierbij ingezet wordt, valt onder de term flexibel vermogen. Deze studie focust op CO_2-vrij flexibel vermogen omdat het energiesysteem van de toekomst geen CO_2 meer uitstoot en het geen zin heeft om nu nog nieuwe fossiele capaciteit te realiseren.

In 2030 moet volgens de afspraken uit het Klimaatakkoord 70% (88 TWh) van de elektriciteit worden opgewekt door hernieuwbare bronnen (Klimaatakkoord, 2018). De uitstoot om de resterende 30% (49 TWh) op te wekken, mag maximaal 12,2 Mton CO_2 bedragen. Naar inschatting van de elektriciteitstafel wordt dit geleverd door installaties op hoogovengas en gascentrales, die elk 6 Mton uitstoten. De installaties op hoogovengas hebben een vermogen van 1 GW en leveren 4 TWh, voor de aardgascentrales wordt dit geschat op 10-17 GW en 16-18 TWh. Afhankelijk van de elektriciteitsvraag moet er nog 15-40 TWh aan energie flexibel en CO_2-vrij worden opgewekt in 2030 (Klimaatakkoord, 2018). De totstandkoming van deze installaties is niet vanzelfsprekend en vraagt om aanvullend beleid. Opwekking van 15-40 TWh met een moderne gascentrale[1] levert 5-14 Mton extra uitstoot op.

1.2 Doel van de studie

Natuur & Milieu wil graag meer inzicht in de te verwachten ontwikkelingen van de verschillende technieken om belemmeringen in beleid en de ontwikkeling van CO_2-vrij flexibel vermogen tijdelijk inzichtelijk te maken. Hierbij zijn met name de kosten van de technieken, de ontwikkelsnelheid en verwachte potentie van belang. Dit is verwoord in de volgende onderzoeksvraag:

Wat zijn de potentiële ontwikkelingen in de kosten per MWh, het totale vermogen (GW) en de geleverde energie (TWh) van de CO_2-neutrale flexopties tussen 2020 en 2030 in vergelijking met de kosten, het vermogen en de geleverde energie van stroom uit gascentrales?

Hierbij wordt de volgende afbakening gehanteerd:
- Geografisch beperkt tot Nederland. De integratie met de Duitse elektriciteitsmarkt is wel meegenomen voor de prijzen in 2030, maar dit is niet van invloed op het potentieel in Nederland.
- De STEG op aardgas, die niet CO_2-vrij is, zal dienen als referentie voor de huidige situatie. Andere vormen van flexibele opwek met CO_2-uitstoot worden niet meegenomen.

[1] 58% thermisch rendement, equivalent aan 351 g CO_2/kWh.

— De kostprijs van technieken wordt onderzocht. Netbeheerskosten, externe kosten van emissies en subsidies worden niet meegenomen.

1.3 Methodologie

We maken een onderscheid in flexibel vermogen voor tekortsituaties als er geen of onvoldoende elektriciteit door windturbines en zonnesystemen wordt geproduceerd, overschot situaties als er meer elektriciteit met zon en wind wordt geproduceerd dan dat er vraag is, en kijken ook naar technieken die elektriciteitsproductie 'verschuiven' naar andere momenten. Voor iedere flextechniek zal voor zover mogelijk de levelized cost of energy (LCOE) in 2030 berekend worden, bestaande uit kapitaalkosten, vaste en variabele operatie- en onderhoudskosten (O&M) en de kosten voor elektriciteit of brandstof. Dit maakt het mogelijk de verschillende technieken op basis van prijs met elkaar te vergelijken. De kapitaalkosten zijn gebaseerd op een rentevoet van 5% en een afschrijftermijn van vijftien jaar.

Om tot de LCOE te komen worden eerst de marginale kosten berekend. Het aantal vollasturen wordt bepaald aan de hand van de vermogensduurkromme uit Powerflex: een opwekker wordt geacht ingeschakeld te worden als de elektriciteitsprijs hoger is dan de marginale kosten, een verbruiker wordt ingeschakeld indien de elektriciteitsprijs lager is dan de kosten van een alternatief. Uit het aantal bedrijfsuren volgen de vaste kosten per eenheid geproduceerde of opgenomen energie, en samen met de marginale kosten geeft dit de LCOE.

Het potentieel dat in deze studie bepaald is, is het mogelijk geïnstalleerd vermogen in GW en de mogelijk geleverde energie in TWh. Dit potentieel is een 'technisch-realistisch' potentieel, het is onze inschatting van de hoeveelheid vermogen en geleverde energie die bij het huidige beleid en de voorziene technologische ontwikkelingen tot stand kan komen.

1.4 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 worden de uitgangspunten en de behoefte aan flexibel vermogen in 2030 besproken. De technieken waarmee deze behoefte ingevuld kan worden, zullen besproken worden in Hoofdstuk 3 voor tekorten, Hoofdstuk 4 voor overschotten en Hoofdstuk 5 voor opslag. In Hoofdstuk 6 zullen we een vergelijking maken tussen de CO_2-vrije technieken en bestaande gascentrales, hierbij geven we aan wat de barrières zijn voor de totstandkoming van CO_2-vrij flexvermogen en welke beleidsopties er zijn om deze barrières te slechten. In Hoofdstuk 7 sluiten we het rapport af met de conclusies. In Bijlage A staat een diepere bespreking per CO_2-vrije flextechniek.

2 Uitgangspunten

Door een toenemend aandeel niet-regelbaar productievermogen uit hernieuwbare bronnen, zoals windenergie en zon-PV, ontstaat er een groeiende vraag naar flexibiliteit. In tegenstelling tot regelbare elektriciteitscentrales, zoals de huidige gascentrales, past de productie van elektriciteit uit wind en zon zich niet aan op de vraag naar elektriciteit. Hierdoor ontstaan er productieoverschotten en productietekorten. Flexibel productievermogen of flexibel vraagvermogen kan op die momenten bijspringen om vraag en aanbod alsnog in balans te brengen. Hiernaar wordt verwezen als flexibiliteitsopties, voorbeelden hiervan zijn Power-to-Heat, elektrolysers (Power-to-Gas) of batterijen. Ze kunnen snel een extra vraag genereren door elektriciteit om te zetten in respectievelijk warmte, waterstof of door het op te slaan. Ze voorzien hiermee in een behoefte naar overschotflexibiliteit bij productieoverschotten. Bij het ontladen van batterijen of elektriciteitsproductie met piekcentrales (bijvoorbeeld in de vorm van waterstofcentrales of brandstofcellen) kan snel worden voorzien in tekortflexibiliteit.

2.1 Definitie CO_2-vrij flexibel vermogen

Flexibel vermogen is het deel van de elektriciteitsvraag dat niet ingevuld wordt door niet-regelbare bronnen (zon, wind en must-run thermische centrales). Bij overschotten is dit het deel van het aanbod dat niet wordt afgenomen door niet-regelbare afnemers. We beschouwen in eerste instantie alle afnemers als niet-regelbaar en identificeren vervolgens een aantal regelbare afnemers.

In deze studie onderscheiden we drie typen flexibel vermogen:
1. Flex voor tekorten.
2. Flex voor overschotten.
3. Flex om overschot te verplaatsen naar tekort (opslag).

CO_2-vrij houdt in dat er voor de productie van zowel de elektriciteit zelf als de eventueel gebruikte brandstof geen CO_2 wordt uitgestoten.

De import en export van elektriciteit kan slechts deels als CO_2-vrij regelbaar vermogen worden gezien. Op de langere termijn zal de elektriciteitsopwekking in heel Europa gekenmerkt worden door een groot aandeel variabele hernieuwbare opwek. Binnen Noordwest-Europa zal er dus sprake zijn van een mate van gelijktijdigheid, wat de mogelijkheden voor import en export beperkt. De uitzondering hierop is de interconnectie met Noorwegen. Noorwegen heeft een groot percentage waterkracht in zijn elektriciteitsvoorziening, in tegenstelling tot de rest van Europa. De bestaande interconnecties met het buitenland zitten verwerkt in Powerflex, hun capaciteit is tot 2030 constant aangenomen. De interconnectie met Duitsland wordt als enige expliciet gemodelleerd in Powerflex, voor de andere interconnecties is een profiel aangenomen. De interconnecties worden niet als flexoptie meegenomen omdat het geen regelbare installaties zijn. Wel dragen de interconnecties bij aan het afvlakken van tekorten en overschotten, uitbreiding van de interconnectiecapaciteit zal in de praktijk dus leiden tot afname van de hoeveelheid benodigd flexvermogen.

2.2 Flexbehoefte 2030

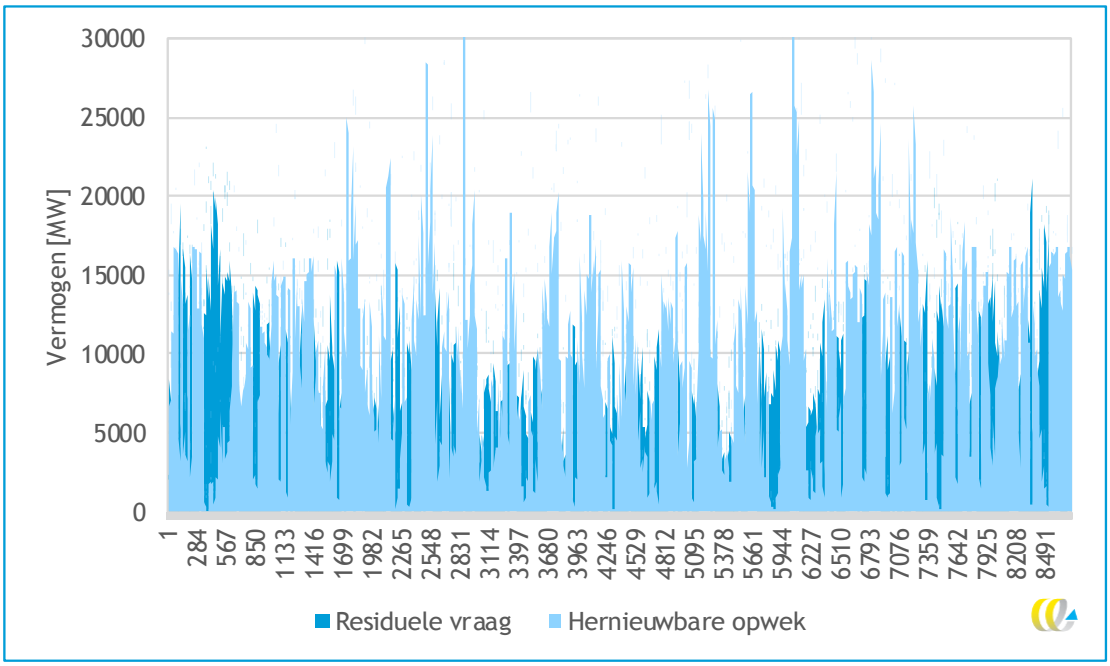
Door middel van scenario-analyse met het PowerFlex model voor Nederland en Duitsland hebben we de behoefte aan flexibiliteit in Nederland in kaart gebracht. Zie Bijlage C voor een omschrijving van het model. We hebben voor 2029 een analyse gedaan voor de situatie zoals geschetst in het Klimaatakkoord, net voordat in 2030 de kolencentrales sluiten. Dat moment vormt een duidelijk kantelpunt voor de energiemarkt. Omdat deze studie gaat over het tot stand komen van flexibel vermogen tot 2030, is de situatie zonder kolencentrales geen goede afspiegeling van het speelveld tot die tijd. In 2029 zijn de kolencentrales met biomassa meestook (op dit moment bezien) nog in bedrijf en produceren 18 TWh met een maximaal vermogen van 3 GW. Vanaf 2030 worden de kolencentrales uit bedrijf genomen. Dit is geen probleem aangezien er voldoende opgesteld vermogen is van aardgascentrales, biomassacentrales en afvalverbrandingsinstallaties om het wegvallen van de kolencentrales op te vangen. De toegepaste prijzen en overige modelparameters zijn weergegeven in Bijlage B.

2.2.1 Flexbehoefte 2029 met Powerflex

De elektriciteitsvraag is 118 TWh met een maximale vermogenspiek van 26 GW. Aan windvermogen is 17 GW (6 land en 12 zee) geplaatst met een productie van 64 TWh en aan zonvermogen 27 GW met een productie van 24 TWh. Dit komt overeen met het basisscenario uit het Klimaatakkoord.

Uit de resultaten van de simulatie van dit scenario volgt dat in Nederland ruim 63% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. De overige 37% wordt geleverd door kolen-, kern- en aardgascentrales. In de doorrekening van het Klimaatakkoord wordt gesproken over 70%. Dit verschil wordt veroorzaakt doordat in eerste instantie niet uitgegaan wordt in Powerflex van de benutting van de 12 TWh aan overschotten. Het Klimaatakkoord wordt dus enkel gehaald wanneer ook de overschotten benut worden.

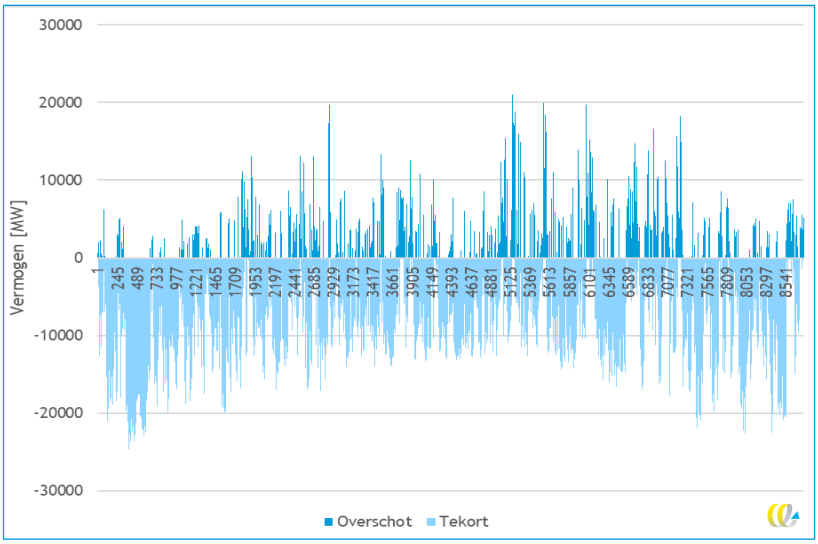
Figuur 2 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar 2029 uit Powerflex: hernieuwbare productie en residuele vraag



Gedurende ongeveer 2.100 uur is er sprake van overschotten, zie Figuur 2 en Figuur 3. Voor maximaal 18 GW (6 TWh, 300 vollasturen op piekvermogen) gaat dit om overschotten door zon-PV wat vooral impact heeft op het LS/MS-net. Daarnaast is er nog maximaal 8 GW (3TWh, 330 vollasturen) om overschotten door windenergie. De interconnectie met Duitsland zal netto ongeveer 11 TWh bedragen richting Duitsland.

In Figuur 3 staat voor alle 8.760 uren in het jaar 2029 aangegeven of er sprake is van een tekort of een overschotsituatie van vermogen. Uit deze gegevens kan het volume berekend worden. De overschotten staan boven de x-as, de tekorten staan onder de x-as. De flex-behoefte voor tekorten bedraagt 23 GW en 40 TWh/jaar, voor overschotten is dit 22 GW en 12 TWh/jaar.[2] Het volume aan tekorten is duidelijk groter dan het volume aan over-schotten. In theorie kunnen alle overschotten dus aangewend worden om een tekort te vullen en is er daarnaast additionele productie nodig. Zoals in de introductie gesteld, is er nog 11-18 GW beschikbaar aan centrales op hoogovengas en aardgas, die maximaal 12,2 Mton CO_2 mogen uitstoten. Hierdoor wordt 20-22 TWh/jaar opgewekt. De behoefte aan CO_2-vrij flexibel vermogen bedraagt dus 7-14 GW en 27-29 TWh/jaar in 2030.[3]

Figuur 3 - Profiel overschotflexibiliteit 2029 uit Powerflex (alle uren van het jaar)



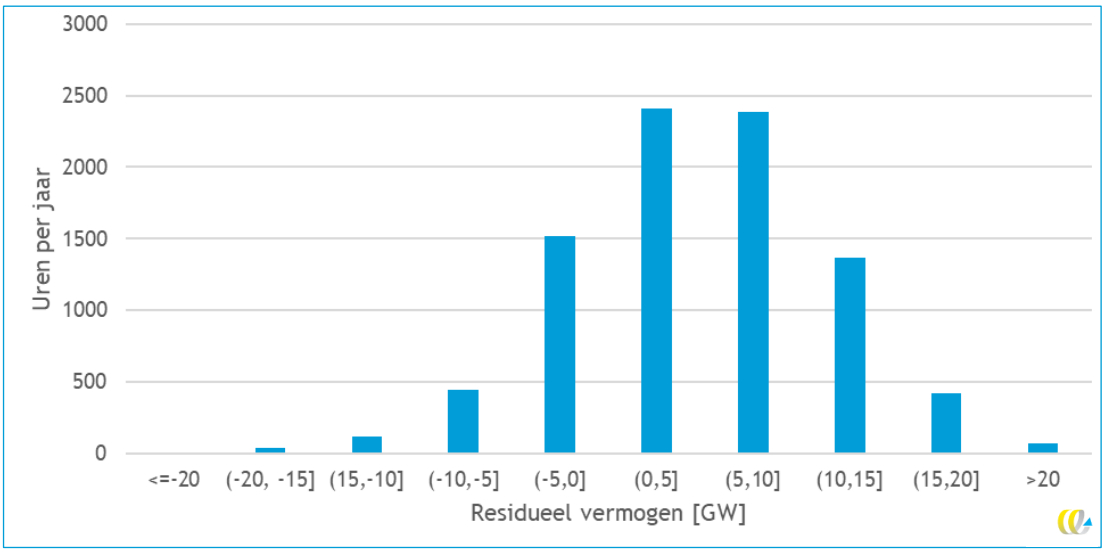
In Figuur 4 staat een histogram weergegeven van het residueel vermogen in 2029. Overschotten groter dan 10 GW treden maar enkele uren per jaar op. In deze gevallen kan het afschakelen van opwekkers economischer zijn dan extra verbruik creëren.
Aan de aanbodzijde bevat het gemodelleerde systeem ongeveer voldoende regelbaar productievermogen om te allen tijde aan de residuele vraag te kunnen voldoen.
De residuele vraag is echter maar een klein deel van het jaar zo groot, wat betekent dat er centrales zijn die maar een klein deel van het jaar produceren, de zogenaamde piek-centrales. In Figuur 4 is te zien dat 5 GW aan productie-eenheden circa 2.500 vollasturen

[2] De maximale vermogens aan overschotten en tekorten zijn niet zichtbaar in de grafiek omdat deze slechts enkele uren per jaar optreden en de lijn te dun is om weer te geven.

[3] De centrales op hoogovengas en aardgas betreffen deels must-run centrales. Zonder de productie van must-run centrales zijn er 25 GW/49 TWh aan tekorten, en 21 GW/8 TWh aan overschotten. Om de must-run centrales niet dubbel te tellen gaan we uit van deze getallen en bedraagt de totale behoefte aan CO_2-vrije flex voor tekorten 7-14 GW/27-29 TWh.

hebben, 5 GW ook 2.500, maar vervolgens ook 5 GW minder dan 1.500 vollasturen en nog eens 5 GW minder dan 500 uur draait per jaar. De laatste groep aan flexibiliteit van circa 2 GW wordt geleverd door de duurste en meest flexibele eenheden, de WKK-gascentrales in dit geval. Aangezien deze centrales hoge kosten hebben, bepalen zij de prijs gedurende de periodes dat ze produceren.

Figuur 4 - Histogram residueel vermogen (overschotten > 0 en tekorten < 0) in 2029 volgens Powerflex



2.3 Huidige flexmarkt

In Paragraaf 2.1 werd gesteld dat flexibel vermogen het deel van de vraag betreft dat niet ingevuld wordt door niet-regelbare bronnen. In de huidige situatie, met een beperkt aandeel hernieuwbare bronnen, betreft dit het grootste gedeelte van de markt. Hierbij worden de meeste variaties op korte tijdschalen (< 15 min.) opgevangen door gasgestookte centrales, die niet CO_2-vrij zijn.

Daarnaast heeft Tennet verschillende markten voor flexibel vermogen op kortere tijdsschalen dan 15 minuten, te weten (Tennet, 2019):

Afkorting	Voluit	Reactietijd	Volume (MW)	Op-/afregelen
FCR	Frequency Containment Reserve	30 s	111	Op + af
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve	Vaste ramp rate	385	Op + af
mFRRda	manual Frequency Restoration Reserve directly activated	5 min.	600-700	Op + af
mFRRsa	manual Frequency Restoration Reserve scheduled activated	15 min.		Op + af

Deze markten zorgen voor een constante netfrequentie van 50 Hz bij kleinere (FCR) en grotere (aFRR, mFRR) verstoringen op het net, bijvoorbeeld het uitvallen van een thermische centrale. De benodigde reservevermogens worden vastgesteld aan de hand van Europese regels door de Europese vereniging van netbeheerders (ENTSO-e). TenneT is verantwoordelijk om de vermogens van de verschillende markten te vullen middels

contracten en biedingen. Marktpartijen kunnen vermogen ter beschikking stellen om tekorten op te vullen, overschotten op te vangen of beide.

Flexibel vermogen op de langere termijn wordt niet actief gestuurd door een centrale partij, maar op basis van prijs door de markt geregeld. De intraday, day-ahead en langere termijnmarkten zorgen voor een afstemming van vraag en aanbod.

Flexibel vermogen zonder CO_2-uitstoot betreft op wereldwijde schaal vooral waterkracht (IRENA, 2018b). Ook de huidige energieopslag bestaat vrijwel enkel uit waterkracht. Wereldwijd was er 4,67 TWh opslag in 2017, waarvan 96% pumped hydro (4,48 TWh) (IRENA, 2017). Uitgaande van een verdubbeling van hernieuwbare opwek wereldwijd, zal pumped hydro met 1,56 tot 2,34 TWh toenemen tot 2030 (+34 tot +52%). Opslag die geen pumped hydro is zal naar verwachting toenemen van 162 GWh in 2017 naar 5,8 tot 8,4 TWh in 2030 (+3.500 tot +5.200%) (IRENA, 2017).

3 Technieken voor tekorten

3.1 Gehanteerde aanpak

Flexibel vermogen voor tekorten is gedefinieerd als het deel van de vraag dat niet ingevuld wordt door niet-regelbare bronnen.[4] Hierbij zijn naast zon en wind ook de zogenaamde 'must-run' centrales meegenomen als niet-regelbare bron. Kerncentrales, centrales die aan een warmtenet leveren en industriële WKK kunnen niet zomaar afgeschakeld worden en zullen dus ook bij overschotten blijven produceren.

De volgende technieken zullen behandeld worden:
- waterstof in combinatie met STEG-gascentrale (ombouw en nieuw);
- waterstof in combinatie met brandstofcel;
- conventionele waterkracht;
- biomassacentrale (ombouw);
- demand side response.

De volgende technieken worden in deze studie uitgesloten:
- aardgascentrale met CCS;
- golfenergie;
- getijdenenergie;
- energie uit zoet/zout verschillen;
- kerncentrale.

De aardgascentrale met CCS is niet meegenomen omdat deze gebruik maakt van een fossiele energiebron en de kosten voor afvang erg hoog zijn bij retrofit van CCS op bestaande gascentrales. De verwachting is dat CO_2-afvang bij de productie van (blauwe) waterstof eerder aantrekkelijk is door de hoge bedrijfstijd van een dergelijke installatie. De overige technieken zullen vanwege de hoge kapitaallasten en lage marginale kosten vrijwel altijd produceren en dus slechts over een zeer beperkte flexibiliteit beschikken. Daarnaast is het potentieel voor de technieken met waterkracht in 2030 slechts beperkt.

Een nieuwe kerncentrale is niet meegenomen omdat het een techniek is die niet goed regelbaar is en naar verwachting niet voor 2030 gereed kan zijn. Wel hebben we in Bijlage D nog uitgebreid gekeken naar de mogelijke rol van kernenergie bij de gegeven elektriciteits-vraag in 2029. Hierbij valt op dat als het elektriciteitssysteem maximaal op kernenergie gebaseerd zou worden ook dan veel flexibel vermogen nodig is, in dezelfde orde van grootte als het elektriciteitssysteem dat maximaal op zon/wind is gebaseerd. Een kostenvergelijking wijst uit dat een systeem gebaseerd op kernenergie 20% duurder is dan een systeem gebaseerd op zon/wind, ook als de extra netwerkkosten worden meegenomen.

De technieken zijn beoordeeld op kosten, maximale potentie in Nederland en de aanvulling ten opzichte van andere technieken. Indien er relevante neveneffecten zijn, worden deze besproken. Dit zijn bijvoorbeeld de snelheid van ramp-up, de beschikbaarheid in het jaar, beschikbaarheid van de benodigde brandstof of schaarse grondstoffen. Voor elke techniek is bepaald uit welke factoren de kosten bestaan en wat de verwachte ontwikkeling is in elk van deze factoren. Vervolgens is het potentieel in 2030 bepaald en worden eventuele relevante neveneffecten besproken.

[4] Flex = Vraag - (Zon + Wind + Must-run) – Import.

Bij alle technieken is de bedrijfstijd bepalend voor de totale kosten (LCOE). De bedrijfstijd van alle technieken wordt bepaald in samenhang tussen enerzijds de behoefte (7-14 GW, 27-29 TWh) en anderzijds de marginale kosten van de beschikbare technieken. Een techniek met lage marginale kosten wordt als eerste ingeschakeld.

Doordat er nog volop aardgascentrales operationeel zijn en de CO_2-prijs beperkt is, zullen CO_2-vrije technieken voor slechts een beperkt aantal uren worden ingezet. Daarmee is de LCOE erg hoog. Voor het inzicht zijn ook de kosten berekend als de aardgascentrales er niet zouden zijn en de CO_2-vrije technieken een groter aantal draaiuren maken (2.500).

De technieken worden in dit hoofdstuk per stuk als een factsheet gepresenteerd.
De achterliggende informatie wordt dieper besproken in Bijlage A. Aan het eind van dit hoofdstuk zijn de kosten en de inzet per techniek ook grafisch weergegeven.

Factsheet | Waterstof + STEG (ombouw)

TECHNIEK

Waterstof in combinatie met een STEG-centrale is een techniek om tekorten aan elektriciteit op te lossen. Waterstof gemaakt uit Marokkaanse zonne- en windenergie wordt naar Nederland vervoerd. De waterstof wordt in een STEG-centrale omgezet in elektriciteit en warmte. Nederland heeft een grote capaciteit aan aardgasgestookte STEG-centrales die tegen beperkte kosten omgebouwd kunnen worden naar waterstof.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 59 €/kW

Vaste O&M: 10 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: 58%

Brandstof: 45-68 €/MWh H_2

Variabele O&M: 2 €/MWh

Bedrijfstijd

180-360 vollast-uren/jaar,

2.500 uur indien er geen aardgascentrales meer zijn.

Totale kosten

Alle cases:

Marginaal: 93-140 €/MWh

Met aardgascentrales:

Integraal: 137-225 €/MWh

Bij 2.500 uur/j:

Integraal: 100-146 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

De huidige gasturbines kunnen nog niet op waterstof draaien, maar dit zou voor 2030 door diverse industriële partijen ontwikkeld moeten zijn.

Prijsontwikkeling

Beperkte daling kosten ombouw.

Overige ontwikkelingen

Techniek nog niet marktrijp.

Potentieel in Nederland

14,7 GW opgesteld vermogen, ombouw van 1,32 GW voorzien

0,24-0,48 TWh/j geleverde elektriciteit

Factsheet | Waterstof + STEG (nieuw)

TECHNIEK

Naast het ombouwen van bestaande gasgestookte STEG-centrales, zoals beschreven in de factsheet 'Waterstof + STEG (ombouw), is het ook mogelijk om nieuwe waterstofcentrales te bouwen. Zolang deze centrales nog moeten concurreren met aardgascentrales zijn ze niet levensvatbaar. In een energie-systeem zonder aardgas kunnen ze dat echter wel zijn.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 1106 €/kW

Vaste O&M:
10 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: 58%

Brandstof: 45-68 €/MWh H_2

Variabele O&M: 2 €/MWh

Bedrijfstijd

180-360 vollast-uren/jaar met aardgascentrales,

2.500 uur indien er geen aardgascentrales meer zijn

Totale kosten

Alle cases:

Marginaal: 93-140 €/MWh

Met aardgascentrales:

Integraal: 415-784 €/MWh

Bij 2.500 uur/j:

Integraal: 140-187 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

De huidige gasturbines kunnen nog niet op waterstof draaien, maar dit zou voor 2030 door diverse industriële partijen ontwikkeld moeten zijn.

Prijsontwikkeling

Beperkte daling kosten ombouw.

Overige ontwikkelingen

Techniek nog niet marktrijp.

Potentieel in Nederland

Geen potentieel zolang er nog aardgascentrales zijn, daarna vrijwel onbeperkt.

Factsheet | Waterstof + brandstofcel

TECHNIEK

Waterstof in combinatie met een brandstofcel is een techniek om tekorten aan elektriciteit op te lossen. Waterstof gemaakt uit Marokkaanse zonne- en windenergie wordt naar Nederland vervoerd. De waterstof wordt in een brandstofcel omgezet in elektriciteit en warmte. Een grotere brandstofcel wordt verkregen door individuele cellen te stapelen in een stack. Een grotere brandstofcel is dus niet efficiënter dan een kleine. Een brandstofcel heeft een hoger elektrisch rendement dan andere omzettingstechnieken maar vraagt ook een grote investering.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 1.578 €/kW

Vaste O&M: 32 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: 70% LHV

Brandstof: 45-68 €/MWh H_2

Levensduur stack: 55.000 uur

Kosten stack: 30% van investering

Variabele O&M: 150% van afschrijving stack

Bedrijfstijd

200-600 vollast-uren/jaar, 2.500 uur indien er geen aardgas-centrales meer zijn

Totale kosten

Alle cases:

Marginaal: 89-127 €/MWh

Met aardgas

Integraal: 395-1.040 €/MWh

Bij 2-500 uur/j:

Integraal 162-200 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Vanwege hun hoge prijs worden brandstofcellen nu nog weinig toegepast en zijn de aantallen geproduceerde brandstofcellen klein. Er is potentieel voor een flinke kostendaling door geautomatiseerd groter series brandstofcellen te produceren. Daarnaast zijn er nog grote verbeteringen te verwachten op het gebied van rendement, levensduur en materiaalkosten.

Prijsontwikkeling

Investering -39%

Overige ontwikkelingen

Rendement +7% punt

Levensduur stack omhoog

Potentieel in Nederland

0,1 GW opgesteld vermogen

0,06 TWh/j geleverde elektriciteit

Factsheet | Conventionele waterkracht

TECHNIEK

Conventionele waterkracht is een techniek om tekorten aan elektriciteit op te lossen. De potentiële energie van het verval van een waterstroom wordt omgezet in elektriciteit middels een turbine. Waterkracht is regelbaar en levert het gehele jaar door energie. Wel moet een obstructie in de natuurlijke loop geplaatst worden om de energie op te kunnen wekken. Dit kan ecologische nadelen met zich mee brengen, met name vissterfte door turbines. Bij nieuwe projecten kunnen visvriendelijke turbines geïnstalleerd worden.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten
Niet becijferd

Variabele kosten
Niet becijferd

Bedrijfstijd
2.450 vollasturen/jaar

Totale kosten
Integraal: 80-210 €/MWh

Marginaal: niet becijferd

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Conventionele waterkracht is een zeer volwassen techniek. Er zijn in de toekomst geen kostendalingen te verwachten voor waterkracht.

Prijsontwikkeling
Geen kostendaling te verwachten.

Overige ontwikkelingen
Visveilige turbines voor laag verval zijn nog niet helemaal volwassen.

Potentieel in Nederland
100 MW opgesteld vermogen

0,14-0,25 TWh/j geleverde elektriciteit.

Factsheet | Biomassacentrale (ombouw)

TECHNIEK

De biomassacentrale is een techniek om tekorten aan elektriciteit op te lossen. Bestaande kolencentrales kunnen omgebouwd worden om biomassa te verstoken. Alle vier resterende Nederlandse kolencentrales zijn geschikt om biomassa mee te stoken, operatie op 100% biomassa is niet zeker. De wenselijkheid om biomassa te gebruiken voor elektriciteitsopwekking is een maatschappelijk vraagstuk. Bij de verwerking en het transport van biomassa komt CO_2 vrij, daarnaast kost het afhankelijk van de bron van biomassa jaren tot decennia voordat de vrijgekomen CO_2 weer door nieuwe planten is opgenomen.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 223 €/kW

Vaste O&M: 39 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: 44%

Brandstof: 38 €/MWh biomassa

Variabele O&M: 4,60 €/MWh

Bedrijfstijd

440 vollast-uren/jaar

Totale kosten

Integraal: 230 €/MWh

Marginaal: 91 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Er is weinig innovatie te verwachten in de techniek van kolencentrales zelf, wel zou enige verbetering mogelijk zijn in het integreren van de biomassa-voorbewerking in het proces van de kolencentrale.

Prijsontwikkeling

Geen kostendaling te verwachten.

Overige ontwikkelingen

Verbeteringen in de voorbehandeling van biomassa.

Potentieel in Nederland

3,6 GW opgesteld vermogen.

1,6 TWh/j geleverde elektriciteit.

Factsheet | Demand side response

TECHNIEK

Demand side response (DSR) is een techniek om zowel tekorten als overschotten aan elektriciteit op te lossen. Bij DSR schakelen eindgebruikers apparatuur in of uit aan de hand van de elektriciteitsprijs. Dit kan in veel verschillende toepassingen: vraagverschuiving van industriële productie, flexibel bemalen, vraagverschuiving koeling in supermarkten, slim laden van elektrische auto's en nog veel meer. Het potentieel is groot, het ontsluiten hiervan is lastig.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

De investering en de vaste O&M verschillen per techniek.

Variabele kosten

Voor de meeste technieken zijn de variabele kosten verwaarloosbaar.

Bedrijfstijd

Verschilt sterk per techniek, tot 2.800 vollast-uren/jaar

Totale kosten

Integraal: niet becijferd

Marginaal: activatie bij 30 €/MWh of minder voor overschotten en 70 €/MWh of meer voor tekorten

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

De voornaamste ontwikkeling tot 2030 zal niet zo zeer technologisch zijn, maar erop gericht om meer partijen hun regelvermogen beschikbaar te laten stellen.

Prijsontwikkeling

Overige ontwikkelingen

Potentieel in Nederland

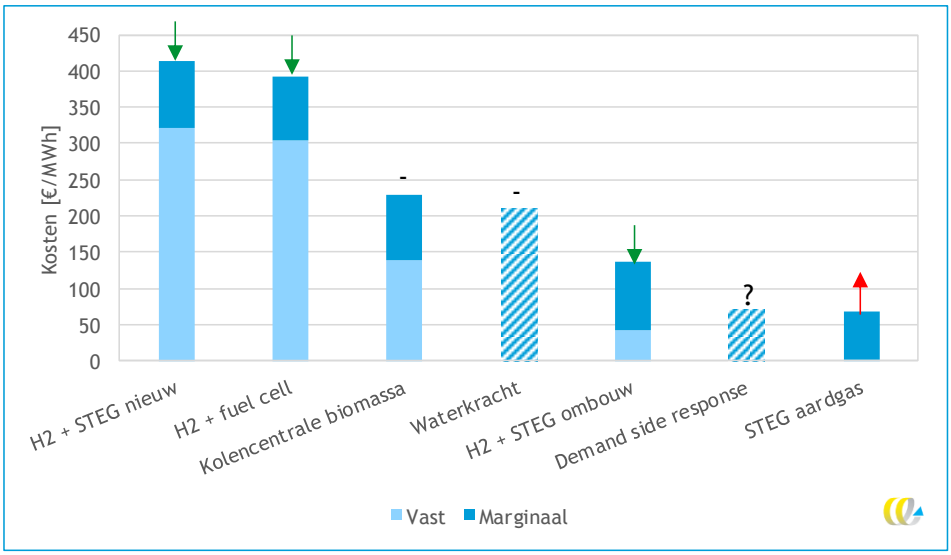
1,6 GW opgesteld vermogen voor tekorten, 1,2 GW voor overschotten 1,1 TWh/j geleverde elektriciteit, 1,0 TWh/j opgenomen elektriciteit

3.2 Conclusie technieken voor tekorten

De behoefte aan CO_2-vrije flex voor tekorten bedraagt in 2030 7-14 GW/27-29 TWh, wat neerkomt op 1.900-4.100 vollasturen. Het potentieel van de flextechnieken zonder CO_2-uitstoot telt op tot 6,7 GW/3,5 TWh. De beschouwde technieken dekken dus ongeveer 50-95% van het benodigde vermogen en minder dan 10% van de benodigde energie.
De technieken hebben onvoldoende vermogen en leveren door een gering aantal vollasturen ook te weinig energie om de volledige CO_2-vrije flexbehoefte te kunnen vullen.

In Figuur 5 zijn de marginale en integrale kosten van de technieken voor tekorten weergegeven. De STEG op aardgas heeft de laagste marginale kosten en zal dus bij tekorten als eerste gaan leveren. De aardgascentrale heeft ook de laagste integrale kosten, waardoor dit in 2029 nog steeds de goedkoopste nieuwe installatie voor tekorten is, hoewel deze wel een CO_2-uitstoot heeft.

Figuur 5 - Marginale en vaste kosten in 2030 van technieken om tekorten aan te vullen

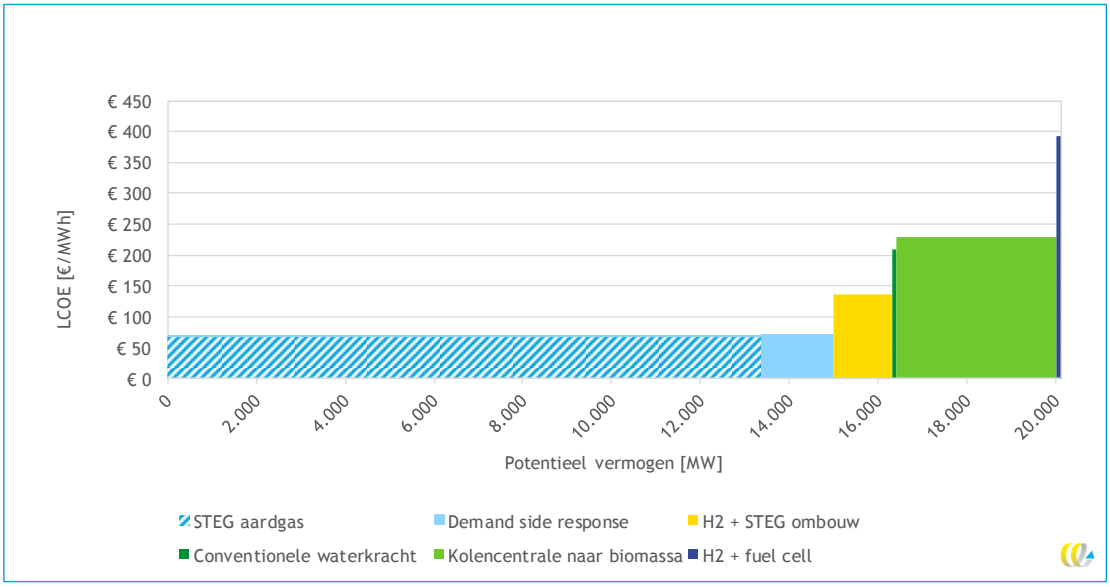


Toelichting: De kosten van waterkracht en demand response zijn niet opgesplitst, de totale kosten zijn weergegeven. De pijltjes geven de kostenontwikkeling na 2030 aan.

In Figuur 6 is het potentiële vermogen voor de CO_2-vrije technieken en het opgestelde vermogen van de gascentrales meegenomen. Bij de gascentrales is ombouw van één centrale naar waterstof aangenomen (Magnum). Batterijen zijn vanwege hun geringe potentieel niet opgenomen in deze figuur, zie Hoofdstuk 5 voor een bespreking van batterijen. Het is duidelijk dat de gascentrales het grootste vermogen hebben. Aangezien aardgascentrales ook de laagste marginale kosten hebben, zal in 2029 het grootste deel door de bestaande gascentrales ingezet blijven worden. Zonder aanvullend beleid zal dan niet het target voor de elektriciteitssector worden gehaald.

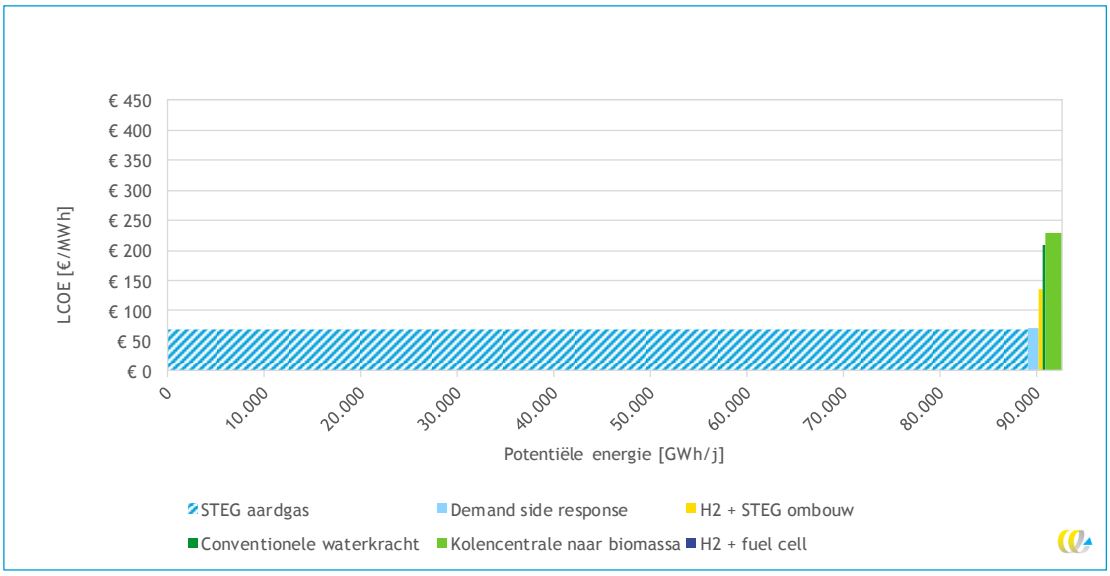
De inzet van de overige CO_2-vrije flex is afhankelijk van politieke keuzes of biomassa acceptabel is en/of waterstof voor nieuw te bouwen centrales in grote hoeveelheden kan worden geleverd. De kosten van elektriciteit uit biomassa of uit waterstof (STEG) zijn bij gelijke bedrijfstijden vergelijkbaar.

Figuur 6 - Curve van potentieel vermogen in 2029 voor tekorten uitgezet tegen de LCOE. De STEG's op aardgas kunnen omgebouwd worden naar waterstof, maar dit is niet voorzien bij het huidige beleid



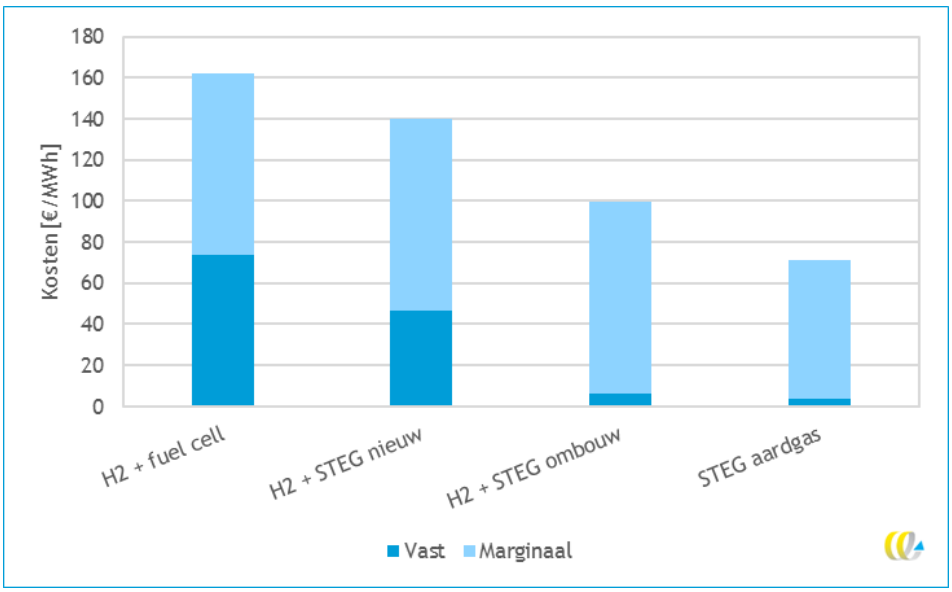
In Figuur 7 is de geleverde energie van de flextechnieken voor tekorten uitgezet tegen de LCOE. In het verlengde van de voorgaande bespreking laat deze figuur zien dat de gascentrale inderdaad de meeste energie opwekt door de combinatie van een hoog geïnstalleerd vermogen en lage marginale kosten, wat leidt tot een hoog aantal vollasturen. De CO_2-vrije technieken hebben allemaal hogere marginale kosten en dus maar weinig vollasturen, wat de integrale kosten flink opdrijft.

Figuur 7 - Curve van potentiële energie in 2030 voor tekorten uitgezet tegen de LCOE. Ook hier geldt dat de STEG op aardgas omgebouwd kan worden naar waterstof, maar dat dit niet is voorzien bij het huidige beleid



De kosten van waterstof- en biomassacentrales lijken erg hoog, dit komt voornamelijk omdat ze moeten concurreren met aardgas. In de toekomst zou de inzet van aardgas voor elektriciteitsproductie verboden of door een hoge CO_2-prijs extreem duur kunnen worden. Om een realistischer beeld te schetsen van wat de energieprijzen zouden zijn in een dergelijk systeem, hebben we de kosten van waterstofcentrales (STEG en brandstofcel) bepaald bij 2.500 draaiuren per jaar. Zoals in Figuur 8 te zien is, liggen deze kosten rond de 100-150 €/MWh, wat een veel beperktere prijsstijging ten opzichte van aardgas inhoudt dan wellicht op basis van de eerdere grafieken geconcludeerd zou worden.

Figuur 8 - Kostenopbouw van waterstofcentrales bij 2.500 draaiuren per jaar in 2029



4 Technieken voor overschotten

4.1 Gehanteerde aanpak

Flexibel vermogen voor overschotten is gedefinieerd als het deel van het aanbod uit zon en wind dat hoger is dan de niet-regelbare vraag naar elektriciteit.[5] Hierbij nemen we in eerste instantie aan dat de gehele vraag niet-regelbare vraag betreft.

De volgende technieken zullen behandeld worden:
- Power-to-Heat;
- Power-to-Gas;
- Demand Side Respons (DSR).

De volgende technieken worden in deze studie uitgesloten:
- curtailment van hernieuwbare opwek.

Het afschakelen van wind- en zonne-energie, ook wel curtailment genoemd, wordt in dit rapport in beginsel niet als optie meegenomen om de overschotten op te lossen. Bij het afschakelen van installaties gaat de energie verloren. Het Klimaatakkoord kan enkel gehaald worden als de overschotten benut worden, afschakelen staat de doelen van het Klimaatakkoord dus in de weg. Het voordeel van curtailment is dat er meestal geen kosten verbonden zijn aan afschakelen. Een uitzondering hierop zijn installaties waarvan de energieproductie middels de SDE(+)-regeling gesubsidieerd wordt. Aangezien deze installaties een vaste subsidie ontvangen per hoeveelheid geproduceerde energie, zullen producenten hun installaties niet afschakelen als de marktprijs voor elektriciteit nul of licht negatief is.

De kosten van flex voor overschotten worden hoofdzakelijk bepaald door de volgende factoren:
- kosten installatie;
- kosten gebruikte elektriciteit;
- aantal vollasturen;
- additionele diensten.

De technieken worden in dit hoofdstuk per stuk als een factsheet gepresenteerd.
De achterliggende informatie wordt dieper besproken in Bijlage A. Aan het eind van dit hoofdstuk zijn de kosten en de inzet per techniek ook grafisch weergegeven.

[5] Flex = (Zon+Wind) - Export - Niet-regelbare vraag.

Factsheet | Power-to-Heat (P2H)

TECHNIEK

Power-to-Heat is een techniek om overschotten aan elektriciteit te verbruiken. Elektriciteit kan met vrijwel 100% rendement omgezet worden in warmte. Installaties die nu gas verbruiken voor verwarming kunnen parallel aan hun bestaande installatie een elektrische ketel plaatsen. Deze hybride installaties kunnen extra elektriciteit gebruiken op de momenten dat elektriciteit goedkoper is dan aardgas. De elektrische installaties zijn erg goedkoop voor een hoog vermogen.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 170 €/kW

Vaste O&M: 0,11 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: ~100%

Elektriciteit: goedkoper dan gas + CO_2

Variabele O&M: 0,50 €/MWh

Bedrijfstijd

2.550 vollast-uren/jaar

Totale kosten

Integraal: 21 €/MWh

Marginaal: 14 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Power-to-Heat wordt momenteel in Nederland zelden toegepast omdat aardgas in Nederland historisch erg goedkoop was. In Scandinavië wordt Power-to-Heat wel veelvuldig toegepast, de technieken zijn dan ook volwassen. De integratie van elektrische verwarming in bestaande systemen kan nog wel verder gestandaardiseerd worden. Technisch is het mogelijk om vrijwel alle verwarming op gas te vervangen door verwarming op elektriciteit.

Prijsontwikkeling

Weinig daling van investeringskosten te verwachten.

Overige ontwikkelingen

Potentieel in Nederland

3 GW opgesteld vermogen.

7,7 TWh/j verbruikte elektriciteit.

Factsheet | Power-to-Gas (P2G)

TECHNIEK

Power-to-Gas is een techniek om overschotten aan elektriciteit te verbruiken. De elektriciteit wordt gebruikt om waterstof te produceren middels elektrolyse van water. Eventueel kunnen er ook andere gassen worden gemaakt uit CO_2 en de geproduceerde waterstof, zoals methaan, het hoofdbestanddeel van aardgas. De kosten van de geproduceerde waterstof bestaan hoofdzakelijk uit de kapitaalkosten en vervanging van de elektrolyser na een beperkte levensduur.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 500 €/kW

Vaste O&M: 10 €/kW/jaar

Variabele kosten

Rendement: 69%

Elektriciteit: maximaal 18 €/MWh

Variabele O&M: 7 €/MWh product

Bedrijfstijd

2.260 vollast-uren/jaar

Totale kosten[6]

Integraal: 68 €/MWh waterstof (2,87 €/kg)

Marginaal: 24 €/MWh waterstof (1 €/kg)

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

De technologie van elektrolysers ondergaat momenteel een sterke ontwikkeling en kostendaling, analoog aan de kostendaling van zon-PV en offshore wind. Door verbeteringen in de technologie en automatisering van de productie zullen de prijzen sterk dalen.

Prijsontwikkeling

Investering: -60% tussen 2017 en 2030.

Overige ontwikkelingen

Potentieel in Nederland

3,5 GW opgesteld vermogen.

7,9 TWh/j verbruikte elektriciteit.

[6] Aangezien het product hier waterstof betreft, worden de kosten uitgedrukt in €/MWh HHV-waterstof en €/kg.

Factsheet | Demand side response

TECHNIEK

Demand side response (DSR) is een techniek om zowel tekorten als overschotten aan elektriciteit op te lossen. Bij DSR schakelen eindgebruikers apparatuur in of uit aan de hand van de elektriciteitsprijs. Dit kan in veel verschillende toepassingen: vraagverschuiving van industriële productie, flexibel bemalen, vraagverschuiving koeling in supermarkten, slim laden van elektrische auto's en nog veel meer. Het potentieel is groot, het ontsluiten hiervan is lastig.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

De investering en de vaste O&M verschillen per techniek.

Variabele kosten

Voor de meeste technieken zijn de variabele kosten verwaarloosbaar.

Bedrijfstijd

Verschilt sterk per techniek, tot 2.800 vollast-uren/jaar

Totale kosten

Integraal: niet becijferd

Marginaal: activatie bij 30 €/MWh of minder voor overschotten en 70 €/MWh of meer voor tekorten

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

De voornaamste ontwikkeling tot 2030 zal niet zo zeer technologisch zijn, maar erop gericht om meer partijen hun regelvermogen beschikbaar te laten stellen.

Prijsontwikkeling

Overige ontwikkelingen

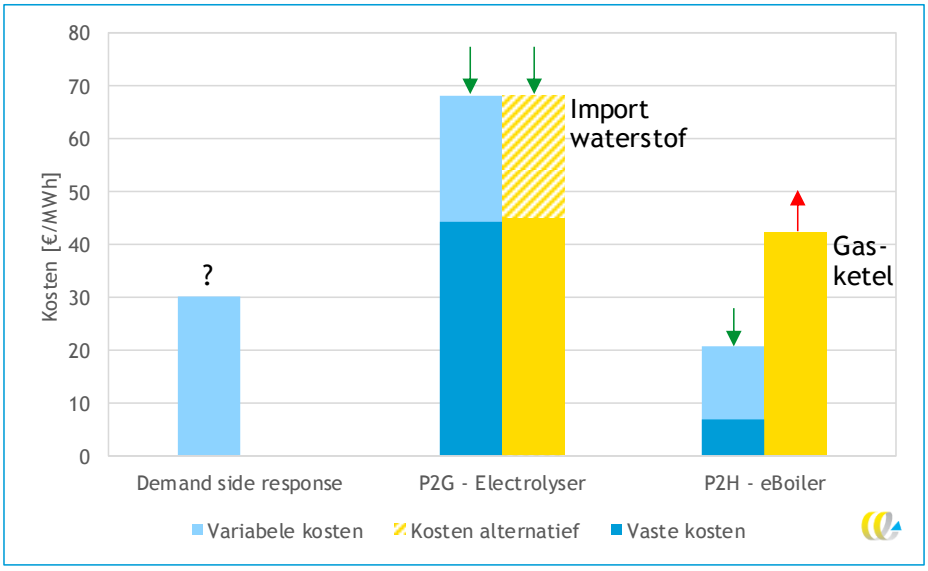
Potentieel in Nederland

1,6 GW opgesteld vermogen voor tekorten, 1,2 GW voor overschotten 1,1 TWh/j geleverde elektriciteit, 1,0 TWh/j opgenomen elektriciteit.

4.2 Conclusie flex voor overschotten

De behoefte aan flex voor overschotten is 22 GW/12 TWh. Dit komt neer op 520 vollasturen Het potentieel telt op tot 7,7 GW/16,6 TWh. Het vermogen is hiermee te laag, maar het volume is voldoende. De resterende flexbehoefte betreft een hoog vermogen voor een gering aantal bedrijfsuren. Dit kan ingevuld worden met technieken met zeer lage investeringskosten zoals demand response of met curtailment als de marktprijs onder nul komt.

Figuur 9 - Marginale en vaste kosten van de beschouwde technieken voor overschotten in 2029



Toelichting: Voor Power-to-Gas en Power-to-Heat zijn het alternatief en de kosten daarvan weergegeven. De pijltjes geven de kostenontwikkeling na 2030 aan.

Power-to-Heat en Power-to-Gas hebben een vergelijkbaar potentieel, maar Power-to-Heat heeft veel lagere integrale kosten. Hierbij is het wel belangrijk om te vermelden dat de twee technieken niet alleen met elkaar concurreren om de overschotten aan elektriciteit, maar ook concurreren met warmte/gas uit andere bronnen: Power-to-Heat concurreert met warmte uit met name aardgas, Power-to-Gas concurreert met grijze/blauwe waterstof en alle alternatieven voor waterstof. Voor waterstof worden flink hogere prijzen betaald dan voor warmte, dus het kan niet zonder meer gesteld worden dat Power-to-Gas minder rendabel is. Wel heeft Power-to-Gas veel hogere investeringskosten dan Power-to-Heat, wat de drempel om te investeren verhoogt.

Als Power-to-Heat en Power-to-Gas bijvoorbeeld middels subsidie tot stand komen, dan is het profiel van de afgenomen elektriciteit anders dan het profiel van de overschotten van elektriciteit. P2H en P2G hebben een hoger aantal vollasturen dan het overschotprofiel en een lager vermogen. Niet alleen de overschotten zullen dus gebruikt worden, maar er wordt ook extra vraag naar elektriciteit gecreëerd. Andersom is er een gedeelte van de overschotten dat door andere technieken gebruikt moet worden of afgeschakeld moet worden.

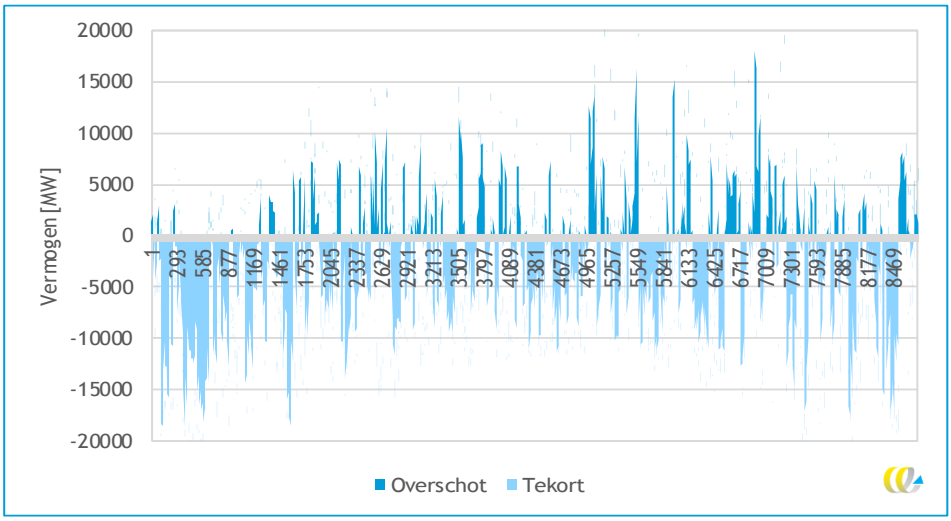
Demand response heeft een groot technisch potentieel, maar welk deel hiervan daadwerkelijk gerealiseerd gaat worden is erg onzeker, net als het aantal activaties van de beschikbare installaties.

5 Technieken voor opslag

5.1 Gehanteerde aanpak

Elektriciteit kan direct of na omzetting worden opgeslagen op momenten van overschot om op een later moment weer als elektriciteit gebruikt te worden. Zoals blijkt uit Figuur 10, zijn er genoeg tekorten (49 TWh) om alle overschotten (12 TWh) nuttig aan te wenden.

Figuur 10 - Profielen van overschotten en tekorten in 2030



Er kunnen meerdere drijfveren zijn om energie op te slaan:
- leveren van diensten ter ondersteuning van het elektriciteitsnet zoals frequentie-ondersteuning of back-up vermogen;
- piekopslag als alternatief voor netverzwaring;
- arbitrage tussen hoge en lage prijzen op de korte termijn;
- egalisatie van productie en vraag, van dag/nacht opslag tot seizoensopslag.

De businesscase kan sterk verbeteren door deelname in meerdere markten.

De volgende technieken zullen behandeld worden:
- batterijen op grote schaal;
- batterijen in elektrische voertuigen;
- zonnepark in combinatie met batterij;

De volgende technieken worden in deze studie uitgesloten:
- pompcentrale (pumped hydro);
- ondergrondse pompaccumulatie;
- persluchtopslag (Compressed Air Energy Storage);
- opslag in vliegwielen;
- thermische opslag;
- cryogene opslag.

De pompcentrale is uitgesloten omdat Nederland nauwelijks geschikte locaties heeft met voldoende natuurlijk verval. Ondergrondse pompaccumulatie en persluchtopslag zijn technieken die het best op zeer grote schaal kunnen worden uitgevoerd, waarmee de totstandkoming onzekerder is dan van batterijtechnieken en waterstofproductie, die tot 2030 vrijwel zeker op enige schaal gerealiseerd gaan worden. Daarom zijn ondergrondse pompaccumulatie en persluchtopslag vanwege de omvang van de huidige studie uitgesloten. Opslag in vliegwielen, thermische opslag en cryogene opslag zijn (nog) niet competitief met opslag in batterijen en zijn daarom uitgesloten van de huidige studie.

Factsheet | Lithium-ion batterij

TECHNIEK

De lithium-ion batterij is een techniek om overschotten aan elektriciteit op te slaan en op een moment van tekort weer te gebruiken. De lithium-ion batterij kan ook diensten leveren die de stabiliteit van het net ondersteunen, zoals frequency support. De businesscase verbetert door een deel van de capaciteit te gebruiken voor dergelijke diensten.

Indien de opslagcapaciteit van elektrische voertuigen gebruikt zou kunnen worden, hetgeen nu bij de meeste voertuigen technisch niet mogelijk is, kan tegen beperkte kosten de opslagcapaciteit sterk worden vergroot.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 137 €/kWh

Vaste O&M: 6 €/kWh/jaar

Variabele kosten

Rendement: 95%

Elektriciteit: maximaal 30 €/MWh

Variabele O&M: 0,3 €/MWh geleverd

Bedrijfstijd

296 cycli/jaar

Totale kosten

Integraal: 80 €/MWh

Marginaal: 12 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Hoewel lithium-ion batterijen al flink in prijs gedaald zijn, liggen verdere dalingen in het verschiet. Batterijopslag groeit naar verwachting met een factor 10 tot 2030. De beschikbaarheid van lithium is hierbij naar verwachting geen probleem, de beschikbaarheid van kobalt is onzekerder.

Prijsontwikkeling

Verdere daling van zo'n 54-61% in 2030 t.o.v. 2017.

Overige ontwikkelingen

Kleine toename efficiency tot 95%.

Potentieel in Nederland

1 GWh opgestelde capaciteit.

0,3 TWh/j opgeslagen elektriciteit.

Factsheet | Flowbatterij

TECHNIEK

De flowbatterij is een techniek om overschotten aan elektriciteit op te slaan en op een moment van tekort weer te gebruiken. Een flowbatterij is anders dan andere batterijen doordat de chemische vloeistof waarin de energie zit opgeslagen niet in de accu zelf maar in aparte tanks zit. Hierdoor is de cel zelf enkel nodig voor de omzetting van chemische naar elektrische energie en vice versa. Het vermogen en de opslagcapaciteit zijn daarmee onafhankelijk van elkaar geworden.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 323 €/kWh

Vaste O&M: 8 €/kWh/jaar

Variabele kosten

Rendement: 81%

Elektriciteit: maximaal 46 €/MWh

Variabele O&M: 0,3 €/MWh geleverd

Bedrijfstijd

202 cycli/jaar

Totale kosten

Integraal: 250 €/MWh

Marginaal: 17 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Flowbatterijen zijn nog volop in ontwikkeling. Ze zijn duurder dan andere batterijtypes en blijven dat ook voor de nabije toekomst.

Prijsontwikkeling

Daling van zo'n 66% in 2030 t.o.v. 2017.

Overige ontwikkelingen

Flinke toename in efficiency van 67% in 2017 naar 81% in 2030.

Potentieel in Nederland

100 MWh opgestelde capaciteit 0,02 TWh/j opgeslagen elektriciteit.

Factsheet | Thuisbatterij met zon-PV

TECHNIEK

De thuisbatterij met zon-PV is een techniek om overschotten aan elektriciteit van zonnepanelen op te slaan en op een moment van tekort weer te gebruiken. Particulieren betalen in Nederland zo'n 25 ct/kWh voor afgenomen elektriciteit, terwijl ze na afschaffing van de salderingsregeling slechts zo'n 7 ct/kWh krijgen voor teruggeleverde elektriciteit. Een thuisbatterij helpt zo veel mogelijk elektriciteit zelf te gebruiken. Er is gekozen voor een lithium-ion batterij, het meest voorkomende type.

KOSTEN IN 2030

Vaste kosten

Investering: 235 €/kWh

Vaste O&M: 8 €/kWh/jaar

Variabele kosten

Rendement: 95%

Elektriciteit: 70 €/MWh (7 ct/kWh)

Variabele O&M: 13 €/MWh geleverd

Bedrijfstijd

180 cycli/jaar

Totale kosten

Integraal: 245 €/MWh

Marginaal: 72 €/MWh

ONTWIKKELINGEN TOT 2030

Hoewel lithium-ion batterijen al flink in prijs gedaald zijn, liggen verdere dalingen in het verschiet. Batterijopslag groeit naar verwachting met een factor 10 tot 2030. De beschikbaarheid van lithium is hierbij naar verwachting geen probleem, de beschikbaarheid van kobalt is onzekerder.

Prijsontwikkeling

Verdere daling van zo'n 54-61% in 2030 t.o.v. 2017.

Overige ontwikkelingen

-

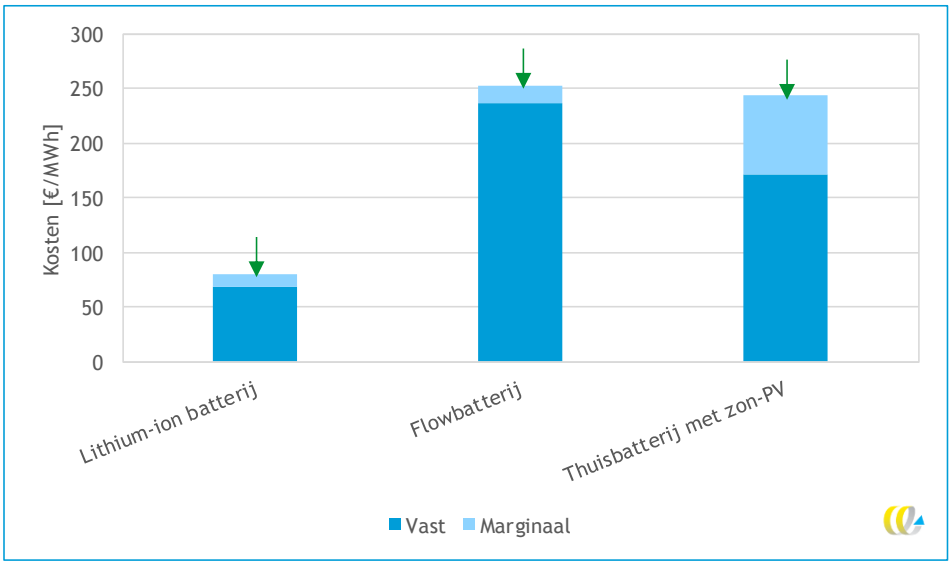
Potentieel in Nederland

135 MWh opgestelde capaciteit 0,02 TWh/j opgeslagen elektriciteit

5.2 Conclusie technieken voor opslag

De beschouwde technieken hebben gezamenlijk een potentiële capaciteit van 1,2 GWh, genoeg om 0,34 TWh/jaar aan energie te verschuiven. Deze energie kan in mindering worden gebracht op zowel de hoeveelheid benodigde energie voor tekorten als overschotten. Het geïnstalleerde vermogen aan batterijen gaat richting 2030 een enorme groei doormaken, maar zal naar verwachting in 2030 nog te klein zijn om een significante bijdrage te leveren in het vervullen van de behoefte aan flexibel vermogen.

Figuur 11 - Marginale en vaste kosten in 2030 van technieken voor opslag. De pijltjes geven de kostenontwikkeling na 2030 aan



Hoewel de geïnstalleerde capaciteit naar verwachting nog gering is in 2030, is de grootschalige Lithium-ion batterij kostentechnisch wel een aantrekkelijke techniek voor CO_2-vrij flexibel vermogen, zeker om korte termijn fluctuaties in de productie van zon en wind op te vangen. Elektriciteit kan met beperkte verliezen opgeslagen worden en later weer hoogwaardig als elektriciteit gebruikt worden. Dit bevordert zowel de inpassing van extra zon en wind als de totstandkoming van elektrificatie van diverse eindgebruikers. Daarnaast kan met een gerichte inzet van batterijen netverzwaring worden voor komen. Dit is een positief systeemeffect dat niet tot uiting komt in de LCOE.

Indien de opslagcapaciteit van elektrische voertuigen gebruikt zou kunnen worden, hetgeen nu bij de meeste voertuigen technisch niet mogelijk is, kan tegen beperkte kosten de opslagcapaciteit sterk worden vergroot.

Batterij-opslag heeft de afgelopen jaren forse prijsdalingen gekend. De verwachting is dat deze dalingen doorzetten tot 2030 en daarna, analoog aan de prijsdalingen van zon-PV zowel door voortschrijdende techniek als steeds verder oplopende schaalvoordelen.

6 Barrières en benodigd beleid

Zowel de grootte van het geïdentificeerde potentieel als het realiseren ervan is afhankelijk van externe factoren. In dit hoofdstuk zullen we de voornaamste barrières voor CO_2-vrije flex bespreken en enkele voorstellen doen voor beleid dat kan helpen om de CO_2-vrije flexopties van de grond te krijgen.

6.1 Barrières voor flexibel vermogen

De prijs van fossiele brandstoffen is de voornaamste barrière voor vrijwel alle CO_2-vrije flexopties voor zowel tekorten als overschotten. Alle tekortopties concurreren met aardgas-centrales. Power-to-Heat concurreert met warmte uit aardgas. Hoewel Power-to-Gas direct concurreert met geïmporteerde of grijze waterstof, is iedere toepassing van waterstof wel in concurrentie met fossiele brandstoffen: waterstof voor warmte in de gebouwde omgeving en industrie concurreert met aardgas en als transportbrandstof concurreert waterstof met benzine en diesel. In de volgende paragraaf zullen we de vergelijking maken tussen elektriciteitsopwekking uit aardgas en de CO_2-vrije flexopties.

Een tweede barrière is de tariefstructuur voor netwerkkosten die nu vooral voor Power-to-Heat een businesscase in de weg staat. De netbeheerskosten voor grootverbruikers zijn afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting (in kW), maar ook van het maximale vermogen dat zij gebruiken. Hierbij maakt het niet uit of een gebruiker 20 of 2.000 keer per jaar het maximale vermogen vraagt. De flextechnieken hebben een hoog vermogen dat relatief weinig gebruikt wordt, daardoor zijn de netbeheerskosten een grote last.
Een soortgelijke barrière is een mogelijke dubbele heffing van energiebelasting bij energieopslag. Hiervoor is echter al een wetswijziging in voorbereiding (Ministerie van Financiën, 2019).

Een derde barrière is dat veel energiegebruikers niet of nauwelijks prijsgevoelig zijn en besparingen achterwege laten en flexopties onbenut laten. Dit geldt zowel voor opties als Power-to-Heat als demand side response. Het gaat hier om energiegebruikers die hun corebusiness op een ander terrein dan energie hebben liggen en weinig tijd en risico willen besteden aan kostenreductie op dit terrein. Hier ligt een parallel met energiebesparing die lang niet altijd wordt toegepast ook al is er een businesscase.

Een vierde barrière is de onzekerheid in toekomstige opbrengsten. Technieken die tekorten moeten oplossen kennen nog grote onzekerheden met betrekking tot de marktprijzen die gaan gelden en of die met de lage bedrijfstijden voldoende opleveren om de totale kosten te dekken.

6.1.1 Vergelijking met aardgas

Zoals we gezien hebben concurreren de meeste flexopties en alle opties voor tekorten met aardgas. We zullen dit verder uitdiepen door een vergelijking te maken tussen de CO_2-vrije flexopties voor tekorten en een STEG op aardgas. Nederland heeft een grote capaciteit van moderne gascentrales. In 2030 is hier naar verwachting nog 14,7 GW van operationeel.[7]
We vergelijken voortzetting van de eerder beschouwde Magnumcentrale op aardgas met de ombouw naar waterstof.

[7] Eigen inschatting op basis van Powerflex.

De kosten voor een STEG op aardgas in 2030 zijn analoog berekend aan de kostenberekening voor de STEG op waterstof. Hierbij zijn de kosten voor gas en CO_2 aangenomen op 25 ct/Nm^3 (28,4 €/MWh) en 47 €/t CO_2, wat een gasprijs inclusief CO_2 geeft van 38 €/MWh (PBL, 2019c). Hiermee komen de marginale kosten van een STEG op aardgas op 67 €/MWh, slechts 50-70% van de kosten van dezelfde installatie op waterstof. De LCOE is met 69 €/MWh 30-50% van de kosten van een STEG op waterstof, doordat er geen kapitaalkosten meer zijn en de centrale een hoger aantal draaiuren heeft door de lagere marginale kosten.

Het is belangrijk om de bespreking breder te trekken dan enkel de kostprijs. In vergelijking met de behandelde CO_2-vrije alternatieven kent aardgas een laag risico doordat het bekende techniek is. De kosten en risico's van zowel nieuwe investeringen als operatie van bestaande assets is daarmee goed bekend. Hoewel deze kosten door toekomstige stijging van de CO_2-prijs hoger uit kunnen vallen, is de drempel om over te stappen op een nieuwe technologie hoger dan enkel op basis van de kosten voorspeld zou worden. Aardgascentrales stoten nog wel CO_2 uit. Aangezien de elektriciteitssector in 2050 klimaatneutraal moet zijn en in 2030 nog maar 12,4 Mton CO_2 mag uitstoten, is het noodzakelijk om op tijd CO_2-vrije alternatieven te ontwikkelen. Door nu al in te zetten op het ontwikkelen van alternatieven, kunnen deze technieken een kostendaling doorlopen, waardoor zij eerder marktrijp zijn.

6.2 Beleidsopties voor CO_2-vrij flexvermogen

Vrijwel alle CO_2-vrije flexopties concurreren met fossiele brandstoffen, met name aardgas. Naast de autonome ontwikkelingen in de prijs van de flexopties zelf, valt of staat het tot stand komen van CO_2-vrij flexvermogen met de verbetering van de positie ten opzichte van aardgas. Dit kan met het stevig beprijzen van CO_2-uitstoot, boven de 47 €/ton CO_2 die voor deze studie gehanteerd is. Ter illustratie: bij een CO_2-prijs van zo'n 120 €/ton begint een STEG op geïmporteerde waterstof concurrerend te worden met een STEG op aardgas[8]. Om een level playing field te garanderen met omliggende landen zal een systeem met grensheffingen moeten worden ingevoerd zoals de Vergoeding Externe Kosten (CE Delft, 2018). Bij de Vergoeding Externe Kosten betaalt de eindgebruiker een extra belasting voor de milieueffecten van de gehele productieketen, ook bij geïmporteerde producten.

Ook is het mogelijk om de CO_2-emissie van elektriciteit te normeren voor elke leverancier, zodanig dat de gemiddelde CO_2-emissie van nu 500 g/kWh naar 100 g/kWh in 2030 gaat en verder naar 0 uiterlijk in 2050.

Totdat de CO_2-heffing voldoende hoog is of er een CO_2-normering is ingevoerd, zal er weinig ruimte zijn in de markt voor CO_2-vrije flexopties. Subsidie is dan ook noodzakelijk om dit van de grond te krijgen. De variabele kosten kunnen bijvoorbeeld gesubsidieerd worden middels uitbreiding van de SDE+ met flexibele CO_2-vrije opwek. Daarnaast kan gedacht worden aan investeringssubsidies voor kapitaalintensieve technieken met relatief lage variabele kosten zoals brandstofcellen en batterijopslag.

De introductie van een capaciteitsmarkt specifiek voor CO_2-vrije technieken kan de totstandkoming van CO_2-vrij flexibel vermogen voor tekorten helpen. Deze markt zal naast de bestaande markt gebaseerd op volume en naast de bestaande onbalansmarkten ingericht worden. In een capaciteitsmarkt worden opwekkers niet enkel beloond voor de hoeveelheid geleverde energie, maar ook voor het beschikbaar stellen van afroepbare capaciteit. Opwekkers met CO_2-uitstoot moeten worden uitgesloten van deelname, omdat deze optie

[8] Eigen berekening op basis van het model dat opgesteld is voor deze studie.

anders enkel fossiele opwekkers extra compenseert en niet leidt tot ontwikkeling van CO_2-vrij flexibel vermogen.

De behoefte aan flexibel vermogen kan gereduceerd worden door elektriciteit voor alle verbruikers dynamisch te beprijzen. Gebruikers zullen dan een prijsprikkel hebben om hun verbruik af te stemmen op het aanbod.

Ondersteunend aan de opties hierboven is het ontwikkelen van een visie en een plan in de komende jaren. Getuige het Klimaatakkoord heerst er zeker het besef dat ook het flexibel vermogen CO_2-vrij moet worden ingevuld, maar dit is nog weinig concreet. Het opstellen en uitvoeren van een Meerjarig Missiegedreven Innovatieprogramma (MMIP) kan hierbij helpen.

Voor overschotten is ander beleid nodig dan voor tekorten. Voor tekorten is er een groot areaal gascentrales dat klaar staat om de tekorten aan te vullen, maar voor overschotten is er geen dergelijke hoeveelheid latent vermogen. Er zullen dus nieuwe of aangepaste installaties moeten komen om dit te benutten. Een concrete drempel hierbij zijn de huidige netbeheertarieven, waarbij gebruikers flink betalen als ze gedurende enkele uren veel extra vermogen afnemen. Deze tarieven moeten herzien worden zodat flexibiliteit gestimuleerd wordt. Dit kan bijvoorbeeld door de tarieven flexibel te maken afhankelijk van de beschikbare netcapaciteit. Zo lang er voldoende netcapaciteit is, betalen gebruikers geen extra variabele kosten om hun aansluiting volledig te benutten.
Gedurende een beperkte periode kan het nuttig zijn om de ombouw van stoomketels tot hybride boilers te subsidiëren om zo de markt op gang te krijgen.

De kosten van opslag in lithium-ion batterijen zijn naar verwachting relatief laag in 2030. De positieve systeemeffecten van batterijen zitten hier nog niet in verwerkt. Om de totstandkoming van grootschalige batterij-opslag te bevorderen kan er subsidie verstrekt worden. Dit kan de uitbreiding van hernieuwbare opwek bevorderen in gebieden waar veel fysieke ruimte is, maar een gebrek aan netcapaciteit. Subsidie is gerechtvaardigd omdat de baten van de batterij niet automatisch bij de investeerder terecht komen (systeemeffecten, ruimte voor extra hernieuwbare energie).

7 Conclusie

In 2029 zal de elektriciteitsvraag voor circa 63% worden voorzien door niet-regelbare elektriciteit producerende installaties (zon, wind op zee, wind op land, must-run centrales). Deze installaties produceren soms ook op momenten dat er geen vraag is. Dit leidt tot een overschot van 12 TWh. Als dit overschot volledig benut wordt, stijgt het aandeel CO_2-vrije elektriciteit naar de 70% die in het Klimaatakkoord beoogd wordt.

Daarnaast is er een markt van circa 40 TWh elektriciteitsvraag die voorzien moet worden met regelbare, flexibele installaties. Zoals het er nu naar uitziet zal dat vooral gebeuren met aardgas en zal ook nog circa 11 TWh worden geproduceerd voor de Duitse markt.

Overschotten

Het overschot van 12 TWh kan gebruikt worden door diverse flexopties:
- Power-to-Heat;
- Power-to-Gas;
- Demand side response.

Het profiel voor overschotten heeft een hoog vermogen (22 GW) voor een gering aantal uren per jaar (520 vollasturen). De technieken om overschotten te gebruiken hebben te weinig vermogen zodat er nog steeds een aanzienlijk vermogen aan overschotten blijft bestaan die waarschijnlijk gecurtailed moeten worden. Maar het gaat dan om weinig uren en dus weinig volume.

Om ervoor te zorgen dat de overschotten aan hernieuwbare productie zo min mogelijk hoeven te worden afgeschakeld (curtailment) zijn aanpassingen nodig in de tarieven voor transport van elektriciteit. Met de huidige tarievenstructuur zijn er hoge kosten verbonden aan het afnemen van een groot vermogen voor een gering aantal uren, wat de ontwikkeling van flex voor overschotten belemmert.

Tekorten

Het tekort bedraagt 40 TWh en maximaal 23 GW, waarvan 27-29 TWh CO_2-vrij moet worden opgewekt om de uitstootdoelen van de elektriciteitssector te halen. Zonder aanvullend beleid zal echter het gehele tekort worden geleverd door aardgascentrales met de daarbij horende extra CO_2-emissie. Er zijn diverse CO_2-vrije opties:
- brandstofcel op waterstof;
- STEG-centrale op waterstof;
- waterkracht;
- kolencentrale omgebouwd naar biomassa;
- demand side response.

Alle technieken om tekorten aan te vullen concurreren ook in 2030 met de huidige aardgas-centrales. In 2030 zal er naar verwachting nog 14,7 GW opgesteld vermogen aan aardgas-centrales zijn. Alle beschouwde CO_2-vrije technieken hebben hogere marginale kosten dan de aardgascentrales en worden dus zonder aanvullend beleid maar een beperkt aantal uren ingezet en leveren dus ook maar weinig elektriciteit.

Opslag

Batterijen kunnen een overschot verplaatsen naar een tekort maar zullen ondanks hun flinke groei in 2030 nog steeds maar een beperkte oplossing bieden, maximaal 0,3 TWh. Na 2030 zal dit vrijwel zeker verder toenemen. De lithium-ion batterij kan kortdurend elektriciteit opslaan tegen aantrekkelijke kosten (80 €/MWh). Daarnaast hebben batterijen bredere voordelen: met het gericht toepassen van batterijen kan kostbare netverzwaring worden voorkomen en kan meer hernieuwbare opwek worden ingepast, met lagere maatschappelijke kosten als gevolg.

Beleidsopties

Om ervoor te zorgen dat CO_2-vrije regelbare elektriciteit niet hoeft te concurreren met elektriciteit uit aardgas zal de positie van de CO_2-vrije opties verbeterd moeten worden. Hiervoor kunnen de volgende stappen worden ondernomen:

- De invoer van een hoge CO_2-heffing. Bij een hoge heffing is het nodig om een grenscorrectie in te stellen, dit kan bijvoorbeeld middels een Verrekening Externe Kosten.
- Normeren van de CO_2-emissie van elektriciteit die via het openbare elektriciteitsnet wordt geleverd, van nu 500 g/kWh naar 100 in 2030 en verder naar 0 in 2050.
- Het verlenen van een subsidie voor CO_2-vrije flex. Voor technieken met hoge kapitaalkosten kan een investeringssubsidie ingesteld worden.
- Het instellen van een capaciteitsmarkt voor flexibel vermogen met CO_2-vrije technieken. Hierdoor worden opwekkers niet enkel beloond voor de hoeveelheid geleverde energie, maar ook voor het beschikbaar stellen van afroepbare capaciteit. Opwekkers met CO_2-uitstoot worden uitgesloten van deelname.
- Herziening van de tariefstructuur van netbeheerskosten zodat gebruikers geen hoge kosten betalen als zij enkele uren een hoog vermogen gebruiken. Dit kan bijvoorbeeld door de tarieven flexibel te maken aan de hand van de beschikbare netcapaciteit.
- Een subsidie voor batterijopslag bevordert grootschalige opslag en de inpassing van meer hernieuwbare elektriciteitsopwekking in gebieden met een beperkte netcapaciteit.
- Het dynamisch beprijzen van elektriciteit voor alle gebruikers kan een reductie in de hoeveelheid benodigd flexibel vermogen tot gevolg hebben.

Bibliografie

Aldel, 2018. *Het onzichtbare bijproduct van Aldel; een stabieler elektriciteitsnet*. [Online]
Available at: https://aldel.nl/het-onzichtbare-bijproduct-van-aldel-een-stabieler-elektriciteitsnet/
[Geopend 24 1 2020].
APPM, CE Delft, 2018. *Slim laden must have bij groei elektrisch vervoer*, 's Hertogenbosch: Enpuls.
ARBAHEAT, 2019. *ARBAHEAT project*. [Online]
Available at: https://www.arbaheat.eu/
[Geopend 15 1 2020].
Belastingdienst, 2020. *Tabellen tarieven milieubelastingen*. [Online]
Available at:
https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen
[Geopend 13 1 2020].
Berenschot et. al., 2017. *Electrification in the Dutch process industry*, Utrecht: Berenschot.
BP, 2019. *BP, Nouryon en Havenbedrijf Rotterdam werken samen aan studie naar groene waterstof*. [Online]
Available at: https://www.bp.com/nl_nl/netherlands/home/nieuws/persberichten/bp-nouryon-en-havenbedrijf-rotterdam-werken-samen-aan-studie-naar-groene-waterstof.html
[Geopend 9 1 2020].
BusinessWire, 2018. *MHPS neemt deel aan het waterstofconversieproject bij de STEG-energiecentrale voor aardgas in Nederland*. [Online]
Available at: https://www.businesswire.com/news/home/20180309005848/nl/
[Geopend 10 1 2020].
CBS, 2019. *Elektriciteit; productie en productiemiddelen*. [Online]
Available at:
https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/37823WKK/table?fromstatweb
[Geopend 13 1 2020].
CBS, 2019. *Hernieuwbare energie 2018*. [Online]
Available at: https://longreads.cbs.nl/hernieuwbare-energie-in-nederland-2018/waterkracht/
[Geopend 7 1 2020].
CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018. *Waterstofroutes Nederland - Blauw, groen en import*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2016a. *Het PowerFlex-Model : Modellering van flexibiliteit op spot- en onbalansmarkt*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2016b. *Peakshaving van zon-PV met de elektrische boiler*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2017. *Kosteneffectiviteit van maatregelen voor CO2-reductie in Nederland*, Delft: CE Delft.
CE Delft, 2018. *External Costs Charge*, Delft: CE Delft.
COWI, 2016. *Impact Assessment Study on Downstream Flexibility, Price Flexibility, Demand Response & Smart Metering*, Brussel: COWI.
Danfoss, 2015. *Supermarket Refrigeration as an Important Smart Grid Appliance*, Nordborg (DK): Danfoss.
ECN, PBL, CBS en RVO, 2017. *Nationale Energieverkenning (NEV) 2017*, Petten: ECN.
Ecofys, 2017. *Overige hernieuwbare energie in Nederland*, Utrecht: Ecofys.

Eneco, 2020. *CrowdNett*. [Online]
Available at: https://www.eneco.nl/energieproducten/crowdnett/
[Geopend 4 3 2020].
Energieleveranciers, 2020a. *Terugleververg oeding zonnepanelen*. [Online]
Available at: https://www.energieleveranciers.nl/zonnepanelen/terugleververg oeding-zonnepanelen
[Geopend 24 2 2020].
Energieleveranciers, 2020b. *Energie vergelijken*. [Online]
Available at: https://www.energieleveranciers.nl/energie-vergelijken
[Geopend 24 2 2020].
ENTSO-E, 2018 . *TYNDP 2018*. [Online]
Available at: https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/
[Geopend oktober 2019].
ENTSO-E, 2020. *ENTSO-E Transparency Platform*. [Online]
Available at: https://transparency.entsoe.eu/
[Geopend 24 2 2020].
FCH, 2017. *Study on Early Business Cases for H2 in Energy Storage,* Brussel: Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
Frontier Economics, 2019. *Profitability and dispatch of MPP3 power plant in case of biomass conversion,* London, UK: Frontier Economics.
GE Power, 2019. *Power to Gas: Hydrogen for Power Generation*. [Online]
Available at: https://www.ge.com/content/dam/gepower/global/en_US/documents/fuel-flexibility/GEA33861%20Power%20to%20Gas%20-%20Hydrogen%20for%20Power%20Generation.pdf
[Geopend 10 1 2020].
GE, 2018. *Breaking the Power Plant Efficiency Record... Again!*. [Online]
Available at: https://www.ge.com/power/about/insights/articles/2018/03/nishi-nagoya-efficiency-record
[Geopend 13 1 2020].
Gils, H. C., 2014. Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy,* Volume 67, pp. 1-14.
Horndale Power Reserve, 2019. *Overview*. [Online]
Available at: https://hornsdalepowerreserve.com.au/overview/
[Geopend 24 2 2020].
IRENA, 2017. *Electricity Storage Costs Summary: Costs and Markets to 2030,* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
IRENA, 2018a. *Hydrogen from Renewable Power - Technology Outlook for the Energy Transition,* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
IRENA, 2018b. *Power System Flexibility for the Energy Transition - Part 1: Overview for Policy Makers,* Abu Dhabi: Internationale Renewable Energy Agency.
IRENA, 2019. *Hydrogen: a renewable energy perspective,* Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
Klimaatakkoord, 2018. *Bijdrage van de Sectortafel Elektriciteit aan het Voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord,* Den Haag: Klimaatakkoord.
MarketsInsider, 2020. *Coal Price Today*. [Online]
Available at: https://markets.businessinsider.com/commodities/coal-price
[Geopend 15 1 2020].
McKinsey, 2018. *Lithium and cobalt - a tale of two commodities,* New York, USA: McKinsey&Company.
MHPS, 2019. *H2 Gas Turbine for Hydrogen Society*. [Online]
Available at: https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/imce/eu_jp_energy_business_seminar_mhps_r1_1.pdf
[Geopend 10 1 2020].

Ministerie van Financiën, 2019. *Kamerbrief over het voorkomen van dubbele energiebelasting.* [Online]
Available at:
https://www.rijksoverheid.nl/binaries/rijksoverheid/documenten/kamerstukken/2019/07/05/kamerbrief-over-het-voorkomen-van-dubbele-energiebelasting/kamerbrief-over-het-voorkomen-van-dubbele-energiebelasting.pdf
[Geopend 08 04 2020].
Nouryon, 2018a. *AkzoNobel Specialty Chemicals to upgrade Rotterdam chlor-alkali plant.* [Online]
Available at: https://www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2018/jul/AkzoNobel-Specialty-Chemicals-to-upgrade-Rotterdam-chlor-alkali-plant/
[Geopend 24 1 2020].
Nouryon, 2018b. *Nouryon, Tata Steel, and Port of Amsterdam partner to develop the largest green hydrogen cluster in Europe.* [Online]
Available at: https://www.nouryon.com/news-and-events/news-overview/2018/oct/Nouryon-Tata-Steel-and-Port-of-Amsterdam-partner-to-develop-the-largest-green-hydrogen-cluster-in-Europe/
[Geopend 9 1 2020].
NREL, 2018. *Annual Technology Baseline - Natural Gas Plants,* https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=cg: National Renewable Energy Laboratory.
Nuon, Stedin, OCI-Nitrogen, CE Delft, Proton Ventures, TU Delft, TU Twente, AkzoNobel.
ECN , ISPT, 2017. *Power to Ammonia : Energy and electricity prices scenarios 2020-2023-2030,* Amersfoort: ISPT.
Onsite Sycom Energy, 1999. *Cost Analysis of NOx Control ALternatives for Stationary Gas Turbines,* Carlsbad, California, USA: Onsite Sycom Energy.
Parat Halvorsen, sd *High Voltage Electrode Boiler.* [Online]
Available at: https://www.parat.no/media/201154/Electrode-Boiler-web.pdf
[Geopend 28 1 2020].
Pawel, I., 2014. The cost of storage - how to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. *Energy Procedia,* Volume 46, pp. 68-77.
PBL, 2019a. *Effecten Ontwerp Klimaatakkoord : Herziene versie 28 mei 2019,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
PBL, 2019b. *Achtergronddocument Effecten Ontwerp Klimaatakkoord: Elektriciteit ; Achtergronden bij de analyse voor de elektriciteitssector,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
PBL, 2019c. *Achtergronddocument "Het klimaatakkoord: effecten en aandachtspunten" . Achtergrondstudie,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
PBL, 2019d. *Klimaat en Energieverkenning 2019,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
PBL, 2020. *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020,* Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.
Recharge, 2019. *Offshore wind to power giant green-hydrogen carbon-neutral aviation-fuel plant.* [Online]
Available at: https://www.rechargenews.com/transition/offshore-wind-to-power-giant-green-hydrogen-carbon-neutral-aviation-fuel-plant/2-1-696907
[Geopend 28 1 2020].
Renewable Energy World, 2019. *BNEF: Energy to storage increase 122X by 2040.* [Online]
Available at: https://www.renewableenergyworld.com/2019/07/31/bnef-energy-storage-increase-122x-by-2040/#gref
[Geopend 4 3 2020].

Rijksoverheid, 2019. *Klimaatakkoord,* Den Haag: Rijksoverheid.
RVO, 2018. *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO2 emissiefactoren, versie januari 2018,* Den Haag: Rijkdienst voor Ondernemend Nederland (RVO).
Schüwer, D. & Schneider, C., 2018. *Electrification of industrial process heat: long-term applications, potentials and impacts.* Belambra Presqu'île de Giens, France, ECEEE.
Shell, 2020. *Grootste groene waterstofproject van Europa start in Groningen.* [Online]
Available at: https://www.shell.nl/media/persberichten/2020-media-releases/grootste-groene-waterstofproject-van-europa-in-grongingen.html
[Geopend 7 4 2020].
Smart Delta Resources, 2019. *Initiatief gestart voor bouw elektrolysefabriek van 1GW in Zeeland voor groene waterstof.* [Online]
Available at: https://www.smartdeltaresources.com/nl/nieuws/initiatief-gestart-voor-bouw-elektrolysefabriek-van-1gw-in-zeeland-voor-groene-waterstof
[Geopend 9 1 2020].
Tennet, 2019. *Ancillary Services.* [Online]
Available at: https://www.tennet.eu/electricity-market/ancillary-services/
[Geopend 10 1 2020].
Tesla Motors, 2019. *Powerwall Specifications.* [Online]
Available at:
https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%202_AC_Datasheet_en_northamerica.pdf
[Geopend 17 2 2020].
Tesla Motors, 2020. *Powerwall.* [Online]
Available at: https://www.tesla.com/powerwall
[Geopend 24 2 2020].
Trinomics, 2017. *The Potential of Electricity Demand Response.* Brussel, Trinomics.
ÜNB, 2019. *Netzentwicklungsplan 2030 (2019).* [Online]
Available at:
https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
[Geopend april 2019].
US DOE, 2016a. *Stationary and Emerging Market Fuel Cell System Cost Analysis,* Washington DC: United States Department of Energy.
US DOE, 2018a. *Toyota Mirai Testing,* Washington DC: United States Department of Energy.
US DOE, 2019. *Energy Storage Technology and Cost Chracterization Report,* Washington, DC, USA: United States Department of Energy.
US EIA, 2016. *Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,* Washington, DC: United States Energy Information Administration.
Utilities, 2017. *ESD-SIC.* [Online]
Available at: https://utilities.nl/tag/esd-sic/
[Geopend 24 1 2020].
Vattenfall, 2019. *Magnum.* [Online]
Available at: https://powerplants.vattenfall.com/magnum
[Geopend 24 2 2020].
Verrier, A., 2018. *The economic potential of Demand Response in liberalised electricity markets - A quantitative assessment for the French power system,* Paris, France: PSL Research University.
Witteveen+Bos, CE Delft, 2019. *Perspectieven elektriciteit uit water,* Deventer: Witteveen en Bos.

A Flextechnieken in detail

A.1 Overzicht alle flextechnieken

Tabel 1 - Overzicht LCOE van alle CO_2-vrije flextechnieken

Technologie	Investeringskosten [€/kW]	Vaste kosten [€/MWh]	Variabele kosten [€/MWh]	Vollast uren [uur/j]	LCOE [€/MWh]	Vermogen [GW]	Energie [TWh/j]
Technieken voor tekorten						**6,7**	**3,5**
H_2 + fuel cell	1.578	304	88-127	200-600	395-1.040	0,10	0,06
H_2 + STEG ombouw	59	43	93-140	180-360	137-226	1,32	0,48
H_2 + STEG nieuw	1.106	321	93-140	180-360	415-784	0	0
Conventionele waterkracht	-	-	-	2.540	210	0,1	0,25
Kolencentrale naar biomassa	223	39	91	440	230	3,6	1,6
Demand side response - tekort	-	-	-	Tot 2.800	Vanaf 70	1,6	1,1
Technieken voor overschotten						**7,7**	**16,6**
Power-to-Heat	170	1,1	13	2.550	21[9]	3	7,7
Power-to-Gas	500	10	17	2.260	68[10]	3,5	7,9
Demand side response - overschot	-	-	-	Tot 1.800	tot 30	1,2	1
	Investeringskosten [€/kWh]	**Vaste kosten [€/MWh]**	**Variabele kosten [€/MWh]**	**Cycli per jaar [#/j]**	**LCOE [€/MWh]**	**Capaciteit [GWh]**	**Energie [TWh/j]**
Technieken voor opslag						**1,2**	**0,34**
Batterij, lithium-ion	137	68	12	296	80	1,0	0,30
Batterij, flow	323	236	17	202	253	0,1	0,02
Batterij, zon-PV	235	172	73	180	245	0,14	0,02

A.2 Technieken voor tekorten

A.2.1 Waterstof in combinatie met brandstofcel

Techniek

Waterstof kan geïmporteerd worden indien productie in andere delen van de wereld veel goedkoper is dan in Nederland. Dit kan op termijn bijvoorbeeld het geval zijn bij productie van groene waterstof in het Midden-Oosten of Noord-Afrika. De geproduceerde waterstof kan per pijpleiding of per schip naar Nederland worden getransporteerd, al dan niet omgezet naar een waterstofdrager. Mogelijke dragers zijn ammoniak (NH_3) en methyl cyclohexaan (MCH) (IRENA, 2019). De geïmporteerde waterstof kan vervolgens middels een brandstofcel worden omgezet in elektriciteit en warmte. Productie van groene waterstof in Nederland is niet expliciet meegenomen omdat dit naar verwachting in 2030 duurder is dan

[9] Kosten van de geleverde warmte.

[10] Kosten van de geleverde waterstof.

importwaterstof (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018). De rest van de keten is echter hetzelfde, dus de resultaten kunnen eenvoudig berekend worden door een hogere waterstofprijs aan te nemen.

Een brandstofcel zet waterstof om in elektriciteit en warmte. Een grotere brandstofcel wordt verkregen door individuele cellen te stapelen in een stack. Doordat er geen schaalvoordelen optreden heeft een grotere brandstofcel dus geen hoger rendement dan een kleine. Voor de brandstofcel gaan we uit van een Proton Exchange Membrane (PEM) brandstofcel omdat deze techniek flexibeler te opereren is dan alternatieven en volwassen genoeg is om tegen 2030 grootschalig geïmplementeerd te worden.

Kosten in 2030

De kosten van waterstof geïmporteerd uit Marokko zijn geschat op 1,80-2,70 €/kg, oftewel 45-70 €/MWh HHV[11] in 2030 (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018). Deze waterstof wordt geproduceerd uit zon en wind en als ammoniak naar Nederland verscheept.

De kosten van een brandstofcel betroffen in 2016 ruim 4.000 €/kW bij een oplage van 100 stuks van 100 kW (US DOE, 2016a). We nemen de relatieve kostendaling voor de brandstofcel gelijk aan die van de elektrolyser, zie Paragraaf A.3.2, waarmee de kosten in 2030 op 1.600 €/kW komen. De kosten om de stack te vervangen worden gesteld op 30% van de kosten van een nieuwe brandstofcel, dezelfde verhouding als voor een elektrolyser (IRENA, 2018a).

Het rendement is van een huidige brandstofcel is zo'n 64% LHV (US DOE, 2018a), we nemen aan dat dit in 2030 is opgelopen naar 70%.

De levensduur van de stack is geschat op 55.000 uur, analoog aan de PEM elektrolyser. De kosten om de stack te vervangen en de levensduur bepalen grotendeels de variabele kosten van de brandstofcel.

De O&M-kosten bedragen 2% van de investering per jaar voor het vaste deel. De variabele O&M bestaat grotendeels uit de kosten om de cellen zelf (de stack) te vervangen.
Het aantal uren dat de stack mee gaat is vast, in ieder uur bedrijfstijd wordt dus een deel van de stack afgeschreven. De variabele O&M is zodoende geschat op de kosten van de verbruikte levensduur van de stack plus 50%.

De LCOE bedraagt 395 €/MWh bij een waterstofprijs van 45 €/MWh. De marginale kosten zijn dan 90 €/MWh, wat 600 vollasturen per jaar oplevert. Bij een hogere waterstofprijs van 70 €/MWh stijgen de marginale kosten tot 130 €/MWh, dit geeft slechts zo'n 200 vollasturen, wat de LCOE doet stijgen tot ruim 1.000 €/MWh.

In het geval dat aardgascentrales zijn uitgesloten van deelname op de elektriciteitsmarkt, zou een waterstofcentrale naar schatting 2500 uur per jaar kunnen draaien. Dit drukt de kapitaallasten aanzienlijk, de LCOE daalt dan ook naar 162-200 €/MWh afhankelijk van de waterstofprijs.

[11] De verbrandingswaarde van waterstof kan op twee manieren uitgedrukt worden: in Lower Heating Value (LHV) of Higher Heating Value (HHV). Bij LHV is water na de verbranding in gasvorm, bij HHV een vloeistof. Omdat de LHV- en HHV-verbrandingswaardes verschillen is het belangrijk dit juist mee te nemen in berekeningen.

Ontwikkelingen tot 2030

Vanwege de hoge LCOE schatten we de geïnstalleerde capaciteit van brandstofcellen enkel voor elektriciteitsopwekking voor 2030 laag in op zo'n 100 MW.

Een groter aantal uren met goedkope elektriciteit en verdere kostendalingen kunnen de brandstofcel na 2030 winstgevend maken. Het verder ontwikkelen van andere typen brandstofcellen kan ook voor een kostendaling zorgen, met name ontwikkeling van een Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) die gebruik maakt van restwarmte is kansrijk.

A.2.2 Waterstof in combinatie met STEG-gascentrale (ombouw)

Techniek

Naast omzetting in brandstofcellen kan waterstof ook verbrand worden in een conventionele STEG-centrale. Een STEG-centrale bestaat uit een gasturbine, waarbij de hete uitlaatgassen van de gasturbine worden gebruikt om stoom te produceren. De stoom wordt gebruikt om een stoomturbine aan te drijven. Moderne STEG-centrales kunnen een rendement bereiken van meer dan 60% (GE, 2018). Nederland had in 2017 29 STEG-centrales voor centrale opwekking met 11,8 GW aan opgesteld vermogen (CBS, 2019).

Hoewel er nog enige ontwikkeling nodig is om gasturbines geschikt te maken voor de verbranding van 100% waterstof, is de verwachting dat voor 2025 de eerste turbines omgebouwd kunnen worden (MHPS, 2019) (GE Power, 2019). Een concreet project is de Magnumcentrale in de Eemshaven (3 x 440 MW), waarvan één van de drie eenheden reeds in 2023 omgebouwd zou kunnen zijn (BusinessWire, 2018). We nemen de Magnumcentrale als rekenvoorbeeld.

Kosten in 2030

Het rendement van de STEG-centrale wordt naar verwachting niet of nauwelijks beïnvloedt door de ombouw naar waterstof. Het rendement van een gasturbine wordt hoofdzakelijk bepaald door de turbine inlaattemperatuur, die begrensd wordt door de toegepaste materialen. Het rendement van de stoomcyclus van de STEG hangt af van de druk en temperatuur van de stoom, deze zullen ongewijzigd blijven. Voor het rendement nemen we dan ook de huidige 58% aan (Vattenfall, 2019).

De kosten van de ombouw naar waterstof zijn niet precies bekend. De Magnumcentrale heeft drie eenheden van 440 MW, deels geleverd door de gasturbine en deels geleverd door de stoomturbine. De kosten van de gasturbine ombouwen zijn het grootst, de aanpassingen aan de bijstookbranders zijn naar verwachting relatief klein. Bij General Electric's Nishi-Nagoya centrale wordt 870 MW opgewekt door de gasturbines, en 318 MW door de stoomturbines, we nemen dezelfde verhouding voor de Magnumcentrale (GE, 2018).
De kosten van ombouw naar waterstof schatten we af op 10% van de kosten van een nieuwe gasturbine, afgaande op de kosten van nieuwe verbrandingskamers (Onsite Sycom Energy, 1999). Een nieuwe gasturbine kost ongeveer 800 €/kW (NREL, 2018). Door combinatie van de bovenstaande gegevens komen we op een investering van zo'n 60 €/kW ofwel 25 miljoen euro voor ombouw van een eenheid van 440 MW.

De O&M bestaat uit een vast deel van 10 €/kW/j en een variabel deel van 2 €/MWh (US EIA, 2016).

De LCOE komt op 137-226 €/MWh, afhankelijk van de waterstofprijs. De marginale kosten bedragen 93-140 €/MWh, dit levert in 2030 180 tot 360 vollasturen op. Deze grote spreiding onderstreept de invloed van de waterstofprijs op de uiteindelijke elektriciteitsprijs.

In het geval dat aardgascentrales zijn uitgesloten van deelname op de elektriciteitsmarkt, zou een waterstofcentrale naar schatting 2500 uur per jaar kunnen draaien. Dit drukt de kapitaallasten aanzienlijk, de LCOE daalt dan ook naar 100-146 €/MWh afhankelijk van de waterstofprijs.

Ontwikkelingen tot 2030

Het resterende vermogen aan aardgasgestookte centrales bedraagt in 2030 naar verwachting 14,7 GW. Er is aangenomen dat al deze centrales technisch gezien naar waterstof omgebouwd kunnen worden. Bij het huidige beleid staat enkel de Magnum centrale met drie eenheden van 440 MW gepland voor ombouw. Dit levert een potentieel vermogen van 1,32 GW op en een jaarlijkse energielevering van 0,48 TWh. Om de overige centrales ook om te laten bouwen zijn beleidswijzigingen nodig.

A.2.3 Waterstof in combinatie met STEG-gascentrale (nieuw)

Naast ombouw van bestaande centrales is het mogelijk om nieuwe centrales te bouwen. Een nieuwe centrales kost zo'n 1.100 €/kW (US EIA, 2016). De overige parameters zijn gelijk genomen aan de bestaande gascentrale.

De marginale kosten en de vollasturen zijn gelijk aan die van de bestaande centrale. De LCOE ligt vanwege de veel hogere kapitaallasten op 415-785 €/MWh, hiermee is nieuwbouw onwaarschijnlijk, er wordt dan ook geen potentieel meegenomen voor nieuwbouw waterstofcentrales zolang er nog aardgascentrales actief zijn.

In het geval dat aardgascentrales zijn uitgesloten van deelname op de elektriciteitsmarkt, zou een waterstofcentrale naar schatting 2.500 uur per jaar kunnen draaien. Dit drukt de kapitaallasten aanzienlijk, de LCOE daalt dan ook naar 140-187 €/MWh afhankelijk van de waterstofprijs.

A.2.4 Conventionele waterkracht

Techniek

Conventionele waterkracht zet de potentiële energie van het verval van een waterstroom om in elektriciteit middels een turbine. Waterkracht is regelbaar en levert het gehele jaar door energie. Wel moet een obstructie in de natuurlijke loop geplaatst worden om de energie op te kunnen wekken. Dit kan ecologische nadelen met zich mee brengen, met name vissterfte door turbines. Bij nieuwe projecten kunnen visvriendelijke turbines geïnstalleerd worden.

In deze studie beschouwen we conventionele waterkracht, bestaande uit waterkracht bij stuwen bij grote rivieren en waterkracht bij stuwen bij beken en waterlopen. Niet-conventionele waterkracht is bijvoorbeeld golfenergie, getijdenenergie of energie uit zoet/zout verschillen, deze worden voor dit rapport echter buiten beschouwing gelaten omdat verwacht wordt dat deze technieken in 2030 slechts een klein potentieel hebben en beperkt regelbaar zijn (Witteveen+Bos, CE Delft, 2019).

Er kan niet zonder meer van worden uitgegaan dat de waterkrachtcentrales op afroep beschikbaar zijn en goed kunnen inspelen op de elektriciteitsvraag. Zo heeft een

waterkrachtcentrale in een rivier bijvoorbeeld beperkingen als gevolg van het waterpeil stroomopwaarts in de rivier, de minimale volumestroom benodigd voor doorstroming van de rivier en de vistrek. Slechts een deel van de opwek van waterkracht bij stuwen is dus flexibel inzetbaar, maar alle opwek is wel CO_2-vrij.

Kosten in 2030

Hoewel Nederland veel water heeft, is het potentieel voor conventionele waterkracht klein vanwege het ontbreken van natuurlijk verval of snelstromende rivieren. Het huidig opgesteld vermogen aan conventionele waterkracht groter dan 0,1 MW was in de periode 2000-2018 constant met 37 MW (CBS, 2019). Genormaliseerd naar variaties in de jaarlijks waterafvoer werd er in 2018 94 GWh per jaar opgewekt, wat neerkomt op 2.540 vollasturen. De marginale kosten van waterkracht zijn nihil.

Ontwikkelingen tot 2030

Een potentieel van 0,14-0,25 TWh/jaar lijkt realiseerbaar, waarbij tegen 80-210 €/MWh elektriciteit geproduceerd kan worden (Witteveen+Bos, CE Delft, 2019) (Ecofys, 2017). Tegen de eerdergenoemde 2.540 vollasturen komt dit neer op 100 MW totaal geïnstalleerd vermogen. De regelbaarheid van waterkrachtcentrales is beperkt omdat inzet afhankelijk is van waterdebiet.

Voor conventionele waterkracht is er weinig innovatie te verwachten omdat het reeds een zeer volwassen techniek betreft. Visveilige turbines voor laag verval zijn nog niet helemaal volwassen, maar de turbine is slechts een beperkt aandeel van de kosten, dit zal dus niet zorgen voor een spectaculaire kostendaling van het gehele project. Er is voor waterkracht tot 2030 geen kostendaling aangenomen. Ook voor de periode van 2030 tot 2050 zijn er slechts zeer beperkte kostendalingen te verwachten voor conventionele waterkracht.

A.2.5 Biomassacentrale

Techniek

Biomassa kan flexibel vermogen leveren door een bestaande kolencentrale om te bouwen voor het verstoken van biomassa. Per 1 januari 2020 heeft Nederland nog vier kolencentrales: de Amercentrale (600 MW), Riverstone Centrale Rotterdam (800 MW), de Centrale Maasvlakte (1.070 MW) en de Eemshavencentrale (1.560 MW), gezamenlijk 4.030 MW. Alle centrales hebben een SDE+-beschikking voor de bijstook van biomassa. Het is niet zeker of alle centrales omgebouwd kunnen worden voor 100% biomassa. Het gebruik van kolen voor elektriciteitsopwekking wordt in Nederland vanaf 2030 verboden.

Biomassa kan een CO_2-vrije energiebron zijn indien de juiste duurzaamheidscriteria worden gehanteerd. Zo moet er gelet worden op de uitstoot in de keten tijdens productie, transport en verwerking. Bij gebruik van biomassa die niet uit reststromen of bestaande productielocaties afkomstig is, kan biomassa (tijdelijk) tot extra CO_2-uitstoot leiden. Dit is het geval als er CO_2 vrij komt die lange tijd opgeslagen was in biomassa en waarvan het jaren duurt voordat deze weer is opgenomen door groei van nieuwe biomassa.

Kosten in 2030

Om de kosten van een biomassacentrale toe te lichten wordt de casestudie van Uniper's Centrale Maasvlakte centrale gebruikt (Frontier Economics, 2019).

We hanteren een biomassaprijs van 180 €/t voor houtpellets met een verbrandingswaarde van 17 GJ/t, overeenkomstig de berekening van PBL voor de SDE++-subsidie in 2020 (PBL, 2020). Dit komt overeen met een biomassaprijs van 38,12 €/MWh[12]. Het PBL verwacht niet dat de prijzen van biomassa voor grootschalig verbruik zullen stijgen tot 2030 (PBL, 2019d). Ter vergelijking, de kolenprijs is momenteel zo'n 15 €/MWh inclusief kolenbelasting en CO_2 (MarketsInsider, 2020).
De voorspelde kolenprijs in 2030 is zo'n 28 €/MWh inclusief CO_2, onder aanname van gelijkblijvende kolenbelasting (PBL, 2019d) (Belastingdienst, 2020) (RVO, 2018). Met een rendement van 44% komen de brandstofkosten op 87 €/MWh.

De investeringskosten worden geraamd op 200 M€ voor een netto vermogen van 952 MW. Dit komt neer op 220 €/kW. Met variabele O&M van 4,5 €/MWh (US EIA, 2016) komen de marginale kosten op 91 €/MWh, wat zo'n 440 vollasturen oplevert en een LCOE van 229 €/MWh.

Ontwikkelingen tot 2030

Technisch gezien is het waarschijnlijk mogelijk om alle centrales om te bouwen naar volledig gebruik van biomassa, het potentieel is daarmee zo'n 3,6 GW. Dit is onder de aanname dat de overige centrales bij ombouw naar biomassastook een vergelijkbare achteruitgang in vermogen kennen als de Centrale Maasvlakte. De ontwikkelingen gaan echter snel en het is lastig in te schatten of de eigenaren van centrales overgaan op volledige biomassastook of dat zij besluiten om centrales te sluiten.

Er is weinig innovatie te verwachten in de techniek van kolencentrales zelf, wel zou enige verbetering mogelijk zijn in het integreren van de biomassavoorbewerking in het proces van de kolencentrale, bijvoorbeeld middels het ARBAHEAT concept (ARBAHEAT, 2019).

A.2.6 Demand side response

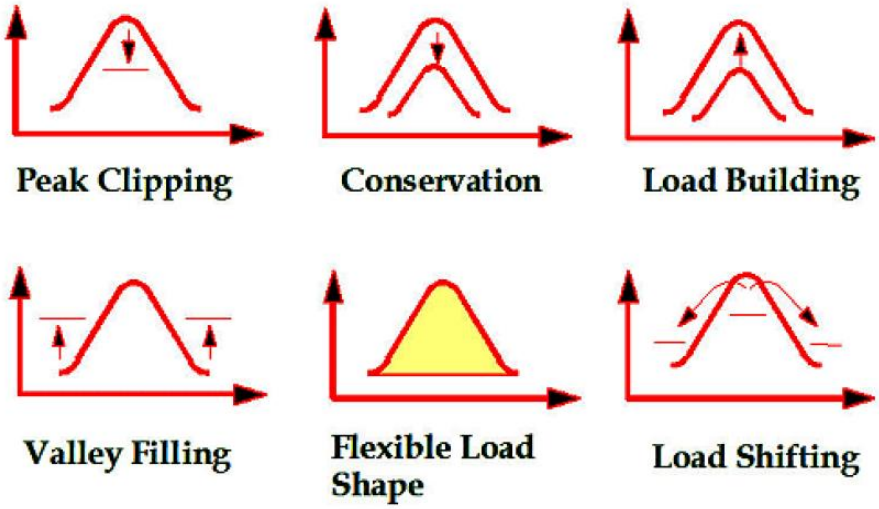
Algemene omschrijving

Demand side response (DSR) betekent dat de vraag reageert op het aanbod. De vraag kan bijvoorbeeld verminderd worden bij weinig hernieuwbare opwek of juist vergroot worden als er wel veel opwek is, zie Figuur 4. In dit rapport beschouwen we vraagverschuiving van industriële productie en koeling in supermarkten, flexibel bemalen en slim laden van elektrische auto's. Er zijn nog veel meer mogelijkheden, dus slechts een deel van het totale potentieel wordt nu in kaart gebracht.

Vanuit systeemperspectief kan er geoptimaliseerd worden voor bijvoorbeeld een maximaal gebruik van hernieuwbare energie of het minimaliseren van de netbelasting. Eindgebruikers zullen echter hun kosten zo laag mogelijk houden, wat bij een juiste marktinrichting de eerste twee doelen bereikt. Op deze manier verlaagt DSR de kosten voor alle gebruikers, zowel voor hen die actief schakelen als hen die dat niet doen (Trinomics, 2017). De respons van gebruikers om hun vraag te verminderen op momenten van tekort is afhankelijk van de duur en van de prijs van elektriciteit die op dat moment betaald moet worden.

[12] Dit bedrag is exclusief eventuele SDE+-subsidie. Subsidies zijn buiten beschouwing gelaten omdat de huidige beschikkingen vóór 2030 aflopen en het onzeker is of bijstook van vaste biomassa in kolencentrales in 2030 nog subsidiabel is.

Figuur 12 - Voorbeelden van hoe de elektriciteitsvraag kan reageren op het aanbod



Bron: (COWI, 2016).
Toelichting: Op de y-as staat het vermogen, op de x-as de tijd. Het elektriciteitsnet kan ontlast worden door op de juiste momenten minder of juist meer elektriciteit te verbruiken.

Een veel geciteerde studie naar het potentieel van demand response is die van Hans Christian Gils in 2014 (Gils, 2014). Het totale potentieel van Nederland om af te schakelen werd geschat op 400 MW industrieel, 1.400 MW commercieel en 3.800 MW huishoudens. DSR heeft veel mogelijke applicaties, hieronder lichten we er vier uit.

Het aantal keren per jaar dat een installatie wordt afgeschakeld of extra wordt ingeschakeld (activeringen) en daarmee de potentieel verschoven energievraag hangt sterk af van de gehanteerde prijsdrempels. De waarden van de prijsdrempels voor verschillende toepassingen zijn lastig in de literatuur te vinden, er zit dus een grote onzekerheid in de hoeveelheid verschoven energie. Activatie gebeurt bij voorkeur volledig automatisch, hiervoor is echter wel aanvullende hardware en software nodig.

Voor veel toepassingen is het lastig om het potentieel te vervullen. Over het algemeen is het eenvoudiger om een aantal grotere partijen tot actie te bewegen, zoals in de industrie, dan een groter aantal kleinere partijen, zoals huishoudens. Kleinere partijen hebben vaak geen goed beeld bij de mogelijke kostenbesparing of geven geen prioriteit aan energie-besparing. Daarnaast kan een groot aantal kleine partijen gezamenlijk een flink potentieel hebben, maar moeten deze wel individueel tot actie aangezet worden. Bij kleinverbruikers is daarnaast de mogelijke besparing voor de eindgebruiker relatief gering en zijn de kosten om demand response mogelijk te maken niet veel lager dan bij partijen die flink meer energie gebruiken. Zelfs als er een businesscase is, is het nog niet gezegd dat partijen ook echt stappen gaan nemen om DSR te implementeren. Daarnaast kunnen kleinere aanbieders van flexibiliteit enkel via een derde partij (aggregator) hun flexibiliteit aanbieden op de markt en is het nodig om een groot aantal kleine spelers in beweging te krijgen om een significant potentieel te ontsluiten.

In Tabel 2 is een overzicht gegeven van de hoofdeigenschappen van de beschouwde technieken.

Tabel 2 - Overzicht demand response

Techniek	Potentieel afschakelen	Potentieel afschakelen	Potentieel inschakelen	Potentieel inschakelen	Aantal installaties	Vermogen per installatie
	MW	GWh/jaar	MW	GWh/jaar	-	
Vraagverschuiving industriële productie	400	50	0	0	Klein	> 1 MW
Flexibel bemalen	200	< 1	200	< 1	Klein	100 kW tot 1 MW
Vraagverschuiving koeling in super-markten	96	27	144	27	Groot	10 tot 100 kW
Slim laden en Vehicle to Grid	1.000	1.000	1.000	1.000	Zeer groot	< 10 tot > 100 kW

Vraagverschuiving industriële productie

Industriële bedrijven met een schakelbaar proces dat een hoog elektriciteitsgebruik heeft, kunnen flink besparen op hun productiekosten door flexibel te produceren. Voorbeelden van bedrijven die dit nu al toepassen zijn slijpmiddelfabrikant ESD-SIC en aluminiumsmelter Aldel in Delfzijl en chloorfabrikant Nouryon in Rotterdam (Utilities, 2017), (Aldel, 2018), (Nouryon, 2018a). Het potentieel van dergelijke processen wordt geschat op 400 MW, waarbij onbekend is hoeveel daarvan nu al gerealiseerd is (COWI, 2016). We gaan voor 2030 uit van het volledige potentieel van 400 MW. Naar schatting wordt geschakeld indien de elektriciteitsprijs boven de 200 €/MWh uitkomt (Verrier, 2018), wat betekent dat de industrie voor deze prijs zo'n 135 uur per jaar de productie stop kan zetten.

Lang niet alle processen zijn goed schakelbaar. Veel continue chemische processen hebben bijvoorbeeld uren tot dagen nodig om op te starten. Daarnaast loont verschuiving van de productie enkel voor processen waarbij de energiekosten een dusdanig groot aandeel hebben in de totale kosten dat dit compenseert voor de lagere productievolumes.

Door toenemende elektrificatie zal het potentieel voor vraagverschuiving in de industrie op termijn toenemen, hoewel de grootste groei waarschijnlijk pas na 2030 zal plaatsvinden. Voorbeelden van toepassingen met een significant potentieel zijn directe reductie van ijzererts in combinatie met een vlamboogoven voor de productie van staal (DRI-EAF), productie van ruwijzer door elektrolyse van ijzererts en productie van synthetische brandstoffen (zie Paragraaf A.3.2).

Flexibel bemalen

Polders die onder zeeniveau liggen moeten continu leeggepompt (bemalen) worden.
De bemaling kan tijdelijk stopgezet worden of juist aangezet worden wanneer het waterpeil eigenlijk nog goed is. Zo ontstaat de mogelijkheid om het bemalen binnen een dag te verplaatsen naar periodes met veel hernieuwbare opwek. Een geschat potentieel vermogen van 200 MW en een volume van 1.700 MWh is haalbaar in 2030 (Witteveen+Bos, CE Delft, 2019). Aangezien er slechts een regeltechnische aanpassing nodig is, zal dit potentieel tegen beperkte kosten te realiseren zijn.

Vraagverschuiving koeling in supermarkten

Gekoeld en ingevroren voedsel in supermarkten wordt op een bepaalde streeftemperatuur gehouden, waarvan enkele graden kan worden afgeweken. Er kan flexibel vermogen ontsloten worden door de koelinstallaties maximaal op te regelen op momenten van overschot op het net en ze af te schakelen bij tekorten. Het beschikbare vermogen en volume wordt afgeschat aan de hand van een studie van Danfoss (2015). Supermarkten zijn goed voor zo'n 1-2% van het elektriciteitsverbruik in Duitsland. We nemen aan dat in Nederland 1% van de elektriciteit wordt gebruikt voor koeling in supermarkten. In Nederland werd in 2018 zo'n 85 TWh elektriciteit verbruikt, dus zo'n 850 GWh voor koeling in supermarkten. Dit komt neer op een gemiddeld verbruik van 97 MW bij voltijds bedrijf. Uitgaande van een gemiddelde belasting van 40% van het piekvermogen, komt dit neer op een geïnstalleerd vermogen van zo'n 240 MW. De thermische buffer van een koeling wordt geschat op 0,25 kWh/kW geïnstalleerd vermogen, oftewel 60 MWh. Bij de eerdergenoemde gemiddelde belasting van 40% kan er maximaal 60% opgeregeld worden (144 MW) en 40% afgeregeld (96 MW). Er vanuit gaande dat de buffer gemiddeld half vol is, is dit goed voor 12,5 minuut opregelen en 19 minuten afregelen. Het volume van de buffer is constant, de periodes van op- en afregelen kunnen dus gerekt worden door met een lager vermogen op of af te regelen.

Het technisch potentieel voor 2030 wordt gezet op 96 MW afregelen en 144 MW opregelen, waarvan naar schatting 10% gerealiseerd wordt. Naar verwachting worden installaties uitgeschakeld bij prijzen boven de 70 €/MWh en belast op piekvermogen bij prijzen onder de 30 €/MWh. Dit levert een volume van 27 GWh/j van vermeden tekorten en 25 GWh/j gebruikte overschotten op.[13]

Om het potentieel van supermarkten te ontsluiten zijn beperkte regeltechnische aanpassingen nodig. Daarnaast kunnen individuele supermarkten met de huidige marktstructuur niet deelnemen in de onbalansmarkten en is er dus een aggregator nodig om voldoende volume te verkrijgen voor deelname in deze markten.[14]

Slim laden en Vehicle to Grid

CE Delft en APPM hebben voor Enpuls becijferd wat slim laden in 2030 voor de elektriciteitsnetten kan betekenen (APPM, CE Delft, 2018). Naar verwachting rijden er in 2030 2,8 miljoen elektrische auto's rond in Nederland. Gemiddeld laden er 300.000 auto's gelijktijdig met 11 kW per auto en 30 kWh per laadbeurt. Door enkel het laden te verschuiven in de tijd kan de piek in vraag 2.8 GW hoger of 2 GW lager liggen dan zonder gebruik te maken van slim laden. Deze cijfers kunnen nog hoger liggen door met een hoger of juist lager vermogen te laden of het laden in stukjes op te knippen. Dit is echter niet onderzocht in de studie. De geschatte kosten voor slim laden worden geschat op een eenmalige investering van 100 miljoen euro en jaarlijks terugkerende kosten van 5 miljoen euro. Hiermee kan echter een veelvoud aan investeringen in het elektriciteitsnet voorkomen worden, naar schatting tot 1,4 miljard euro in totaal. Door dagelijks de piek met 1 GW te verschuiven voor drie uur, kan op jaarbasis 1 TWh aan energie verschoven worden.

[13] Lage en hoge prijzen kunnen meerdere uren aanhouden, terwijl koeling maar een beperkte tijd op nul of vollast kan opereren. In die zin levert onze methode een overschatting van het aantal bedrijfsuren op. Deze flexibiliteitstechniek zal echter eerder op kwartierbasis in de onbalansmarkt worden ingezet. Door de hogere volatiliteit in deze markt zal het aantal bedrijfsuren naar verwachting overeenkomen met de berekening op basis van de prijsduurcurve.

[14] Er zijn al diverse marktpartijen die deze diensten aanbieden.

Verdere uitbreiding van slim laden is mogelijk door vanuit een elektrisch voertuig elektriciteit terug te leveren aan het net: 'Vehicle to Grid' (V2G). Hiervoor is wel extra apparatuur nodig, aangezien de accu's van auto's op gelijkstroom (DC) werken en het elektriciteitsnet op wisselstroom (AC). De gelijkrichter die nodig is om de auto's op te laden, zit in de laadpaal. Voor teruglevering is het echter nodig de gelijkstroom van de auto weer om te zetten naar wisselstroom voor het net. Niet alle huidige laadpalen zijn uitgerust voor deze omzetting. Daarnaast heeft de extra omzetting ook extra verliezen tot gevolg, hoewel dit beperkt blijft tot zo'n 10% voor stationaire batterijen (Tesla Motors, 2019). Voor teruglevering gaan we net als bij 'gewoon' laden uit van dagelijks drie uur lang 1 GW.

A.3 Technieken voor overschotten

A.3.1 Power-to-Heat

Techniek

Bij Power-to-Heat (P2H) wordt elektriciteit gebruikt om warmte te maken. Als techniek voor flexibele vraag houdt dit in dat het aantal bedrijfsuren laag is en de gebruikte technologie goedkoop. In de praktijk komt dit neer op weerstandsverwarming of een elektrodeboiler, waarbij het rendement vrijwel 100% is.

Enkele voorbeelden van flexibele Power-to-Heat zijn:
- hybride boilers (gas + elektrode);
- elektrische piekketel voor stadsverwarming;
- tapwaterinstallaties met buffer;
- directe (bij)verwarming van industriële processen.

Power-to-Heat kan ook als basislast gebruikt worden, bijvoorbeeld een geothermie-installatie in de tuinbouw of een warmtepomp in een chemisch proces. Dit betreft vaak toepassingen met een hoger rendement, een hogere investering kan immers afgeschreven worden over een groot aantal vollasturen. Power-to-Heat als basislast wordt in dit rapport niet verder uitgewerkt.

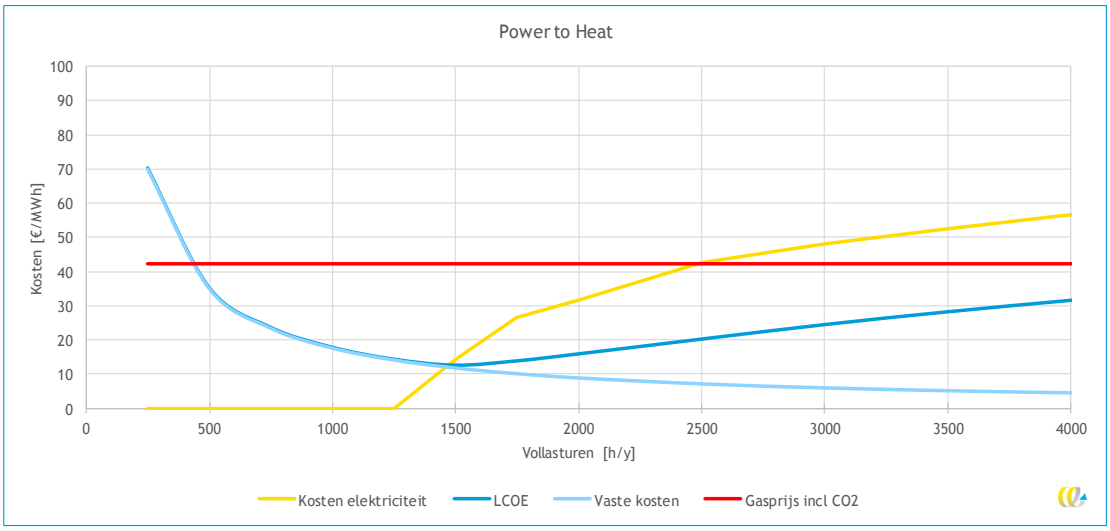
Kosten in 2030

Bij flexibele Power-to-Heat zijn de installaties zelf erg goedkoop: 60 €/kW voor een elektrodeboiler of 150-190 €/kW inclusief elektrische aansluiting (Berenschot et. al., 2017). We nemen 170 €/kW aan. Een industriële elektrodeboiler kan rechtstreeks op het midden-spanningsnet worden aangesloten, er is dus geen extra transformator nodig. Met de huidige tariefstructuur van netbeheerskosten betaalt een verbruiker voornamelijk voor het maximaal afgenomen vermogen. Deze kosten zorgen ervoor dat het in de huidige situatie niet rendabel is om te investeren in apparatuur die een groot vermogen afneemt voor een gering aantal bedrijfsuren. Aangezien het elektriciteitsnet als geheel juist gebaat is bij dergelijke investeringen, gaan we ervan uit dat deze netkosten in de toekomst afgeschaft worden. We berekenen in deze studie dan ook geen extra netbeheerskosten voor Power-to-Heat. De kosten van de gebruikte elektriciteit en het aantal bedrijfsuren zijn afhankelijk van de kosten van het alternatief, in de regel verwarming op aardgas. Flexibele Power-to-Heat zal geïnstalleerd worden op plekken met bestaande warmtevraag, dus naast een bestaande installatie. De P2H-installatie zal ingeschakeld worden op momenten dat elektriciteit goedkoper is dan het alternatief, het aantal vollasturen wordt dus medebepaald door de gas- en CO_2-prijzen. We gaan uit van een gasprijs van 0,25 ct/m^3 (PBL, 2019c), een

CO_2-prijs van 47 €/t CO_2 (PBL, 2019c), een rendement van 90% voor verwarming op gas en 99% voor verwarming op elektriciteit.

In Figuur 13 is de kostenopbouw van Power-to-Heat weergegeven als functie van de vollasturen van de installatie. De installatie wordt enkel ingeschakeld bij lage prijzen, dus bij bijvoorbeeld 1.000 vollasturen zijn de 1.000 uren met de laagste prijs genomen. Bij een toenemende elektriciteitsprijs (gele lijn) nemen de vollasturen toe en dalen de vaste kosten per MWh. Bij de gehanteerde kosten voor de P2H-installatie en de aardgasprijs (€ 42 per MWh warmte oftewel € 0,25/ Nm^3, € 47 per ton CO_2 en 90% rendement voor de gasboiler), is het de eerste 2.550 uur goedkoper om elektriciteit te gebruiken dan aardgas, bij een elektriciteitsprijs van 42 €/MWh zijn beide ongeveer even duur.

Figuur 13 - Kostenopbouw van Power-to-Heat als functie van het aantal vollasturen, ter referentie is de gasprijs inclusief CO_2 in de grafiek opgenomen. De installatie wordt eerst ingeschakeld tijdens de uren met de goedkoopste elektriciteit



Ontwikkelingen tot 2030

Weerstandsverwarming is bewezen technologie, de kosten hiervan zullen dus weinig dalen. Wel zouden de installatiekosten door ervaring met soortgelijke projecten op termijn iets omlaag kunnen gaan. Elektrodeboilers worden weliswaar in Nederland nog weinig toegepast, maar bestaan al sinds 1990 en worden in Scandinavië al geruime tijd toegepast (Parat Halvorsen, sd). Ook voor elektrodeboilers zal de verwachte kostendaling dus relatief beperkt zijn.

Een grotere kostendaling is te verwachten voor nieuwe hybride boilers, eventueel gecombineerd met waterstof of biomassa. Waar de huidige hybride boilers veelal het modificeren van een bestaande boiler betreft, kan er een kostendaling ontstaan door een geïntegreerd hybrideconcept te ontwikkelen.

Hybride stoomboilers hebben het technisch potentieel om 100% van de stoomvraag in de industrie te vervangen. In 2030 is er een geschat economisch potentieel om 5-10% van de stoomvraag te vervangen (Schüwer & Schneider, 2018). Het finaal warmteverbruik in de industrie bedroeg 571 PJ in 2018 (PBL, 2019d). Aangenomen dat het technisch mogelijk is

om 50% van de warmtevraag te vervangen en uitgaande van 2.000 vollasturen per jaar, komt deze 5-10% neer op 2-4 GW aan potentieel opgesteld vermogen.

A.3.2 Power-to-Gas

Techniek

Bij Power-to-Gas wordt waterstof gemaakt door elektrolyse van zuiver water. Deze waterstof kan vervolgens gebruikt worden om andere gassen te maken, bijvoorbeeld methaan en methanol door reactie met CO_2, of ammoniak door reactie met stikstof. Verdere verwerking van waterstof tot andere brandstoffen vereist extra investeringen en introduceert extra energieverliezen. Dit hoeft echter geen probleem te zijn als de markt bereid is om deze prijsopslag te betalen. Methaan is als LNG bijvoorbeeld makkelijker op te slaan dan waterstof, waardoor het geschikt wordt als brandstof voor schepen. Dit rapport behandelt enkel de productie van waterstof.

Exacte cijfers zijn niet beschikbaar, maar er zijn momenteel naar verwachting slechts enkele megawatten opgesteld elektrolysevermogen. In het Klimaatakkoord wordt een ambitie van 3-4 GW opgesteld vermogen in 2030 genoemd (Rijksoverheid, 2019). Diverse partijen hebben plannen en studies aangekondigd die dit realistisch laten lijken (Smart Delta Resources, 2019; Nouryon, 2018b; BP, 2019; Shell, 2020)

Er zijn drie hoofdtechnieken: Alkaline elektrolysers (ALK), Proton Exchange Membrane elektrolysers (PEM) en Solid Oxide elektrolysers (SOE). SOE is nog niet rijp voor grootschalige implementatie, alkaline en PEM wel. PEM reageert veel sneller op veranderingen dan alkaline (seconden versus minuten) en past dus beter in een fluctuerend energiesysteem. Deze studie gaat dan ook uit van PEM elektrolysers.

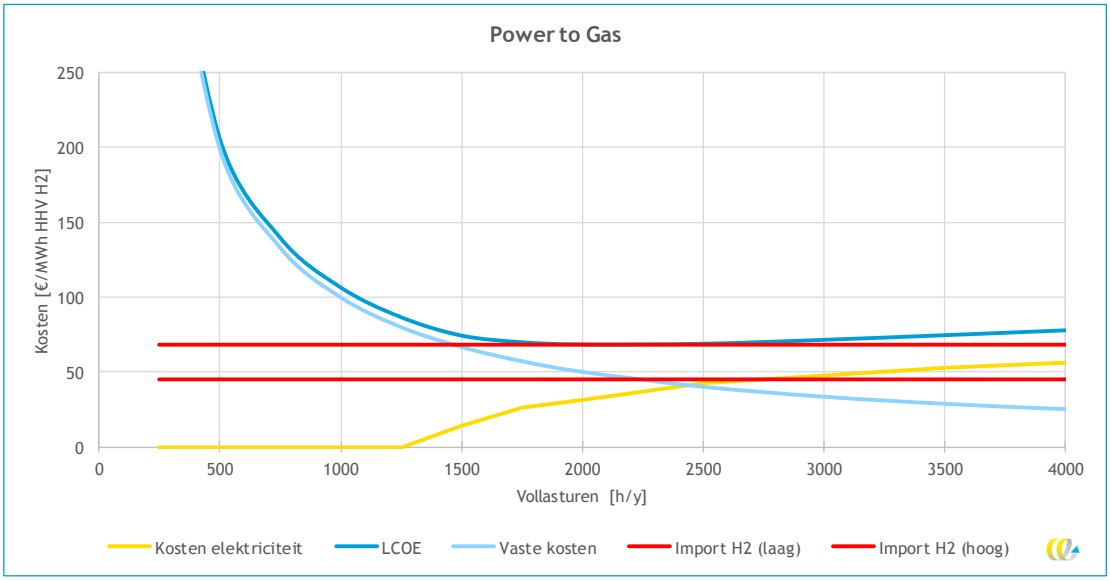
Kosten in 2030

De kosten van de geproduceerde waterstof zijn hoofdzakelijk afhankelijk van vier factoren:
1. De kosten van de elektrolyser zelf.
2. Het rendement van de elektrolyser.
3. De kosten van de gebruikte elektriciteit.
4. Het aantal vollasturen van de elektrolyser.

De laatste twee factoren staan direct met elkaar in verband: bij een geringer aantal vollasturen moet de elektrolyser afgeschreven worden over een beperkt aantal uren, hoewel de elektriciteit dan wel goedkoop is. Andersom leidt het ophogen van de vollasturen tot gemiddeld hogere elektriciteitskosten, maar zijn de kapitaalkosten van de elektrolyser per geproduceerde hoeveelheid waterstof wel lager.

In Figuur 14 is de kostenopbouw van Power-to-Gas weergegeven. Door het hoge aandeel kapitaalkosten dalen de integrale kosten in het begin van de curve flink doordat de kapitaalkosten over een steeds groter aantal vollasturen verdeeld kunnen worden. Verderop in de curve stijgen de integrale kosten juist weer omdat er van steeds duurdere elektriciteit gebruik gemaakt wordt. Het optimum is bij zo’n 2.250 vollasturen, de integrale prijs van waterstof is dan 68 €/MWh, gelijk aan de bovengrens van de prijsrange van geïmporteerde waterstof.

Figuur 14 - Kostenopbouw van Power-to-Gas als functie van het aantal vollasturen. De installatie wordt eerst ingeschakeld tijdens de uren met de goedkoopste elektriciteit



Ontwikkelingen tot 2030

In de elektrolysers zelf is nog veel verbetering te verwachten, zowel qua productiekosten als rendement en levensduur. IRENA verwacht een kostendaling voor PEM-elektrolysers van 30% tussen 2020 en 2030 (IRENA, 2019). De Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU) verwacht een kostendaling van 42% voor PEM elektrolysers tussen 2017 en 2025, van 1.200 €/kW naar 700 €/kW (FCH, 2017). Voor 2030 trekken we deze daling van -5% per jaar door om uit te komen op ongeveer 500 €/kW. Volgens dezelfde methodologie gaan we uit van een efficiëntie van 69% LHV in 2030, een stack levensduur van 55.000 uur en 150 €/kW om de stack te vervangen.

De dalende prijs van de elektrolyser zelf betekent dat de investering al bij een geringer aantal vollasturen rendabel is. Een toenemend aantal uren van goedkope elektriciteit is ook gunstig voor de businesscase.

Waterstof uit elektrolyse zal naar verwachting concurrerend worden met blauwe waterstof vanaf 2025 voor locaties met de goedkoopste elektriciteit. Voor locaties met duurdere elektriciteit zal dit tot 2035 duren (IRENA, 2019) (CE Delft, Nuon, Gasunie, 2018). Verdere verhoging van de opbrengst is mogelijk door verwaarding van het restproduct zuurstof en de vrijkomende restwarmte, zoals dit al op een enkele plek gebeurt (Recharge, 2019).

A.3.3 Demand side response

De technieken voor demand side response zijn behandeld in Paragraaf A.2.6. We zullen hier enkel het verschil tussen DSR voor tekorten en overschotten behandelen.

Industriële vraagverschuiving kan enkel tijdelijk een lagere vraag opleveren. Er is geen mogelijkheid om extra elektriciteit te gebruiken op momenten van lage prijzen als we aannemen dat de gehele productiecapaciteit benut wordt bij gemiddelde elektriciteitsprijzen. Er is dus geen potentieel voor overschotten meegenomen.

Bij flexibel bemalen en slim laden van elektrische voertuigen is het totale volume gelijk verdeeld over tekorten en overschotten omdat gemalen en oplaadapparatuur maar een klein deel van de tijd actief zijn. Er is dus het potentieel om een gemiddeld lage belasting aan te houden, met ruimte voor juist meer of minder elektriciteitsverbruik.

Voor vraagverschuiving van koeling in supermarkten is een hoger potentieel meegenomen voor opregelen dan voor afregelen. Dit heeft te maken met de gemiddeld lage belasting van koelsystemen, zie Paragraaf A.2.6.

A.4 Technieken voor opslag

A.4.1 Batterijen op grote schaal

Techniek

Elektriciteit kan direct worden opgeslagen in batterijen. We beschouwen batterijen op grote schaal, dus vanaf de buurtbatterij tot grid scale-opslag.

We hebben de kosten en het potentieel in kaart gebracht voor lithium-ion (Li-ion) batterijen en flowbatterijen. Bij flowbatterijen worden de elektrolyten in aparte tanks opgeslagen, de elektrochemische omzettingen gebeurt in een cel met gescheiden kamers. Hierdoor is het mogelijk om de opslagcapaciteit en het celvermogen onafhankelijk van elkaar te schalen.

Kosten in 2030 – Lithium-ion

De verwachte kostendaling van stationaire Li-ion batterijen is door IRENA ingeschat op 54% tot 61% in 2030 t.o.v. 2017. De totale installatiekosten voor Li-ion zouden hiermee dalen tot 150 €/kWh (IRENA, 2017). De huidige Li-ion batterijen hebben een round-trip efficiency van zo'n 90% (Tesla Motors, 2019). Dit geeft de hoeveelheid energie aan die uit de batterij gehaald kan worden als percentage van de hoeveelheid energie die erin is gestopt. Hoger is dus beter. De efficiency zal naar verwachting toenemen tot 2030 (IRENA, 2017), we nemen 95% aan. De vaste O&M-kosten bedragen 7,5 €/kW/jaar, de variabele O&M-kosten 0,28 €/MWh (US EIA, 2016).

Kosten in 2030 - Flowbatterijen

De huidige vanadium redox en zink-broom flowbatterijen hadden in 2016 investerings kosten tussen de 300 €/kWh en 1.600 €/kWh. Naar verwachting daalt dit in 2030 tot 100-540 €/kWh (IRENA, 2017). De round-trip efficiency van flowbatterijen verbetert van 60-85% naar 67-95% (IRENA, 2017). Voor zowel de investeringskosten en de efficiency hebben we de middelste waardes aangehouden, 311 €/kWh en 81%. De vaste O&M-kosten bedragen 7,5 €/kW/jaar, de variabele O&M-kosten 0,28 €/MWh (US EIA, 2016).

Opbrengsten in 2030

De opbrengsten van de twee types batterijen zijn gemodelleerd door het prijsprofiel op uurbasis te koppelen aan een maximale prijs voor opladen en een minimale prijs voor ontladen. Deze prijzen zijn vervolgens geoptimaliseerd voor een zo hoog mogelijke opbrengst. Hierbij is de verhouding vermogen/capaciteit op 0,77 MW/MWh gezet voor de Li-ion batterij (Horndale Power Reserve, 2019) en 0,1 voor de flowbatterij.

De Li-ion batterij heeft op deze manier zo'n 18,8 k€/MWh/jaar aan opbrengsten, wat voor een nettoresultaat van 970 €/MWh/y zorgt bij prijzen van maximaal 30 €/MWh voor opladen en minimaal 75 €/MWh voor ontladen. De batterij heeft 285 cycli per jaar, de winst bedraagt dan 3,4 € per teruggeleverde MWh.

Batterijcyclus Een batterijcyclus houdt in dat een batterij een keer volledig wordt opgeladen en volledig wordt ontladen. Voor het financiële resultaat moet een batterij zo vaak mogelijk op- en ontladen worden, er wordt immers geld verdiend als elektriciteit duurder verkocht wordt dan ingekocht. Hoe vaker dit gebeurt, hoe beter het financiële rendement.

Voor de flowbatterij zijn de opbrengsten met 7,2 k€/MWh/jaar niet voldoende om de vaste kosten van 24 k€/MWh/jaar te dekken bij prijzen van maximaal 46 €/MWh voor opladen en minimaal 54 €/MWh voor ontladen. Het verlies is 17 k€/MWh/jaar. De batterij heeft 195 cycli per jaar, het verlies is 85 € per teruggeleverde MWh. De oorzaak van het verlies zijn enerzijds de hogere kosten ten opzichte van lithium-ion batterijen en anderzijds het relatief lage vermogen, dat ervoor zorgt dat de grote capaciteit van de flowbatterij zelden gebruikt wordt.

Onbalansmarkt

Een alternatief voor opslag op basis van day-ahead prijzen is deelname in de onbalans-markt. Door in te bieden op de aFRR-markt van Tennet kan (een deel) van de capaciteit gereserveerd worden voor het handhaven van de netfrequentie. De gemiddelde prijzen voor gecombineerd op- en afwaarts regelvermogen waren zo'n 9.500 €/MW/maand voor 2017 en 2018 (ENTSO-E, 2020). Dit levert per jaar zo'n 90 k€/MW op als 80% van de biedingen geaccepteerd wordt.

Ontwikkeling tot 2030

De LCOE van een batterij is gedefinieerd als de totale kosten over de levensduur gedeeld door de geleverde energie (Pawel, 2014). Voor de lithium-ion batterij komt dit uit op 83 €/MWh, voor de flowbatterij op 262 €/MWh. We schatten de huidige geïnstalleerde capaciteit aan grootschalige lithium-ion batterijen in op 100 MWh. Voor zover ons bekend zijn er in Nederland geen geïnstalleerde flowbatterijen anders dan een enkele kleine pilot installatie. Er wordt een exponentiële groei verwacht voor batterijopslag wereldwijd, in 2030 wordt een tien keer zo hoge capaciteit voorspeld als in 2019 (Renewable Energy World, 2019). Voor de Li-ion batterijen nemen we daarom een capaciteit van 1.000 MWh aan in 2030, voor de flowbatterij gaan we uit van een capaciteit van 100 MWh met een vermogen van 10 MW.

Na 2030 zullen de kosten voor batterijen naar verwachting blijven dalen als gevolg van enerzijds schaalgrootte-effecten en anderzijds technologische ontwikkeling.

Beschikbaarheid grondstoffen

De beschikbaarheid van lithium is waarschijnlijk geen probleem aangezien er grote reserves zijn, verspreid over de wereld (IRENA, 2017). Kobalt wordt hoofdzakelijk gewonnen als bijproduct van met name koper en nikkel, daarnaast vindt 65% van de productie in Congo plaats (McKinsey, 2018). De toekomstige prijs van kobalt is sterk afhankelijk van de snelheid van opschaling van productie en daarmee ook van de koper- en nikkelmarkten. Er is echter voldoende potentieel en nieuwere batterijtypes hebben steeds minder kobalt nodig

(McKinsey, 2018). Naast de beschikbaarheid van kobalt is de winning in met name Congo omstreden vanwege het onvoldoende waarborgen van mensenrechten.

A.4.2 Thuisbatterij met zon-PV

Techniek

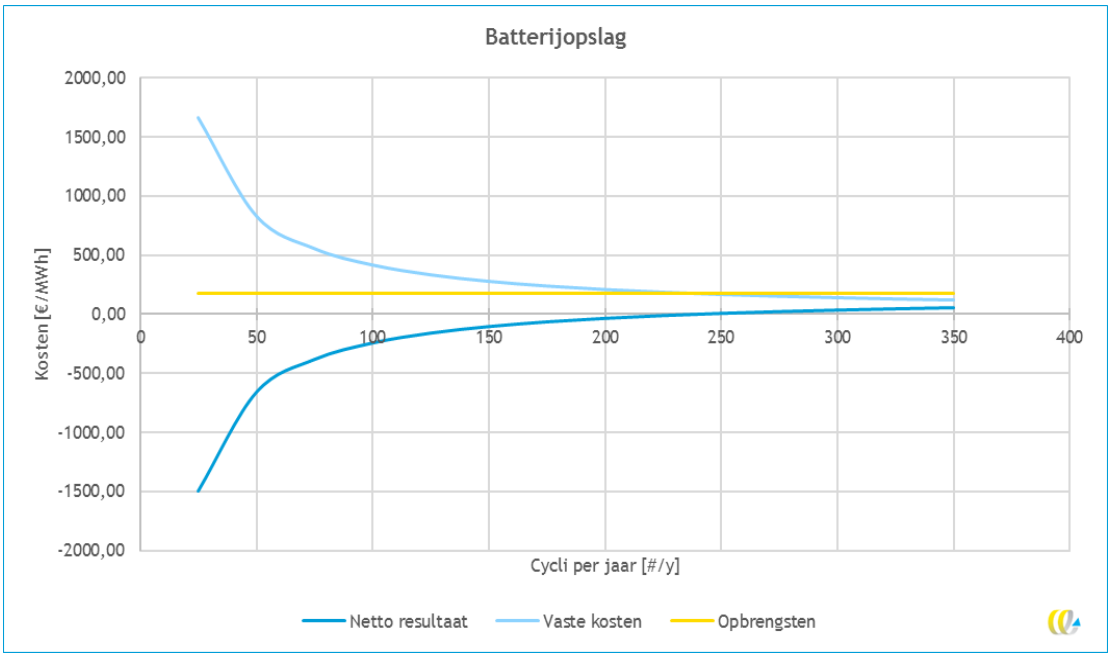
Particulieren met zonnepanelen krijgen voor overschotten die ze aan het net verkopen nu nog hetzelfde bedrag als dat ze betalen wanneer ze elektriciteit aan het net onttrekken: de salderingsregeling. De huidige regeling zal echter vanaf 2023 worden afgebouwd en in 2031 zal deze helemaal verdwenen zijn. Vanaf dat moment betaalt een particulier voor elektriciteit het reguliere bedrag inclusief belastingen, maar krijgt hij voor terugleveren geen belasting meer terug. De terugleververergoeding wordt bij de meeste leveranciers dan teruggebracht tot de kale terugleververergoeding conform contract, net zoals nu het geval is als er jaargemiddeld netto wordt teruggeleverd (Energieleveranciers, 2020a). Er is dus een potentiële businesscase om energie thuis op te slaan, zodat zoveel mogelijk zelf opgewekte energie ook zelf gebruikt wordt en er geen belasting hoeft te worden betaald.

Kosten in 2030

Voor de batterij gaan we uit van de huidige prijs van een Tesla Powerwall, geschaald met de verwachte prijsdaling van energieopslag op grid niveau zoals hierboven beschreven (-54%). De huidige prijs van een Powerwall is omgerekend € 7.000 voor 13,5 kWh exclusief installatiekosten (Tesla Motors, 2020). De round-trip efficiency is gelijk genomen aan de grootschalige batterij, 95%.

We nemen een terugleververergoeding van 0,07 €/kWh aan en een prijs van 0,25 €/kWh inclusief belastingen voor verbruik vanaf het net conform de huidige tarieven (Energieleveranciers, 2020a; 2020b). Er is weinig bekend over de variabele kosten van kleinschalige opslag, maar het is aannemelijk dat deze flink hoger liggen dan die van grootschalige opslag, denk alleen al aan voorrijkosten. Daarom nemen we aan dat de variabele kosten van een thuisbatterij 10x zo hoog zijn als die van een grid scale-oplossing (2,80 i.p.v. 0,28 €/MWh op basis van (US DOE, 2019)).

Figuur 15 - Vaste kosten, opbrengsten en netto resultaat voor batterijopslag in combinatie met zon-PV



In Figuur 15 zijn de kosten en opbrengsten van de batterijopslag te zien samen met het netto resultaat. In feite bestaan de kosten vrijwel geheel uit de vaste kosten van zo'n 410 €/jaar, de variabele kosten hebben met minder dan 10 €/jaar nauwelijks invloed op het resultaat. De opbrengsten per cyclus zijn vast en hangen dus volledig af van het aantal cycli dat de batterij maakt. De batterij heeft minimaal 180 cycli per jaar nodig om uit de kosten te komen bij het gehanteerde prijsverschil van 0,18 €/kWh.

Een thuisbatterij moet leiden tot een hogere zelfconsumptie doordat energie die anders het net in gaat, opgeslagen wordt voor de avondpiek en eventueel de ochtendpiek. De batterij rendeert het best bij een hoog aantal cycli en moet dus niet groter zijn dan de hoeveelheid energie die in de avond en ochtend gebruikt wordt. Bij een te grote batterij zit een gedeelte van de capaciteit in de zomer altijd vol vanwege een te laag verbruik en in de winter altijd leeg vanwege een te lage opwek.

Ontwikkelingen tot 2030

Naar schatting zijn er momenteel in Nederland hoogstens 1.000 thuisbatterijen geïnstalleerd (Eneco, 2020). Dit zijn er in 2030 10.000 als we aannemen dat thuisbatterijen net als grootschalige stationaire opslag een groei van een factor 10 meemaken. Dit brengt de geïnstalleerde capaciteit op 135 MWh, waarmee jaarlijks 24 GWh wordt opgeslagen.
De afschaffing van de saldering zou echter ook een veel sterkere groei van met name kleinere thuisbatterijen kunnen veroorzaken. Ter illustratie: als 1 miljoen huishoudens een batterij van 2 kWh installeren, geeft dit een gezamenlijke capaciteit van 2 GWh en zo'n 600 GWh opgeslagen energie per jaar, het dubbele van het voorspelde potentieel van grootschalige opslag.

B Klimaatakkoord - overschotten en tekorten

Het Klimaatakkoord scenario 2029 is volledig gebaseerd op het voorgenomen beleid uit het Klimaatakkoord, zoals deze door PBL is doorgerekend. Er is bewust gekozen voor het jaar 2029 aangezien dit het laatste jaar is dat de kolencentrales nog niet gesloten zijn, wat een duidelijk kantelpunt is voor de energiemarkt. En tot en met 2029 wordt de elektriciteitsmarkt gekenmerkt door de inzet van deze centrales die deels op biomassa draaien.

In het model is een lijst met eenheden opgenomen die gebaseerd is op gegevens die CE Delft heeft verzameld voor de Nederlandse markt. De uitgangspunten zijn in lijn met het Klimaatakkoord (KA), zoals dat door PBL is doorgerekend (PBL, 2019a; 2019b). De Hemwegcentrale zal volgens het kabinetsvoornemen worden gesloten in 2019 en is daarom niet meer meegenomen in de simulaties. In Tabel 3 staat de Amercentrale (Amer-9) opgenomen onder de brandstof biomassa. Het percentage biomassa in de centrale is 80% in 2020 (aangevuld met kolen) en 100% vanaf 2025. De drie kolencentrales uit 2014, die voor een lager percentage biomassa bijstoken (15-30%), zijn opgenomen onder de brandstof kolen. Het gaat hier om de centrale op de Maasvlakte (MPP3), de twee Eemscentrales (Eems A en B) en Centrale Rotterdam.

De lijst met Duitse eenheden is voornamelijk gebaseerd op de lijst die gepubliceerd is bij het netontwikkelingsplan voor 2030 (NEP 2030) dat door de Duitse TSO is opgesteld (ÜNB, 2019). Hierin zijn ook de geplande sluitingen en nieuwbouw van centrales tot 2030 verwerkt. In het model zijn de Duitse waterkracht pompcentrales alleen als piekproductieeenheden meegenomen (het laden wordt als flexibiliteitsoptie beschouwd).

Het vermogen voor hernieuwbare energie is voor Nederland gebaseerd op de Nationale Energieverkenning (NEV) 2017 (ECN, PBL, CBS en RVO, 2017) en de aanpassingen hierop van het Klimaatakkoord (PBL, 2019a). Voor Duitsland is gebruik gemaakt van het NEP 2030 (Scenario B).

De flexibiliteit in de vraag wordt in Nederland geleverd door batterijen, Power-to-Gas en Power-to-Heat. We nemen aan dat het complete aanbodsoverschot (niet-regelbaar aanbod minus de vraag) opgevangen wordt door deze flexibiliteitsopties. Duitsland heeft waterkracht pompcentrales als flexibiliteitsoptie en daarnaast een klein aandeel Power-to-X (gas/liquid/heat). Voor Duitsland veronderstellen we dat deze opties tezamen de volledige overschotflexibiliteit invullen om het aanbodoverschot weg te werken.

Tabel 3 geeft een overzicht van het opgestelde vermogen per brandstoftype.

Tabel 3 - Opgesteld vermogen in GW (afgerond)

	Nederland	Duitsland
Kolen	3	10
Bruinkool	0	8
Gas	15	41
Waterstof	0	0
Waarvan STEG	0	0

	Nederland	Duitsland
Waarvan brandstofcel	0	0
Biomassa	1	7
Afval	1	2
Hoogovengas	1	1
Kernenergie	1	0
Geothermie	0	0
Olie	0	1
Totaal regelbaar vermogen	**21**	**85**
Zon	19	91
Wind op land	9	81
Wind op zee	12	17
Water (run of river)	0	6
Totaal hernieuwbaar vermogen	**40**	**195**
Waterkracht pompcentrales (opslag, productievermogen)	0	15
Totaal opgesteld vermogen	**61**	**280**

Voor de brandstoffen en de ETS CO_2-prijs hebben we voor 2030 de geüpdatete prijzen gebruikt zoals deze genoemd zijn in de PBL-doorrekening van het OKA (PBL, 2019a; 2019b). Voor Duitsland hanteren we in de meeste gevallen dezelfde prijzen als in Nederland, alleen voor kolen rekenen we een kleine opslag voor de extra distributiekosten van de ARA-havens naar Duitsland. Biomassa heeft in dit scenariojaar dezelfde prijs als kolen, omdat het wordt toegepast als tweede brandstof in kolencentrales, hiervoor worden de extra kosten vergoedt door de SDE+-subsidie. Voor de prijs van bruinkool wordt verondersteld dat de prijs na 2016 gelijk blijft. Een overzicht van alle prijzen is gegeven in Tabel 4.

Tabel 4 - Prijzen

Commodity	Eenheid	2029	Bron
Olie	€/vat	86,0	PBL doorrekening OKA (PBL, 2019a; 2019b).
Kolen NL/Biomassa	€/ton	74,7	PBL doorrekening OKA (PBL, 2019a; 2019b).
Kolen DE	€/ton	76,2	PBL doorrekening OKA (PBL, 2019a; 2019b).
Gas	€/m^3	0,25	PBL doorrekening OKA (PBL, 2019a; 2019b).
Waterstof	€/GJ HHV	-	N.v.t.
Hoogovengas	€/MWh HHV	12,8	Gemodelleerd als de helft van de gasprijs.
Afval NL	€/ton	29,9	Aangenomen als 40% van de kolenprijs. In Duitsland ligt deze waarde iets hoger door een hogere kolenprijs.
Waterkracht DE	€/MWh HHV	53,9	Aangenomen als het dubbele van de gasprijs om piekgedrag te simuleren.
CO_2	€/ton	46,3	PBL doorrekening OKA (PBL, 2019a; 2019b).
Bruinkool	€/MWh	3,0	Referentieprijs 2016 constant verondersteld.
Wisselkoers Euro-Dollar	USD/€	1,14	CPB, 2017 constant verondersteld.

De interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland zal zich de komende jaren ontwikkelen van 4,25 GW in 2020 naar 5 GW vanaf 2025. Deze waarden zijn als zodanig opgenomen in het model en zijn gebaseerd op het tien-jaar netontwikkelingsplan (TYNDP18) van de ENTSO-E (ENTSO-E, 2018).

De tijdreeksen voor de elektriciteitsvraag zijn gebaseerd op de vraagprofielen van 2017 afkomstig van de ENTSO-E (ENTSO-E, 2020). Deze profielen hebben we geschaald naar de vraag in het desbetreffende jaar en vervolgens gecorrigeerd voor de import-export balans met landen anders dan Nederland en Duitsland. Deze importcorrectie is op basis van cijfers van 2017. De warmtepompen en elektrische voertuigen die er tot 2030 extra bijkomen zijn apart meegenomen met vraagprofielen van 2017 gebaseerd op profielen van Movares voor elektrische voertuigen en voor warmtepompen op profielen die we geconstrueerd hebben uit de NEDU-verbruiksprofielen gas en KNMI-klimaatdata van 2017.

Ook voor de hernieuwbare elektriciteitsbronnen zon-PV, windenergie op land, windenergie op zee en waterkracht (uit rivieren) is gebruik gemaakt van tijdreeksen uit 2017.
Deze tijdreeksen zijn afkomstig van de ENTSO-E voor zowel Nederland als Duitsland en zijn geschaald naar de capaciteiten zoals deze zijn opgenomen in Tabel 3.

Tabel 5 - Volumes (afgerond)

Categorie	Nederland	Duitsland	Bron
Waarden in GWh	**2029**	**2029**	
Finaal elektriciteitsgebruik + import/export correctie	115.950 + 10.240	543.900 + 39.060	NEV 2017, finaal elektriciteitsgebruik (vv); Additioneel OKA uit PBL-doorrekening OKA; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)
w.v. warmtepompen	5.670	25.250	NEV 2017, basispad OKA; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)
w.v. elektrische voertuigen	13.540	15.000	NEV 2017, basispad OKA; NEP 2030 (v2019, Scenario B2030)

Opmerking:
- NEP = Netzentwicklungsplan 2030;
- OKA = Ontwerp Klimaatakkoord;
- NEV = Nationale Energieverkenning.

Voor het 2029 Klimaatakkoord scenario zijn de aannames gebaseerd op prognoses uit de Nationale Energieverkenning (NEV) (ECN, PBL, CBS en RVO, 2017) en de doorrekening van het ontwerp Klimaatakkoord door PBL. Recentelijk zijn er echter nieuwe prognoses van het PBL gepubliceerd in de Klimaat- en Energieverkenning (KEV) (PBL, 2019d). Deze cijfers zijn niet meer meegenomen in de resultaten. De verschillen tussen de aannames die nu gemaakt zijn en de vernieuwde prognose van de KEV zijn gegeven in Tabel 6.

Tabel 6 - Prognoses prijzen, hernieuwbare productie en elektriciteitsvraag 2030 van NEV 2017/OKA en KEV 2019

	NEV 2017/OKA	KEV 2019	Verschil absoluut	Verschil relatief
Prijzen				
Gas (€/m^3)	€ 0,25	€ 0,25	€ -	0%
Kolen (€/ton)	€ 74,7	€ 75,0	€ 0,3	0%
Olie (US$/vat)	$ 86,0	$ 104,0	$ 18,0	21%
CO_2 (€/ton)	€ 46,3	€ 47,0	€ 0,7	2%
Hernieuwbare productie				
Totaal (PJ)	318	327	9	3%
Zon (PJ)	88	68	-20	-23%
Wind (PJ)	230	259	29	13%
Vraag				
Elektriciteitsvraag (PJ)	416,5	427	10,5	3%

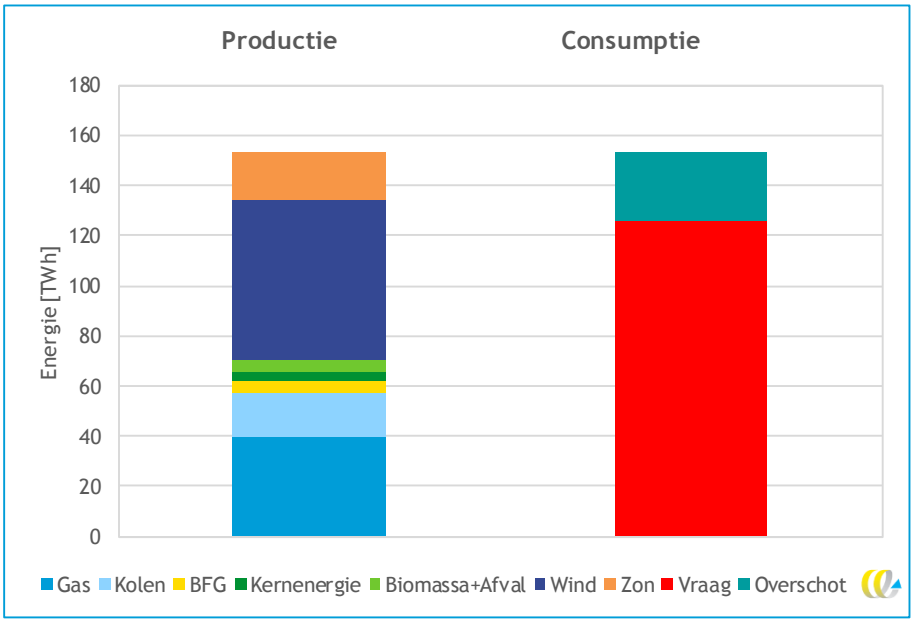
In de simulaties wijken de productievolumes van hernieuwbare energie en de vraag enigszins af door het gebruik van profielen die bij een gegeven capaciteit niet altijd dezelfde productie en vraag leveren als dat de NEV, PBL en de KEV berekenen.

Tabel 7 en Figuur 16 geven een overzicht van de totale elektriciteitsproductie naar brandstoftype zoals deze volgt uit de modelberekeningen van dit scenario.

Tabel 7 - Productievolumes per energiebron in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie

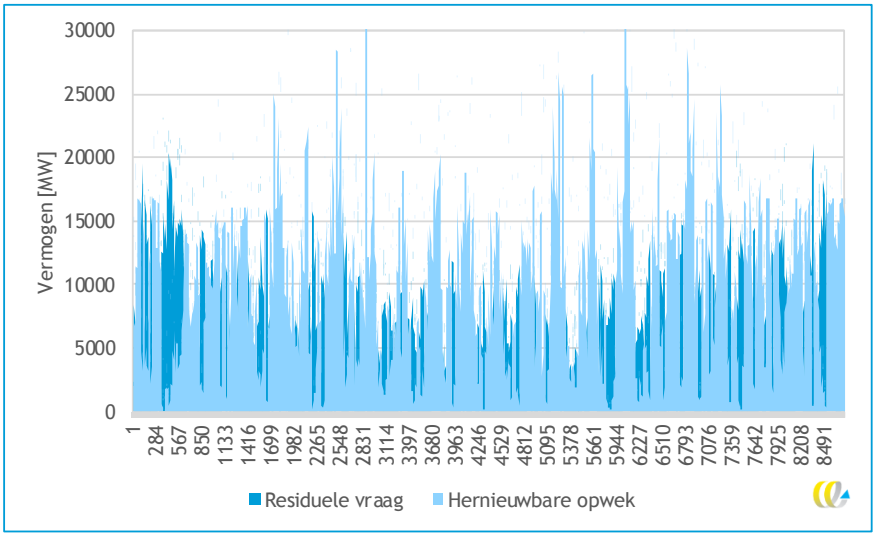
	Nederland	Duitsland
Kolen	18	46
Bruinkool	0	40
Gas	40	102
Biomassa, afval	5	37
Hoogovengas	4	4
Kernenergie	4	0
Geothermie	0	0
Olie	0	1
Waterstof	0	0
Waarvan STEG	*0*	*0*
Waarvan brandstofcel	*0*	*0*
Totale conventionele productie	**70**	**230**
Zon	19	86
Wind	64	221
Water (run of river)	0	22
Totale hernieuwbare productie	**83**	**329**
Waterkracht pompcentrales (opslag, productie)	0	16
Totale productie	**153**	**576**

Figuur 16 - Productie- en consumptievolumes in Nederland in TWh, zoals dit volgt uit de simulatie



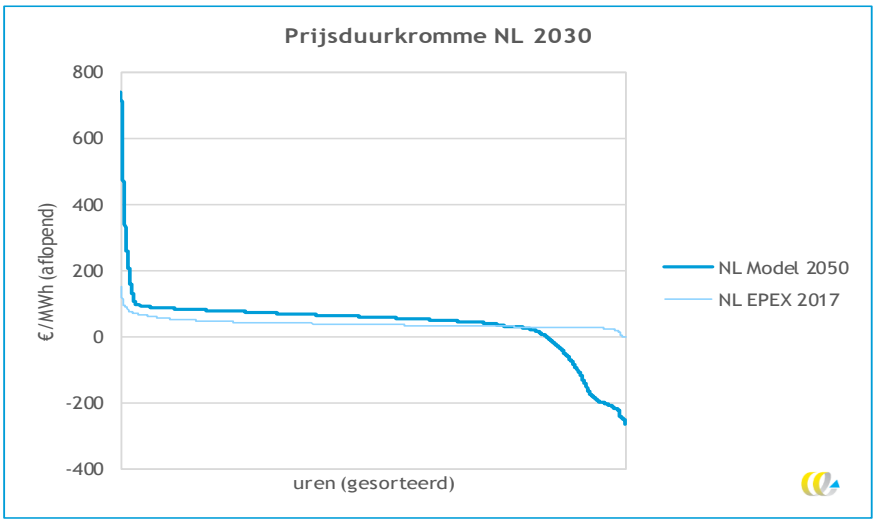
In deze grafiek is te zien dat ruim 63% van de elektriciteit geproduceerd wordt door hernieuwbare bronnen. Bijna 2.000 uur per jaar, in periodes van veel wind of zon, kan het hernieuwbare vermogen de complete vraag opvangen. De rest van de tijd moet het resterende deel van de vraag, de residuele vraag, worden opgevangen met regelbaar vermogen, dat is geïllustreerd in Figuur 17. Het grootste deel van de residuele vraag wordt opgevangen met gascentrales, gevolgd door kolencentrales. Daarnaast zijn er periodes dat de hernieuwbare productie groter is dan de vraag. Export van elektriciteit naar Duitsland valt ook onder deze categorie.

Figuur 17 - Opbouw van de vraag voor alle uren in het jaar: hernieuwbare productie en residuele vraag



Figuur 18 en Tabel 8 tonen de bijbehorende elektriciteitsprijzen (groothandelsprijs, APX) zoals deze volgen uit de simulatie. Voor de gemiddelde prijzen zijn alle negatieve prijzen gecorrigeerd naar nul, omdat de hoogte van de negatieve prijs niet betrouwbaar berekend kan worden, en er een grote kans is dat op die momenten de producenten van zon/wind hun productie uitschakelen.

Figuur 18 - Prijsjaarduurkromme 2029 Nederland in vergelijking met die van 2017



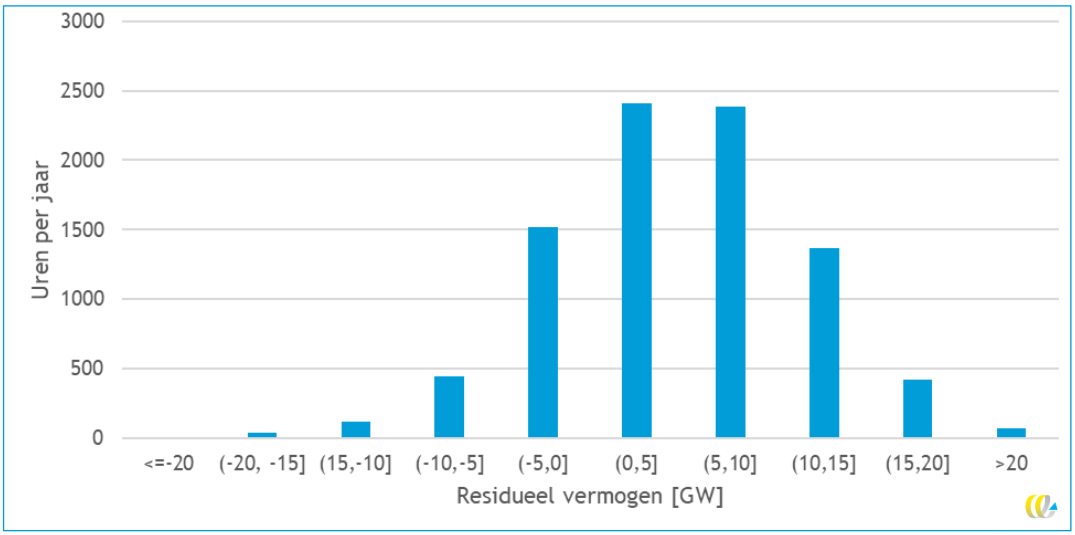
Tabel 8 - Statistieken gesimuleerde elektriciteitsprijs (groothandelsprijs, APX) 2029

	2029
Jaargemiddelde prijs NL (€/MWh)	58
Jaargemiddelde prijs DE (€/MWh)	59
Standaarddeviatie NL (€/MWh)	53
Maximale prijs NL (€/MWh)	742
Minimale prijs NL (€/MWh)	-268

In de KEV 2019 is de elektriciteitsprijs voor 2019 geprognotiseerd op 45 €/MWh, de prognose voor 2030 uit de KEV 2019 ligt iets hoger dan onze resultaten voor het 2029 Klimaatakkoord scenario: ca. 60 €/MWh.

De hoge maximale prijs en de negatieve minimale prijs tonen de behoefte aan flexibiliteit. Aan de negatieve prijs valt af te leiden dat er naast overschotflexibiliteit door het aanbod-overschot van hernieuwbare energie er nog wat additionele overschotten zijn door de inflexibiliteit van conventionele centrales (en dan met name door centrales in Duitsland). Sommige conventionele centrales kunnen niet zo snel schalen in vermogen of moeten volcontinue produceren vanwege bijvoorbeeld warmteproductie of afvalverwerking.
De grootte van deze negatieve waarde heeft als prijs verder niet veel betekenis. De omvang hiervan is circa 8 TWh met een piekvermogen van 22 GW. Omgerekend naar vollasturen op de piekcapaciteit, betreft het ongeveer 380 uur per jaar.
Aan de aanbodzijde bevat het gemodelleerde systeem ongeveer voldoende regelbaar productievermogen om te allen tijde aan de residuele vraag te kunnen voldoen.
De residuele vraag is echter maar een klein deel van het jaar zo groot, wat betekent dat er centrales zijn die maar een klein deel van het jaar produceren, de zogenaamde piek-centrales. In Figuur 19 is te zien dat 5 GW eenheden circa 2.500 vollasturen hebben, 5 GW ook 2.500, maar vervolgens ook 5 GW minder dan 1.500 vollasturen en nog eens 5 GW minder dan 500 uur draait per jaar. De laatste groep aan flexibiliteit circa 2 GW wordt geleverd door de duurste en meest flexibele eenheden, de WKK-gascentrales in dit geval. Aangezien deze centrales hoge kosten hebben bepalen zij de prijs gedurende de periodes dat ze produceren.

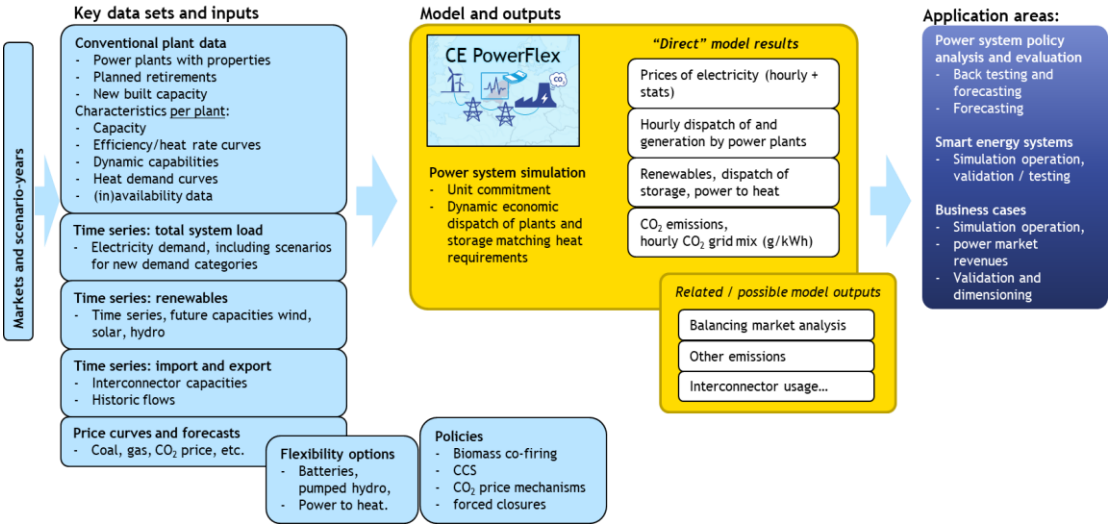
Figuur 19 - Verdeling vollasturen regelbaar vermogen in Nederland



C 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 Figuur 20.

Figuur 20 - 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.

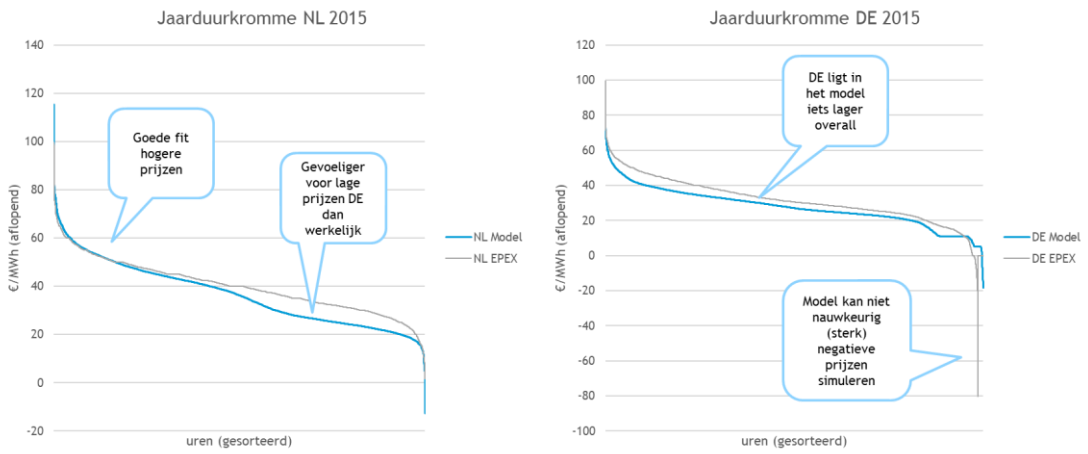
Experience with the model

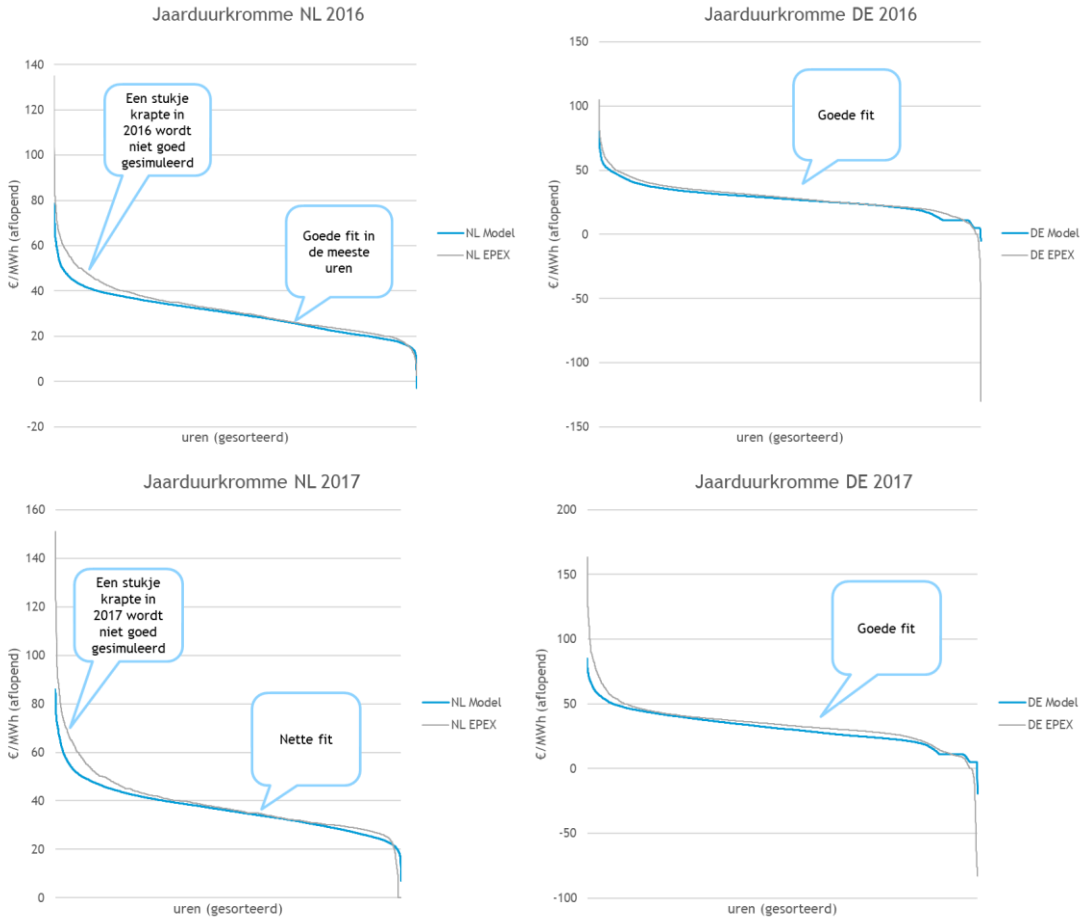
PowerFlex was developed by CE Delft and Kyos Energy Consulting in 2014-2016, with financial support of the Ministry of Economic affairs, EZ-subsidies, Energy Top Sector (grant TES0114011). This included validation back testing of 2012, 2013 (CE Delft, 2016a).

Since then, at CE Delft, the model has been used for the following clients/projects:
- 2016: Power-to-Ammonia. Electricity price scenarios 2020, 2023, 2030 (2017).
- 2016: Price scenarios for 'Peak shaving of solar-PV with the E-boiler' (2016b).
- 2017: Cost-effectiveness of a number of measures, for Ministry of Finance (2017).
- 2018: Cost and benefits of smart charging if EV's: 2030 simulation (for Enpuls/Enexis) (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.

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

Figuur 21 - 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)

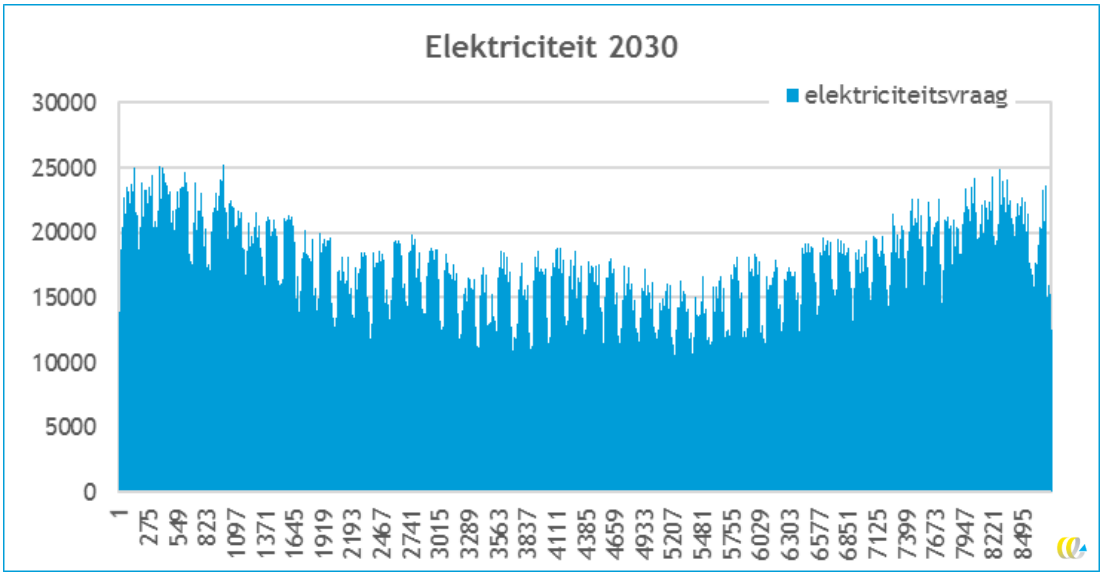
D Bijlage kernenergie

Zon/wind kunnen niet in onze gehele elektriciteitsvraag voorzien, zoals uitgebreid in dit rapport aan de orde komt. Er is dus CO_2-vrij flexibel vermogen nodig om een klimaat-neutrale elektriciteitsvoorziening te realiseren. Regelmatig verschijnen er opinies dat het dan veel aantrekkelijker is om kernenergie te gaan gebruiken, want die bron doet het altijd. Het idee is dan dat bij kernenergie geen CO_2-vrij flexibel vermogen nodig is, dat draait continu en is niet afhankelijk van of het waait of de zon schijnt. Maar dat is niet juist. In een systeem met veel kernenergie is ook veel regelbaar vermogen nodig voor als de kerncentrales de vraag niet kunnen voorzien. Het zijn andere momenten dan bij zon/wind maar de ordegrootte is vergelijkbaar. In deze bijlage laten we dat zien. Met dezelfde gegevens als die in bijlage B zijn toegelicht, is berekend wat de effecten zijn van een elektriciteitssysteem maximaal gebaseerd op kernenergie en ook op een systeem met een mix.

Kernenergie en windenergie zijn sterk verschillend qua karakter; kernenergie werkt optimaal als de centrale continu draait; windenergie is grillig en afhankelijk van wanneer het waait. In beide gevallen is aanvullend, regelbaar vermogen nodig om de fluctuaties in de vraag te kunnen opvangen, want elk moment moet de productie precies even groot zijn als de vraag. Om dat te vergelijken is het het meest inzichtelijk om uit te gaan van maximale inzet van kernenergie respectievelijk zon/windenergie om in de vraag naar elektriciteit over het gehele jaar te voldoen.

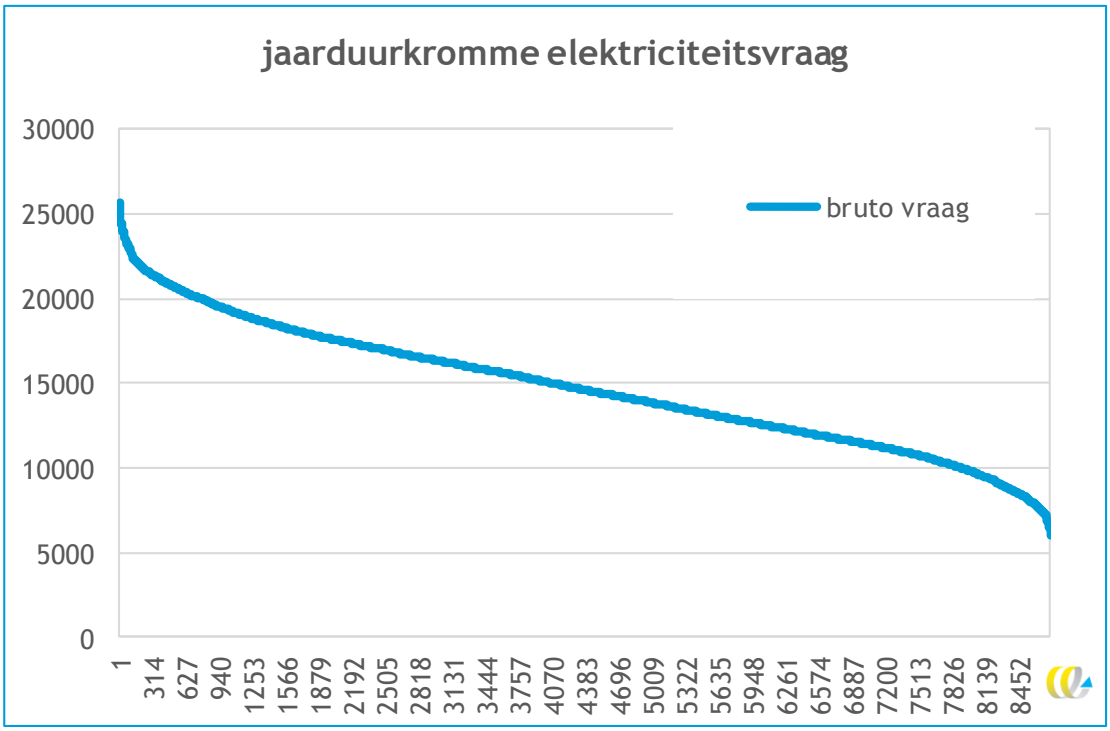
Als we de Nederlandse vraag naar elektriciteit in 2030 bekijken dan verwachten we een elektriciteitsvraag van 118 TWh met een piek van 23-26 GW (KEV, PBL 2019). In onze modellering is daarnaast een netto-export van 11 TWh opgenomen naar Duitsland. In Figuur 22 is het vraagpatroon gegeven met een maximum van 26 GW en een minimum van 5 GW.

Figuur 22 - Vraagpatroon van elektriciteit in 2030 in MW.



In Figuur 23 is een belastingduurkromme hieruit gedestilleerd door elk uur te rangschikken naar de grootte van de vraag.

Figuur 23 - Jaarduurkromme van de elektriciteitsvraag in 2030



Om in die elektriciteitsvraag op een volledig CO_2-vrije-manier te voorzien zouden we twee varianten kunnen kiezen:

- 10 GW kerncentrales (European Pressurized Reactor = EPR, 3e generatie) plus 16 GW regelbare centrales op basis van waterstof;
- 17 GW windenergie op Zee/land, 27 GW zon-PV en 25 GW regelbare centrales op basis van waterstof.

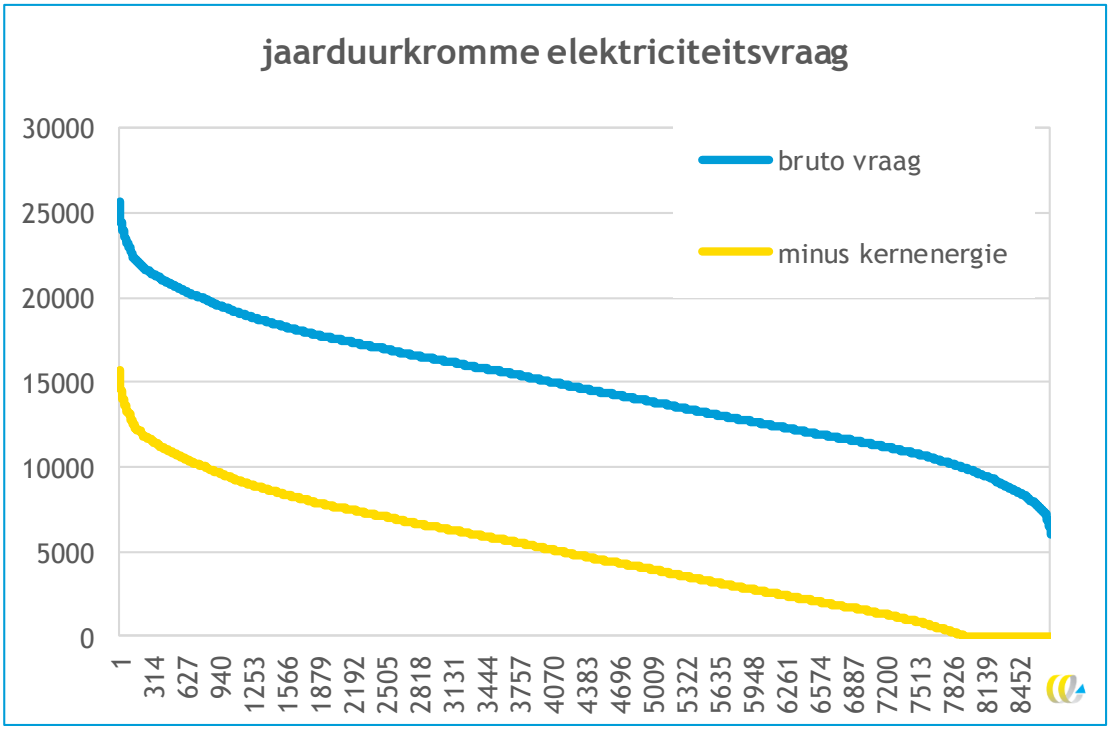
Kernenergie

De eerste variant om in de elektriciteitsvraag te voorzien is met 6 kerncentrales van 1.650 MW elk, die 10 GW stroom leveren aan het net gedurende 90% van de tijd, oftewel circa 85 TWh per jaar met een vrij vlak patroon. Slechts 10% van het jaar hoeft een beetje afgeregeld te worden naar uiteindelijk 5 GW. De resterende 44 TWh moet worden voorzien met goed regelbare gascentrales op basis van waterstof of ammoniak, zoals de Magnum-centrale van Vattenfall. In landen met veel waterkracht, zoals Frankrijk, kan die 40 TWh worden voorzien met waterkrachtcentrales, maar daar ontbreekt het hier in Nederland aan. Biomassacentrales zouden ook kunnen, maar de kosten daarvan zijn vergelijkbaar met die van waterstof.

De 85 TWh kernenergie kost per jaar M€ 8.500 aan rente, afschrijving, onderhoud, brand-stof, sloop van de centrale na 50 jaar én reservering voor opslag van de uitgewerkte brandstof en radioactieve delen van de centrale. De meeste kosten zijn vaste kosten en nauwelijks afhankelijk van het aantal draaiuren. Bij elkaar is het een voorzichtige schatting omdat er nog steeds geen definitieve opslag is en dus ook de kosten daarvan onbekend zijn.

Daarbij komt dat de kosten van de EPR in Frankrijk en Finland nog toenemen omdat de centrales nog steeds niet zijn opgeleverd.

Figuur 24 - Jaarduurkromme van de elektriciteitsvraag in 2030 en de resterende vraag na aftrek van kernenergie



Door de inzet van de kerncentrales resteert een vraagduurkromme met een maximum van 15 GW en een volume van 44 TWh (gele lijn in figuur 3), oftewel 2.750 vollasturen.
Dat betekent dat er ook ongeveer 15 GW aan CO_2-vrije regelbare centrales moeten worden gebouwd. Dat betekent dat die centrales goedkoop moeten zijn, maar wel met dure CO_2-vrije brandstof moeten kunnen draaien.
Bovenop de kosten van de kerncentrales komen de kosten van de CO_2-vrije elektriciteit uit waterstofcentrales. Bij een waterstofprijs van € 2 per kg blauwe/groene waterstof (inschatting voor 2030) en 2.750 vollasturen per jaar komt dat op M€ 6.800 per jaar (€ 130 per MWh).

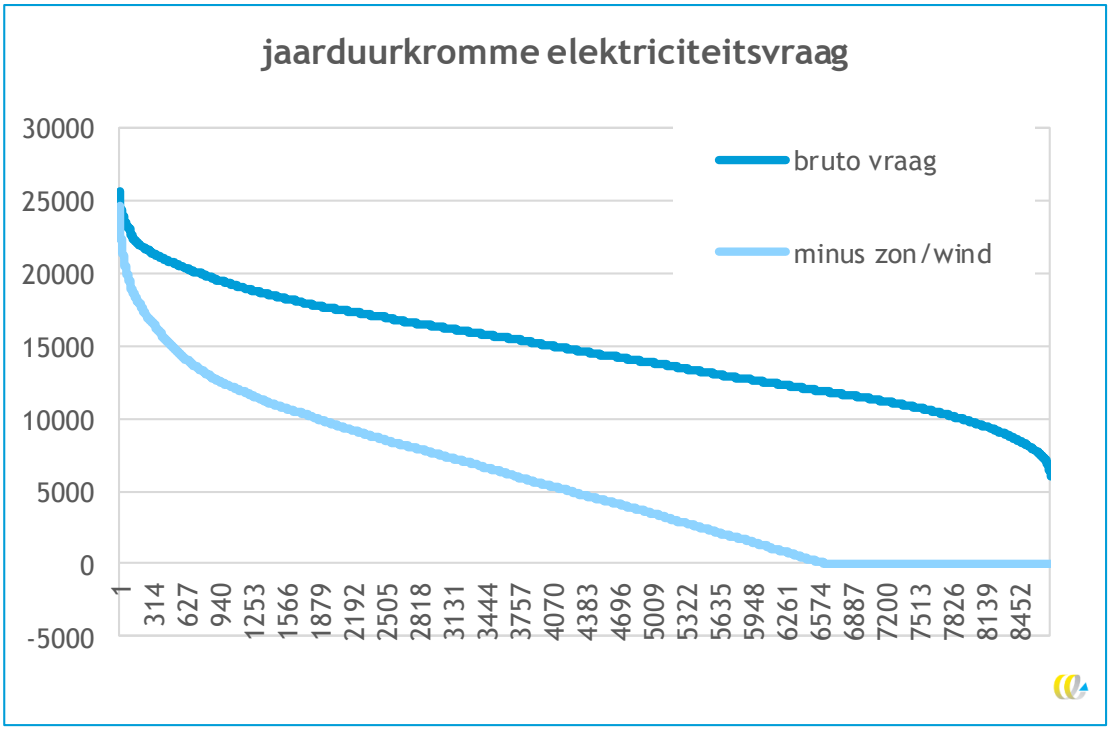
Bij elkaar komen de kosten voor 129 TWh CO_2-vrije elektriciteit daarmee op € 14,2 miljard. Hierbij moet worden opgemerkt dat de kostenraming voor de kerncentrales optimistisch zijn en nog onvoldoende rekening houden met de stijgende bouwkosten (Finland en Frankrijk), er nog geen definitieve opslag is voor het langlevende radioactieve afval en er geen marktpartijen zijn die willen investeren in kernenergie.

Zon en wind

De tweede variant is de maximale inzet van zon en wind. Dat betekent dat er zonneparken en windmolens gebouwd worden, allereerst op zee omdat dat de laagste kosten oplevert. Elektriciteit uit wind kost ongeveer 5 ct per kWh, uit zon 7 ct per kWh inclusief extra kosten voor infrastructuur. We gaan uit van ongeveer net zoveel zon en wind capaciteit als de piek in de elektriciteitsvraag, ongeveer 17 GW wind en 27 GW zon. Heel veel meer is niet

handig, want dan moeten we batterijen gaan gebruiken en andere technieken om die extra elektriciteit nog nuttig te maken. Hiermee kan 88 TWh elektriciteit worden geproduceerd waarvan 80 TWh direct gebruikt kan worden.
De kosten voor deze 80 TWh bedragen M€ 4.900 terwijl er ook nog 8 TWh niet direct bruikbare elektriciteit wordt geproduceerd. En als we die 17 GW zon en 27 GW wind hebben, dan zijn er nog veel momenten dat het niet waait of de zon niet schijnt en er dan dus andere elektriciteitsproductie nodig is om in de vraag te voorzien. Er zijn zelfs momenten dat zon en wind niets produceren en er toch kans is dat dan net de piek in de elektriciteitsvraag valt. Dat betekent dat er ook ongeveer 25 GW aan CO_2-vrije regelbare centrales moeten worden gebouwd. Dat zullen dezelfde soort centrales zijn als diegene die aanvullend zijn in de variant met kernenergie: STEG-centrales met waterstof. Doordat er in dit geval meer vermogen moet worden opgesteld dan in de variant kernenergie, is het aantal vollasturen per centrale lager, namelijk gemiddeld 2.000 vollasturen en met een waterstofprijs van € 2 per kg komt dat op M€ 7.000 (€ 145 per MWh).

Figuur 25 - Jaarduurkromme van de elektriciteitsvraag in 2030 en de resterende vraag na aftrek van zonne- en windenergie

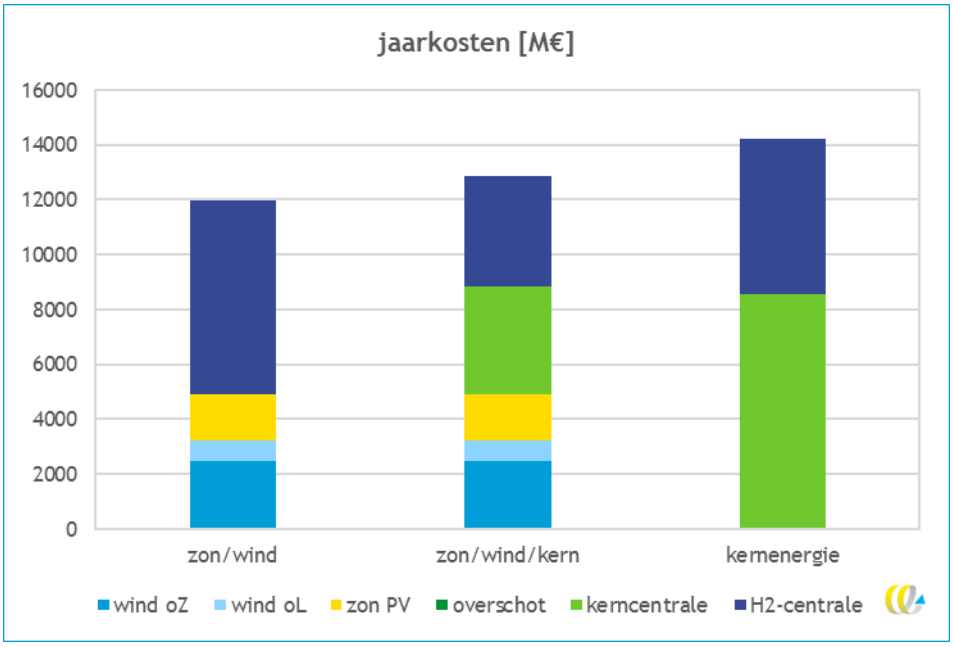


	Variant kernenergie		Variant zon/wind	
Zon/wind			80 TWh	M€ 4.900
Kernenergie	85 TWh	M€ 8.500		
Regelbare H2-centrales	44 TWh	M€ 5.700	49 TWh	M€ 7.000
Totaal	129 TWh	M€ 14.200	129 TWh	M€ 11.900

Uit het overzicht wordt duidelijk dat de variant kernenergie 20% duurder is dan de variant zon/wind.

Een combinatie van zon/wind met kernenergie ligt niet voor de hand, want zon en wind beperken het aantal draaiuren van een kerncentrale, terwijl de kosten van die kerncentrale dan ongeveer gelijk blijven. Toch hebben we een berekening gemaakt door de 17 GW wind, 27 GW zon te combineren met 4,8 GW kernenergie (variant 3). De resulterende vollasturen van de kerncentrales zijn dan 5.500, maar met een sterk fluctuerend patroon waardoor het gezien de aard van de kerncentrale dan logisch zou zijn dat deze meer uren maakt en dan dus ook meer overschotten oplevert die tegen marginale kosten (€ 0,015 per kWh) kunnen worden afgezet.
De kosten voor de variant zijn hoger (7%) dan flexibele H_2-centrales, terwijl de hoeveelheid overschotten ook toeneemt (24 TWh).

Figuur 26 - Jaarlijkse kosten in 2030 in miljoenen euro voor de drie beschouwde opties



Radioactief afval

Er is nog steeds geen definitieve oplossing voor het hoogradioactieve afval dat ontstaat als de uraniumstaven zijn gebruikt. Bovendien komt bij de sloop van de kerncentrale veel radioactief materiaal vrij dat ook langdurig moet worden opgeborgen. Dat brengt kosten met zich mee die nu nog moeilijk zijn in te schatten omdat er nog geen oplossing is die veilig is.

Thorium-reactor

Regelmatig duikt in de discussie over kernenergie de thorium-reactor op (vierde generatie kerncentrale). Het principe van deze kerncentrale is wezenlijk anders dan dat van de EPR en zal leiden tot minder lang stralend afval met veel omvangrijkere voorraden splijtstof dan het uranium dat gebruikt wordt in de EPR. De eerste centrales met de omvang van 10-20 MW zijn in China gepland voor 2025, zodat commerciële toepassing pas op zijn vroegst na 2040 kan worden verwacht. Ook de kosten zijn nog niet bekend.

Open houden bestaande centrales?

Het laten doordraaien van de huidige kerncentrales is een andere afweging, omdat de kosten van die kWh-en veel lager zijn dan van een nieuwe kerncentrale, maar er moet dan wel een oplossing komen voor het extra afval dat ontstaat door de kerncentrale in Borssele langer open te houden. Het gaat dan in Nederland om een vermogen (400 MW, Borssele) waarmee circa 2,5% van de CO_2-vrije elektriciteit in 2030 zal en daarna kan worden geleverd. Voor een deel zal dat een extra overschot opleveren.

Waterstof uit kernenergie?

En een andere optie die voor kernenergie nog zou kunnen is om volcontinu (8.500u per jaar) waterstof te produceren, dat wel gebruikt kan worden op de momenten dat er vraag is. Toch geldt hiervoor ook weer dat er dan een oplossing moet zijn voor het afval, maar er moet ook gekeken worden of waterstof niet op andere manieren goedkoper gemaakt kan worden. Als zonne- en windenergie nog goedkoper worden dan de genoemde 5 ct per kWh, dan lijkt het logischer om die elektriciteit te gebruiken. Weliswaar is het aantal vollasturen van die centrales lager dan van een kerncentrale, maar zelfs als daar rekening mee gehouden wordt, dan lijkt het veel goedkoper om waterstof uit wind- of zonne-elektriciteit te maken.

Wie wil er investeren?

Zowel minister Verhagen van Economische Zaken in 2011 als minister Wiebes van Economische Zaken en Klimaat (EZK) in januari 2019, schreven dat marktpartijen al sinds tientallen jaren een vergunning voor de bouw van een kerncentrale kunnen aanvragen maar dat niet hebben gedaan. Dit onderschrijft onze berekeningen, namelijk dat het niet aantrekkelijk is om kerncentrales te gaan exploiteren.

Conclusie

Er zijn drie redenen om geen kernenergie te gaan gebruiken:
- het is 20% duurder dan een CO_2-vrije energievoorziening gebaseerd op zon/wind;
- er is nog geen oplossing voor het radioactieve afval;
- we kunnen niet wachten tot de nieuwe generatie kernenergie marktrijp is, en dan is het nog maar afwachten of die goedkoper is dan zonne- en windenergie.

Gehanteerde basisgegevens

basisgegevens	Wind op zee	Wind op Land	Zon	Overschot	Kern-energie	STEG-H_2	Totaal
Variant 1							
Vermogen [GW]					9,9	16	
Vollasturen [u/j]					8.500	2.750	
Energie [TWh/j]					85	44	129
Variant 2							
Vermogen [GW]	11	6	27			25	
Vollasturen [u/j]	4.500	2.500	900			2.000	
Energie [TWh/j]	49	15	24	-8		49	129
Variant 3							
Vermogen [GW]	11	6	27		4,8	20	
Vollasturen [u/j]	4.500	2.500	900		5.500	1.150	
Energie [TWh/j]	49	15	24	-8	26	23	129

Bronnen:
Nuclear energy: The difference between costs and prices, CE Delft, juni 2011
https://www.ce.nl/publicaties/1202/nuclear-energy-the-difference-between-costs-and-prices

Thoriumreactor:
https://www.deingenieur.nl/artikel/thorium-reactor-heeft-nodige-haken-en-ogen
december 2017

Kosten van EPR Olkiluto 3: Uutiset:
https://yle.fi/uutiset/osasto/news/olkiluoto_3_reactor_delayed_yet_again_now_12_years_behind_schedule/11128489

Kosten waterstof juni 2018
https://www.ce.nl/publicaties/2127/waterstofroutes-nederland-blauw-groen-en-import

Zonne-energie: https://solarmagazine.nl/nieuws-zonne-energie/i18899/jinkosolar-opent-s-werelds-grootste-zonnepark-in-abu-dhabi

Windenergie
https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2019-conceptadvies-sde-plus-plus-2020-wind-op-land_3691.pdf

Klimaat en Energie Verkenning, PBL, 2019

Elektriciteitsvraagpatronen: systeemstudie Zeeland, CE Delft, maart 2020

Vijftien wetenswaardigheden over kernenergie, Herman Damveld, maart 2020

Systeemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050, maart 2020, Berenschot & Kalavasta