

Achtergrondrapport bij de PBL-studie Trajectverkenning  
Klimaatneutraal Nederland 2050 (TVKN 2050)

# **Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor een klimaatneutraal elektriciteits- systeem in Nederland, 2030-2050**



TNO 2024 P11618 – 24 april 2024  
Verkenning van toekomstige  
ontwikkelingen en uitdagingen voor een  
klimaatneutraal elektriciteitssysteem in  
Nederland, 2030-2050

Achtergrondrapport bij de PBL-studie Trajectverkenning  
Klimaatneutraal Nederland 2050 (TVKN 2050)

Auteur	Jos Sijm
Rubricering rapport	TNO Publiek
Bijlagen	TNO Publiek
Opdrachtgever	PBL
Project	Toekomstverkenning 2050 klimaatneutraal
Projectnummer	060.53342

**Alle rechten voorbehouden**

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

© 2024 TNO

# Inhoudsopgave

Inhoudsopgave .....	3
<b>1</b> <b>Inleiding .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b> <b>De vraag naar elektriciteit .....</b>	<b>5</b>
2.1    Totale en sectorale vraag naar elektriciteit .....	5
2.2    Profiel van de elektriciteitsvraag .....	11
2.3    Samenstelling van de elektriciteitsvraag .....	12
2.4    Locatie van de elektriciteitsvraag .....	13
<b>3</b> <b>Het aanbod van elektriciteit .....</b>	<b>14</b>
3.1    Vergelijking van recente scenariostudies .....	14
3.2    Het potentieel van zon- en windenergie .....	17
3.3    De praktische uitvoering en realisatie van een duurzaam elektriciteitssysteem .....	20
3.4    De betrouwbaarheid en betaalbaarheid van een duurzaam elektriciteitssysteem .....	21
3.5    Het verdienmodel van zon, wind en andere opties .....	21
3.6    Vraag en aanbod van gegarandeerd regelbaar CO <sub>2</sub> -vrij opwekvermogen .....	23
<b>4</b> <b>Vraag en aanbod van flexibiliteit .....</b>	<b>40</b>
4.1    Inleiding .....	40
4.2    Overzicht van flexibele opties .....	42
4.3    Vraag en aanbod van flexibiliteit in 2030 .....	42
4.4    Vraag en aanbod van flexibiliteit in 2050 .....	46
4.5    Netwerkkongestie en flexibiliteit .....	50
4.6    Onzekerheden, knelpunten en andere beleidsuitdagingen .....	52
<b>5</b> <b>Infrastructuur .....</b>	<b>57</b>
5.1    Probleemanalyse: wat zijn de belangrijkste knelpunten c.q. uitdagingen? .....	57
5.2    Wat zijn de belangrijkste oplossingsrichtingen en beleidsimplicaties? .....	59
<b>6</b> <b>Marktontwerp .....</b>	<b>61</b>
6.1    Wat is het probleem c.q. de uitdaging? .....	61
6.2    Wat is een mogelijke oplossingsrichting? .....	61
6.3    Aanvullende marktinstrumenten .....	62
6.4    Voorstel van de Europese Commissie .....	64
Geraadpleegde literatuur .....	66

# 1 Inleiding

Deze achtergrondrapportage over het toekomstige elektriciteitssysteem in Nederland (2030-2050) is onderdeel van het PBL-project ‘*Trajectverkenning klimaatneutraal (TVKN) 2050*’ waarin wordt verkend hoe Nederland in 2050 klimaatneutraal kan worden en wat daarvoor nodig is. De resultaten van de integrale analyse van de TVKN-studie – inclusief de bevindingen voor het Nederlandse elektriciteitssysteem – worden besproken en samengevat in het TVKN-hoofdrapport (Daniëls en Strengers, 2024) maar niet in het onderhavige achtergrondrapport dat louter nadere informatie verschaft over de verwachte ontwikkelingen in het Nederlandse elektriciteitssysteem tot 2050.<sup>1</sup>

Meer in het bijzonder is het onderhavige TVKN-rapport over het elektriciteitssysteem in Nederland, 2030-2050, als volgt opgebouwd. Hoofdstuk 2 verschaft een verkenning van de belangrijkste, verwachte ontwikkelingen met betrekking tot de vraag naar elektriciteit in Nederland tot 2050, terwijl Hoofdstuk 3 ingaat op de verwachte ontwikkelingen ten aanzien van het aanbod van elektriciteit. Daarna verkent Hoofdstuk 4 de belangrijkste ontwikkelingen betreffende vraag en aanbod van flexibiliteit van het elektriciteitssysteem in Nederland, met name voor de twee richtjaren 2030 en 2050. Vervolgens bespreekt Hoofdstuk 5 beknopt de belangrijkste implicaties van bovengenoemde ontwikkelingen voor de infrastructuur van het Nederlandse elektriciteitssysteem, in het bijzonder de belangrijkste knelpunten, uitdagingen en oplossingsrichtingen voor het elektriciteitsnetwerk in Nederland gedurende de komende decennia. Tenslotte gaat Hoofdstuk 6 kort in op mogelijke implicaties van bovengenoemde ontwikkelingen voor het marktontwerp van het toekomstige, klimaatneutrale elektriciteits-systeem in Nederland.

<sup>1</sup> Naast onderhavig achtergrondrapport over het elektriciteitssysteem zijn er nog een aantal andere TVKN-achtergrondstudies en notities, bijvoorbeeld over de industrie (Van Dam et al., 2024) of over vraag en aanbod van waterstof in Nederland tot 2050 (Elzinga en Strengers, 2024). Voor een volledig overzicht van alle TVKN-achtergrondstudies en -notities, zie het TVKN-hoofdrapport (Daniëls en Strengers, 2024).

## 2 De vraag naar elektriciteit

### 2.1 Totale en sectorale vraag naar elektriciteit

De vraag naar elektriciteit in Nederland zal naar verwachting aanzienlijk toenemen in de periode tot 2050, zij het dat de verwachtingen of aannames over de mate waarin die vraag zal groeien flink verschillen tussen enkele recente scenariostudies, inclusief significante verschillen tussen vraagsectoren, vraagfuncties, de samenstelling van de elektriciteitsvraag (direct versus indirect, vast versus flexibel), e.d. Zo neemt bijvoorbeeld in de recente scenario-studie van Netbeheer Nederland (2023) de totale binnenlandse vraag naar elektriciteit in Nederland naar verwachting toe van circa 119 TWh in 2019 (pre-corona) tot ongeveer 293 TWh in het scenario Internationaal en tot 445 TWh in het scenario Nationaal. In de scenario-update van TNO daarentegen neemt deze vraag in 2050 toe tot 334 TWh in het ADAPT-scenario en zelfs tot 552 TWh in het TRANSFORM-scenario (Scheepers et al., 2022).

Aangezien de totale finale vraag naar energie over de periode 2020-2050 naar verwachting niet of nauwelijks zal toenemen (of zelfs zal dalen) stijgt het aandeel elektriciteit in de totale energievraag van Nederland dientengevolge van minder dan 20% in 2020 tot meer dan 40% - of zelfs tot circa 60% in 2050.

De primaire, drijvende kracht van de groeiende vraag naar elektriciteit in het algemeen en de verdergaande elektrificatie van het Nederlandse energiesysteem in het bijzonder is het klimaatbeleid, zowel nationaal als Europees, dat beoogt te komen tot een klimaatneutrale energievoorziening in 2050 en, voor zover mogelijk, een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in de daaraan voorafgaande jaren, bijvoorbeeld in 2040 of zelfs al in 2035. In veel gevallen is elektrificatie via duurzame, CO<sub>2</sub>-vrije stroom – hetzij direct, hetzij indirect (i.e., door middel van groene waterstof) – de meest aantrekkelijke, goedkope of zelfs de enige, reële optie om de uitstoot van broeikasgassen tot nul te reduceren.

De ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit en, in het bijzonder, de mogelijkheden en beperkingen voor verdergaande elektrificatie van de energiebehoefte verschillen echter per sector en vraagfunctie.

**Figuur 2.1** verschaft een vergelijkend overzicht van de vraag naar elektriciteit *per sector* in 2050 volgens diverse recente scenariostudies (ten opzichte van het referentiejaar 2019). Het betreft hier met name de volgende drie studies en specifieke scenario's:<sup>2</sup>

- TNO (2022): *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*, inclusief de twee scenario's ADAPT en TRANSFORM (Scheepers et al., 2022);

<sup>2</sup> Meer informatie over deze scenario's is te vinden in de betreffende, genoemde studies. Daarnaast zijn er nog een paar andere, recente scenariostudies die tevens de ontwikkeling van de elektriciteitssector in Nederland tot 2050 hebben geanalyseerd, zoals KIVI (2022) en Witteveen+Bos et al. (2022). Deze studies zijn echter niet meegenomen in Figuur 2.1 omdat ze geen specificatie van de vraag naar elektriciteit per sector verschaffen maar louter de totale (binnenlandse) vraag naar elektriciteit in 2050 vermelden. In KIVI (2022) bedraagt deze totale vraag naar elektriciteit circa 410 TWh in 2050 en in alle drie 2050 scenario's van Witteveen+Bos circa 310 TWh.

- ENTSO-E (2022): *Ten Year Network Development Plan (TYNDP)*, met name de scenario's Global Ambition en Distributed Energy (ENTSO-E and ENTSOE, 2022, 2021a en 2021b);<sup>3</sup>
- Netbeheer Nederland (2023): *Het Energiesysteem van de Toekomst – Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050)*, inclusief de scenario's 'Decentraal', 'Nationaal', 'Europees' en 'Internationaal';<sup>4</sup>

**Figuur 2.1** laat zien dat in 2050 de vraag naar elektriciteit per sector aanzienlijk verschilt tussen de diverse scenario's. Dit geldt in het bijzonder voor de industrie als voor de binnenlandse productie van groene waterstof (zie tevens onderstaande secties 2.1.1 tot en met 2.1.5).

Naast de binnenlandse vraag naar elektriciteit is er tevens een (netto) buitenlandse vraag van elektriciteit. **Figuur 2.2** toont de export- en importvolumes van elektriciteit in 2050 volgens diverse scenario's (ten opzichte van het referentiejaar 2019). Deze figuur laat zien dat de volumes van de verwachte uitvoer- en invoerstromen significant verschillen tussen de diverse scenario's. Opvallend is dat, ondanks de sterke groei van de binnenlandse vraag naar elektriciteit, nagenoeg alle scenario's – met uitzondering van het TNO-scenario ADAPT – *per saldo* een (aanzienlijk) *netto* export van elektriciteit verwachten in 2050 – tegenover een klein, bescheiden *netto invoer* in 2019. De modelschattingen van deze additionele, buitenlandse vraag naar elektriciteit lopen echter uiteen van 7 TWh in het regionale scenario van Netbeheer Nederland (2023) tot 77 TWh in het TNO-scenario TRANSFORM (dat daarnaast wordt gekenmerkt door de hoogste binnenlandse vraag naar elektriciteit van alle 2050 scenario's in **Figuur 2.2**).

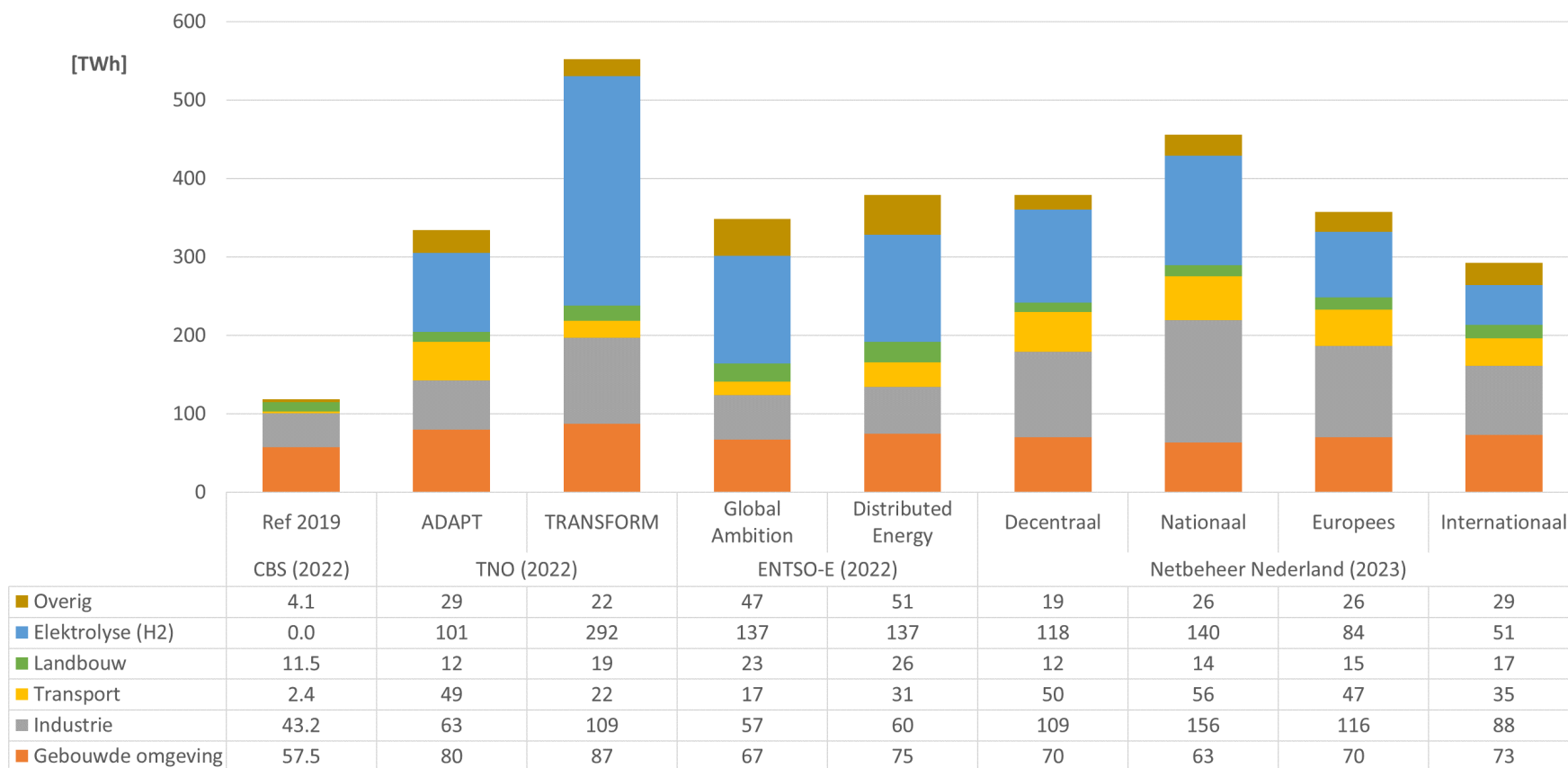
## 2.1.1 Gebouwde omgeving

De directe vraag naar elektriciteit in de gebouwde omgeving (huishoudens, diensten, e.d.) groeit naar verwachting relatief bescheiden van 58 TWh in 2019 (CBS, 2022) tot circa 63 TWh (+10%) in het nationale scenario van Netbeheer Nederland (2023) versus ongeveer 87 TWh (+50%) in het TRANSFORM scenario van TNO (Scheepers et al., 2022; **Figuur 2.1**).

De belangrijkste elektrificatie-optie in de gebouwde omgeving is het elektrificeren van de warmtevoorziening ('power-to-heat'), in het bijzonder door middel van hybride/volledig elektrische warmtepompen. De belangrijkste bepalende factoren – inclusief de belangrijkste onzekerheden – voor de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit voor de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving betreffen (i) de mate van isolatie van woningen en andere gebouwen, (ii) de ontwikkeling en kosten van alternatieve, duurzame bronnen van warmtevoorziening, zoals de beschikbaarheid en prijs van groen gas (inclusief waterstof), de beschikbaarheid en kosten van stadsverwarming (industriële restwarmte, geothermie), etc., en (iii) het ondersteunende overheidsbeleid, inclusief subsidiëring van warmtepompen, wet- en regelgeving (warmtewet), etc.

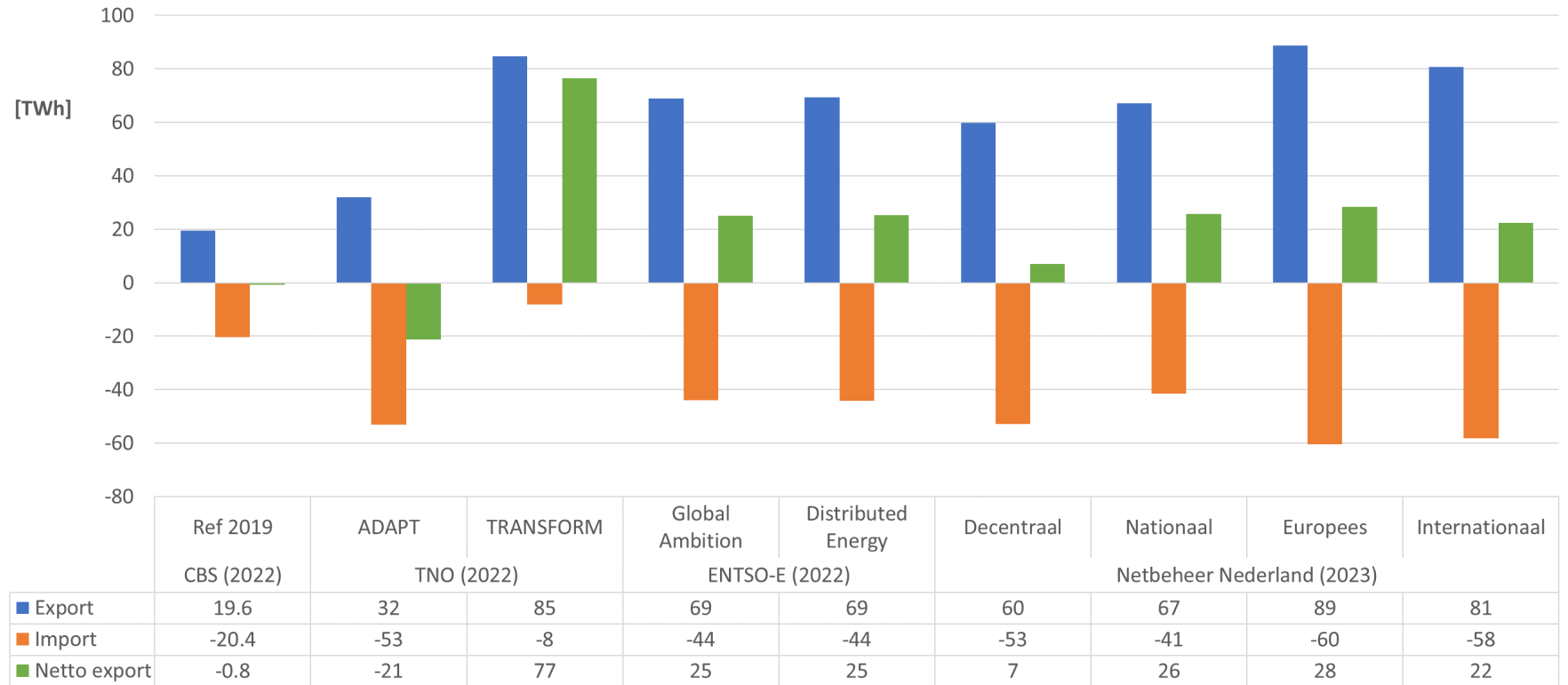
<sup>3</sup> In de onderhavige TVKN-achtergrondrapportage van de Nederlandse elektriciteitssector zijn de resultaten voor de scenario's Global Ambition en Distributed Energy gebaseerd op de aannames voor TYNDP 2022 maar doorgerekend met behulp van het Europese elektriciteitsmarktmodel COMPETES-TNO (Sijm et al., 2024).

<sup>4</sup> De officiële namen van de vier II3050 scenario's (en de 'verkorte aanduidingen' in het onderhavige rapport) zijn; (i) Decentrale initiatieven ('Decentraal'), (ii) Nationaal leiderschap ('Nationaal'), (iii) Europese integratie ('Europees'), en (iv) Internationale handel ('Internationaal').



Figuur 2.1: Vraag naar elektriciteit per sector in 2050 volgens diverse recente scenario's versus het referentiejaar 2019





Figuur 2.2: Import en export van elektriciteit in 2050 volgens diverse recente scenario's versus het referentiejaar 2019

## 2.1.2 Industrie

De verwachte groei van de directe vraag naar elektriciteit in de industrie tot 2050 varieert aanzienlijk tussen de scenario's, i.e. van 43 TWh in 2019 (CBS, 2022) tot 'slechts' circa 57 TWh (+30%) in het Global Ambition scenario van ENTSO-E en ENTSG (2022) versus ongeveer 156 TWh (+160%) in het nationale scenario van Netbeheer Nederland (2023; [Figuur 2.1](#)).

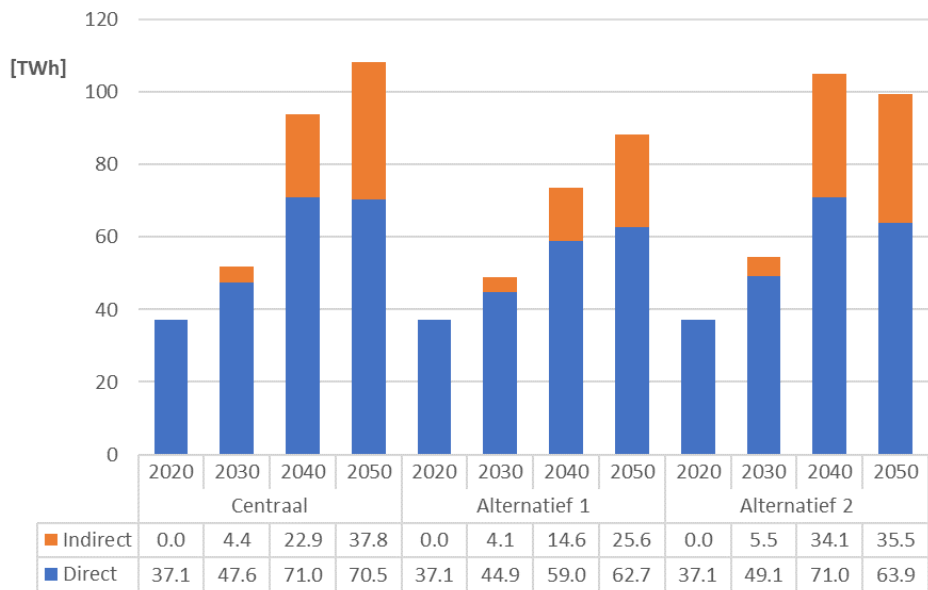
Op korte termijn (tot 2030) is het elektrificeren van de lagere-temperatuur warmtebehoefte van de industrie – met name door middel van hybride/elektrische boilers – de belangrijkste elektrificatie-optie. Op langere termijn (tot 2050) zijn ook andere opties mogelijk van grote betekenis, zoals elektrificatie van hogere-temperatuur warmtefuncties en elektrificatie van andere, industriële productieprocessen (Berenschot et al., 2017; Van Delft en De Kler, 2017; Sierra, 2018; De Groot en Van Delft, 2018; Partenie et al., 2021; FLIE, 2021; TNO et al., 2021; Stuurgroep Extra Opgave, 2021; PBL/Van Dam et al., 2024).

De belangrijkste uitdagingen ('barrières') voor de bovengenoemde, industriële elektrificatie-opties betreffen (i) de verdere ontwikkeling van de betreffende technologieën tot marktniveau en (ii) de concurrentie met alternatieve, mogelijke goedkopere opties voor industriële decarbonisatie, zoals CCS/CCU, (groene) waterstof en biograndstoffen – al dan niet in combinatie met CCS/CCU – als energiebron en/of industriële grondstof ('feedstock'). Een aanverwante onzekerheid betreft het overheidsbeleid, in het bijzonder de mogelijk stimulering van (directe) industriële elektrificatie-opties door middel van R&D en SDE++-subsidies.

In het TVKN-achtergrondrapport over de industrie wordt de vraag naar elektriciteit in deze sector geschat voor drie mogelijke trajecten tot 2050. Deze trajecten zijn (PBL/Van Dam et al, 2024):

- In het traject 'Centraal' blijft de industriële productie stabiel en verandert de industrie door onder meer een geleidelijke afbouw van fossiele brandstoffen, inzet van CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag, elektrificatie en de inzet van CO<sub>2</sub>-arme waterstof en biograndstoffen.
- In het traject 'Alternatief 1' neemt de inzet van fossiele energie en grondstof minder (snel) af dan in het centrale traject waardoor er meer CO<sub>2</sub>-afvang en -opslag plaatsvindt.
- In het traject 'Alternatief 2' neemt de inzet van fossiele energie sneller af en wordt in grotere mate ingezet op elektrificatie. Tegelijk worden fossiele grondstoffen versneld vervangen door recycelaat en biograndstoffen.

[Figuur 2.3](#) toont de vraag naar elektriciteit door de industrie volgens de drie bovengenoemde trajecten gedurende de periode 2020-2050, waarbij een onderscheid wordt gemaakt tussen de directe en indirecte vraag naar elektriciteit. De directe elektriciteitsvraag is gebaseerd op de huidige vraag en de additionele vraag door elektrificatie van productieprocessen. Een deel van de processen in de trajecten wordt niet direct geëlektrificeerd, maar maakt gebruik van waterstof als energiedrager. In de trajecten wordt er vanuit gegaan dat deze waterstof ofwel wordt geproduceerd uit restgassen die vrijkomen bij de processen, ofwel wordt geproduceerd door middel van elektrolyse. In het laatste geval is er sprake van indirecte elektriciteitsvraag (PBL/Van Dam et al., 2024).



**Figuur 2.3:** Vraag naar elektriciteit door de industrie volgens drie industriële TVKN-trajecten, 2020-2050.

Bron: PBL/Van Dam et al. (2023)

**Figuur 2.3** laat zien dat de directe vraag naar elektriciteit door de industrie stijgt van 37 TWh in 2020 tot 63 TWh in Alternatief 1 en tot 71 TWh in het centrale traject, terwijl de indirecte vraag toeneemt van 0 in 2020 tot 26 TWh in Alternatief 1 en tot 38 TWh in het centrale traject.<sup>5</sup>

## 2.1.3 Transport

In 2019 bedroeg de vraag naar elektriciteit in de transportsector – inclusief spoorwegen – slechts 2.4 TWh (CBS, 2022). Voor 2050 lopen de verwachtingen/aannames voor (de groei van) de vraag naar elektriciteit in deze sector sterk uiteen van 17 TWh in het Global Ambition scenario van ENTSO-E en ENTSG (2022) tot 56 TWh in het nationale scenario van Netbeheer Nederland (2023; zie **Figuur 2.1**).

De verschillen in de vraag naar elektriciteit voor transport worden veroorzaakt door verschillen in aannames – en onderliggende onzekerheden – betreffende de groei (of krimp) van de behoefte aan vervoer en de directe elektrificatie versus andere, mogelijke goedkopere opties voor de decarbonisatie van de transportsector, zoals biobrandstoffen, (groene) waterstof of andere (indirecte) E-brandstoffen (met inbegrip van mogelijke overheidssteun voor deze opties via het investeren in de benodigde infrastructuur, het subsidiëren van de onrendabele top, etc.).

## 2.1.4 Landbouw

In 2019 bedroeg de vraag naar elektriciteit in de landbouw – met name de glastuinbouw – bijna 12 TWh. Voor 2050 lopen de vraagverwachtingen (aannames) uiteen van ruim 12 TWh (+8%) in het ADAPT scenario van TNO (Scheepers et al., 2022) tot 26 TWh (+120%) in het Distributed Energy scenario van ENTSO-E en ENTSG (2022; **Figuur 2.1**).

<sup>5</sup> Merk op dat in het scenario Internationaal van Netbeheer Nederland (2023) de totale vraag naar elektriciteit door de industrie in 2050 aanzienlijk hoger ligt (i.e., 156 TWh) dan in de drie industriële TVKN trajecten van PBL (zie **Figuur 2.1** versus **Figuur 2.3**).

De belangrijkste directe elektrificatie-optie in de landbouw – naast het elektrificeren van de transportmiddelen – betreft de elektrificatie van de warmtevoorziening in de glastuinbouw door middel van hybride/volledig elektrische boilers en warmtepompen (ter vervanging van de fossiel gestookte WKKs). Alternatieve, mogelijk concurrerende opties voor deze warmtevoorziening zijn echter het gebruik van geothermie, biograndstoffen of groen gas, inclusief groene waterstof ('indirecte elektrificatie').

## 2.1.5 Elektrolyse ('groene waterstof')

De grootste onzekerheid voor de toekomstige vraag naar elektriciteit in Nederland voor de periode 2030-2050 betreft de toekomstige vraag naar waterstof in Nederland (inclusief mogelijke exporten) en, in het bijzonder, de binnenlandse productie van groene waterstof in deze periode: hoe groot wordt de toekomstige vraag naar waterstof, welke deel van deze behoefte wordt eventueel voorzien door de import van waterstof en welk (resterend) deel wordt gedekt door de binnenlandse productie van groene waterstof ('indirecte elektrificatie') of mogelijk andere, concurrerende vormen van CO<sub>2</sub>-vrije waterstofproductie?

In 2019 is de vraag naar elektriciteit voor de productie van groene waterstof in Nederland nog nagenoeg nihil. Voor 2050 echter lopen de verwachtingen (aannames) betreffende deze vraag echter sterk uiteen van minder dan 51 TWh in het internationale scenario van Netbeheer Nederland (2023) tot ruim 290 TWh in het TRANSFORM scenario van TNO (Scheepers et al., 2022).

De verschillen in de vraag naar indirecte elektrificatie verklaren grotendeel – en overstijgen soms – de verschillen in de eerdergenoemde, totale binnenlandse vraag naar elektriciteit tussen de diverse klimaatneutrale scenario's voor het Nederlandse energiesysteem in 2050.

De verschillen in de vraag naar indirecte elektrificatie – i.e., de binnenlandse productie van groene waterstof – komen voort uit verschillen in aannames tussen de diverse klimaatneutrale scenario's, in het bijzonder de verwachte (toekomstige) investeringskosten van elektrolyzers, de (variabele) prijs van elektriciteit, de locatie van de elektrolyzers en opwekinstallaties en de daaruit voortvloeiende behoefte en beschikbaarheid van infrastructuur (waterstof, elektriciteit), de beleidsondersteuning van groene waterstofproductie door middel van subsidies (SDE++), wet- en regelgeving (RED II), alsmede de kosten van alternatieve opties voor de decarbonisatie van het Nederlandse energiesysteem (Berger et al., 2020; Ryszka, 2020; Van Wijk, 2021, Kramer, 2021; Mulder, 2022; Lamboo en Weeda, 2022; PBL/Elzinga en Strengers, 2024).

## 2.2 Profiel van de elektriciteitsvraag

Naast de omvang van de vraag naar elektriciteit is ook het (toekomstige) tijdsprofiel van deze vraag van belang voor de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem in Nederland. Sommige vraagfuncties in bepaalde sectoren – bijvoorbeeld 'power-to-heat' in volcontinu bedrijven – hebben een vrij vlak profiel over de uren van het jaar. Andere vraagfuncties daarentegen hebben een matig of sterk fluctuerend (variabel) profiel, hetzij per uur of dag (met name overdag versus 's nachts), per week (vooral op werkdagen versus het weekend) of per seizoen (in het bijzonder in de zomer versus de winter). Gezamenlijk bepalen deze vraagfuncties het profiel – per uur, dag, week, etc. – van de totale vraag naar elektriciteit over één of meerdere jaren en daarmee de behoefte aan gegarandeerd (piek)vermogen ('*firm capacity*') en flexibiliteit van het elektriciteitssysteem over de betreffende periode (per uur, dag, week, etc.). Sommige vraagfuncties zijn echter niet of nauwelijks in staat om te reageren op veranderingen in de prijs van elektriciteit terwijl andere functies juist heel flexibel kunnen

reageren op deze prijsveranderingen (waardoor hun profiel mede bepaald wordt door deze prijsveranderingen). Zo wordt bijvoorbeeld het profiel van de vraag naar elektriciteit voor verlichting of mediagebruik niet of nauwelijks bepaald door veranderingen in de prijs van elektriciteit, terwijl de inzet van elektrolyzers – of het laden van elektrische voertuigen – sterk beïnvloed kan worden door de actuele elektriciteitsprijs (binnen allerlei technische, economische en andere, gedragsrestricties). Zelfs de ‘vaste’ behoefte aan warmte van volcontinu bedrijven kan qua elektriciteitsvraag (tot op zekere hoogte) flexibel reageren op de prijs van elektriciteit door de inzet van warmtebuffers en/of hybride warmtepompen/boilers. Daarmee hebben deze vraagfuncties (naar elektriciteit) niet alleen effect op de vraag naar flexibiliteit van het Nederlandse elektriciteitssysteem maar ook op het aanbod van flexibiliteit van dit systeem.

## 2.3 Samenstelling van de elektriciteitsvraag

### 2.3.1 Direct versus indirect

Voor de ontwikkeling van het Nederlandse elektriciteitssysteem is tevens de *samenstelling* van de vraag naar elektriciteit van belang. In de eerste plaats gaat het om het hierboven reeds genoemde onderscheid tussen de *directe* en *indirecte* vraag naar elektriciteit (waarbij laatstgenoemde staat voor de vraag naar elektriciteit voor de productie van andere energiedragers, in het bijzonder groene waterstof). In 2019 is het aandeel van indirecte elektrificatie in de totale binnenlandse vraag naar elektriciteit nog nagenoeg nihil. Voor 2050 lopen de verwachtingen over dit aandeel echter uiteen van 16% in het internationale scenario van Netbeheer Nederland (2023) tot 53% in het TRANSFORM scenario van TNO (Scheepers et al., 2022).

Directe elektrificatie heeft als voordeel dat het energie-efficiënter is dan indirecte elektrificatie (minder conversieverliezen) maar als nadelen dat het (nog) niet of nauwelijks toepasbaar is in bepaalde functies – bijvoorbeeld zwaar transport of hoge-temperatuur warmte – en dat het niet altijd flexibel inzetbaar is. Indirecte elektrificatie daarentegen heeft als voordeel dat het veelal meer flexibel is: groene waterstof kan bovenal worden geproduceerd als er een relatief groot aanbod van elektriciteit is, i.e. als de prijs van elektriciteit laag is. Bovendien kan waterstof doorgaans goedkoper en makkelijker in grote hoeveelheden worden opgeslagen waardoor het vooral ingezet kan worden in die uren waarin de behoefte aan energie – in de vorm van waterstof – het grootst is (en de opbrengstprijzen van waterstof derhalve het hoogst zijn). Daarnaast kan waterstof voor bepaalde functies – zoals het hierboven genoemde zwaar transport of hoge-temperatuur warmte – goedkoper of makkelijker worden ingezet dan directe elektrificatie.

Daar staat tegenover dat de productie van groene waterstof gepaard gaat met aanzienlijke conversieverliezen (veelal 30% of meer).<sup>6</sup> Daarnaast moet er voor indirecte elektrificatie additioneel geïnvesteerd worden in (dure) elektrolyzers. Ondanks het feit dat elektrolyse veelal flexibel gebruik kan maken van elektriciteit in goedkope uren zijn dientengevolge de kosten van indirecte elektrificatie vaak hoger dan die van directe elektrificatie (per eenheid energie) of van andere vormen van waterstofproductie (inclusief import), zoals grijze of blauwe waterstof.

<sup>6</sup> Als groene waterstof vervolgens wordt gebruikt voor de opwekking van elektriciteit – tijdens piekuren met een relatief hoge restvraag naar elektriciteit – dan treden er opnieuw significante conversieverliezen op (wederom 30% of meer).

## 2.3.2 Vast versus flexibel

Zoals hierboven al kort werd aangeduid is qua samenstelling van de vraag naar elektriciteit tevens het onderscheid tussen vaste en flexibele vraag van belang. De vaste elektriciteitsvraag betreft de vraag naar elektriciteit die niet of nauwelijks reageert op veranderingen in de prijs van elektriciteit. De flexibele elektriciteitsvraag daarentegen reageert wél op dynamische veranderingen van de elektriciteitsprijs.

In 2019 is het overgrote deel (95% of meer) van de totale binnenlandse vraag naar elektriciteit nog te typeren als ‘vast’, i.e. niet onderhevig aan of nauwelijks reagerend op dynamische (‘real-time’) elektriciteitsprijzen, met uitzondering van de elektriciteitsvraag van enkele grootverbruikers – zoals de aluminiumindustrie – waarvan op verzoek van TenneT het verbruik contractueel op- of afgeschakeld kan worden als de actuele marktsituatie daartoe aanleiding geeft. Volgens de recente (TYNDP 2022) scenario’s van ENTSO-E en ENTSOG (i.e., Global Ambition/Distributed Energy) bedraagt het flexibele deel van de totale binnenlandse vraag in Nederland al ongeveer 30% in 2030, bijna 50% in 2040 en in 2050 zelfs nagenoeg 60%, met name door de verwachte groei in ‘power-to-X’ technologieën zoals ‘power-to-hydrogen’, i.e. de flexibele productie van groene waterstof, maar ook in ‘power-to-heat’ – in de gebouwde omgeving en, vooral, de industrie – en, zij het in mindere mate, ‘power-to-mobility’ (i.e., elektrische voertuigen).<sup>7</sup> Dit betekent dat in de komende decennia de flexibele vraag naar elektriciteit qua potentie in toenemende mate kan voorzien in de groeiende behoefte aan flexibiliteit van het elektriciteitssysteem in Nederland.

## 2.4 Locatie van de elektriciteitsvraag

Tenslotte is ook de *locatie* van de vraag naar elektriciteit van belang voor de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem in Nederland, in het bijzonder de locatie van elektrolyzers voor de productie van groene waterstof. Als, bijvoorbeeld, de groei van de toekomstige elektriciteitsvoorziening vooral geconcentreerd is in de vier industriële clusters langs de Nederlandse kust, dan kan in deze groei worden voorzien door de uitbreiding van wind op zee en de aanleg van de benodigde infrastructuur (electriciteit), zowel op zee als op de betreffende aanlandlocaties.<sup>8</sup> Als daarentegen de groei van de elektriciteitsvraag meer verspreid over het land plaatsvindt, dan dient ook het aanbod van duurzame elektriciteit alsmede de benodigde infrastructuur op land overeenkomstig te worden uitgebreid.

<sup>7</sup> Qua flexibiliteit van ‘power-to-heat’, zowel in de gebouwde omgeving als in de industrie, dient een onderscheid gemaakt te worden tussen hybride versus volledig elektrische warmtepompen/boilers. In beide gevallen bieden deze technologieën flexibiliteit in de zin dat ze de vraag naar elektriciteit tijdens piekuren – met hoge elektriciteitsprijzen – reduceren. Bij volledig elektrische warmtepompen/boilers is er echter sprake van ‘vraagverschuiving’ (*‘demand shifting’*) in de zin dat de vraag naar elektriciteit (deels) verschuift van uren met hoge elektriciteitsprijzen naar uren met lage prijzen maar dat de totale elektriciteitsvraag over een bepaalde periode gelijk blijft. Anderzijds, i.e. in het geval van hybride warmtepompen/boilers – zodat er gewisseld kan worden tussen gas en elektriciteit afhankelijk van de relatieve gas-electriciteitsprijs – neemt de totale elektriciteitsvraag over een bepaalde periode af of toe afhankelijk van de standaardtechnologie (‘default’, i.e. hetzij gas hetzij elektriciteit) in een vergelijkbaar scenario zonder vraagrespons (Sijm et al., 2022).

<sup>8</sup> Indien de exploitatie van elektrolyzers zowel technisch als economisch haalbaar is op zee, in het bijzonder op zogenaamde ‘energie-eilanden’ (*‘offshore energy hubs’*), dan zijn er wellicht aanzienlijke kostenbesparingen mogelijk via het vervangen van de aanleg van (dure, nieuwe) elektriciteitsnetwerken op zee (en aan land) door – wellicht goedkopere – waterstofnetwerken, bijvoorbeeld door zoveel mogelijk gebruik te maken van bestaande (fossiele) gasnetwerken op zee (en aan land).

# 3 Het aanbod van elektriciteit

## 3.1 Vergelijking van recente scenariostudies

### 3.1.1 Opgesteld vermogen elektriciteitsopwekking in 2050

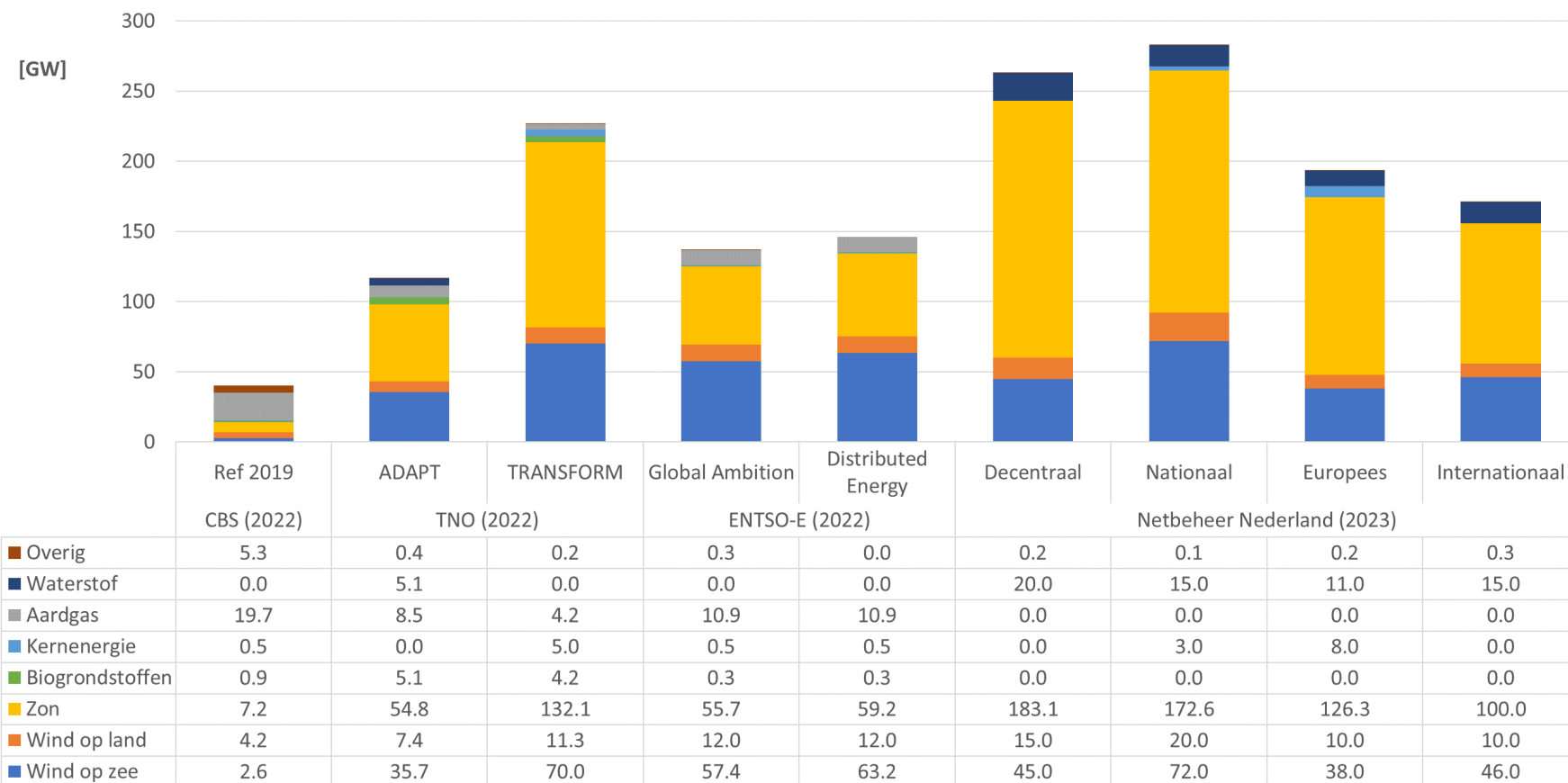
**Figuur 3.1** presenteert het opgestelde vermogen per opwektechnologie in 2050 volgens diverse recente scenario's (tegenover het referentiejaar 2019). In alle scenario's stijgt het opgestelde vermogen van zon en windenergie in 2050 enorm ten opzichte van 2019, maar de verschillen tussen deze scenario's qua stijging zijn veelal aanzienlijk. Zo varieert het vermogen van zon-PV in 2050 van 55 GW in het TNO-scenario ADAPT tot 183 GW in het scenario Regionaal van Netbeheer Nederland (2023), terwijl het opgesteld vermogen van wind op zee uiteenloopt van 35 GW in ADAPT (TNO, 2022) tot 72 GW in het scenario Nationaal van Netbeheer Nederland (2023). Verder valt op dat het vermogen van aardgas in 2050 (inclusief CCS) nog aanzienlijk is in de scenario's van zowel TNO (2022) als ENTSO-E (2022) maar niet voorkomt in de vier scenario's van Netbeheer Nederland (2023). Omgekeerd is het opgestelde vermogen van elektriciteit uit waterstof aanzienlijk (11-20 GW) in deze vier scenario's van Netbeheer Nederland, terwijl het niet of veel minder (0-5 GW) voorkomt in de scenario's van TNO en ENTSO-E. Tenslotte varieert het vermogen kernenergie van nul in enkele scenario's, met name in TNO-ADAPT en de scenario's Decentraal en Internationaal van Netbeheer Nederland, tot 8 GW in het scenario Europees van Netbeheer Nederland.<sup>9</sup>

### 3.1.2 Mix elektriciteitsproductie in 2050

**Figuur 3.2** toont het aanbod van elektriciteit per opwektechnologie in 2050 volgens diverse recente scenario's. Deze figuur laat zien dat in alle scenario's het elektriciteitssysteem in Nederland transformeert van een overwegend fossiel (gas) gedreven systeem in 2019 naar een (nagenoeg volledig) duurzaam, CO<sub>2</sub>-vrij systeem in 2050, grotendeels gebaseerd op de productie van elektriciteit uit zon en wind (op zee). De (absolute) volumes en (relatieve) aandelen van zon en wind in de totale opwekmix verschillen echter aanzienlijk per scenario. Zo varieert de opwek uit wind op zee in 2050 van 176 TWh in het scenario Decentraal van Netbeheer Nederland (2023) tot 386 TWh in het scenario TRANSFORM van TNO (2022). Daarnaast loopt de opwek van elektriciteit uit biogrondstoffen uiteen van nagenoeg nul in de meeste scenariostudies (ENTSO-E, 2022; Netbeheer Nederland, 2023) tot 25 TWh in het TNO-scenario TRANSFORM en 31 TWh in het TNO-scenario ADAPT. Verder varieert de opwek uit kernenergie in 2050 van nul in zowel ADAPT (TNO, 2022) als in de scenario's Decentraal en Internationaal van Netbeheer Nederland (2023) tot 42 TWh in het TNO-scenario TRANSFORM en tot 53 TWh in het scenario Europees van Netbeheer Nederland.<sup>10</sup>

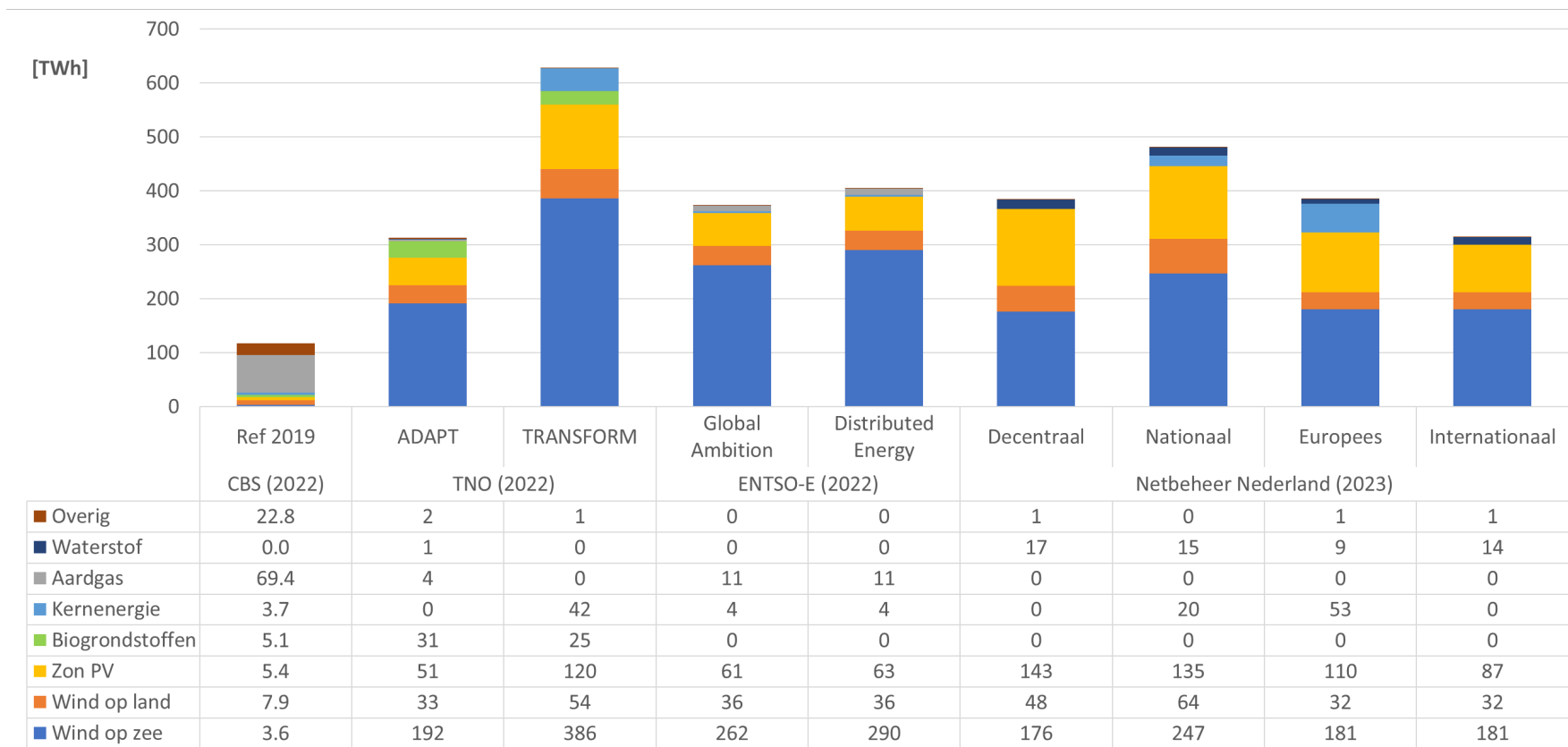
<sup>9</sup> In de Scenariostudie Kernenergie van Witteveen+Bos et al. (2022) – niet opgenomen in **Figuur 3.1** – varieert het opgestelde vermogen kernenergie in 2050 van 0 GW in het scenario 'Geen Kernenergie', 8 GW in het scenario 'Kernenergie Grootschalig' en 18 GW in het scenario 'Small Modular Reactors' (SMR).

<sup>10</sup> In de Scenariostudie Kernenergie van Witteveen+Bos et al. (2022) – niet opgenomen in **Figuur 3.2** – varieert de opwek uit kernenergie in 2050 van 0 TWh in het scenario 'Geen Kernenergie', 67 TWh in het scenario 'Kernenergie Grootschalig' en 130 TWh in het scenario 'Small Modular Reactors' (SMR).



Figuur 3.1: Opgesteld vermogen per opwektechnologie in 2050 volgens diverse recente scenario's versus het referentiejaar 2019





Figuur 3.2: Aanbod van elektriciteit per opwektechnologie in 2050 volgens diverse recente scenario's versus het referentiejaar 2019

## 3.2 Het potentieel van zon- en windenergie

### 3.2.1 Maximale potentiëlen opwekvermogen uit zon en wind

Om in de vraag naar elektriciteit te voorzien op een duurzame, klimaatneutrale wijze zijn in beginsel diverse aanbodopties (opwektechnologieën) beschikbaar. Voor Nederland is – op basis van diens natuurlijke hulpbronnen en de verwachte, toekomstige kostenverhoudingen – de belangrijkste optie het opwekken van elektriciteit uit zon en wind, in het bijzonder wind op zee (i.e., de Noordzee). Schattingen/aannames van de maximale potentiëlen aan opwekvermogen uit zon en wind lopen echter sterk uiteen (zie bovenste deel van 7B Tabel 3.1). Zo variëren de schattingen/aannames voor het maximum opgestelde vermogen in 2050 van 8 tot 16 GW voor wind op land (WoL), van 40 tot 99 GW voor wind op zee (WoZ) en van 107 tot 180 GW voor zon-PV (op land). Als tevens het potentieel zon-PV op zee wordt meegenomen dan bedraagt het totale, maximale vermogen voor zon-PV zelfs 370 GW (Berenschot en Kalavasta, 2020). Deze schattingen/aannames zijn afhankelijk van een combinatie van (onzekere) factoren, zoals de schattingen/aannames over de beschikbare ruimte (op land/zee) en het maatschappelijke draagvlak voor de betreffende technologieën, maar ook van technische factoren zoals het toekomstige vermogen van een windturbine en het aantal turbines per eenheid ruimte ('*wind power density*', zie Taminiau en Van der Zwaan, 2022).

### 3.2.2 Maximale potentiëlen stroomopwek uit zon en wind

Naast de maximale potentiëlen van het opgesteld vermogen hangen de maximale potentiëlen van de jaarlijkse elektriciteitsproductie uit zon en wind in de periode 2030-2050 af van de hoogte en ontwikkeling van het aantal vollasturen per jaar, i.e. de gemiddelde capaciteitsfactor per opwektechnologie in het betreffende jaar. Het aantal vollasturen voor zon en wind hangt primair af van het aantal uren per jaar waarop – en de kracht waarmee – de zon schijnt en de wind waait (en daarmee van de locatie en oriëntatierichting van de betreffende opwektechnologie). Daarom is in Nederland het aantal vollasturen voor zon relatief gemiddeld laag (800-1000 uren per jaar) en voor wind op zee relatief het hoogst (3500-5500 uur).

Het aantal vollasturen hangt echter tevens af van technologische ontwikkelingen, zoals schaalvergroting (met name grotere, hogere windturbines) en andere efficiencyverbeteringen (bijvoorbeeld, introductie van roterende zonnepanelen of verbeterde materialen met een hoger conversierendement). Daarnaast hangt het aantal vollasturen voor windenergie af van de zogenaamde '*wind power density*', i.e. het geïnstalleerde windvermogen per km<sup>2</sup> (Taminiau en Van der Zwaan, 2022): naarmate deze capaciteitsdichtheid toeneemt (afneemt), neemt de capaciteitsfactor – i.e., het aantal vollasturen per jaar – af (toe).

Tenslotte hangt het aantal (netto) vollasturen ook af van de penetratiegraad van zon en wind in het elektriciteitssysteem – uitgedrukt als percentage van de totale binnenlandse elektriciteitsproductie – alsmede van de mate van flexibiliteit waarover het systeem daadwerkelijk kan beschikken. Naarmate de penetratiegraad van zon en wind stijgt, neemt zowel het aantal uren waarin er sprake is van een overschot aan elektriciteitsproductie – i.e., meer binnenlands aanbod dan vraag – alsmede de omvang van deze overschotten significant toe (vooral als het aandeel zon en wind in de totale stroomproductie 40-60% of meer bedraagt). Als deze overschotten niet volledig opgevangen kunnen worden door de

hoeveelheid beschikbare flexibiliteit – in casu: opslag, vraagrespons en/of export van elektriciteit – dan resteert slechts de productiebeperking van zon/wind ('curtailment'). Naarmate deze beperking relatief toeneemt, daalt navenant het aantal vollasturen voor de betreffende opwektechnologie.

Het middelste deel van 7BTabel 3.1 presenteert enkele (eenduidige) waarden voor het aantal vollasturen van zon en wind in de jaren 2030-2050, exclusief eventuele productiebeperkingen, ontleend aan Sijm et. al (2024).<sup>11</sup> Deze tabel laat zien dat het aantal vollasturen voor wind op zee en zon-PV in de periode 2030-2050 constant wordt verondersteld op een gemiddeld niveau van, respectievelijk, circa 4750 en 1070 uur per jaar.<sup>12</sup> Als gevolg van verwachte efficiencyverbeteringen wordt echter aangenomen dat, per saldo, het aantal vollasturen voor wind op land zal stijgen van ongeveer 2750 uur in 2030-2040 tot circa 3000 in 2050.

Vermenigvuldiging van de schattingen/aannames van de maximale potentiële aan opgesteld vermogen met het betreffende aantal vollasturen resulteert in schattingen/aannames van de maximale potentiële qua elektriciteitsproductie van de betreffende opwektechnologieën in de betreffende jaren (zie onderste deel van 7BTabel 3.1). Daaruit blijkt, onder andere, dat de geschatte, maximale potentiële voor de opwekking van elektriciteit in 2050 door de bank genomen het hoogste zijn voor wind op zee (circa 190-360 TWh), gevolgd door zon-PV (110-190 TWh en, eventueel, additioneel 200 TWh op zee) en, tenslotte, wind op land 23-48 TWh.<sup>13</sup> In totaal varieert het productiepotentieel van elektriciteit uit zon en wind in 2050 – afhankelijk van de onderliggende aannames, e.d. – tussen ongeveer 320 en 600 TWh, exclusief zon op zee. Als het geschatte potentieel voor zon op zee wordt meegenomen dan bedraagt de maximale elektriciteitsproductie uit zon en wind in 2050 zelfs circa 800 TWh.

Een eerste, ruwe vergelijking van het potentiële aanbod van elektriciteit uit zon en wind versus de verwachte, binnenlandse vraag naar elektriciteit in diverse, recente scenariostudies wijst uit dat, in ieder geval in 2050 en zelfs zonder de eventuele stroomopwekking uit zon op zee, dit aanbod doorgaans aanzienlijk hoger is dan deze vraag.<sup>14</sup> Oftewel, omgekeerd zou hieruit de (voorzichtige) conclusie getrokken kunnen worden dat, in ieder geval in 2050, de verwachte, binnenlandse vraag naar elektriciteit in Nederland in potentie volledig gedekt zou kunnen worden door het binnenlandse aanbod van elektriciteit uit louter zon en wind.

<sup>11</sup> Zoals gezegd is het aantal vollasturen van zon en wind afhankelijk van diverse factoren/aannames en verschilt dit aantal per bron. Diverse bronnen vermelden echter weliswaar de maximale potentiële opgesteld vermogen voor zon en wind, maar veelal niet (expliciet) het aantal vollasturen, de productiepotentiële en/of de productiebeperking ('curtailment') van zon en wind. Mede om **Tabel 3.1** niet nodeloos gecompliceerder te maken is derhalve gekozen om slechts enkele (eenduidige) waarden voor het aantal vollasturen van zon en wind in deze tabel op te nemen, gebaseerd op een eenduidige bron (i.e., Sijm et al., 2024).

<sup>12</sup> Voor wind op zee en zon-PV wordt aangenomen dat eventuele toenames in het aantal vollasturen door schaalvergroting of andere efficiencyverbeteringen worden gecompenseerd door navenante afnames in het aantal vollasturen als gevolg van minder gunstige locaties voor zon en wind.

<sup>13</sup> Uit schattingen van Taminau en Van der Zwaan (2022) blijkt dat, afhankelijk van de veronderstelde 'wind power density' (uiteenlopend van 1 tot 8 MW/km<sup>2</sup>), de maximale productie van elektriciteit uit wind op zee varieert van 69 tot 409 TWh in het conservatieve scenario en van 113 tot 625 TWh in het optimistische scenario.

<sup>14</sup> Alleen in het recente TNO-scenario TRANSFORM – met een totale binnenlandse vraag naar elektriciteit van 552 TWh en een additionele, netto buitenlandse vraag (export) van 77 TWh – is de totale nationale vraag naar elektriciteit groter dan de schatting van het veronderstelde, maximale aanbodpotentieel uit zon en wind (exclusief zon op zee).

**Tabel 3.1:** Schattingen/aannames van maximale potentiëlen van elektriciteitsopwekking uit zon en wind, 2030-2050

	Zon-PV	Wind op land (WoL)	Wind op zee (WoZ)	Totaal
Maximum opgesteld vermogen (GW)				
2030	30-41 <sup>a</sup>	7,8-7,8 <sup>a</sup>	11,5-14,5 <sup>a</sup>	49-63
2040	63-78 <sup>a</sup>	7,8-10 <sup>a</sup>	36-45 <sup>a</sup>	106-133
2050	107-132 <sup>a</sup>	7,8-12 <sup>a</sup>	40-70 <sup>a</sup>	154-214
	180-370 <sup>b</sup>	8-16 <sup>c</sup>	72-75 <sup>d</sup>	260-463
			59-99 <sup>e</sup>	
Vollasturen (#) <sup>f</sup>				
2030	1070	2750	4750	
2040	1070	2750	4750	
2050 <sup>g</sup>	1070	3000	4750	
Maximum elektriciteitsproductie (TWh) <sup>h</sup>				
2030	32-44	21-21	55-69	108-134
2040	67-83	21-28	171-214	260-325
2050	114-141	23-36	190-333	328-510
	193-396	24-48	342-356	559-800
			280-475 <sup>i</sup>	

- a) Het eerste getal verwijst naar de recente update van het TNO-scenario ADAPT en het tweede getal naar het alternatieve scenario TRANSFORM (Scheepers et al., 2022).
- b) Het eerste getal verwijst louter naar zon-PV op land terwijl het tweede getal tevens de maximale capaciteit van zon-PV op zee omvat (Berenschot en Kalavasta, 2020, gebaseerd op het Solar Trendrapport 2018). Turkenburg (2022) gaat uit van een maximaal zon-PV potentieel (op land) van 125 GW in 2050.
- c) Het eerste getal is ontleend aan Turkenburg (2022) en het tweede getal aan zowel CE Delft (2017) als Berenschot en Kalavasta (2020).
- d) Het eerste getal is ontleend aan zowel DNV GL (2020) als Berenschot en Kalavasta (2020); het tweede getal komt van Turkenburg (2022).
- e) Beide getallen zijn afkomstig van Taminiau en Van der Zwaan (2022). Het eerste getal betreft een conservatief scenario (over de beschikbare ruimte voor wind op het Nederlandse deel van de Noordzee) en het tweede getal een meer optimistisch scenario, in beide gevallen gebaseerd op een veronderstelde 'wind power density' van 4 MW/km<sup>2</sup>. Afhankelijk van de veronderstelde 'wind power density' – uiteenlopend van 1 tot 8 MW/km<sup>2</sup> – varieert het maximum opgestelde vermogen echter van 15 tot 119 GW in het conservatieve scenario en van 25 tot 198 GW in het optimistische scenario (Taminiau en Van der Zwaan, 2022).
- f) Schattingen/aannames voor vollasturen (exclusief curtailment) zijn ontleend aan Sijm et al. (2024).
- g) Ter vergelijking: In het TNO-scenario TRANSFORM is het aantal vollasturen in 2050 (inclusief curtailment, bij een penetratiegraad van ongeveer 90% voor zon en wind in de totale elektriciteitsproductie) circa 5500 uur voor WoZ, 4700 uur voor WoL en 910 voor zon-PV (Scheepers et al., 2022). Turkenburg daarentegen gaat voor 2050 uit van veel lagere vollasturen voor zon en wind (exclusief curtailment), i.e. gemiddeld 4400 voor WoZ, 2500 voor WoL en 800 voor zon-PV. In Taminiau en Van der Zwaan (2022) hangt het aantal vollasturen voor WoZ in 2050 af van de 'wind power density' (i.e., het geïnstalleerd windvermogen per km<sup>2</sup>) en varieert tussen circa 3200 en 4600 uur.
- h) Schattingen van het maximaal potentieel aan elektriciteitsproductie zijn gebaseerd op het vermenigvuldigen van de schattingen/aannames voor het maximum opgesteld vermogen (zie bovenste deel van de tabel) met de (standaard) aannames van het aantal vollasturen van de betreffende opwektechnologie in het betreffende jaar (zie middelste deel van de tabel).
- i) Deze getallen zijn gebaseerd op de (standaard) aanname van 4750 vollasturen voor WoZ. In Taminiau en Van der Zwaan (2022) zijn de (berekende) vollasturen van WoZ bij een 'power density' van 4 MW/km<sup>2</sup> daarentegen aanzienlijk lager (i.e., ongeveer 3950 uur) en derhalve is ook de maximale

elektriciteitsproductie navenant lager (i.e., circa 240 TWh in het conservatieve scenario en ongeveer 380 TWh in het optimistische scenario). Afhankelijk van de veronderstelde ‘wind power density’ – uiteenlopend van 1 tot 8 MW/km<sup>2</sup> – varieert de maximale elektriciteitsproductie in 2050 echter van 69 tot 409 TWh in het conservatieve scenario en van 113 tot 625 TWh in het optimistische scenario (Taminiau en Van der Zwaan, 2022).

Bij de bovenstaande ‘voorzichtige conclusie’ kunnen echter enkele ‘kanttekeningen’ worden geplaatst, hoewel de term ‘kanttekeningen’ in dit verband een eufemisme betreft en er beter gesproken kan worden van ‘serieuze uitdagingen’. Kort samengevat betreffen de belangrijkste uitdagingen de volgende vier issues:

1. De praktische uitvoering en realisatie van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem;
2. De betrouwbaarheid en betaalbaarheid van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem;
3. Het verdienmodel van zon, wind en andere opties;
4. Vraag en aanbod van gegarandeerd regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen.

In de onderstaande paragrafen zullen deze uitdagingen nader worden toegelicht en uitgewerkt.

### 3.3 De praktische uitvoering en realisatie van een duurzaam elektriciteitssysteem

De eerste uitdaging betreft de uitvoering en realisatie van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem dat louter of grotendeels is gebaseerd op zon en wind, zelfs als maar een deel van het maximale potentieel aan zon en wind nodig is om in (het grootste deel van) de vraag naar elektriciteit te voorzien. Daarbij gaat het in de komende jaren en decennia in de eerste plaats om de productie, aanleg en onderhoud van duizenden km<sup>2</sup> aan zonnepanelen alsmede om de productie, aanleg en onderhoud van (tien)duizenden windturbines, inclusief funderingen, in het bijzonder op zee (veelal ver verwijderd van de Nederlandse kust). Daarnaast moeten de bestaande transmissie- en distributienetwerken van elektriciteit – die op dit moment al allerlei ernstige verschijnselen van congestie vertonen – in de komende jaren en decennia fors worden verzaagd en uitgebreid (in het bijzonder op de Noordzee) teneinde in de groeiende (piek)vraag naar elektriciteit en/of het snelgroeiende (piek)aanbod van zon en wind te voorzien, zelfs als een (aanzienlijk) deel van dit aanbod wordt opgevangen door lokale opslag, vraagresponsof productiebeperking (‘curtailment’).

De bovengenoemde uitvoering en realisatie van een duurzaam elektriciteitssysteem vergt niet alleen de nodige (tientallen miljarden) kapitaalsinvesteringen maar bovenal de tijdige beschikbaarheid van de benodigde (kritische) materialen en grondstoffen alsmede van voldoende, geschoold en ervaren personeel voor de productie, aanleg en onderhoud van zonnepanelen, windturbines, netwerken en andere, infrastructurele voorzieningen. Daarnaast vereist het de nodige, tijdige ruimtelijke planning, de tijdige en voortvarende uitvoering van tender-, vergunnings- en bezwaarprocedures, en – last but not least – de coördinatie en regie van de betreffende beleidsmakers in het algemeen en van de centrale overheid in het bijzonder om eventuele knelpunten en vertragingen te voorkomen of tijdig op te lossen.

## 3.4 De betrouwbaarheid en betaalbaarheid van een duurzaam elektriciteitssysteem

Bij de transitie naar een klimaatneutraal elektriciteitssysteem gaat het niet alleen om de duurzaamheid ('decarbonisatie') van het systeem maar ook om het veiligstellen van de betrouwbaarheid ('leveringszekerheid') en de betaalbaarheid ('kosten') van het systeem. De uitdaging voor het elektriciteitssysteem ligt niet zozeer in het bereiken van één of twee van deze beleidsdoelstellingen maar in het simultaan voldoen aan alle drie centrale criteria voor het beoordelen van de prestaties van het elektriciteitssysteem (duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar).

De betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem betreft niet zozeer de vraag of op geaggregeerd niveau – bijvoorbeeld voor een land of regio over het jaar als geheel – de vraag naar elektriciteit voorzien kan worden door het aanbod van elektriciteit (uit zon en wind) maar primair of de match tussen vraag en aanbod van elektriciteit bewerkstelligd kan worden op alle locaties gedurende alle momenten van het jaar (variërend van milliseconden tot seizoenen in uiteenlopende weersomstandigheden en – jaren). Het belangrijkste kenmerk van elektriciteit uit zon en wind is echter dat het aanbod hiervan weersafhankelijk, i.e. variabel is ('intermittent'). Dit betekent enerzijds dat in (een groot aantal) uren – of andere momenten van het jaar – waarin de zon niet of nauwelijks schijnt en de wind niet of nauwelijks waait er geen of nauwelijks aanbod is van elektriciteit uit zon en wind. Anderzijds zijn er (veel) uren met veel zon/wind, resulterend in (grote) overschotten aan elektriciteit, in het bijzonder als het aandeel zon en wind in de totale binnenlandse stroomopwekking hoog is en, meer specifiek, het totale opgesteld vermogen van zon en wind vele malen groter is dan de momentane (piek)vraag naar elektriciteit.

In beginsel kan het bovenstaande vraagstuk worden opgelost door tijdens uren met (veel) zon en wind (meer dan) voldoende elektriciteit te produceren voor, bijvoorbeeld, de hele dag of zelfs het hele jaar en vervolgens het overschot per uur (of dag) op te slaan, hetzij direct (als elektriciteit) hetzij indirect (als groene waterstof) om dit tenslotte weer te gebruiken om elektriciteit aan te kunnen bieden tijdens uren met een tekort aan elektriciteit uit zon en wind, hetzij uit de directe opslag van elektriciteit hetzij door de productie van elektriciteit uit groene waterstof.

Het probleem is echter dat bovenstaande oplossing vrij kostbaar – en daarmee minder betaalbaar – is vanwege de hoge kapitaalsinvesteringen in de vereiste (grote) vermogens qua opslag, elektrolyse en elektriciteitsopwekking uit waterstof alsmede de grote opslag- en conversieverliezen waarmee een en ander gepaard gaat. Zoals gezegd gaat het bovenal om het realiseren van een elektriciteitssysteem dat simultaan zowel duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar is, i.e. inclusief een juiste, optimale mix van regelbare, CO<sub>2</sub>-vrije opwekopties – naast zon en wind – alsmede andere vormen van flexibiliteit.

## 3.5 Het verdienmodel van zon, wind en andere opties

Een andere, derde uitdaging van een elektriciteitssysteem dat louter of grotendeels gebaseerd is op de stroomopwekking uit zon en wind betreft het verdienmodel van deze variabele productietechnologieën alsmede van eventueel andere, aanvullende opties voor het bewerkstelligen van zowel een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar elektriciteitssysteem. Aan de ene kant zijn de investeringskosten van zon en wind door R&D en capaciteits-

uitbreidingen ('learning') de afgelopen decennia door de bank genomen boven verwachting fors gedaald en zou deze kostendaling zich mogelijk – zij het wellicht minder fors – kunnen voortzetten in de komende decennia. Er zijn echter ook tegengeluiden die beweren dat door de groeiende schaarste aan (kritische) materialen, grondstoffen en personeel de kosten voor de productie, aanleg en onderhoud van zonnepanelen en windturbines gaan stijgen op korte en (middel)lange termijn, zoals nu al deels het geval is.

Aan de andere kant hebben de opbrengstprijzen van zon en wind de neiging om te gaan dalen, in het bijzonder als het aandeel van zon en wind in de totale elektriciteitsproductie significant toeneemt. Dit staat bekend als het zogenaamde '*kannibalisatie-effect*' (i.e., zon en wind hebben de neiging om hun opbrengstprijzen 'op te eten' naarmate hun aandeel in de totale elektriciteitsproductie groter wordt). Hoe groter het opgestelde vermogen zon en wind, hoe groter het aantal uren met een aanzienlijk (over)aanbod van groene stroom. In die uren daalt, binnen het huidige energiemarktmodel, de prijs voor alle stroom die op dat moment wordt geproduceerd naar (zeer) lage waarden – bijvoorbeeld richting de marginale (operationele) kosten van zon en wind, i.e. nagenoeg nul – of zelfs naar negatieve waarden, bijvoorbeeld als zon en wind operationele subsidies ontvangen – i.e., per eenheid opgewekte elektriciteit – en/of als er sprake is van zogenaamde 'must-run' stroomopwekking door warmte-krachtkoppeling (WKK) of andere, niet-flexibele installaties (Sijm et al., 2020 en 2022; Turkenburg, 2022).<sup>15</sup>

Bovenstaand kannibalisme-effect roept allerlei aanverwante vragen op zoals: Is er in de toekomst (2030-2050) een commercieel, markt bepaald verdienmodel voor zon en wind ('merchant-based business case'), met name als het aandeel van zon en wind in de totale binnenlandse stroomproductie (zeer) hoog is? Zo ja, wat is dan de (optimale) mix voor het opgestelde vermogen van zon en wind, en wat is dan het (optimale) aandeel van zon en wind in de totale binnenlandse elektriciteitsopwekking? Zo nee – i.e., als de opbrengsten van zon en wind te laag of te onzeker zijn of als het resulterende aandeel van groene stroom in de totale binnenlandse opwekking te laag wordt bevonden – wat zijn dat gepaste vormen van beleidsondersteuning en/of aanpassingen in het huidige energiemarktmodel?

Recent onderzoek (Sijm et al., 2024) wijst uit dat er in de jaren 2030-2050, onder bepaalde voorwaarden, wel degelijk een commercieel, markt bepaald verdienmodel voor zon en wind bestaat, zelfs als het aandeel van groene stroom in de totale binnenlandse elektriciteitsproductie zeer hoog wordt (80-90% of meer). De twee belangrijkste voorwaarden zijn (i) dat er op jaarbasis sprake is van een zeker evenwicht tussen de totale vraag naar elektriciteit en het aanbod van elektriciteit uit zon en wind, i.e. geen al te grote overinvesteringen ('overdimensionering') in het vermogen van zon en wind die leiden tot (extreem) lage opbrengstprijzen en/of forse productiebeperkingen (curtailment) tijdens een groot aantal uren van het jaar, en (ii) dat er op uurbasis sprake is van het bewerkstelligen ('ontsluiten') van voldoende flexibiliteit – in het bijzonder van vraagrespons – teneinde uren met een groot overschot aan elektriciteit uit zon en wind (voor een aanzienlijk deel) te kunnen matchen met uren met een (groot) tekort aan groene stroom.<sup>16</sup>

<sup>15</sup> Tot op zekere hoogte kan het kannibalisme-effect worden gereduceerd door de productiebeperking van zon en wind (curtailment), in het bijzonder tijdens uren met grote overschotten aan groene stroom, maar productiebeperking an sich heeft (ook) een negatief effect op het verdienmodel van zon en wind, zodat er sprake is van een afweging tussen deze twee effecten teneinde te komen tot een optimale, totale opbrengst van groene stroom.

<sup>16</sup> Eerder onderzoek (Sijm et al., 2020 en 2022) wijst uit dat als er sprake is van (aanzienlijke) overinvesteringen in het vermogen van zon en wind – ten opzichte van de totale jaarlijkse vraag naar elektriciteit – dit leidt tot een groot aantal uren met (extreem) lage opbrengstprijzen voor groene stroom en/of omvangrijke productiebeperkingen en dat deze negatieve effecten voor het verdienmodel van zon en wind in een dergelijke situatie niet of onvoldoende gereduceerd kunnen worden door de inzet van flexibiliteit. Zie ook AFRY (2020).

Bovenstaande overwegingen aangaande het verdienmodel van zon en wind gelden, met de nodige aanpassingen, ook voor het verdienmodel van andere aanbodopties, zoals regelbaar opwekvermogen. Als er, bijvoorbeeld, sprake is van gebrek aan flexibiliteit of van overinvesteringen in zon en wind, dan kan dit leiden tot (te) lage opbrengstprijzen voor bepaalde, regelbare opwekopties (met name basislast- en mid-merit-order-opties). Daarnaast kan het verdienmodel van deze opties ook negatief worden beïnvloed door een (te) laag aantal vollasturen of een te grote onzekerheid (risico) over toekomstige opbrengstprijzen.

## 3.6 Vraag en aanbod van gegarandeerd regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen

### 3.6.1 Inleiding

Nederland streeft, zoals gezegd, naar een klimaatneutraal energiesysteem. Voor het Nederlandse elektriciteitssysteem betekent dat met name:

- Een *groter* aandeel van elektriciteit in het totale energiegebruik, zelfs tot 60% - of meer - in 2050, vooral door de verdergaande elektrificatie van het energiesysteem in het algemeen en de verdergaande penetratie van de zogenaamde 'power2X' technologieën in het bijzonder (zoals power2heat, power2gas, etc.);
- Een *groter* aandeel van variabele duurzame energiebronnen, met name zon en wind, zelfs tot 90% - of meer - van de totale binnenlandse elektriciteitsopwekking in 2050;
- Een *kleiner* aandeel van zogenaamd 'gegarandeerd regelbaar opwekvermogen' ('*firm dispatchable power generation capacity*'), in het bijzonder van fossiel-gestookte (gas) centrales, zelfs tot een paar procent - of minder - van de (piek)vraag naar elektriciteit in 2050, waarbij '*gegarandeerd regelbaar vermogen*' wordt gedefinieerd als 'zeker' of 'betrouwbaar' vermogen onder diverse onzekere elektriciteitsvraag- en -aanbodcondities, met inbegrip van jaarlijks variërende weersomstandigheden.

Als gevolg van deze drie trends wordt het Nederlandse elektriciteitssysteem in de periode 2030-2050 gekenmerkt door een snelgroeiende, voortdurend groter wordende behoefte aan flexibiliteit in het algemeen en aan gegarandeerd regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij (opwek)vermogen in het bijzonder.

Recentelijk hebben diverse studies zich gericht op het onderzoeken van met name het aanbod en de beperkingen (knelpunten, barrières, e.d.) van mogelijke opties voor 'regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen', inclusief zowel opwekvermogen als andere vormen van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen zoals opslag of vraagrespons (zie Aurora, 2021; CE Delft, 2020 en 2022, DNV GL, 2018; De Wildt et al., 2022; Turkenburg, 2022; Uitvoeringsoverleg Elektriciteit, 2022a en 2022b; en TenneT, 2022 en 2023). De meeste studies houden zich echter niet, nauwelijks of veel minder bezig met het kwantificeren en analyseren van de vraag naar regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij (opwek)vermogen in de periode 2030-2050.

Meer specifiek, hoewel elk van de bovengenoemde studies de nodige inzichten, kennis of andere, nuttige informatie verschaft, worden ze veelal gekenmerkt door één of meer van de volgende tekortkomingen:<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Een goede uitzondering betreft de recente, uitstekende Adequacy Outlook van TenneT (2023).



- Ze zijn vaak gericht op een enkelvoudige categorie van regelbaar vermogen, met name flexibele stroomopwekking, terwijl aan andere relevante, concurrerende categorieën – zoals vraagrespons, handel of opslag – nauwelijks of geen aandacht wordt besteed;
- Ze gebruiken vaak simpele of beperkte kwantitatieve beoordelingstechnieken in plaats van een integrale, geoptimaliseerde modelbenadering, inclusief elektriciteitshandel met omliggende landen;
- Ze beoordelen vaak niet of nauwelijks in welke mate het geïdentificeerde regelbaar vermogen ook voldoende *zeker* is, i.e. voldoende *betrouwbaar* of zelfs *gegarandeerd* ('*firm*') onder een verscheidenheid van verschillende vraag- en aanbodcondities, inclusief periodes van andere, wisselende weersomstandigheden, bijvoorbeeld een wat langere periode met weinig of geen zon en wind ('*dunkelflaute*');
- Ze gaan vaak niet of nauwelijks in op de beleidsimplicaties van de betreffende studie zoals, bijvoorbeeld, wat zijn de belangrijkste knelpunten of uitdagingen teneinde het benodigde potentieel aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen te realiseren, of wat zijn de belangrijkste beleidsalternatieven om deze knelpunten of uitdagingen aan te pakken (inclusief mogelijke ondersteuningsmaatregelen – zoals operationele of investeringssubsidies – teneinde voldoende regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen te bewerkstelligen);
- Ze zijn vaak gericht op een enkelvoudig jaar op de korte of middellange termijn (bijvoorbeeld 2030 of 2035) maar beschouwen zelden of nooit de lange termijn periode 2030-2050 als geheel.

Kortom, er is behoefte aan nader (kwantitatief, geïntegreerd) onderzoek naar vraag en aanbod van gegarandeerd regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij (opwek)vermogen in Nederland gedurende de periode 2030-2050 onder diverse, wisselende omstandigheden en het benodigde beleid om dat te ondersteunen.

### 3.6.2 De behoefte aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen

De behoefte aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen hangt enerzijds af van de vraag naar flexibiliteit van het elektriciteitssysteem in het algemeen en anderzijds van de mate waarin aan deze vraag wordt voorzien door andere, alternatieve flexiopties zoals handel, opslag en vraagrespons (zie hoofdstuk 3 – over flexibiliteit – voor een nadere beschouwing over deze issues).

In 2018 heeft DNV GL een eerste, ruwe kwantitatieve analyse uitgevoerd naar de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen in Nederland in 2030.<sup>18</sup> Deze analyse is uitgevoerd voor de twee scenario's zoals geschetst in het Voorstel voor Hoofdpijnen van het Klimaatakkoord (Klimaatberaad, 2018):

- *Basispakket 49%*: i.e., 49% broeikasgasreductie in 2030 (ten opzichte van 1990), uitgaande van een elektriciteitsvraag van 131 TWh in 2030 en een variabel aanbod van 63 TWh wind en 23 TWh zon;
- *Basispakket 49% plus extra elektrificatie*: i.e., 49% broeikasgasreductie in 2030, uitgaande van een elektriciteitsvraag van 160 TWh in 2030 en een variabel aanbod van 80 TWh wind en 25 TWh zon.

Beide scenario's zijn geanalyseerd binnen twee verschillende contexten: (i) '*Nederland geïsoleerd*' (i.e., geen elektriciteitshandel met omliggende landen), en (ii) '*Nederland in de Europese context*' (i.e., wél elektriciteitshandel met omliggende landen).

<sup>18</sup> Deze analyse is uitgevoerd met het PLEXOS model van DNV GL, i.e. een simulatiemodel van de Europese elektriciteitsmarkt. Voor een korte beschrijving van dit model, zie bijlage A van DNV GL (2018).

Conform het Voorstel voor Hoofdpijnen van het Klimaatakkoord impliceert een reductiedoelstelling van 49% voor de elektriciteitssector een emissieplafond van 12,2 MtCO<sub>2</sub> in 2030 (Klimaatberaad, 2018). Om dit plafond niet te overschrijden is er in de context ‘Nederland geïsoleerd’ behoefte aan elektriciteit uit CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen ter grootte van 26-37 TWh in 2030 (waarbij het eerste getal, 26 TWh, verwijst naar het scenario ‘Basispakket 49%’ en het tweede getal, 37 TWh, naar het scenario ‘Basispakket 49% plus extra elektrificatie’). Daarvan is 7 TWh afkomstig van bestaand vermogen (nucleair en biogrondstoffen) waardoor er een additionele behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekking resteert van 19-30 TWh in 2030. In capaciteitstermen komen laatstgenoemde energievolumes overeen met een additionele, CO<sub>2</sub>-vrije vermogensbehoefte van 4,5-7 GW, naast een bestaand vermogen van 0,5 GW nucleair (de Borssele kerncentrale) en 0,6 GW biogrondstoffen, inclusief bestaande afvalverbrandingsinstallaties (DNV GL, 2018).

In het geval van ‘Nederland in de Europe context’ wordt de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekking van elektriciteit geschat op 72-84 TWh in 2030, waarvan 65-77 TWh additionele opwekking (naast 7 TWh afkomstig van bestaand vermogen). In capaciteitstermen komt deze extra opwekking overeen met een behoefte aan additioneel CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen van 13-16 GW in 2030 (DNV GL, 2018). De reden dat de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare capaciteit/opwekking in 2030 aanzienlijk hoger is in het geval ‘Nederland in de Europese context’ dan in ‘Nederland geïsoleerd’ ligt besloten in het gegeven dat Nederland in de Europese context in 2030 een netto exporteur van elektriciteit is en dat CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen de exporterende rol van gascentrales moet overnemen om onder het emissieplafond van 12,2 MtCO<sub>2</sub> voor de elektriciteitssector te blijven.

In 2022 heeft TNO in het kader van een verkenning naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in Nederland in 2040 een beknopte, eenvoudige analyse uitgevoerd naar de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen (zie met name Sectie 5.1 van De Wildt et al., 2022). Deze analyse is uitgevoerd voor de eerste versie van de scenario’s ADAPT en TRANSFORM voor de zichtjaren 2030 en 2040 – zie Scheepers et al. (2020) – met behulp van zogenaamde belastingduurcurves van de uurlijkse vraag naar regelbaar opwekvermogen, geordend van hoog (linksboven van de curve) naar laag (rechtsonder).<sup>19</sup> Deze vraag naar regelbaar opwekvermogen is afgeleid van de uurlijkse restvraag – i.e., de vraag naar elektriciteit minus het variabele aanbod van elektriciteit uit zon en wind – met inbegrip van de veranderingen in de vraag naar elektriciteit door andere, alternatieve flexopties (met name handel, opslag en vraagrespons).

In de figuurlijke weergave van de bovengenoemde analyse is het effect van de toename van de opwekking uit zon en wind in combinatie met de andere, alternatieve flexopties goed zichtbaar in het verschil tussen 2030 en 2040 qua behoefte aan regelbaar opwekvermogen. Deze toename zorgt ervoor dat de vraag naar regelbaar vermogen in steeds meer uren richting nul gaat: in beide scenario’s bedraagt dit aantal nog circa 5500 uur in 2030 maar in 2040 is het al afgenomen tot minder dan 3000 uur (De Wildt et al., 2022).

In een steeds kleiner aantal uren blijft er echter behoefte aan regelbaar opwekvermogen. De piekvraag naar dit vermogen neemt van 2030 naar 2040 zelfs licht toe van 21-22 GW naar 24-26 GW. Een aanzienlijk deel van deze piekvraag (vanaf circa 15 GW) doet zich echter voor in een zeer beperkt aantal uren per jaar, i.e. minder dan 300 uur (De Wildt et al., 2022).

<sup>19</sup> In 2022 zijn de scenario’s ADAPT en TRANSFORM geüpdatet en tevens uitgevoerd voor 2050 (zie Scheepers et al., 2022; zie tevens secties 2.1 en 3.2. van onderhavig rapport).

Meer recentelijk hebben zowel CE Delft (2022) en Turkenburg (2022) een ruwe schatting uitgevoerd van de toekomstige behoefte aan regelbaar opwekvermogen in Nederland. CE Delft schat deze behoefte in op circa 23 GW in 2030 en 25 GW in 2035 (tegen ongeveer 20 GW in 2022).<sup>20</sup> Turkenburg (2022), tenslotte, komt op basis van enkele aannames met betrekking tot de jaarlijkse vraag naar elektriciteit en de piek in het gevraagde vermogen (exclusief vraagresponso) tot een noodzakelijk op te stellen opwekvermogen – inclusief 15% reserve- en regelvermogen – van 52 GW in 2050 (tegen 21 GW omstreeks 2022).

### 3.6.3 Aanbod van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen

De belangrijkste aanbodopties om te voorzien in de behoefte aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen zijn:

1. Fossiel gestookte centrales met CCS (zowel bestaande als nieuwe centrales);
2. Bio-energiecentrales, al dan niet met CCS (zowel nieuwbouw als ombouw van bestaande kolencentrales);
3. Centrales – inclusief industriële WKK installaties – met klimaatneutraal gas (groene of blauwe waterstof, biogas; zowel nieuwbouw als ombouw van bestaande, fossiele gascentrales);
4. Brandstofcellen (decentraal) met waterstof;
5. Kernenergie, inclusief ‘Small Modular Reactors’ (SMRs).

Bovenstaande opties worden hieronder nader besproken.<sup>21</sup> Daarbij zal wat het aantal draai- of vollasturen een onderscheid worden gemaakt in drie categorieën: pieklast (<1000 uur), middenlast (1000-4500 uur) en basislast (>4500 uur).

#### 3.6.3.1 Fossiel gestookte centrales met CCS (zowel bestaande als nieuwe centrales)

Fossiel gestookte centrales, zowel kolen- als gasgestookte centrales, kunnen in beginsel van CO<sub>2</sub>-afvang worden voorzien en daarna fungeren als basis-, midden- of pieklastcentrales, afhankelijk van de relatieve (vaste) investeringskosten en (variabele) brandstofprijzen. Aangezien de doorlooptijden voor de realisatie van CCS-investeringen doorgaans relatief beperkt zijn (5-6 jaar) zouden de eerste kolen- of gascentrales met CCS tegen 2030 actief kunnen zijn (Uitvoeringsoverleg Elektriciteit, 2022b).

De CO<sub>2</sub>-afvangefficiëntie van fossiele centrales met CCS is doorgaans 80-95% (Aurora, 2021). Kortom, zelfs de beste eenheden zijn niet volledig klimaatneutraal. Daarnaast zijn de CCS-investerings- en variabele kosten veelal hoger naarmate de CO<sub>2</sub>-afvangefficiëntie hoger is, waardoor het lastiger en onzekerder wordt om de betreffende eenheden rendabel te draaien, met name als het pieklastcentrales betreft. In tegenstelling tot industriële productieprocessen komen elektriciteitscentrales onder de huidige SDE++-regeling niet in aanmerking voor subsidiëring van CCS. Daarentegen komen de bestaande gascentrales (volgens het coalitieakkoord van de huidige regering) wél in aanmerking voor subsidiëring van ombouw naar CO<sub>2</sub>-vrije gassen – zie hieronder – waardoor het veelal meer aantrekkelijk is om de bestaande fossiele gascentrales om te bouwen naar duurzame gascentrales dan te voorzien van CCS. Daarnaast is het economisch doorgaans meer aantrekkelijk om CO<sub>2</sub> af te vangen bij

<sup>20</sup> De schatting van CE Delft is uitgevoerd met behulp van Powerflex, i.e. een simulatiemodel van de elektriciteitsmarkt in met name Nederland en Duitsland. Voor een korte beschrijving van dit model, zie Annex A van CE Delft (2022).

<sup>21</sup> De bespreking van deze opties is overwegend kwalitatief van karakter. Voor een nadere kwantificering van de belangrijkste parameters van deze opties (kosten, efficiëntie, levensduur, etc.) zie met name Aurora (2021) en CE Delft (2020 en 2022).

de productie van waterstof uit fossiele brandstoffen ('blauwe waterstof') waarbij CCS continu wordt ingezet en de geproduceerde waterstof wordt aangewend door duurzame gascentrales die flexibel als midden- of pieklast worden op- en afgeregeld.

Andere barrières voor fossiel gestookte centrales met CCS zijn het gebrek aan – en de kosten van – CO<sub>2</sub>-transport en opslagfaciliteiten en, meer in het algemeen, het gebrek aan maatschappelijk draagvlak voor CCS en voor fossiel gestookte stroomopwekking met CCS in het bijzonder.

### 3.6.3.2 Bio-energiecentrales, al dan niet met CCS (zowel ombouw van bestaande kolencentrales als nieuwbouw)

De vier bestaande kolencentrales in Nederland – met een gezamenlijke capaciteit van circa 4,5 GW – kunnen in beginsel omgebouwd worden tot 100% biomassacentrales. De voordelen van deze optie zijn: (i) de beschikking over een aanzienlijk regelbaar vermogen dat eventueel basis- of middenlast kan draaien, (ii) een reductie van CO<sub>2</sub>-emissies door de elektriciteitssector, (iii) relatief beperkte investeringskosten, en (iv) een relatief korte doorlooptijd voor de realisatie van de betreffende investering (vergunningen en ombouw). Bio-energiecentrales kunnen ook nieuw worden aangelegd maar dan zijn de betreffende investeringskosten (per eenheid vermogen) doorgaans aanzienlijk hoger en de doorlooptijd substantieel langer.

De primaire vraag is echter vooral hoeveel duurzame biograndstoffen er in de toekomst beschikbaar zijn voor Nederland (of de EU) als geheel en wat vervolgens de beste maatschappelijke toepassing of aanwending is (Strengers en Elzenga, 2020). Daaraan gerelateerd is de vraag betreffende het maatschappelijke of politiek draagvlak voor (het subsidiëren van) de inzet van schaarse, duurzame biograndstoffen voor de opwekking van elektriciteit waarvoor veelal relatief goedkope, CO<sub>2</sub>-vrije opties beschikbaar zijn terwijl de biograndstoffen ook aangewend kunnen worden voor andere, hoogwaardige toepassingen waarvan de CO<sub>2</sub>-emissies veel moeilijker of duurder kunnen worden gereduceerd (SER, 2020).

Doorgaans is het politieke of maatschappelijke draagvlak voor stroomopwekking met biograndstoffen beperkt aanwezig. Zo staat de EU nieuwe subsidies voor biograndstoffen ten behoeve van de productie van elektriciteit zonder CCS vanaf 2027 niet meer toe.<sup>22</sup> Daarnaast gaat de ombouw van kolen- naar biomassacentrales in tegen het advies van de Sociaal-Economische Raad (SER, 2020).

Bio-energiecentrales kunnen ook worden uitgerust met CCS (veelal aangeduid als BECCS). Het voordeel hiervan is dat het per saldo leidt tot negatieve emissies (zij het dat het exacte saldo van de emissies vaak nog onduidelijk is en veelal afhangt van de aard, oorsprong en locatie van de biograndstoffen). Dit is met name een voordeel bij het bewerkstelligen van een volledig klimaatneutrale samenleving waarin de broeikasgasemissies van andere activiteiten heel moeilijk of slechts tegen zeer hoge kosten zijn te reduceren (en derhalve eenvoudiger en goedkoper gecompenseerd kunnen worden door negatieve emissies elders).

Zoals aangegeven zijn duurzame biograndstoffen echter schaars en zouden derhalve, in lijn met het duurzaamheidskader biograndstoffen en EU-beleid, met name aangewend moeten worden voor zo hoogwaardig mogelijke maatschappelijk toepassingen, bijvoorbeeld als energiedrager of grondstof in industriële, chemische processen, eventueel met CCS,

<sup>22</sup> Afhankelijk van de elektriciteitsprijs is de ombouw van een kolentrale naar een biomassacentrale zonder subsidie waarschijnlijk niet rendabel (Frontier Economics, 2019).

resultierend in eveneens negatieve CO<sub>2</sub>-emissies. Daarnaast zijn de investerings- en operationele kosten van bio-energie met CCS hoger dan zonder CCS terwijl het honoreren van negatieve emissies – bijvoorbeeld in het huidige EU ETS – nog niet is geregeld. Tenslotte roept BECCS nog steeds de nodige vragen en discussies op betreffende het maatschappelijke en politieke draagvlak.

Bio-energiecentrales kunnen ook aangewend worden in combinatie met CCU, i.e. de afvang en het gebruik ('use') van koolstoffen, bijvoorbeeld voor de productie van hoogwaardige, synthetische brandstoffen. Het voordeel van deze optie is dat het resulteert in een hoogwaardige toepassing en (daarom) waarschijnlijk kan rekenen op een beter maatschappelijk en politiek draagvlak dan de eerdergenoemde BECCS-optie. Deze toepassing staat echter nog in de kinderschoenen en zal derhalve nog veel tijd, (investerings)subsidies e.d. vragen alvorens het zowel technisch als economisch een haalbare optie is.

### 3.6.3.3 Duurzame ('groene') gascentrales

Een derde categorie regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen betreft de zogenaamde groene of duurzame gascentrales. Dat zijn centrales – inclusief WKK-installaties – die elektriciteit opwekken uit groen (bio)gas of waterstof. Deze centrales kunnen worden gerealiseerd via zowel nieuwbouw van duurzame eenheden als ombouw van bestaande, fossiele gascentrales.

De productie van biogas – met name door middel van mestvergisting en afvalverwerking – dat kan worden opgewerkt tot groen gas is een bestaande, toegepaste technologie die in Nederland wordt ondersteund met behulp van de SDE++. In 2020 bedroeg de totale biogasproductie in Nederland circa 8 TWh, waarvan slecht een beperkt deel – ongeveer een vijfde – werd ingezet voor de kleinschalige opwekking van elektriciteit. Met een conversierendement van circa 50% resulteerde dit uiteindelijk in een stroomproductie van ongeveer 0,8 TWh in 2020 (Aurora, 2021).

Het voordeel van elektriciteitsopwekking uit biogas is dat het zowel deels als volledig kan worden toegepast in bestaande gascentrales veelal zonder significante, additionele investeringskosten. De variabele kosten van biogas zijn echter relatief hoog, terwijl het beschikbare, toekomstige potentieel aan biogas naar verwachting beperkt zal zijn, met name voor de opwekking van elektriciteit. Voor 2030 wordt het potentieel geschat op ongeveer 2 bcm oftewel 20 TWh aan Nederlandse biogasproductie (RVO, 2023; De Wildt et al., 2022).

Net als biogroenstoffen is ook het gebruik van groengas voor de productie van elektriciteit onderhevig aan maatschappelijke discussie. Daarnaast wordt in het Nederlandse Klimaatakkoord van 2019 gesteld dat groengas vooral gebruikt moet worden voor verwarming in de gebouwde omgeving (RVO, 2021; Aurora, 2021). De rol van groengas als regelbaar opwekvermogen zal derhalve naar verwachting bescheiden blijven, niet alleen in de periode tot 2030 maar ook in de jaren daarna.

Zoals gezegd kan naast groen gas ook *waterstof* worden ingezet als energiedrager voor de opwekking van elektriciteit door een regelbare, CO<sub>2</sub>-vrije gascentrale. Waterstof omvat in dit verband niet alleen blauwe of groene waterstof maar tevens synthetisch methaan ('E-methane') dat geproduceerd wordt uit waterstof (H<sub>2</sub>) en koolstofdioxide (CO<sub>2</sub>) en uiteindelijk dezelfde chemische structuur bevat als natuurlijk, fossiel gas (CH<sub>4</sub>) en het hierboven besproken biogas/groengas.<sup>23</sup>

<sup>23</sup> Een andere, afgeleide vorm van waterstof is ammoniak dat in beginsel ook als energiedrager kan worden ingezet in een gascentrale maar hier niet nader wordt beschouwd.

De voordelen van synthetisch methaan zijn dat het, net als biogas, zowel deels als volledig kan worden toegepast in bestaande gascentrales – zonder noemenswaardige, additionele investeringskosten – en dat het als bron van (seizoens)flexibiliteit en regelbaar, CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen kan worden opgeslagen en getransporteerd met behulp van de bestaande gasinfrastructuur (ook zonder significante aanpassingen of investeringskosten).

De belangrijkste barrière voor de inzet van synthetisch methaan is echter de reeks van conversieverliezen in het productieproces (elektriciteit > waterstof > methaan > elektriciteit), resulterend in een lage overall energie-efficiëntie en derhalve hoge variabele kosten per eenheid energie waardoor het nauwelijks of niet kan concurreren met andere, alternatieve energiedragers. Daarnaast is voor de productie van synthetisch methaan, zoals gezegd, zowel waterstof als CO<sub>2</sub> nodig, hetgeen impliceert dat voor beide inputs de benodigde infrastructuur (opslag, transport) beschikbaar, onderhouden en bekostigd moet worden (Aurora, 2021).

Het voordeel van *blauwe waterstof* als brandstof voor regelbare elektriciteitsopwekking is dat de variabele kosten vergelijkbaar zijn met die van een gascentrale met CCS. Het nadeel van deze optie – net als gas met CCS – is dat het niet volledig CO<sub>2</sub>-vrij is, afhankelijk van de betreffende CO<sub>2</sub>-afvangefficiëntie voor de productie van blauwe waterstof. In de transitieperiode naar een klimaatneutrale energievoorziening kan blauwe waterstof echter fungeren als overgangstechnologie voor de toekomstige, flexibele overstap naar groene waterstof totdat deze technologie nader ontwikkeld en beter concurrerend is geworden.

De voordelen van *groene waterstof* als brandstof voor de productie van elektriciteit zijn dat (i) het (nagenoeg) CO<sub>2</sub>-vrij is, (ii) het Nederlandse potentieel voor deze energiedrager als flexibel, regelbaar opwekvermogen – inclusief mogelijke importen en (seizoens)opslag – op lange termijn relatief groot kan zijn (PBL/Elzenga en Strengers, 2024), en (iii) het inpasbaar is in de bestaande gascentrales en – infrastructuur tegen relatief beperkte aanpassings- en investeringskosten. Daarentegen zijn de belangrijkste bezwaren of beperkingen van deze technologie – met name op de korte en middellange termijn – dat (i) het de vraag naar schaarse, duurzame elektriciteit verhoogt, (ii) deze technologie – naast de investeringskosten in elektrolyzers – leidt tot aanzienlijke conversieverliezen in het totale productieproces (elektriciteit > groene waterstof > elektriciteit) en derhalve tot hoge variabele kosten voor de regelbare opwekking van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit, en (iii) deze technologie nog nader ontwikkeld moet worden om grootschalig toepasbaar en concurrerend te worden.

Meer specifiek: op dit moment is bijmenging van waterstof in bestaande gascentrales tot 30% van de aardgastoevoer al goed haalbaar zonder noemenswaardige aanpassingen of investeringen. Bij hogere percentages bijmenging wordt ombouw noodzakelijk (zij het tegen relatief beperkte investeringskosten). Een specifieke technische uitdaging bij hoge waterstofinzet betreft met name de uitstoot van stikstof (De Wildt et al., 2022).

Grootschalige en volledige (100%) toepassing van waterstof in (bestaande) gascentrales is op dit moment nog niet haalbaar. Aangezien de leveranciers van deze toepassing hun technologische ontwikkeling afstemmen op de te verwachten vraag kan het tot 2030 duren alvorens de eerste grote gaseenheden naar 100% waterstof omgebouwd kunnen worden. De inzet van kleinere eenheden (met een lagere efficiëntie) alsmede inzet van waterstof met bijmengingspercentages van 30-50% zal naar verwachting wel al eerder – vanaf 2025 – mogelijk zijn (Uitvoeringsoverleg Elektriciteit, 2022b).

Afhankelijk van de prijsontwikkeling voor elektriciteit, gas en CO<sub>2</sub> lijkt een rendabel verdienmodel voor de inzet van (groene) waterstof bij de opwekking van elektriciteit voorlopig (2025-2035) niet waarschijnlijk, met name vanwege de relatief hoge variabele kosten en –

dientengevolge – het beperkt aantal draaiuren van deze technologie (Aurora, 2021; CE Delft 2020 en 2022). Financiële ondersteuning of andere beleidsmaatregelen ter stimulering van deze technologie lijkt derhalve voorlopig noodzakelijk.<sup>24</sup>

Een ander punt betreft de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur voor de opslag en het transport van waterstof. Aangezien de inzet ten behoeve van de opwekking van elektriciteit in de toekomst (2030-2050) vooral op grote schaal nodig zal zijn tijdens bepaalde piekuren of periodes – bijvoorbeeld een periode van twee weken met een zogenaamde ‘kaltes Dunkelflaute’ – behoort de vereiste waterstofinfrastructuur (zowel opslag als transport) dienovereenkomstig ontwikkeld en bekostigd te worden. De bestaande gasinfrastructuur kan echter – tot op zekere hoogte – gebruikt/aangepast worden voor de ontwikkeling van de vereiste waterstofinfrastructuur.

In beginsel is er een omvangrijk technisch potentieel voor regelbare gascentrales op (groene/blauwe) waterstof, inclusief zowel de ombouw van bestaande gaseenheden als de bouw van nieuwe installaties. Dat betreft in de eerste plaats de ombouw van de bestaande CCGTs of STEG-centrales (met een huidig potentieel voor ombouw van circa 9 GW).<sup>25</sup> Ten opzichte van de huidige kolencentrales zijn de bestaande STEG-centrales iets ouder en de geschatte levensduur is korter (20-30 jaar). Er kan daarom niet worden verondersteld dat een bestaande CCGT in beginsel nog mee kan tot 2040, laat staan tot 2050. Doorgaans is het wel mogelijk om de levensduur van een STEG-centrale te verlengen tegen significant lagere kosten dan het bouwen van een nieuwe centrale. Daarbovenop komen nog wel de additionele kosten voor de ombouw van een CCGT naar een waterstofcentrale. Niettemin zijn doorgaans de totale investeringskosten van ombouw en levensduurverlenging van een bestaande CCGT gemiddeld per jaar (significant) lager dan nieuwbouw van een waterstofcentrale (De Wildt et al., 2022; CE Delft, 2020 en 2022).

Naast (centrale) CCGTs kunnen ook de (decentrale) WKK-installaties in de industrie en glastuinbouw omgebouwd worden tot WKK-eenheden op waterstof (met een huidig potentieel voor ombouw van circa 3-5 GW). In het toekomstige elektriciteitssysteem moeten WKKs echter voldoende flexibel zijn om rendabel een rol te kunnen spelen. Een combinatie van een WKK op waterstof met een e-boiler of (hernieuwbaar) gasgestookte boiler biedt de mogelijkheid om in te spelen op het fluctuerend aanbod van elektriciteit uit zon en wind. Bij veel opwek uit zon en wind zijn de stroomprijzen laag en verzorgt de e-boiler de productie van warmte. Bij weinig opwek uit zon en wind zijn de elektriciteitsprijzen hoog en verzorgt de WKK de productie van warmte (en elektriciteit). Op die momenten kan juist van de hoge stroomprijzen worden geprofiteerd (De Wildt et al., 2022).

Tenslotte is er naast de optie van ombouw van bestaande CCGT/WKK-eenheden ook de mogelijkheid van nieuwbouw van opwekinstallaties op waterstof. Het technisch potentieel voor deze nieuwbouw is in beginsel relatief groot, maar het economisch rendabel potentieel hangt primair af van de totale behoefte aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwerkvermogen versus het aanbod van alternatieve, beter concurrerende opties.

<sup>24</sup> In het Coalitieakkoord (2021) van de huidige regeringspartijen is afgesproken om 1 miljard euro te reserveren voor de stimulering van de ombouw van bestaande gascentrales voor de toepassing van CO<sub>2</sub>-vrije gassen. Daarnaast is er SDE++-subsidie beschikbaar voor de productie van groene waterstof maar (nog) niet voor de opwekking van elektriciteit uit blauwe/groene waterstof.

<sup>25</sup> CCGTs staat voor ‘combined cycle gas turbines’ en STEG voor ‘stroom en gasturbine’. Een STEG-centrale is een elektriciteitscentrale waarbij de tweede turbine (een stoomturbine) wordt aangedreven door de restwarmte van de eerste turbine (een gasturbine) waardoor een hoger rendement wordt verkregen. ‘Open cycle gas turbines’ (OCGTs) zijn er nog nauwelijks in Nederland en daarom worden ze niet meegenomen in de beschouwing over de ombouw van gascentrales naar waterstofcentrales.

### 3.6.3.4 Brandstofcellen op waterstof

Een brandstofcel zet waterstof direct om in elektriciteit via een elektrochemische reactie, dat wil zeggen zonder dat er eerst omzetting in thermische energie aan te pas komt. Hierdoor is de brandstofcel in potentie relatief energie-efficiënt omdat er minder conversieverliezen optreden. Bovendien stoot een brandstofcel geen stikstof uit – maar louter waterdamp – omdat de waterstof niet in aanraking komt met stikstof uit de verbrandingslucht (CE Delft, 2022; Wikipedia, 2023).<sup>26</sup>

Een grote capaciteit brandstofcellen wordt verkregen door individuele cellen te stapelen in een stack. Doordat er echter geen technisch-energetische schaalvoordelen optreden heeft een grotere capaciteit brandstofcellen geen hoger energierendement dan een kleinere capaciteit (CE Delft, 2020).

Brandstofcellen, met name de Proton Exchange Membrane (PEM) brandstofcellen, zijn in beginsel (nog) flexibeler dan gascentrales waardoor ze (nog) beter kunnen reageren op sterke fluctuaties in de variabele vraag en aanbod van elektriciteit. Bovendien kunnen brandstofcellen decentraal worden ingezet waardoor ze congestieverschijnselen op het elektriciteitsnet – en daaruit resulterende kosten voor redispatch en netverzwaring – kunnen reduceren of zelfs vermijden (aannemende dat er decentraal tijdig voldoende waterstof beschikbaar is).

Naar verwachting zijn (PEM) brandstofcellen op waterstof tegen 2030 technisch voldoende ontwikkeld en volwassen genoeg om grootschalig geïmplementeerd te worden, maar is hun markteconomisch verdienmodel waarschijnlijk nog (sterk) onvoldoende om op grote schaal toegepast te kunnen worden (CE Delft, 2020 en 2022). Voorlopig is waterstof als energiedrager nog (veel) duurder dan aardgas. Bovendien zijn brandstofcellen op dit moment gemiddeld nog niet of nauwelijks efficiënter dan een gascentrale. Hierdoor zijn de variabele kosten van een brandstofcel op waterstof voorlopig nog (veel) hoger vergeleken met een gascentrale, waardoor het aantal draai- of vollasturen van de brandstofcel (sterk) wordt gereduceerd.

Daarnaast zijn ook de investeringskosten van een brandstofcel nog altijd relatief hoog omdat ze nog nauwelijks of niet op grote schaal worden geproduceerd en toegepast (en derhalve nog nauwelijks of niet kunnen profiteren van lagere productiekosten via economische schaalvoordelen). Vanwege de resulterende hoge, totale opwekkosten per eenheid elektriciteit (LCOE) schat CE Delft (2020) de geïnstalleerde capaciteit van brandstofcellen op waterstof voor de productie van elektriciteit in Nederland rond 2030 laag in op circa 100 MW (met een stroomopwekking van ongeveer 0,06 TWh per jaar).

Op langere termijn (2040-2050) is het potentieel van brandstofcellen op waterstof als regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen echter aanzienlijk groter, in het bijzonder naarmate (i) de behoefte aan dit vermogen in de loop van de tijd toeneemt, (ii) de kostprijs van groene waterstof relatief afneemt, (iii) de kosten van CO<sub>2</sub>-emissies verder stijgen (waardoor het gebruik van fossiele brandstoffen duurder wordt), (iv) de energie-efficiëntie van brandstofcellen zich verder ontwikkelt en verbetert ten opzichte van een gascentrale, (v) de investeringskosten van brandstofcellen aanzienlijk dalen door grootschalige productie en toepassing in diverse sectoren, waaronder industrie en transport, en (vi) de vollasturen van

<sup>26</sup> Naast elektriciteit levert een brandstofcel op waterstof tevens warmte op van circa 70 graden Celsius, wat geschikt is voor gebruik in een warmtenet (CE Delft, 2022). Het gebruik van deze warmte verhoogt de energie-efficiëntie van de brandstofcel maar hangt af van de beschikbaarheid van een lokaal of regionaal warmtenet alsmede van de vraag of dit warmtenet rendabel bekostigd kan worden.



brandstofcellen op waterstof stijgen – als gevolg van de relatief lagere variabele kosten – en dientengevolge de totale gemiddelde opwekkosten per eenheid elektriciteit (LCOE) afnemen en het verdienmodel van deze technologie navenant verbetert.

In het CO<sub>2</sub>-vrije energiesysteem voor Nederland in 2050 – zoals ontworpen en geanalyseerd door KIVI (2020 en 2022) en dat gedomineerd wordt door het gebruik en de binnenlandse productie van groene waterstof en elektriciteit uit zon en wind – bestaat het regelbare opwekvermogen zelfs nagenoeg geheel uit een decentraal back-up systeem van brandstofcellen op waterstof. Meer in het bijzonder gaat het in deze 2050 scenariostudie om een geïnstalleerd opwekvermogen van 33 GW aan brandstofcellen met een input van 27 TWh aan waterstof per jaar, resulterend in 16 TWh aan CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit – plus 11 TWh CO<sub>2</sub>-vrije warmte – en derhalve gemiddeld bijna 500 vollasturen per geïnstalleerd opwekvermogen (KIVI, 2020).

### 3.6.3.5 Kernenergie, inclusief kleine modulaire reactoren (SMRs)

Een laatste optie CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen betreft kernenergie, met inbegrip van zogenaamde kleine modulaire reactoren ('SMRs').<sup>27</sup> In Nederland wordt op dit moment van deze optie louter gebruik gemaakt door stroomopwekking in de kerncentrale Borssele met een middelgroot vermogen van 485 MWe en een resterende, wettelijke levensduur tot maximaal 2033. In het Coalitieakkoord (2021) van de huidige regeringspartijen worden plannen aangekondigd om deze centrale langer in bedrijf te houden. Daarnaast willen de coalitiepartijen in de lopende regeringsperiode "*de benodigde stappen zetten voor de bouw van 2 nieuwe kerncentrales*". Daarvoor wordt tot 2030 in totaal 5 miljard euro aan overheidssteun vrijgemaakt.

Het voordeel van kernenergie is dat het gekenmerkt wordt door lage variabele kosten waardoor het in beginsel als basislast kan fungeren en gedurende nagenoeg alle uren van het jaar gegarandeerd elektriciteit kan leveren, inclusief langere periodes waarin opwekking uit zon en wind niet of nauwelijks mogelijk is. Daarnaast bieden SMRs het specifieke voordeel dat ze standaard in kleinere eenheden en in seriebouw gebouwd kunnen worden waardoor wellicht de totale voorbereidings- en looptijd voor de bouw van deze eenheden – inclusief besluit- en vergunningsprocedures – verkort kan worden en de totale investeringskosten op termijn mogelijk lager kunnen worden als gevolg van leereffecten en seriebouw.

Daar staat tegenover dat de investeringskosten – alsmede de verwachte, toekomstige ontmantelingskosten – van de hedendaagse generatie III+ (EPR) kerncentrales hoog zijn en de looptijden voor de realisatie van deze centrales – inclusief politieke en private besluitvorming, vergunningsprocedures, bouw en daadwerkelijke oplevering van de centrales – doorgaans vrij lang zijn (15-20 jaar). Bovendien zijn de onzekerheden tijdens deze periode hoog waardoor het risico bestaat van verder stijgende investeringskosten en toenemende doorlooptijden voor de daadwerkelijke oplevering van de centrales.

Daarnaast zijn ook de toekomstige opbrengsten van kernenergie onzeker – i.e., de toekomstige elektriciteitsprijzen alsmede het aantal vollasturen van een centrale zijn onzeker – in het bijzonder in een elektriciteitssysteem waarin het aandeel van zon en wind hoog is. Dit betekent dat er naast de nodige financiële steun tijdens de voorbereidings- en investeringsfase ook aan tal van andere voorwaarden – zoals kosten-, opbrengsten- en bankgaranties – moet worden voldaan alvorens een private partij besluit om in een

<sup>27</sup> SMRs staat doorgaans voor 'Small Modular Reactors'. Een alternatieve betekenis van de afkorting SMRs is 'Small and Medium nuclear power Reactors', waarbij 'small' verwijst naar een capaciteit van 50-300 MWe en 'medium' naar 300-600 MWe (Turkenburg, 2022).

kerncentrale te investeren en de nodige stappen te zetten (KPMG, 2021). Het betekent tevens dat – afgezien van de mogelijke verlenging van de levensduur van de bestaande Borssele centrale (0,5 GW) – de bijdrage van nieuwe kerncentrales aan het (gegarandeerde) regelbare, CO<sub>2</sub>-vrije vermogen waarschijnlijk niet voor 2040 gerealiseerd zal zijn en voorsnog beperkt zal blijven tot het vermogen van twee centrales (circa 3 GW).<sup>28</sup>

Afgezien van het absolute, elektrische vermogen van een kerncentrale is de zogenaamde ‘ramping capacity’ – i.e., het vermogen om snel op of af te schakelen – van de hedendaagse generatie (III+) generatie kerncentrales relatief beperkt waardoor ze minder geschikt zijn voor het bieden van flexibiliteit op de heel korte termijn (variërend van enkele seconden of minuten tot enkele uren). Voor de wat langere termijn (meerdere uren, dagen, weken, etc.) geldt echter dat kerncentrales – gegeven hun relatief hoge investeringskosten – bovenal basislastcentrales zijn die grotendeels of nagenoeg het hele jaar volcontinu moeten draaien om de betreffende investering rendabel te kunnen terugverdienen.

In een elektriciteitssysteem met een groot aandeel zon en wind in de totale opwekking – zoals in Nederland in toenemende mate vanaf 2030 – is er gedurende een groot aantal (3000-6000) uren per jaar echter nauwelijks of geen behoefte aan additioneel opwekvermogen en zijn de elektriciteitsprijzen gedurende deze uren veelal te laag voor een langdurig rendabel verdienmodel voor kernenergie.<sup>29</sup> Wellicht is het mogelijk om tijdens deze uren het aanbod van elektriciteit uit kernenergie te exporteren naar omringende landen of te converteren naar een andere energiedrager zoals waterstof (‘paarse waterstof’). Afgezien van het feit dat in het geval van export de eventuele steunverlening aan kernenergie navenant wegvloeit naar het buitenland is bovenal de vraag of er in deze uren voldoende resterende export/conversiecapaciteit aanwezig is of dat deze capaciteit al gebruikt wordt door stroom uit zon en wind (waarvan de variabele kosten veelal nog lager zijn dan die van kernenergie).

Al met al is in een elektriciteitssysteem met veel zon en wind een alternatieve optie voor regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen – zoals bijvoorbeeld (zeer) flexibele brandstofcellen of midden/peikcentrales op waterstof – op termijn wellicht een betere, goedkopere dan kernenergie zoals wordt gesuggereerd in KIVI (2020) en CE Delft (2020). Nader onderzoek naar dit vraagstuk lijkt nuttig en gewenst.

Zoals gezegd kunnen op termijn de doorlooptijden voor de oplevering van kleine, modulaire reactoren (SMRs) mogelijk korter worden en hun investeringskosten per eenheid vermogen lager worden dan die van grootschalige (generatie III+) kerncentrales. Wellicht worden deze SMRs ook flexibeler, met name in de zin dat ze sneller kunnen op- of afschakelen. Of en in hoeverre de ontwikkeling van nieuwe typen geavanceerde SMRs voordelen zal opleveren vergeleken met het bouwen van generatie III+ kerncentrales valt echter nog te bezien. Op dit moment is de commerciële rijpheid van SMRs nog onbewezen (Aurora, 2021). Volgens Turkenburg (2022) geldt voor vrijwel alle typen SMRs dat de ontwikkeling en demonstratie nog veel tijd zal vergen. Het lijkt daarom niet waarschijnlijk dat energiebedrijven in Nederland het commercieel bouwen van SMRs al vóór het jaar 2040 ter hand zullen nemen. Dit betekent dat deze reactoren niet vóór 2050 op een betekenisvolle schaal kunnen bijdragen aan de betrouwbaarheid (‘leveringszekerheid’) van de elektriciteitsvoorziening in Nederland (Turkenburg, 2022). Industriële ontwikkelaars daarentegen achten het echter zeer wel mogelijk om SMRs rond 2030 of kort daarna op commerciële basis te kunnen aanbieden.

<sup>28</sup> Uit het Coalitieakkoord wordt niet duidelijk aan welk elektrisch vermogen van de twee nieuwe reactoren wordt gedacht maar waarschijnlijk gaat het om circa 1000 tot 1650 MWe per centrale (Turkenburg, 2022).

<sup>29</sup> Tijdens uren met veel zon en wind heeft het additionele aanbod van basislastvermogen zoals kernenergie een additioneel neerdrukkend effect op de elektriciteitsprijzen en daarmee tevens op het verdienmodel voor zon en wind.

Naast bovenstaande, veelal technisch-economische overwegingen – inclusief onzekerheden, risico's, flexibiliteit, leveringszekerheid e.d. – zijn er ook andere, maatschappelijke aspecten die van belang zijn voor de mogelijke rol van kernenergie in de toekomstige elektriciteitsvoorziening van Nederland. Deze aspecten betreffen met name (i) de noodzaak en uitdaging om hoogradioactief afval van kernenergie langdurig op een veilige, duurzame wijze op te slaan, (ii) de (zeer) kleine kans op, en de gevolgen van een (zeer) groot ongeluk in een klein land als Nederland met zijn hoge bevolkingsdruk en hoge intensiteit qua sociaaleconomische activiteiten en infrastructuur, en (iii) de (beperkte) kans op, en de (ernstige) gevolgen van misbruik van nucleaire technieken en materialen door terroristen en schurkenstaten.<sup>30</sup> Deze aspecten zullen mede bepalend zijn voor de mogelijke rol van kernenergie als regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen in Nederland in de periode tot 2050 (en daarna).

### 3.6.4 Samenvatting: vraag en aanbod van CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen

De toekomstige vraag naar regelbaar opwekvermogen hangt primair af van (i) de piek in de restvraag naar elektriciteit (i.e., het profiel van de vraag naar elektriciteit minus het profiel van het aanbod van elektriciteit uit zon en wind) onder wisselende vraag- en aanbodomstandigheden, zoals de (onverwachte) uitval van centrales of de (voortdurende) variaties in het weer, en – aan de andere kant – (ii) de beschikbaarheid van andere, alternatieve flexopties – handel, opslag en vraagrespons – om in deze piekvraag te voorzien. De mate waarin dit opwekvermogen CO<sub>2</sub>-vrij moet zijn hangt primair af van de CO<sub>2</sub>-reductiedoelstelling voor de elektriciteitssector in de betreffende richtjaren. Adequate, kwantitatieve studies naar de toekomstige behoefte aan (CO<sub>2</sub>-vrij) regelbaar opwekvermogen in Nederland (2030-2050) ontbreken maar ruwe schattingen lopen uiteen van circa 21-23 GW in 2030, 24-26 GW in 2040 en tot ongeveer 52 GW in 2050 (DNV GL, 2018; De Wildt et al, 2022; CE Delft, 2022; en Turkenburg, 2022).

Teneinde in de behoefte aan regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen te voorzien zijn er voor Nederland in beginsel de volgende opties:<sup>31</sup>

- Fossiel gestookte centrales + CCS (zowel bestaande als nieuwe centrales);
- Bio-energiecentrales, al dan niet met CCS (zowel nieuwbouw als ombouw van bestaande kolencentrales);
- Centrales – inclusief industriële WKK installaties – met groen gas (waterstof, biogas; zowel nieuwbouw als ombouw van bestaande, fossiele gascentrales);
- Brandstofcellen (decentraal) met waterstof;
- Kernenergie, inclusief 'Small Modular Reactors' (SMRs).

In beginsel beschikt elk van bovenstaande opties op termijn (2030-2050) over een significant (technisch) potentieel maar in de praktijk wordt dit potentieel aanzienlijk beperkt door een variatie aan knelpunten en barrières, zowel op de korte als (middel)lange termijn (zie onderstaande sectie 3.6.5). Voldoende aanbod van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen is van groot belang voor het veiligstellen van de leveringszekerheid van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland. Naast adequate, kwantitatieve studies naar de

<sup>30</sup> Voor een nadere beschouwing en afweging van deze (en andere) aspecten van kernenergie in Nederland zie, onder andere, Turkenburg (2022), Rli (2022) en Van Dijk (2023).

<sup>31</sup> Daarnaast zijn er in principe nog enkele andere opties voor (regelbaar) CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen zoals waterkracht of andere vormen van 'elektriciteit uit water', zoals golf- of getijdenenergie (Zie Lamboo en Van den Brink, 2021). Voor Nederland is het technisch/economisch potentieel van deze opties in de komende decennia echter vrij gering. Derhalve zijn deze opties niet meegenomen in de verdere beschouwing.

toekomstige behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen in Nederland gedurende de periode 2030-2050 ontbreken er ook integrale analyses van de (kosten)optimale mix van aanbodopties voor dit vermogen in deze periode (inclusief gevoeligheids- en onzekerheidsanalyses voor uiteenlopende vraag- en aanbodsituaties, waaronder allerlei variaties in weersomstandigheden). Er is derhalve een sterke behoefte aan dit soort studies en analyses.

### 3.6.5 Knelpunten en barrières voor toekomstig regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen

Zoals gezegd wordt het toekomstig potentieel van de bovengenoemde aanbodopties voor regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen beperkt door een verscheidenheid aan knelpunten en barrières. Samengevat zijn de belangrijkste knelpunten en barrières van die opties:

- *Onderzoek en ontwikkeling (R&D)*: Sommige opties – met name SMRs en de omzetting naar elektriciteit met behulp van brandstofcellen – zijn nog niet voldoende marktrijp en dienen derhalve verder ontwikkeld te worden – inclusief demonstratie- en testprojecten, e.d. – alvorens ze op grote schaal toegepast kunnen worden;
- *Beschikbaarheid brandstoffen*: de beschikbare hoeveelheden van bepaalde brandstoffen voor de regelbare, CO<sub>2</sub>-vrije opwekking van elektriciteit – met name bepaalde biograndstoffen en (groene) waterstof – zullen in de komende jaren (decennia) naar verwachting nauwelijks of slechts beperkt beschikbaar zijn, te meer daar deze brand- en grondstoffen ook ingezet zullen worden voor andere (meer hoogwaardige) toepassingen waarvan de CO<sub>2</sub>-emissies soms moeilijker te reduceren zijn dan die voor de opwekking van stroom;
- *Beschikbaar infrastructuur*: voor de inzet van de CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties – met name tijdens de piekuren – is de beschikbaarheid van de benodigde opslag- en transportinfrastructuur een vereiste, zowel voor de inzet van duurzame brandstoffen, de (piek)afzet van elektriciteit en – eventueel – het transport en de opslag van CO<sub>2</sub>;
- *Emissies*: sommige opwekopties – bijvoorbeeld fossiel + CCS of de inzet van houtige biomassa zonder CCS – zijn niet (nagenoeg) volledig CO<sub>2</sub>-vrij of gaan gepaard met de uitstoot van significante hoeveelheden stikstof (zoals grootschalige opwekking van elektriciteit in centrales op waterstof);
- *Onrendabele top*: het verdienmodel van de meeste CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties is op dit moment – en in de komende jaren – nog veelal niet rendabel omdat de kosten van deze (nieuwe) opties vaak nog relatief hoog zijn ten opzichte van de bestaande, fossiele opties;
- *Risico's en onzekerheden*: in een elektriciteitssysteem met een hoog aandeel zon en wind worden investeringen in (nieuw) regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen – met name (super)piekvermogen – gekenmerkt door grote risico's en onzekerheden, in het bijzonder met betrekking tot de opbrengstprijzen maar bovenal ten aanzien van het (beperkt) aantal vollasturen waarin deze opties kunnen worden ingezet;
- *Draagvlak*: voor sommige opwekopties – met name nucleair en de inzet van biograndstoffen/CCS voor de opwekking van elektriciteit – is het maatschappelijke en politieke draagvlak beperkt en onzeker omdat ze onderhevig zijn aan maatschappelijke en politieke discussies die soms onverwacht kunnen oplaaien;

- *Arbeidsmarkt*: voor de meeste, nieuwe opwekopties is het beschikbare personeel op dit moment – en naar verwachting ook in de komende jaren – schaars aanwezig, met name voor de ombouw van bestaande, fossiele centrales, de bouw van nieuwe centrales alsmede de aanleg en het onderhoud van de benodigde opslag- en transportinfrastructuur;
- *Ruimtelijke ordening*: op sommige plekken is de locatie voor de bouw van nieuwe centrales een probleem, temeer vanwege de vereiste opslag- en transportinfrastructuur.

### 3.6.6 Beleidsimplicaties

Het garanderen van voldoende, CO<sub>2</sub>-vrije regelbaar opwekvermogen is een van de belangrijkste pijlers voor het veiligstellen van de leveringszekerheid (betrouwbaarheid) van een klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in Nederland. Dit geldt echter niet alleen voor de langere termijn – waarop het elektriciteitssysteem volledig CO<sub>2</sub>-vrij dient te zijn – maar ook al voor de korte en middellange termijn, waarin weliswaar een beperkt, slinkend aandeel van de stroomopwekking nog gepaard gaat met de emissie van CO<sub>2</sub>, maar waarin wél gegarandeerd moet worden dat er voldoende regelbaar opwekvermogen beschikbaar is onder wisselende (weers)omstandigheden – bij een stijgende (piek)restvraag naar elektriciteit – én waarin al de nodige, voorbereidende stappen gezet moeten worden om op langere termijn te komen tot een elektriciteitsvoorziening die zowel duurzaam (klimaatneutraal) als betrouwbaar is en ook qua kosten nog op acceptabele wijze betaalbaar blijft.

Meer in het bijzonder kunnen de belangrijkste beleidsimplicaties voor het veiligstellen van de leveringszekerheid van het toekomstige elektriciteitssysteem in Nederland en, meer specifiek, voor het garanderen van voldoende CO<sub>2</sub>-vrije regelbaar opwekvermogen als volgt worden samengevat:<sup>32</sup>

- *Onderzoek en ontwikkeling (R&D)*: Er is behoefte aan meer, gedegen onderzoek naar de toekomstige vraag en aanbod van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen in Nederland onder onzekere, wisselende (weers)omstandigheden, zowel voor de korte, middellange en lange termijn zodat keuzes, beslissingen en maatregelen worden genomen in het perspectief van hetgeen op langere termijn nodig en beschikbaar is. Daarbij dient de toekomstige vraag en aanbod van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen een integraal, (kosten)optimaal onderdeel uit te maken van de toekomstige vraag en aanbod van flexibiliteit van een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland, inclusief de additionele, alternatieve flexopties zoals opslag, vraagrespons en handel van elektriciteit. Daarnaast dient er, zowel nationaal als internationaal, nader onderzoek en ontwikkeling – inclusief demonstratie- en testprojecten, e.d. – plaats te vinden van (brandstoffen voor) specifieke opwektechnologieën die op dit moment nog nauwelijks of onvoldoende marktrijp zijn, zoals de grootschalige productie (elektrolyse) van groene waterstof of de exploitatie van kleine, modulaire kernreactoren ('SMRs').
- *Duurzame brandstoffen*: Naast de verdere ontwikkeling van het technisch-economische potentieel van duurzame brandstoffen – zoals groene waterstof, groen gas of andere biograndstoffen – dienen met name nadere beleidscriteria ontwikkeld te worden, zowel nationaal als Europees, ten aanzien van (i) de voorwaarden waaraan deze brandstoffen

<sup>32</sup> Voor een meer uitgebreide bespreking van bepaalde, specifieke maatregelen voor het veiligstellen van de leveringszekerheid van de elektriciteitsvoorziening in Nederland, zie met name de twee rapporten van de Overlegtafel Energievoorziening (OTE, 2017 en 2020). Zie tevens, onder andere, CE Delft (2020 en 2022), De Wildt et al. (2022), Uitvoeringsoverleg Elektriciteit (2022b), alsmede hoofdstuk 5 van onderhavig rapport.

moeten voldoen om als duurzaam geaccepteerd te worden, (ii) de sectoren of toepassing waarvoor deze brandstoffen wel of niet aangewend mogen worden, (iii) de condities waaronder de ontwikkeling en/of toepassing van deze brandstoffen al dan niet gestimuleerd (gesubsidieerd) mogen worden, en (iv) de mate waarin – en de voorwaarden waaronder – deze brandstoffen al dan niet geïmporteerd mogen worden (van buiten de EU).

- *Bestaande centrales.* In Nederland wordt de opwekking van elektriciteit uit kolen beleidsmatig beëindigd in 2030 – hoewel de technisch-economische levensduur van de huidige, bestaande kolencentrales normaliter nog aanzienlijk langer doorloopt – terwijl in de jaren tot 2030 de technisch-economische levensduur van diverse, fossiele gascentrales afloopt. De levensduur van deze gascentrales kan echter wel met nog eens circa 20 jaar worden verlengd. Zowel de bestaande, huidige kolencentrales als de (‘verlengde’) gascentrales kunnen in beginsel tegen lagere investeringskosten (ten opzichte van nieuwgebouwde eenheden) worden omgebouwd tot regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen – al dan niet met CCS – en daarmee significant bijdragen aan het veiligstellen van de leveringszekerheid van de (nagenoeg) klimaatneutrale elektriciteitsvoorziening in Nederland in de jaren 2030-2050. Daartoe is het echter wel nodig dat in de komende jaren tijdig wordt besloten welke CO<sub>2</sub>-vrije (‘duurzame’) brandstoffen de betreffende centrales wel of niet mogen en kunnen gebruiken, óf en hóe de ombouw (en verlengde levensduur) van de centrales beleidsmatig wordt ondersteund, dát tijdig de nodige besluit- en vergunningsprocedures in gang worden gezet en dát tijdig de nodige opslag- en transportinfrastructuur wordt aangepast en verder ontwikkeld.
- *Investeringsrisico’s.* Investeren in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen gaat gepaard met de nodige risico’s en onzekerheden. Dit geldt voor ombouw van bestaande vermogen maar met name voor nieuwbouw van vermogen (omdat de investeringskosten van nieuwbouw veelal significant hoger zijn). Bovendien geldt het zowel voor piekvermogen – zoals CCGTs – als voor basislastvermogen, in het bijzonder voor kerncentrales met relatief hoge investeringskosten, lange doorlooptijden voor de daadwerkelijke oplevering van de centrale en een lange, operationele levensduur. Naast de hoogte van de investeringskosten betreffen de belangrijkste risico’s en onzekerheden met name de variabele, uurlijkse opbrengstprijzen en bovenal het aantal vollasturen waarmee de opwekeenheden rendabel kunnen draaien. Dit laatste geldt vooral in een elektriciteitssysteem met een (zeer) hoog aandeel zon en wind in de totale stroomopwekking, waardoor er qua restvraag naar elektriciteit -i.e., na aftrek van het aanbod uit zon en wind – nauwelijks of geen behoefte is aan basislastvermogen terwijl er slechts gedurende een beperkt aantal uren per jaar behoefte is aan (een aanzienlijk) piekvermogen. Hierdoor bestaat er een groot risico dat het investeringsbedrag niet wordt terugverdiend en private partijen derhalve waarschijnlijk niet of nauwelijks bereid zullen zijn om te investeren in deze typen regelbaar opwekvermogen. Deze risico’s kunnen worden gereduceerd met behulp van de volgende beleidsmaatregelen:
  - het creëren van een – voor zover mogelijk – betrouwbaar, transparant en stabiel beleidskader voor lange-termijn investeringen in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen;
  - het verstrekken van (gegarandeerde) leningen en/of subsidies voor (risicovolle) investeringen in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen;
  - het overnemen van bepaalde investeringsrisico’s – bijvoorbeeld onverwachte, onvoorziene beleidswijzigingen – of het geven van bepaalde garanties aan private investeerders door de overheid;

- geen (structurele) prijsplafonds – of infra-marginale heffingen – voor stroomproducenten zodat zij kunnen profiteren van (hoge) schaarsteprijzen gedurende een beperkt aantal uren per jaar teneinde hun investeringskosten te kunnen terugverdienen;
  - het introduceren en faciliteren van lange-termijn contracten voor de elektriciteitsmarkt die de risico's en onzekerheden ten aanzien van sterk fluctuerende (met name lage) opbrengstprijzen reduceren, zoals '*long-term power purchase agreements*' (PPAs) – waarin een min of meer vaste, voorspelbare leveringsprijs wordt afgesproken – of 'long-term contracts-for-differences' (CfDs), waarin verschillen tussen de actuele marktprijs en een bepaalde referentieprijs worden gecompenseerd;
  - het introduceren van maatregelen om de zogenaamde 'onrendabele top' van investeringen in CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen te reduceren (zie hieronder);
  - het introduceren van bepaalde 'capaciteitsmechanismen' (zie hieronder).
- *Onrendabele top*: Zoals gezegd is het verdienmodel van de meeste CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties op dit moment – en in de komende jaren – nog veelal niet rendabel omdat de kosten van deze (nieuwe) opties vaak nog relatief hoog zijn ten opzichte van de bestaande, fossiele opties waardoor er een zogenaamde 'onrendabele top' – i.e., opbrengsten minus kosten per eenheid product – resteert voor deze opties. Naast het stimuleren van R&D – bijvoorbeeld voor het verbeteren van de efficiency en het verlagen van de kosten van bepaalde opwekopties – zijn er de volgende vier categorieën maatregelen om de onrendabele top van CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties te reduceren of zelfs volledig weg te nemen:
    - *Faciliteren*: het scheppen van de nodige, gunstige randvoorwaarden voor bepaalde opwekopties, zoals het creëren van liquide en transparante markten (bijvoorbeeld voor waterstof of groen gas), het voorzien in de benodigde opslag- en transportinfrastructuur, het scheppen of verbeteren van het maatschappelijke en politieke draagvlak voor bepaalde opwekopties, etc.;
    - *Normeren*: het verbieden of beperken van bepaalde fossiele opwekopties – bijvoorbeeld door middel van CO<sub>2</sub>-normering van de elektriciteitsproductie – en/of het voorschrijven van bepaalde CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties, bijvoorbeeld een leveranciersverplichting, i.e. het voorschrijven dat (een deel van) het elektriciteitsgebruik geleverd moet worden vanuit bepaalde opwekopties;
    - *Beprijzen*: het introduceren en verhogen van de prijs voor CO<sub>2</sub>-emissies door fossiele opwekopties, bijvoorbeeld via het EU ETS of invoering van een minimum CO<sub>2</sub>-prijs voor de opwekking van elektriciteit;
    - *Subsidiëren*: het verstrekken van operationele subsidies ter compensatie van de onrendabele top van bepaalde CO<sub>2</sub>-vrije, regelbare opwekopties, bijvoorbeeld via de SDE++ regeling (waardoor deze opties kunnen profiteren van mogelijke leereffecten of andere schaalvoordelen zodat op termijn de onrendabele top – en derhalve de benodigde subsidie – lager wordt of zelfs volledig verdwijnt).
  - *Capaciteitsmechanismen*: Dit zijn specifieke maatregelen ter bevordering van de beschikbare capaciteit aan regelbaar (opwek)vermogen van het elektriciteitssysteem. Meer in het algemeen stimuleren deze mechanismen het in bedrijf houden van bepaalde, bestaande capaciteit en/of het bouwen van nieuwe capaciteit, in het bijzonder via het verschaffen van een vergoeding voor het in stand en beschikbaar houden van een bepaalde capaciteit of via het investeren in (nieuwe) capaciteit gefinancierd vanuit publieke middelen. Inmiddels bestaat er een grote verscheidenheid aan capaciteitsmechanismen, waaronder (i)

het aanleggen van zogenaamde ‘strategische reserves’ (via publieke tenders voor zowel bestaande als nieuwe capaciteit), (ii) het creëren van centrale/decentrale capaciteitsmarkten, en (iii) zogenaamde ‘tolling agreements’, waarbij de publieke sector de bouw van een bepaalde capaciteit financiert uit de algemene middelen en vervolgens overdraagt of verhuurt aan private marktpartijen die de betreffende capaciteit achter de hand houden en, indien nodig, inzetten voor de opwekking van elektriciteit.<sup>33</sup>

- *Doorlooptijden:* De doorlooptijden voor zowel de verlenging, ombouw en nieuwbouw van regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij opwekvermogen alsmede voor de vereiste opslag- en transportinfrastructuur (duurzame brandstoffen, elektriciteit en CO<sub>2</sub>) – inclusief de nodige voorbereidings- en vergunningsprocedures, de daadwerkelijke oplevering van de betreffende assets, etc. – zijn doorgaans (erg) lang, variërend van een paar jaar voor een eenvoudige ombouw of levensduurverlenging van een bestaande centrale tot 15-20 jaar voor een nieuwe, grootschalige kerncentrale. Met behoud van de nodige zorgvuldigheids- en inspraakprocedures kunnen deze doorlooptijden in de hand en mogelijk verkort worden door maatregelen zoals een verdergaande stroomlijning van deze procedures, een goede en tijdige (ruimtelijke) planning van de betreffende activiteiten en het tijdig opleiden en rekruteren van voldoende geschoold en ervaren personeel.
- *Alternatieve flexopties:* Om de (piek)vraag naar CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar opwekvermogen (kosten)optimaal te reduceren behoren de additionele, alternatieve flexopties dienovereenkomstig ontwikkeld en gestimuleerd te worden. Het gaat hierbij in het bijzonder om het ontwikkelen en stimuleren van alle kosteneffectieve vraagrespons- en opslagopties – inclusief (industriële) vraagafschakeling gedurende een wat langere periode (‘dunkelflaute’) en opslag van groene waterstof en warmte (‘power-to-heat’) – alsmede om een tijdige en kosteneffectieve uitbreiding van de interconnectiecapaciteit van Nederland en omliggende landen teneinde een flexibele, grensoverschrijdende handel in elektriciteit te bewerkstelligen. Deze drie alternatieve flexopties (vraagrespons, handel en opslag) worden nader beschouwd in het volgende hoofdstuk van onderhavig rapport.

<sup>33</sup> Voor een nadere overzicht en uitwerking van specifieke capaciteitsmechanismen, zie met name OTE (2017 en 2020). Zie tevens sectie 6.2.3 van onderhavig rapport.



# 4 Vraag en aanbod van flexibiliteit

## 4.1 Inleiding

De transitie naar een klimaatneutrale energievoorziening in Nederland heeft ingrijpende implicaties voor vraag en aanbod van de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem. Deze implicaties betreffen met name de volgende drie ontwikkelingen (TenneT, 2018 en 2019):

- Een toenemende, versnelde elektrificatie van het energiesysteem, inclusief een toenemende penetratie van P2X-technologieën met een (sterk) variërende vraag naar elektriciteit (per uur, dag, week en/of seizoen) – zoals ‘power2mobility’ of ‘power2heat’ in de gebouwde omgeving – resulterend in een (sterk) toenemende vraag naar flexibiliteit, zowel op de korte termijn als op de wat langere termijn (week, seizoen). Tegelijkertijd bieden deze technologieën ook nieuwe mogelijkheden voor het leveren van flexibiliteit (of het verminderen van de behoefte aan flexibiliteit), met name door slimme vraagrespons.
- Een transitie van het (stijgende, binnenlandse) aanbod van elektriciteit uit fossiele naar variabele duurzame energie (VDE), met name zon en wind. Dit leidt niet alleen tot een (sterke) afname van de conventionele, dominante aanbodopties van flexibiliteit, in het bijzonder van flexibele gascentrales, maar ook tot een (zeer sterke) groei van de vraag naar flexibiliteit – door de expansie van stroomopwekking uit VDE bronnen – en daarmee tot een sterk groeiende behoefte aan andere, alternatieve aanbodopties van flexibiliteit zoals opslag, vraagrespons en buitenlandse handel van elektriciteit. Bovendien leidt het tot een structurele verandering van het elektriciteitssysteem waarin de flexibele vraag naar elektriciteit het variabele aanbod van groene stroom volgt (in plaats dat het flexibele aanbod van fossiele stroom zich aanpast aan de variabele vraag).
- Een transitie van een (minder) gecentraliseerde opwekking van elektriciteit naar een (meer) gedecentraliseerde participatie van een groot aantal (kleine) actoren en apparaten – inclusief opwekking, opslag en vraagrespons – van huishoudens en bedrijven op lokaal niveau. Uitdagingen van deze transitie betreffen met name het ontsluiten, stimuleren en aggregeren van deze aanbodopties van flexibiliteit door middel van slimme apparaten, slimme netten, slimme data- en communicatiesystemen alsmede door effectieve (prijs) prikkels en het verbeteren van de toegang tot flexibiliteitsmarkten, bijvoorbeeld via zogenaamde ‘aggregators’, i.e. commerciële partijen die het aanbod van flexibiliteit door kleine actoren (huishoudens, bedrijven) ontsluiten, aggregeren en aanbieden op de markten voor flexibiliteit.

Bovengenoemde (verwachte) ontwikkelingen hebben in de afgelopen jaren geleid tot een toenemend belangstelling voor het onderwerp ‘flexibiliteit van het elektriciteitssysteem’, waarbij flexibiliteit zich primair richt op het vereiste balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit gedurende alle momenten en voor alle geledingen van het systeem. Meer in het bijzonder richt deze belangstelling zich op de volgende drie aspecten (‘dimensies’) van de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem in Nederland:

1. Vraag en aanbod van flexibele opties voor het adresseren van zogenaamde ‘VDE tekorten’ en ‘VDE overschotten’, i.e. periodes – bijvoorbeeld uren, dagen of weken – met, respectievelijk, een positieve restvraag naar elektriciteit (‘VDE tekort’) of een negatieve restvraag (‘VDE overschot’), waarbij de restvraag naar elektriciteit wordt gedefinieerd als de totale (uurlijkse) vraag naar elektriciteit minus het aanbod van elektriciteit uit variabele, duurzame energie (VDE);
2. Vraag en aanbod van flexibiliteit voor het adresseren van de *fluctuaties* in de (uurlijkse) restvraag naar elektriciteit. Hierbij gaat het niet zozeer om de absolute waarde van de restvraag – hetzij positief hetzij negatief (zie 1 hierboven) – maar om de verandering (‘ramp’) van de restvraag, hetzij opwaarts (‘ramp-up’) hetzij neerwaarts (‘ramp-down’);
3. Vraag en aanbod van flexibele opties voor het adresseren van overbelasting (congestie) van het elektriciteitsnet, zowel op landelijk als regionaal en lokaal niveau.

De belangstelling voor de drie genoemde dimensies van flexibiliteit varieert echter (per dimensie) en is geleidelijk verschoven in de loop van de tijd. Oorspronkelijk (vanaf de vorige eeuw) richtte de aandacht van de systeembeheerders en -analisten zich vrijwel uitsluitend op de tweede dimensie van flexibiliteit, i.e. de variatie van de (rest)vraag naar elektriciteit en hoe deze variatie het beste opgevangen kan worden door de inzet van flexibele (gas)centrales, het variëren van de import/export van elektriciteit en, in specifieke situaties, het afschakelen van de vraag door industriële grootverbruikers.

In de afgelopen twee decennia – als gevolg van de (verwachte, snelle) groei van het opgestelde VDE vermogen – is de aandacht voor flexibiliteit echter geleidelijk verschoven en richt zich thans primair, of zelfs nagenoeg uitsluitend, op de eerstgenoemde dimensie van flexibiliteit, i.e. het opvangen van VDE-tekorten en -overschotten, met name door opslag en vraagrespons, inclusief conversie van elektriciteit naar andere energiedragers zoals groene waterstof en warmte. Daarnaast is vooral in de afgelopen jaren (2020-2023) – door de (verwachte) toenemende congestie van het net – de aandacht verschoven en, in bepaalde kringen (met name van regionale netbeheerders) primair gericht op de laatstgenoemde dimensie van flexibiliteit, i.e. het reduceren van congestie door de inzet van flexibele middelen als opslag en vraagrespons.

Naast de drie genoemde ‘fysieke’ dimensies is ook de *tijdsdimensie* van flexibiliteit van belang. Aangezien vraag en aanbod van elektriciteit ten alle tijden in evenwicht dienen te zijn, richt het flexibiliteitsvraagstuk zich zowel op de korte-termijn dimensies – uiteenlopend van (mili)seconden tot minuten, uren en 1 à 2 dagen – als op de wat langere termijn, variërend van 2 of meer dagen tot meerdere weken, maanden, seizoenen en soms – in specifieke gevallen – tussen meerdere (weers)jaren. Hoewel in beginsel alle flexibele opties van belang zijn om te voorzien in de behoefte aan flexibiliteit, ongeacht de specifieke tijdsdimensie, zijn bepaalde (sub)opties meer geschikt en belangrijker op de kortere termijn dan op de langere termijn en verschilt derhalve de (optimale) mix van flexibele (sub)opties op de kortere versus langere termijn.

#### *Opbouw hoofdstuk 4*

Onderstaande Sectie 4.2 verschaft allereerst een overzicht en korte bespreking van de belangrijkste aanbodopties van flexibiliteit. Daarna bespreken Secties 4.3 en 4.4. de belangrijkste bevindingen van enkele recente scenariostudies qua vraag en aanbod van flexibiliteit in, respectievelijk, 2030 en 2050. Sectie 4.5 gaat vervolgens kort in op de relatie tussen netwerkcongestie en flexibiliteit. Tenslotte verschaft Sectie 4.6 een overzicht en beknopte bespreking van de belangrijkste onzekerheden, knelpunten en beleidsuitdagingen

voor het ontsluiten en realiseren van het benodigde potentieel qua flexibele middelen in de jaren 2030-2050.

## 4.2 Overzicht van flexibele opties

Om te voorzien in de behoefte aan flexibiliteit van het elektriciteitssysteem zijn er diverse opties, doorgaans onderverdeeld in hoofdcategorieën, diverse subcategorieën en, tenslotte, individuele opties ('technologieën'). De vier belangrijkste hoofdcategorieën van flexibele opties zijn:

1. *Flexibele stroomopwekking* ('regelbaar vermogen'), inclusief het beperken ('curtailen') van de opwekking van elektriciteit uit zon en wind ('VDE curtailment');
2. *Handel*, i.e. import/export van elektriciteit (via interconnecties met het buitenland);
3. *Opslag*, met name opslag van elektriciteit in de vorm van batterijen, perslucht ('compressed air') of in andere energiedragers zoals (groene) waterstof.
4. *Vraagrespons* (of *vraagsturing*), i.e. verhoging/verlaging van de vraag naar elektriciteit afhankelijk van het relatieve aanbod en de prijs van elektriciteit, in het bijzonder van de vraag naar elektriciteit door potentieel snelgroeiende 'power-to-X' technologieën zoals 'power-to-hydrogen' (P2H<sub>2</sub>, i.e. groene waterstof), 'power-to-heat' (P2H) of 'power-to-mobility' (P2M), i.e. elektrisch vervoer (EV).<sup>34</sup>

Deze hoofdcategorieën worden, zoals aangeduid, doorgaans nader onderverdeeld in diverse subcategorieën. Zo kan flexibele stroomopwekking worden onderscheiden in conventionele ('fossiele') versus duurzame ('CO<sub>2</sub>-vrije') opwekking en deze laatstgenoemde subcategorie kan nader worden onderscheiden in (i) het beperken van VDE bronnen ('VDE curtailment'), (ii) het op- en afschakelen – indien mogelijk – van de stroomproductie uit zon/wind ('VDE ramping'), en (iii) het regelbaar opwekken van elektriciteit uit duurzame, niet-VDE bronnen (zoals waterstof of biogas). Elk van deze (sub)opties heeft zijn eigen specifieke kenmerken en eigenschappen, zoals de termijn waarop de flexibiliteit wordt geleverd (kort-lang) of de mate van betrouwbaarheid qua levering van flexibiliteit onder diverse, uiteenlopende omstandigheden. [Tabel 4.1](#) verschaft een globaal overzicht van het aanbod van flexibele opties, onverdeeld in hoofd- en subcategorieën, met inbegrip van twee belangrijke kenmerken (termijn, betrouwbaarheid) en enkele specifieke opmerkingen per optie (zie tevens onderstaande Sectie 4.5).

## 4.3 Vraag en aanbod van flexibiliteit in 2030

### 4.3.1 Inleiding

In opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) heeft TNO onlangs de ontwikkeling van vraag en aanbod van flexibiliteit in het elektriciteitssysteem van Nederland geanalyseerd voor de jaren 2030 en 2050 aan de hand van enkele recente scenariostudies (Hers et al., 2023). In deze analyse wordt het begrip 'residuele basisvraag' gehanteerd als indicator voor de vraag naar flexibiliteit van het elektriciteitssysteem. De 'basisvraag' betreft de vraag naar elektriciteit zonder flexibele vraagcategorieën zoals P2H<sub>2</sub>, P2Heat en EV (i.e., grotendeels de bestaande, klassieke vraag naar elektriciteit). De 'residuele basisvraag' betreft de basisvraag naar elektriciteit minus de opwekking van elektriciteit uit variabele, duurzame energie (VDE), in het bijzonder zon en wind.

<sup>34</sup> Vraagresponse omvat derhalve ook de *conversie* van elektriciteit naar andere energiedragers zoals waterstof of warmte. In sommige gevallen (P2H<sub>2</sub>, EV, e.d.) zijn vraagrespons en opslag veelal twee kanten van dezelfde medaille maar wordt de betreffende flexibiliteit doorgaans gekwalificeerd en gekwantificeerd als vraagrespons.

Tabel 4.1: Overzicht van flexibele opties

Hoofdcategorie	Subcategorieën	Termijn	Betrouwbaar ('firm')	Opmerkingen/boodschappen
<b>Opwekking</b>	Conventioneel	Kort-lang	Hoog	Wordt uitgefaseerd tijdens energietransitie
	Duurzaam (CO <sub>2</sub> -vrij)			
	• VDE: curtailment	Kort-lang	Hoog	Alleen relevant tijdens VDE overschotsituatie
	• VDE: ramping	Kort	Laag	2-zijdig (up/down) indien draaiend < volledige capaciteit
<b>Handel</b>	• Regelbaar vermogen	Kort-lang	Hoog	Zie achtergrondrapport elektriciteit (hoofdstuk 3)
	Import/export	Kort-lang	Onzeker (afhankelijk van 'externe' factoren)	Beperkingen (interconnecties): technische/economische capaciteit
<b>Opslag</b>	Vliegwielen	Heel kort	Hoog (beperkt volume)	Hoog vermogen & snelle response (maar beperkte opslagcapaciteit)
	Batterijen:			Investeringskosten dalen relatief snel: op termijn groter economisch potentieel
	• Li-ion/VR/PB, etc.	Kort	Hoog (beperkte volumes)	
	• EVs (V2G)	Kort-midden	Midden (beperkte volumes)	
<b>Vraagrespons</b>	Waterstof (groen)	Lang	Hoog (grote volumes)	Vereist H <sub>2</sub> opslag- en transportfaciliteiten
	Vraagvermindering:			
	• Afschakeling	Kort-lang	Hoog (contractueel) Laag (vrijwillig)	Beschikbare potentiëlen en kosten zijn onzeker/onbekend
	• Hybride technologie (P2Heat)	Kort-lang	Hoog	Beschikbaarheid/prijs van duurzame gassen is onzeker
	Vraagverschuiving			
	• Conventionele vraag	Kort	Laag	Praktisch potentieel is waarschijnlijk beperkt (veel barrières)
	• Nieuwe P2X:			
	- P2H <sub>2</sub>	Kort-lang	Hoog	Op termijn (2040-2050): groot potentieel, afhankelijk van binnenlandse productie (versus import) van groene waterstof
- P2Heat (volledig elektrische boilers/warmtepompen)	Kort	Laag (onzeker/'negatief')	Tijdens vorstdagen (+Dunkelflaute): hoge piek(rest)vraag. Potentieel is beperkt voor korte-termijn flex maar kan wellicht (aanzienlijk) vergroot/verlengd worden tot lange-termijn flex met behulp van warmte-opslag	
- P2Mobility (EVs)	Kort-midden	Laag-midden (onzeker)	Technisch potentieel is in beginsel groot maar praktisch beperkt door allerlei barrières	

De maximale ('positieve') en minimale ('negatieve') waarden van de residuele basisvraag – per uur – komen overeen met, respectievelijk, het maximale tekort c.q. overschot qua VDE-opwekking. In die zin verschaffen deze waarden, zoals gezegd, een (eerste, beperkte) indicatie van de (maximale) behoefte aan, respectievelijk, 'opwaartse flexibiliteit' (meer aanbod/minder vraag) c.q. 'neerwaartse flexibiliteit' (minder aanbod/meer vraag). Deze behoefte aan (opwaartse/neerwaartse) flexibiliteit kan worden voorzien door de (maximale) inzet van het beschikbare potentieel aan flexibele opties zoals regelbaar opwekvermogen, handel, opslag en vraagrespons (inclusief 'grootschalige conversie').<sup>35</sup>

Voor 2030 omvat de vergelijkende analyse van TNO de volgende scenariostudies:

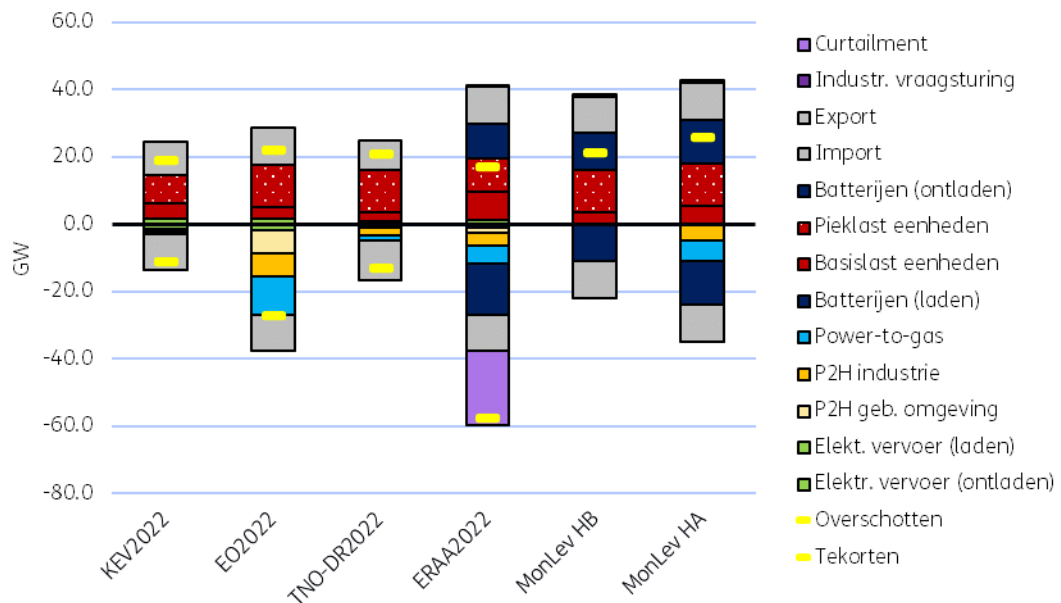
- *KEV2022*: Klimaat en Energieverkenning 2022 (PBL et al., 2022);
- *EO2022*: Extra Opgave (Uitvoeringsoverleg Elektriciteit, 2022a);
- *TNO-DR2022*: TNO-rapport over de rol van 'Demand Response' (DR) in het elektriciteitssysteem van Nederland, 2030-2050 (Sijm et al., 2022);
- *ERAA2022*: European Resource Adequacy Assessment (ENTSO-E, 2022);
- *MonLev HB*: Monitoring Leveringszekerheid, scenario 'Huidig Beleid' (TenneT, 2022);
- *MonLev AB*: Monitoring Leveringszekerheid, scenario 'Ambitieuze Beleid' (TenneT, 2022).

### 4.3.2 Belangrijkste bevindingen qua flexibiliteit in 2030

De belangrijkste bevindingen van de vergelijkende analyse van TNO qua vraag en aanbod van flexibiliteit van het Nederlandse elektriciteitssysteem in 2030 zijn (Figuur 4.1 en Figuur 4.2):

- De vraag naar flexibiliteit voor het opvangen van de *maximale* residuele basisvraag – i.e., het 'maximale VDE tekort' – varieert in de gebruikte scenario's vrij beperkt met een relatief stabiele piek van 20-25 GW. Anderzijds fluctueert de behoefte aan flexibiliteit voor het adresseren van de minimale residuele basisvraag – i.e., het maximale VDE-overschot – in 2030 vrij sterk van (minus) 11 GW in KEV2022 tot (minus) 57 GW in ERAA 2022.
- De verschillen in bovengenoemde maximumwaarde van de residuele basisvraag in de gebruikte scenario's worden primair veroorzaakt door verschillen in aannames over de hoogte (en het profiel) van de vraag naar elektriciteit in 2030. Daarentegen worden de verschillen in de minimumwaarde – naast de genoemde verschillen qua vraag naar elektriciteit – primair veroorzaakt door verschillen in het opgestelde (exogeen bepaalde) VDE-vermogen, in het bijzonder van zon-PV.

<sup>35</sup> In de TNO-studie over flexibiliteit (Hers et al., 2023) wordt qua vraagrespons een onderscheid gemaakt tussen 'vraagsturing' en 'grootschalige conversie'. Onder *vraagsturing* wordt verstaan "de sturing van de eindgebruikersvraag door aanpassing van de inzet van apparaten bij de eindgebruiker". Vraagsturing kan betrekking hebben op vraagverschuiving of vraagbeperking. Technologieën die doorgaans geschikt zijn voor vraagsturing zijn met name finale vraagtechnologieën met hogere vermogens die niet voltijds worden ingezet, zoals elektrische auto's of warmtepompen. In het geval van warmtepompen biedt de hybride warmtepomp aanvullende flexibiliteit, omdat dan ook geschakeld kan worden tussen een gasketel en een elektrische warmtepomp. Daarnaast biedt afschakeling of beperking van industriële processen een relatief groot technisch potentieel aan vraagsturing. *Grootschalige conversie* betreft technologieën voor de omzetting ('conversie') van elektriciteit naar andere energiedragers zoals power-to-heat (P2H) via (hybride) e-boilers of power-to-hydrogen (P2H<sub>2</sub>), i.e. waterstofproductie via elektrolyse. In het eerste geval wordt uit elektriciteit warmte of stoom geproduceerd voor de industrie, waarbij overgeschakeld kan worden naar gasgestookte boilers of warmtekrachtkoppeling (WKK). In het tweede geval wordt waterstof geproduceerd uit elektriciteit, waarbij overgeschakeld kan worden op andere vormen van waterstofproductie, waterstofopslag of vanuit een waterstofnet (Hers et al., 2023).

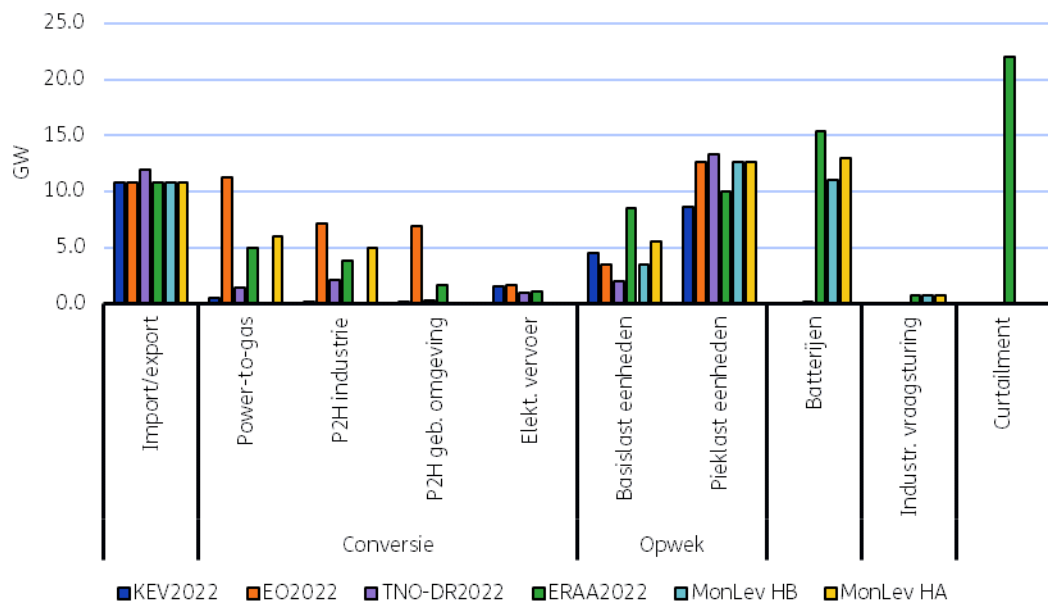


**Figuur 4.1:** Overzicht van de maximale vraag naar flexibiliteit – i.e., de maximale tekorten c.q. overschotten qua opwekking van variabele, duurzame elektriciteit (VDE) – versus de maximale, geaggregeerd inzet van flexibele opties in de gebruikte scenariostudies voor 2030

Noot: In **Figuur 4.1** worden de VDE tekorten en overschotten aangeduid met kleine, gele balkjes. In het geval van de scenario's MonLev HB en MonLev HA (TenneT, 2022) worden de minimale waarden van de residuele basisvraag ('VDE overschot') niet benoemd in de betreffende rapportage.

Bron: TNO (Hers et al., 2023).

- In de vraag naar flexibiliteit voor het opvangen van het maximale VDE-tekort wordt in alle gebruikte 2030 scenario's primair voorzien door de (maximale) inzet van 'conventionele' flexopties, i.e. (i) regelbaar vermogen – zowel basislast als pieklast eenheden – met een totale capaciteit van 13-18 GW, en (ii) buitenlandse handel, in casu import van elektriciteit, met een maximaal beschikbare interconnectiecapaciteit van circa 11 GW. Daarnaast wordt in de drie 'netbeheerdersscenario's (ERAA2022 en MON LEV HB/HA) een substantiële inzet verondersteld van opslag, i.e. het ontladen van (systeem)batterijen, met een totale capaciteit van ongeveer 11-15 GW. In deze drie scenario's wordt tevens de inzet verondersteld van industriële vraagsturing – het gaat hier louter om afschakeling van de vraag – zij het zeer bescheiden (maximaal 0,7 GW). Tenslotte speelt in de gebruikte 2030 scenario's ook kleinschalige vraagrespons – in casu, neerwaartse vraagverschuiving – via elektrische voertuigen en warmtepompen in de gebouwde omgeving een beperkte rol in het opvangen van het maximale VDE tekort.
- Zoals gezegd fluctueert het maximale VDE overschot in de gebruikte 2030 scenario's vrij sterk van 11 GW in KEV2022 tot 51 GW in ERAA2022. Het aanbod van flexibiliteit voor het adresseren van deze overschotten varieert dienovereenkomstig tussen de betreffende scenario's en bestaat vooral uit de volgende opties (**Figuur 4.1** en **Figuur 4.2**):
  - *Handel*, i.e. export van elektriciteit, met een maximaal vermogen van circa 11-13 GW (in alle scenario's);



**Figuur 4.2:** Overzicht van maximale inzet van flexibele opties in de gebruikte scenariostudies voor 2030.

Bron: TNO (Hers et al., 2023)

- *Grootschalige conversie* van elektriciteit (louter in het scenario EO2022, i.e., maximaal 11 GW ‘power2hydrogen’ en maximaal 7 GW ‘power2heat’ in de industrie);
  - *Kleinschalige vraagsturing*, i.e. ‘opwaartse vraagverschuiving, via elektrisch vervoer en warmtepompen in de gebouwde omgeving;
  - *Opslag*, i.e. het laden van systeembatterijen (circa 11-15 GW, louter in de drie ‘netbeheerdersscenario’s);
  - Afschakelen van zon en wind (*VDE curtailment*), louter in het ENTSO-E scenario ERAA2022 (maximaal 22 GW).
- De aanzienlijke verschillen tussen de bovengenoemde scenario’s qua maximale inzet van flexibele opties in 2030 zijn het resultaat van verschillen qua aannames van deze scenario’s, in het bijzonder van aannames met betrekking tot de groei en ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit, het (haalbare of vereiste) techno-economische potentieel van bepaalde flexibele opties, het gevoerde beleid (huidig, voorgenomen, gewenst), alsmede verschillen in de gehanteerde methodiek, bijvoorbeeld kostenoptimalisatie versus simulatie van mogelijke, uiteenlopende toekomstbeelden (Hers et al., 2023).

## 4.4 Vraag en aanbod van flexibiliteit in 2050

### 4.4.1 Inleiding

Voor 2050 zijn de beelden qua vraag en aanbod van flexibiliteit ontleend aan twee recente update-studies van het integrale, klimaatneutrale energiesysteem van Nederland in 2050. Het betreft hier met name de volgende twee studies en specifieke scenario’s (zie ook Hoofdstuk 2, Sectie 2.1, alsmede Hoofdstuk 3, Sectie 3.1):

- TNO (2022): *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*, inclusief de twee scenario’s ADAPT en TRANSFORM. Deze scenario’s zijn kwantitatief doorgerekend met het integrale energiesysteemmodel OPERA waarbij de nationale vraag naar energie

wordt voorzien tegen de laagste maatschappelijk kosten (voor nadere details, zie Scheepers et al., 2022).

- Netbeheer Nederland (2023): *Het Energiesysteem van de Toekomst – Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050)*, inclusief de scenario's 'Decentraal', 'Nationaal', 'Europees' en 'Internationaal'. Deze scenario's zijn kwantitatief doorgerekend met het Energietransitiemodel (ETM), een simulatiemodel van het integrale energiesysteem in Nederland (voor nadere details, zie Netbeheer Nederland, 2023).

## 4.4.2 Belangrijke bevindingen qua flexibiliteit in 2050

### *Vraag naar flexibiliteit*

In de TNO-scenario's TRANSFORM en ADAPT overstijgt in 2050 de vraag naar elektriciteit de opwek uit zon en wind (VDE) op piekmomenten met, respectievelijk, circa 15 en 15 GW (Scheepers et al., 2022; Hers et al., 2023). In de vier scenario's van Netbeheer Nederland (2023) zijn deze piekmomenten met VDE-tekorten doorgaans een stuk hoger, variërend tussen 35 en 50 GW.

Anderzijds zijn er in 2050 ook veel momenten met een VDE-overschot, i.e. meer opwek uit zon en wind dan vraag naar elektriciteit, bijvoorbeeld in het scenario 'nationaal' van Netbeheer Nederland (2023) met een VDE-overschot in circa 6000 uur in de basisvariant voor 2050 (en een VDE-tekort in de overige, ongeveer 3000 uur van het jaar). Op piekmomenten varieert het VDE-overschot in de vier scenario's van Netbeheer Nederland tussen de 65 en 95 GW. In de twee TNO-scenario's bedraagt het maximale VDE-overschot ongeveer 38 GW in ADAPT en meer dan 100 GW in TRANSFORM (Scheepers et al., 2022; Hers et al., 2023).

Bovengenoemde verschillen in VDE-overschotten en -tekorten in 2050 tussen de respectievelijke scenario's worden primair veroorzaakt door verschillen in de verwachte ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit tot 2050 alsmede in de beschikbare capaciteit van VDE-opwek in 2050, in het bijzonder van opwek uit zon-PV (voor nadere details, zie Hoofdstuk 2, Sectie 2.1, alsmede Hoofdstuk 3, Sectie 3.1).

### *Aanbod van flexibiliteit*

Om de bovengenoemde VDE-overschotten en -tekorten in 2050 op te vangen moet een groot en divers portfolio qua flexibele middelen worden gerealiseerd. **Figuur 4.3** verschaft een samenvattend overzicht van de maximaal beschikbare capaciteit qua flexibele middelen voor het elektriciteitssysteem in Nederland conform de recente energieweb-scenario's van TNO (2022) en Netbeheer Nederland (2023).

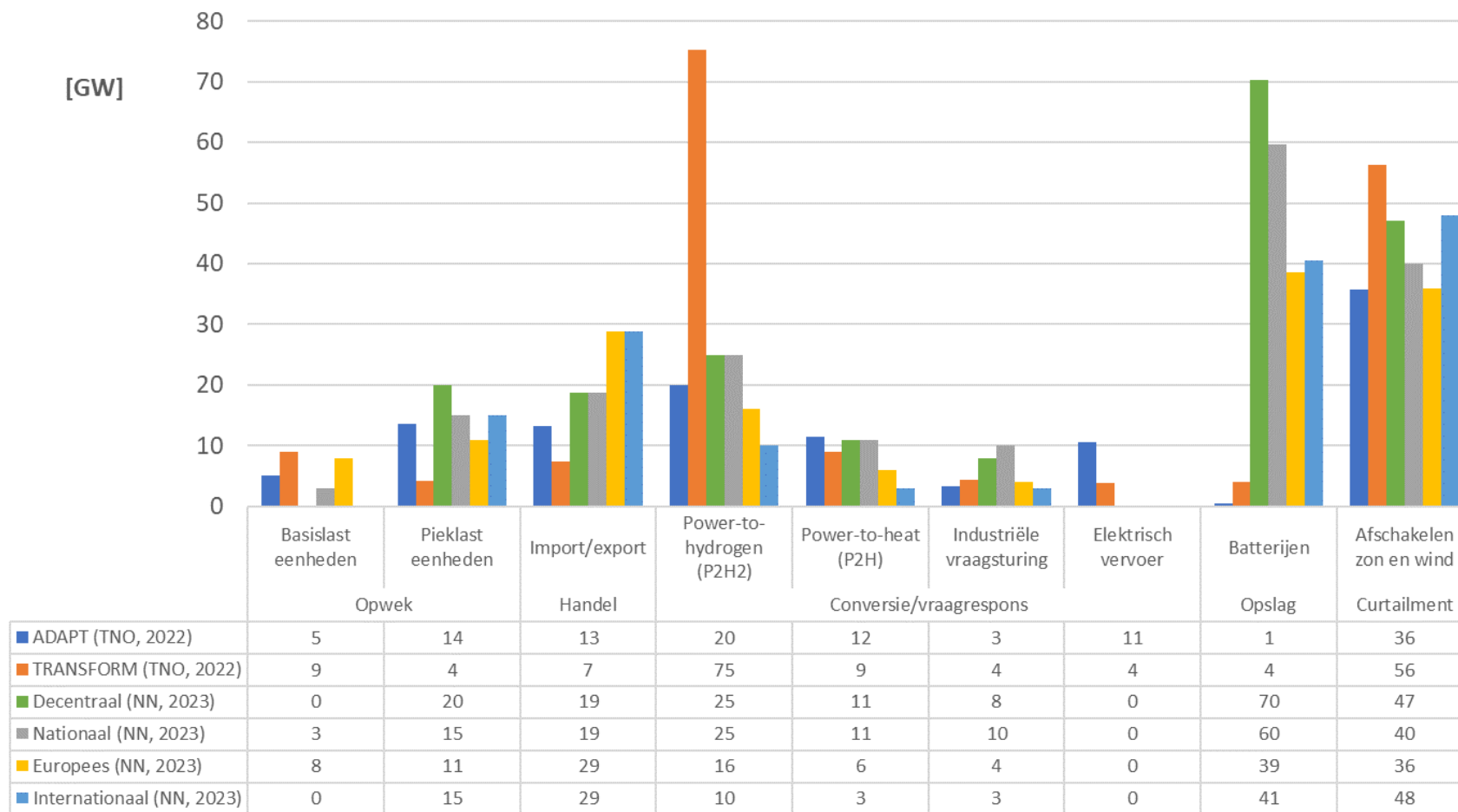
De meest opvallende, belangrijkste bevindingen van **Figuur 4.3** zijn:

- *Regelbaar opwekvermogen*

In de twee TNO-scenario's varieert de capaciteit van regelbare basislasteenheden van 5 GW in ADAPT tot 9 GW in TRANSFORM. In ADAPT betreft het louter centrales op biogrondstoffen (5 GW); in TRANSFORM gaat het om zowel eenheden op biogrondstoffen (4 GW) als kernenergie (5 GW). Daarnaast wordt in deze scenario's gebruik gemaakt van flexibele pieklasteenheden, uiteenlopend van 4 GW in TRANSFORM (louter gascentrales) tot 14 GW in ADAPT (bestaande uit 9 GW gascentrales en 5 GW waterstofcentrales; zie ook Hoofdstuk 3, Sectie 3.1/**Figuur 3.1**).<sup>36</sup>

<sup>36</sup> Voor zover het gebruik van (fossiel) gas leidt tot de uitstoot van broeikasgassen in 2050 wordt dit afgevangen en opgeslagen/gebruikt (CCS/CCU) en/of gecompenseerd door negatieve emissies elders in het (klimaatneutrale) energiesysteem.





Figuur 4.3: Capaciteit qua flexibele middelen voor het elektriciteitssysteem in enkele recente, integrale energiescenario's voor Nederland in 2050.

Bron: TNO (Scheepers et al., 2022; Hers et al., 2023; en Netbeheer Nederland, 2023).

In de vier 2050 scenario's van Netbeheer Nederland (2023) loopt het vermogen van de regelbare basislasteenheden uiteen van 0 in de scenario's 'Decentraal' en 'Internationaal' tot 3 GW in 'Nationaal' en 9 GW in 'Europees' (in beide gevallen gaat het louter om centrales op kernenergie). Daarnaast worden in deze scenario's flexibele pieklasteenheden ingezet (louter waterstofcentrales), variërend van 11 GW in 'Europees' tot 20 GW in 'Decentraal'.

- *Buitenlandse handel*

In de twee TNO-scenario's is de beschikbare interconnectiecapaciteit voor handel in elektriciteit – zowel import als export – vrij beperkt in 2050, met name in TRANSFORM (7 GW) en in iets mindere mate in ADAPT (13 GW). In de vier 2050 scenario's van Netbeheer Nederland daarentegen is deze capaciteit aanzienlijk groter, i.e. 19 GW in de scenario's 'Decentraal' en 'Nationaal' en zelfs 29 GW in 'Europees' en 'Internationaal'.

- *Conversie/vraagsturing*

**Figuur 4.3** laat zien dat er qua conversie/vraagrespons grote verschillen zijn tussen de gebruikte 2050 scenario's en de onderscheiden, afzonderlijke flexiopties. In alle scenario's is 'power-to-hydrogen' (P2H<sub>2</sub>) in 2050 echter de belangrijkste vraagrespons optie, i.e. de conversie van elektriciteit naar waterstof, met name tijdens de (vele) uren met een (groot) VDE-overschot in 2050. In de vier (simulatie)scenario's van Netbeheer Nederland varieert de beschikbare capaciteit P2H<sub>2</sub> van 10 GW in 'Internationaal' tot 25 GW in zowel 'Decentraal' als 'Nationaal'. In de twee TNO (optimalisatie)scenario's daarentegen loopt het opgestelde, benodigde P2H<sub>2</sub> vermogen in 2050 veel meer uiteen, i.e. van 20 GW in ADAPT tot maar liefst 75 GW in TRANSFORM.<sup>37</sup>

Een tweede, belangrijke vraagrespons optie in 2050 is 'power-to-heat' (P2H), i.e. zowel de conversie van elektriciteit naar warmte in de industrie – met name door middel van hybride/elektrische boilers – alsmede de inzet van hybride/flexibele warmtepompen in de gebouwde omgeving. In de betreffende 2050 scenario's varieert het maximale gebruik van P2H van 3 GW in 'Internationaal' (Netbeheer Nederland, 2023) tot 12 GW in ADAPT (TNO, 2022).

Een derde, belangrijke vraagrespons optie in 2050 is 'industriële vraagsturing', i.e. het afschakelen van de vraag naar elektriciteit in de industrie, in het bijzonder tijdens uren met een groot, ernstig tekort aan aanbod van elektriciteit uit zon en wind (VDE). Informatie over het potentieel en de kosten van deze flexibele optie is echter schaars, weinig betrouwbaar en derhalve meer dan gemiddeld onzeker. Aannames over het (maximaal) beschikbare vermogen qua industriële vraagsturing in 2050 variëren van 3 tot 4 GW in de twee TNO-scenario's en van 3 tot 10 GW in de vier scenario's van Netbeheer Nederland (2023).

Qua vraagrespons valt tenslotte op dat vraagsturing door elektrisch vervoer – met name vraagverschuiving van uren met hoge elektriciteitsprijzen naar uren met lage prijzen – een significante optie is in de twee TNO-scenario's, in het bijzonder in TRANSFORM (maximum 11 GW), maar dat deze optie niet wordt meegenomen in het overzicht van de flexibiliteitsanalyse van de vier recente 2050 scenario's door Netbeheer Nederland (2023).

- *Opslag*

Qua opslag van elektriciteit – met name via de inzet van systeembatterijen – is er een opvallend groot verschil tussen de twee TNO-scenario's enerzijds en de vier 2050 scenario's

<sup>37</sup> De 75 GW elektrolyse in TRANSFORM wordt vooral gedreven door de aanzienlijke, additionele vraag naar waterstof voor de emissiereductie van broeikasgassen van bunkerbrandstoffen voor de internationale lucht- en scheepvaart. Bovendien wordt in dit scenario geen waterstof geïmporteerd waardoor er een grote behoefte is aan binnenlandse productie van (groene) waterstof, in het bijzonder via P2H<sub>2</sub> (Scheepers et al., 2022).

van Netbeheer Nederland anderzijds. In de twee TNO-scenario's is de rol van opslag in 2050 heel bescheiden, i.e. maximaal 1 GW in ADAPT en 4 GW in TRANSFORM. In de vier scenario van Netbeheer Nederland daarentegen is de inzet van systeembatterijen vrij groot, variërend van 39 GW in 'Europees' tot 70 GW in 'Decentraal'. Naast verschillen in aannames qua kostenontwikkeling van batterijen tot 2050 – en andere, scenario-specifieke parameters – worden de grote verschillen qua opslag tussen de twee studies met name veroorzaakt door een verschil in aanpak (methodiek), i.e. kostenoptimalisatie van de benodigde capaciteit aan (relatief dure) batterijen in de studie door TNO (Scheepers et al., 2022) versus simulatie van de (veronderstelde, benodigde) capaciteit in de studie van Netbeheer Nederland (2023).

- *VDE curtailment*

Tenslotte is het afschakelen van elektrische opwekking uit zon- en windenergie ('*VDE curtailment*') een belangrijke flexibele optie in alle gebruikte 2050 scenario's, in het bijzonder tijdens uren met een groot VDE-overschot. **Figuur 4.3** laat zien dat het maximale vermogen qua VDE-afschakeling in de TNO-scenario's varieert van 36 GW in ADAPT tot 56 GW in TRANSFORM en in de vier scenario's van Netbeheer Nederland van 36 GW in 'Europees' tot 48 GW in 'Internationaal'.

Samenvattend vertoont **Figuur 4.3** grote verschillen in zowel de mix als omvang qua aanbod van flexibele middelen in enkele recente, integrale scenariostudies van het Nederlandse energiesysteem in 2050, zowel tussen de twee betreffende studies (TNO versus Netbeheer Nederland) als tussen de onderlinge scenario's van deze studies. Naast een verschil in methodiek van deze twee studies (kostenoptimalisatie versus simulatie) komen deze verschillen met name voort uit verschillen in aannames tussen de betreffende 2050 scenario's (als gevolg van grote onzekerheden), in het bijzonder ten aanzien van de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit alsmede het (veronderstelde) potentieel en de kostenontwikkeling van de diverse (flexibele) aanbodopties van elektriciteit in 2050.<sup>38</sup>

## 4.5 Netwerkg congestie en flexibiliteit

Een specifieke dimensie van de vraag naar flexibiliteit heeft betrekking op de overbelasting ('congestie') van het netwerk (zie bovenstaande Sectie 4.1), hetzij aan de aanbodzijde van het netwerk ('invoeding') hetzij aan de vraagzijde ('afname'). Congestie kan zich voordoen op zowel het laagspanningsnet ('lokaal'), het middenspanningsnet ('regionaal') en/of het hoogspanningsnet ('nationaal').

Als gevolg van de energietransitie zal zowel de (piek)vraag naar elektriciteit als het (piek)aanbod van elektriciteit uit VDE-bronnen fors toenemen. Daarmee zal ook de behoefte aan transport van elektriciteit sterk groeien en dientengevolge ook de behoefte aan netverzwaring en -uitbreiding teneinde congestie van het net en vertraging van de energietransitie te voorkomen.

Inzet van (structurele) flexopties zoals opslag, vraagresponso en VDE-beperving kunnen de pieken in vraag en aanbod van elektriciteit aanzienlijk afvlakken en daarmee – op kosteneffectieve wijze – de behoefte aan netverzwaring navenant verminderen. Daarnaast kunnen ook slimme locatiekeuzes en efficiencyverbeteringen qua toegang en gebruik van het net de behoefte aan netverzwaring structureel en kosteneffectief reduceren (Hoofdstuk 5).

<sup>38</sup> Naast de basisvarianten van de betreffende 2050 scenario's laten diverse, aanvullende varianten en gevoeligheidsanalyses zien dat zowel de mix als de omvang van de flexibele middelen in het Nederlandse elektriciteitssysteem in 2050 afhankelijk zijn van variaties in zowel de genoemde als andere factoren, waaronder met name variaties in jaarlijkse weersomstandigheden (Scheepers et al., 2022; Netbeheer Nederland, 2023; zie tevens TenneT, 2023).

Het structurele, kosteneffectieve potentieel van bovengenoemde flexibele opties, locatiekeuzes en verbeteringen qua toegang en gebruik van het net is echter relatief beperkt – ten opzichte van de snelgroeiende vraag naar transport van elektriciteit – en doorgaans, om uiteenlopende redenen, niet volledig of slechts deels realiseerbaar. Dientengevolge is netverzwaring – naast het haalbare, kosteneffectieve potentieel van de genoemde flexiopties, locatiekeuzes en efficiencyverbeteringen – veelal de meest gesuggereerde en enig resterende, additionele optie om adequaat, kosteneffectief en structureel te voorzien in de snelgroeiende behoefte aan transport als gevolg van de energietransitie.

Netverzwaring is echter, om uiteenlopende redenen, veelal een complexe, tijdrovende exercitie en derhalve minder geschikt voor de korte termijn (zie Hoofdstuk 5). Een alternatieve (korte-termijn) optie is congestiemanagement, met name via de tijdelijke inzet van additionele, flexibele middelen als opslag en vraagrespons, in het bijzonder als de congestie beperkt is qua duur (aantal uren) en intensiteit (mate van overbelasting van het net).

Uit allerlei berichten en prognoses blijkt dat, als gevolg van de (onverwachte) versnelling van de energietransitie en de relatief lange looptijden van netverzwaring, de congestie van het netwerk de afgelopen jaren alom is toegenomen en naar verwachting in de komende jaren verder zal toenemen. Door een gebrek aan kennis, informatie en degelijke analyses – met name over de toekomstige (decentrale) ontwikkeling van vraag en (variabel) aanbod van elektriciteit alsmede over toekomstige, mogelijke realisaties van netwerkverzwaringen op de langere termijn – is het echter niet of nauwelijks mogelijk een volledig, betrouwbaar en kwantitatief beeld te verkrijgen van het optreden en de ontwikkeling van congestie in het Nederlandse netwerk gedurende de periode 2030-2050 en daarmee van de behoefte aan congestiemanagement, inclusief de inzet van flexibele opties, teneinde de netwerkcongestie in deze periode op te vangen.

Het is echter wel mogelijk om (kwalitatief) aan te duiden welke flexibele opties vooral van belang zijn voor het opvangen of reduceren van netwerkcongestie (naast andere middelen of maatregelen om congestie te voorkomen, te verminderen of op te heffen). Deze opties zijn met name:

- Het beperken van de opwekking en netinvoeding van elektriciteit uit zon en wind ('*VRE curtailment*'). Dit betreft zowel de grootschalige opwekking van elektriciteit uit zon en wind (op zee) – met invoeding op het hoog- en middenspanningsnet – als de kleinschalige productie van groene stroom (met invoeding op het laagspanningsnet);
- Het stimuleren van *vraagrespons*, in het bijzonder vraagvermindering door industriële clusters maar ook door huishoudens en andere kleinverbruikers. Dit kan zowel door flexibele (dynamische) elektriciteitsprijzen als door flexibele netwerktarieven, waarbij de hoogte van de lokale netwerktarieven afhangt van de mate van netwerkcongestie;<sup>39</sup>
- Het bevorderen van (lokale of regionale) *opslag* van elektriciteit, bijvoorbeeld in de vorm van een buurtbatterij, een batterij bij kleine VDE-stroomproducenten/eindverbruikers ('achter de meter') of een batterij nabij een wind- of zonnepark.<sup>40</sup>

<sup>39</sup> Merk op dat vraagresponse door middel van flexibele (dynamische) prijzen kan leiden tot zowel een toename als een afname van netwerkcongestie. Een goede coördinatie en differentiatie van flexibele elektriciteitsprijzen en flexibele netwerktarieven (lokaal, regionaal) kan zorgen voor zowel het handhaven van de systeembalans als het beperken van netwerkcongestie.

<sup>40</sup> De vraag is echter in hoeverre deze vormen van opslag uiteindelijk rendabel zullen zijn (zie onderstaande Sectie 4.5 over de onzekerheden, knelpunten en andere uitdagingen van flexibele opties zoals opslag).

## 4.6 Onzekerheden, knelpunten en andere beleidsuitdagingen

Zoals eerder opgemerkt zal, als gevolg van de energietransitie, de behoefte aan flexibiliteit van het elektriciteitssysteem in Nederland fors toenemen in de periode 2030-2050 en zijn er in beginsel diverse flexibele opties beschikbaar om in deze behoefte te voorzien. De feitelijke omvang en uiteindelijke realisatie van deze opties zijn echter onderhevig aan diverse, uiteenlopende onzekerheden, knelpunten en andere beleidsuitdagingen. In de onderstaande paragrafen zullen de belangrijkste onzekerheden, knelpunten en beleidsuitdagingen per flexibele optie beknopt) worden besproken.

### 4.6.1 Flexibele opwekking ('regelbaar vermogen')

Zie Sectie 3.6.5 voor een bespreking van de knelpunten en barrières voor regelbaar opwekvermogen.

### 4.6.2 Beperken van VDE-opwekking ('VRE-curtailment')

Vanuit systeemperspectief kan een zekere mate van overdimensionering van het opgestelde VDE-vermogen – en daarmee van de daaruit voortvloeiende VDE-beperking – maatschappelijk (kosten)optimaal zijn (Morales et al., 2022). Een grote mate van VDE-overdimensionering kan echter nauwelijks of slechts in beperkte mate worden opgevangen door alternatieve flexiopties (handel, opslag, vraagrespon) en leidt derhalve niet alleen tot een grote mate van VDE beperking maar ook tot een groot aantal uren met (zeer) lage opbrengstprijzen voor stroomproducenten – en bepaalde aanbieders van flexibiliteit – en daarmee tot een beperking of aantasting van het verdienmodel voor investeringen in zowel VDE-opwekking, regelbaar vermogen en flexibele assets. Een goede coördinatie en evenwichtige ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit en het aanbod van VDE-opwekking – inclusief een zekere mate van VDE-curtailment – is derhalve een vereiste voor een duurzame en betrouwbare elektriciteitsvoorziening op de lange termijn (Sijm et al., 2020, 2022 en 2024).

### 4.6.3 Handel

De belangrijkste onzekerheden, knelpunten en uitdagingen met betrekking tot buitenlandse handel als flexibele optie zijn:

- Het bewerkstelligen van een zekere (uitbreiding van de) interconnectiecapaciteit tussen twee landen is veelal een gecompliceerde, langdurige en onzekere exercitie, met name vanwege ingewikkelde, tijdrovende procedures (ruimtelijke ordening, natuur- en milieueffecten, politieke besluitvorming, etc.), lange doorlooptijden qua voorbereiding en uitvoering van de benodigde investeringen (circa 10 jaar of langer), alsmede grote belangentegenstellingen zowel binnen als tussen de betrokken landen (Sijm et al., 2013);
- Buitenlandse handel is doorgaans (in de meeste uren en situaties) een substantiële, kosteneffectieve en betrouwbare flexioptie, zowel voor het opvangen van VDE-overschotten en -tekorten als voor het opvangen van grote, korte-termijn variaties in de restvraag naar elektriciteit. Het is echter de vraag in hoeverre deze optie beschikbaar en betrouwbaar is onder specifieke omstandigheden, bijvoorbeeld een periode van 'dunkelflaute' in Noordwest Europa, i.e. een winterperiode van één of meerdere weken met relatief lage temperaturen (hoge 'power-to-heat' vraag) en nauwelijks of geen zon en wind in zowel Nederland als meerdere buurlanden die allen voor een groot deel van hun

elektriciteitsvoorziening zijn aangewezen op zon en wind. De vraag is bovendien (i) hoe groot het risico op zo'n 'extreme' gebeurtenis – of andere, specifieke ('minder extreme') situaties is, alsmede (ii) in hoeverre de Nederlandse samenleving en verantwoordelijke belanghebbenden/beleidsmakers afhankelijk willen zijn van buitenlandse handel als flexibele optie voor een betrouwbare (en betaalbare) elektriciteitsvoorziening, en (iii) in hoeverre er alternatieve (acceptabele, betrouwbare) flexopties zijn voor het opvangen van dergelijke situaties (bijvoorbeeld langdurige afschakeling van de vraag naar elektriciteit of voldoende reservevermogen voor de opwekking van elektriciteit dat gemiddeld slechts tijdens een beperkt aantal uren per jaar wordt ingezet). Antwoorden op deze vragen zijn niet eenvoudig (en deels maatschappelijk of politiek bepaald) maar zijn wel van belang voor de rol van buitenlandse handel als flexibele optie voor het elektriciteitssysteem in Nederland.

#### 4.6.4 Opslag

De belangrijkste onzekerheden, knelpunten en uitdagingen met betrekking tot opslag van energie zijn:

- Het belangrijkste knelpunt voor investeringen in opslag van elektriciteit in (stationaire) batterijen is het verdienmodel van deze optie. Hoewel de (investerings)kosten van deze optie in de afgelopen twee decennia sneller zijn gedaald dan verwacht, zijn ze voor diverse toepassingsfuncties vaak nog steeds relatief te hoog, met name voor (grootschalige) opslag voor een langere duur (i.e., meerdere uren, dagen of weken). Opslag in batterijen is op dit moment en in de komende jaren vooral aantrekkelijk voor opslag voor een beperkte duur (tot enkele uren), met veel (korte) cycli per jaar, met een relatief hoge opbrengstfunctie voor bepaalde 'balancing/ancillary services', voor het oplossen van bepaalde congestieverschijnselen (bij gebrek aan betere, alternatieve opties) en in het geval van het combineren van meerdere (opeenvolgende) marktfuncties en -segmenten ('value stacking'). Naarmate de (investerings)kosten van opslag in batterijen verder zullen dalen zal de rol van deze flexibele optie naar verwachting verder toenemen, maar waarschijnlijk vooral gericht blijven op opslag voor kortere duur en bepaalde, specifieke marktfuncties.
- Vanwege de salderingsregeling is opslag van elektriciteit door kleinverbruikers-producers nauwelijks of niet aantrekkelijk. Afschaffing van deze regeling maakt deze flexibele optie derhalve meer aantrekkelijk;
- Het verdienmodel van opslag in batterijen voor elektrisch vervoer (EV) is in beginsel gunstig aangezien de investeringskosten voor deze optie primair gemaakt worden voor een andere functie dan systeembalancering – i.e., vervoer – en dus niet terugverdiend hoeven te worden door flexibele functies zoals opslag, inclusief V2G. Het toekomstig potentieel van deze flexibele optie is derhalve in beginsel vrij groot maar hangt in de praktijk vooral af van de vraag in hoeverre allerlei andere, niet-financiële barrières geslecht kunnen worden. Daarbij gaat het vooral om belemmeringen zoals de mate (%), duur waarin auto's daadwerkelijk zijn aangesloten op het net, de mate waarin auto's en laadpalen technisch in staat zijn tot teruglevering aan het net, en de mate waarin eigenaars of gebruikers geneigd zijn en geprikkeld worden om hun EV batterijen in te zetten voor levering aan het net;
- Opslag en conversie van elektriciteit in de vorm van perslucht ('compressed air'), waterkracht ('hydro storage'), waterstof, warmte of een andere energiedrager heeft bepaalde

voordelen (ten opzichte van batterijen), zoals de grootschalige volume-opslag voor een langere duur (dagen, weken, maanden, seizoenen of zelfs jaren). Daar tegenover staan vaak bepaalde nadelen, zoals een gebrek aan technologische ontwikkeling ('market readiness') of een gebrekkig verdienmodel (relatief hoge investeringskosten en risico's, relatief hoge energieverliezen of andere, hoge opslagkosten). Reconversie van de opgeslagen energie naar elektriciteit gaat vaak wederom gepaard met aanzienlijke energieverliezen en derhalve met een lage 'round-trip efficiency' en relatief hoge kosten.

## 4.6.5 Vraagresponse

De belangrijkste onzekerheden, knelpunten en uitdagingen ten aanzien van vraagresponse zijn grotendeels afhankelijk van de betreffende technologie en de betreffende vraagsector. De vier belangrijkste of, in ieder geval, de vier meest onderzochte technologieën/subopties van vraagresponse zijn (i) power-to-hydrogen, (ii) power-to-heat in de industrie (met name hybride warmteboilers), (iii) power-to-heat in de gebouwde omgeving, in het bijzonder (volledig elektrische) warmtepompen, en (iv) power-to-mobility, i.e. elektrisch vervoer (EV). De belangrijkste onzekerheden, knelpunten en andere uitdagingen voor deze (en enkele andere) subopties zijn:<sup>41</sup>

- *Barrières voor verdergaande elektrificatie:* Om vraagrespons te bewerkstelligen dient er allereerst vraag naar elektriciteit te zijn. Er zijn echter nog allerlei belemmeringen voor de verdergaande elektrificatie van het energiesysteem in Nederland zoals:
  - In veel gevallen is het bestaande, fossiele brandstofalternatief nog steeds de meest aantrekkelijke optie;
  - Voor het reduceren van CO<sub>2</sub>-emissies is er soms competitie van andere, niet-elektrische opties die meer aantrekkelijk zijn (bijvoorbeeld de inzet van CCS/CSU);
  - De toenemende schaarste (congestie) van het net (zie Hoofdstuk 5).
- *Gebrekkige basiscondities voor vraagrespons:* In veel gevallen wordt niet of onvoldoende voldaan aan één of meer van de volgende basiscondities voor vraagrespons (De Wildt et al., 2022):
  - *Mogelijkheid om flexibel te opereren:* Voor diverse vraagopties (technologieën) zijn de mogelijkheden om flexibel te opereren beperkt vanwege (i) technische ('ramping'), procesmatige en operationele restricties, en (ii) het feit dat sommige apparaten – met name EVs – niet permanent of slechts voor een beperkt aantal uren per dag (week) zijn aangesloten op het net.
  - *Voldoende netcapaciteit om flexibel te opereren:* Vraagrespons heeft in beginsel het potentieel om de behoefte aan netcapaciteit te verminderen, met name als de betreffende vraagtechnologie nauw is gelokaliseerd bij de (VDE-)opwek van elektriciteit. In het huidige marktontwerp zijn er echter onvoldoende lokale prikkels voor een optimale locatie van vraag- (en aanbod)technologieën, waardoor vraagrespons – met name (gelijktijdige) vraagverhoging – de behoefte aan (lokale) netcapaciteit vergroot (zie tevens Hoofdstuk 5). Daarmee wordt het risico en de incidentie van (lokale) congestie vergroot en de mogelijke potentie van vraagresponse beperkt.

<sup>41</sup> Voor een recente, uitgebreide analyse van de barrières van vraagresponse in het algemeen en voor de genoemde vier subopties in het bijzonder, zie De Wildt et al. (2022).

- *Juiste prikkels:* Om vraagrespons optimaal te ontsluiten zijn juiste, dynamische (prijs)prikkels nodig die worden doorgegeven aan de eindverbruikers. Door het optreden van aggregators, dienstverleners en andere intermediairs in de elektriciteitsmarkten van Nederland zijn er echter allerlei vertragingen en andere onvolkomenheden in de huidige Nederlandse praktijk in het doorgeven van de juiste prikkels aan eindverbruikers, mede omdat een aanzienlijk deel van de eindverbruikers het risico op hoge prijsfluctuaties wil beperken.
- *Geen verstoorde prikkels door nettarieven en energiebelastingen:* Ondanks enkele recente hervormingen zijn er nog steeds prikkels in de huidige structuur van de nettarieven en energiebelastingen die de ontsluiting van vraagrespons belemmeren of althans niet bevorderen (CE Delft, 2022; De Wildt et al., 2022). Dit geldt in het bijzonder voor de capaciteitsstarieven en volumekortingen voor grootverbruikers waardoor een vlak (baseload) vraagprofiel wordt bevorderd en vraagresponse wordt bestraft (hogere kosten) en derhalve wordt afgeremd of zelf onrendabel wordt gemaakt.
- *Toegang tot markten:* hoewel de toegang tot met name de balanceringsmarkten de afgelopen jaren aanzienlijk is verbeterd, zijn er nog steeds diverse belemmeringen die de toegang tot deze en andere elektriciteitsmarkten beperken. Dit geldt in het bijzonder voor toegang tot markten voor kleinverbruikers, die daarvoor afhankelijk zijn van zogenaamde ‘aggregators’ of andere intermediairs, met alle problemen van dien qua data-uitwisseling, privacybescherming, het accuraat meten van vraagresponse, het naleven van contracten, etc.
- *Voldoende verdienmodel:* Voor (commerciële, grote) eindverbruikers geldt dat de kosten van vraagrespons moeten opwegen tegen de baten. Kosten van vraagresponse door (industriële, zakelijke) eindverbruikers betreffen veelal (i) extra capaciteitsinvesteringen (om flexibel te kunnen opereren), (ii) hogere operationele kosten door het op- en afschakelen van productieprocessen (‘ramping’), (iii), hogere netwerkkosten, en (iv) mogelijke kwaliteits- en opbrengstverliezen van tussen- of eindproducten. Tegenover deze hogere kosten (of lagere opbrengsten) staan baten (lagere kosten) als gevolg van de gemiddeld lagere elektriciteitsprijzen die eindverbruikers moeten betalen. Voor innovatieve, flexibele vraagtechnologieën als P2H<sub>2</sub> en (hybride) P2H in de industrie wegen de baten van vraagresponse in de komende jaren waarschijnlijk (nog) niet op tegen de hogere kosten (als er überhaupt al sprake is van een commercieel verdienmodel voor deze technologieën in de komende jaren). Op de langere termijn echter is het verdienmodel van vraagrespons door deze technologieën waarschijnlijk een stuk aantrekkelijker vanwege lagere (investerings)kosten en, met name, hogere baten als gevolg van hogere fluctuaties van de elektriciteitsprijzen door hogere variaties in de restvraag naar elektriciteit.
- Voor huishoudens (en andere kleinverbruikers) geldt dat de additionele, gemiddelde kosten van vraagrespons – via EVs, warmtepompen, slimme apparaten, e.d. – waarschijnlijk beperkt zullen zijn evenals de gemiddelde, financiële baten van vraagrespons. De vraag is echter of de netto baten van vraagrespons voor (grote groepen) huishoudens uiteindelijk zullen opwegen tegen ongemakken en andere immateriële lasten zoals verliezen aan comfort, privacy, controle, e.d. Daar staat



echter tegenover dat voor bepaalde huishoudens waarden als een beter milieu en klimaat een belangrijke motivatie kan zijn om actief deel te nemen in vraagrespon, al is het onzeker hoe groot deze groep en hun impact zal zijn.

- *Andere barrières voor vraagrespon:* Naast de bovengenoemde belemmeringen en knelpunten van vraagrespon zijn er nog enkele andere barrières, zoals:
  - *Financiële beperkingen:* Als vraagrespon substantiële investeringen vereist dan kan gebrek aan financiering een belemmering zijn voor vraagrespon, zelfs als het verdienmodel positief is;
  - *Gebrek aan informatie en bewustwording:* Voor zowel klein- als grootverbruikers is een gebrek aan informatie en bewustwording over de mogelijkheden en (netto) baten van vraagrespon vaak een belemmering voor een brede acceptatie van vraagrespon;
  - *Inertia en gewoontes:* Zelfs als de (maatschappelijke/individuele) baten van vraagrespon duidelijk zijn dan nog nemen veel huishoudens en andere kleinverbruikers geen initiatief – of slechts heel langzaam – om deel te nemen in vraagrespon vanwege oude gewoontes en afkeer van veranderingen.

# 5 Infrastructuur

## 5.1 Probleemanalyse: wat zijn de belangrijkste knelpunten c.q. uitdagingen?

De energietransitie in Nederland impliceert enerzijds een sterke groei van de vraag naar elektriciteit – door de verdergaande, versnelde elektrificatie van het energiesysteem (industrie, vervoer, warmte) – en anderzijds een nog snellere groei van het aanbod van elektriciteit uit variabele, duurzame energiebronnen (door de snelle expansie van het opgesteld vermogen aan zon en wind). Naar verwachting zal de (piek)vraag naar elektriciteit in de periode 2020-2050 toenemen met een factor 3 à 4 en het (piek)aanbod van elektriciteit uit zon en wind zelf met een factor 5 of meer (waarbij de pieken zich voordien in een beperkt aantal uren per jaar).

Daarnaast vinden er verschuivingen plaats van de opweklocaties ten opzichte van de vraagcentra, bijvoorbeeld naar de Noordzee (wind of land) en naar landelijke gebieden (zonneweiden en wind op land). Dit betekent, afhankelijk van de inzet en impact van flexibiliteitsmiddelen als vraagrespons en aanbodbeperking ('curtailment'), dat ook de behoefte aan transport van elektriciteit (fors) zal toenemen en daarmee de behoefte aan uitbreiding en verzwaring van de benodigde infrastructuur, i.e. het elektriciteitsnet (inclusief opslag), zowel op land – lokaal, regionaal, nationaal en qua interconnecties met omliggende landen – als op zee, i.e. de Noordzee, inclusief aanlanding langs de Nederlandse kust en/of interconnecties met ander Noordzeelanden.

Uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet in Nederland wordt echter veelal gekenmerkt door het optreden van diverse knelpunten waardoor de uitvoering van de netuitbreiding/-verzwaring wordt vertraagd of uitgesteld. De belangrijkste knelpunten zijn (Netbeheer Nederland, 2021; CE Delft, 2022b):

- *Onzekerheden* over de richting/uitvoering van de energietransitie in het algemeen en over specifieke locatiekeuzes en beleidsmaatregelen in het bijzonder (die bepalend zijn voor de behoefte aan nieuwe, specifieke investeringen in het net);
- *Gebrek aan coördinatie en regie*, in het bijzonder voor het stellen van (investerings)prioriteiten, het afwegen van complexe, integrale infrastructuurbeslissingen en het maken van verstandige, netefficiënte locatiekeuzes (zie hieronder);
- *Lange looptijden*, in het bijzonder voor investeringen in het hoogspanningsnet (6-8 jaar of langer), met name vanwege ingewikkelde, tijdrovende procedures (inspraak, ruimtelijke ordening, natuur- en milieueffectrapportages, etc.), trage besluitvormingsprocessen, alsmede de benodigde tijd voor de daadwerkelijk uitvoering van omvangrijke, complexe netwerkinvesteringen;
- *Personeel*, i.e. een gebrek aan personeel voor de voorbereiding, beoordeling en uitvoering van nieuwe investeringen in het net, in het bijzonder van technisch personeel voor de aanleg (en het onderhoud) van het net;
- *Materialen*, i.e. een gebrek aan kabels, transformatoren of andere (kritische) materialen voor de verzwaring of uitbreiding van het net;

- *Financiering*: de verwachte, jaarlijkse investeringskosten in het elektriciteitsnet zullen tussen 2021 en 2050 gemiddeld tweemaal zo hoog zijn als in de periode 2011-2020, i.e. respectievelijk circa 3 versus 1,4 miljard euro per jaar (PWC, 2021). Hoewel deze (verhoogde) uitgaven uiteindelijk (grotendeels) vergoed zullen worden door (een verhoging van) de nettarieven treedt er doorgaans de nodige vertraging op tussen deze uitgaven en opbrengsten (veelal over meerdere jaren en decennia) waardoor knelpunten optreden in de financiering van nieuwe, additionele investeringen in het net (PWC, 2021).

De behoefte aan transport van elektriciteit – en daarmee aan capaciteit van het net – hangt in sterke mate af van de locatiekeuzes ten aanzien van vraag en aanbod van elektriciteit, met inbegrip van de locatie en inzet van flexibiliteitsmiddelen. Naast energiebesparing kan deze behoefte worden beperkt door verstandige, netefficiënte locatiekeuzes en integrale afwegingen (electriciteits- versus gasinfrastructuur), waarbij het elektriciteitsnetwerk zoveel mogelijk wordt ontlast en de bestaande gasinfrastructuur zoveel mogelijk wordt benut, bijvoorbeeld elektrolyzers nabij opwek- of aanlandingslocaties, piekcentrales nabij geconcentreerde vraaglocaties – zoals grote steden en industriële clusters – en batterijen nabij grootschalige wind- en zonneparken. De huidige mogelijkheden om locatiekeuzes in Nederland te sturen zijn echter beperkt, in het bijzonder door het ontbreken van differentiatie van lokale nettarieven of andere, lokale marktprikkels (Netbeheer Nederland, 2021).

Naast een gebrek aan de mogelijkheid tot differentiatie van lokale nettarieven zijn er diverse andere tekortkomingen van de huidige nettarieven die een meer kostenreflectief en -efficiënt gebruik van het elektriciteitsnet belemmeren. Enkele voorbeelden zijn (CE Delft, 2022b):

- Huishoudens betalen het zogenaamde capaciteitstarief, i.e. ze betalen niet voor hun daadwerkelijke netgebruik maar één vast bedrag gebaseerd op de grootte van de aansluiting;
- Grote bedrijven krijgen een hoge korting om de concurrentiepositie ten opzichte van het buitenland te verbeteren;
- Producenten, zoals zonneparken of gascentrales, betalen geen transporttarief. Daardoor betalen zij alleen de vaste lasten voor de elektriciteitsinfrastructuur en slechts een gedeelte van de daadwerkelijke kosten;
- Flexibele applicaties kunnen bijdragen aan de stabiliteit van het netwerk. Bijvoorbeeld door meer of minder te gebruiken op bepaalde momenten. Deze applicaties kunnen een positieve bijdrage leveren voor het netwerk, maar kennen nu wel hoge nettarieven.

Door (de versnelling van) de energietransitie in de afgelopen jaren enerzijds en de knelpunten ten aanzien van de uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet alsmede de tekortkomingen in de huidige nettarieven en in het maken van verstandige, netefficiënte locatiekeuzes anderzijds is het aantal congestieverschijnselen in het Nederlandse elektriciteitsnet de afgelopen jaren drastisch toegenomen. Naar verwachting zullen deze verschijnselen in de komende jaren (decennia?) nog aanzienlijk toenemen zij het dat het lastig is om adequaat aan te geven waar, wanneer (welke/hoeveel uren) en in welke mate (qua overbelasting) deze congestieverschijnselen zich zullen voordoen of wanneer het ‘omslagpunt’ zal zijn bereikt (i.e., wanneer zal de mate van congestie afnemen of zelfs nagenoeg verdwijnen?). Wel valt aan te geven dat de mate van toekomstige congestie van het elektriciteitsnet een serieus risico en belemmering is voor de uitvoering (en versnelling) van de energietransitie, zowel voor de verdergaande elektrificatie van de vraagsectoren (industrie, vervoer, warmte) als voor de verdergaande penetratie van de opwekking van elektriciteit uit VDE-bronnen (zon/wind).

## 5.2 Wat zijn de belangrijkste oplossingsrichtingen en beleidsimplicaties?

Ten behoeve van de energietransitie dient (absolute) prioriteit te worden gegeven aan uitbreiding en verzwaring van het elektriciteitsnet. Op termijn is dit de enige substantiële en veelal meest kostenoptimale oplossing voor de snel toenemende, kritische behoefte aan transport van elektriciteit (en daarmee voor een essentieel onderdeel van de energietransitie). Daartoe dienen de belangrijkste knelpunten voor de uitbreiding en verzwaring van het net – voor zover mogelijk – te worden gereduceerd. Voorbeelden van dergelijke, mogelijke knelpuntreducties zijn:

- *Onzekerheden* over de richting/uitvoering van de energietransitie alsmede een *gebrek aan coördinatie en regie* kunnen worden gereduceerd door tijdige, consistente beleidsbeslissingen en een verdergaande uitwerking en verbetering van recente, integrale beleidsprogramma's zoals het Programma Energie Hoofdstructuur (PEH) en het Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat (MIEK);
- *Lange looptijden/gebrek aan personeel* kunnen mogelijk worden gereduceerd door het tijdig rekruteren en opleiden van voldoende technisch en administratief personeel – voor zowel de voorbereiding, beoordeling en uitvoering van nieuwe investeringen in het net – alsmede, voor zover mogelijk, een verdergaande stroomlijning en verkorting van bestaande procedures (met behoud van essentiële inspraak- en evaluatie-eisen);
- Mogelijke knelpunten in de *financiering* van nieuwe investeringen in het net kunnen worden gereduceerd door additionele kapitaalstortingen (door de aandeelhouders van de netwerkbedrijven) en door aanpassingen in de huidige bepaling van de nettarieven (door ACM) waardoor inkomsten van netbeheerders worden vervroegd of bepaalde investeringsrisico's voor netbeheerders worden verlaagd (PWC, 2021). Bestaande aandeelhouders van de regionale netbeheerders (provincies en gemeenten) zijn echter niet bereid of in staat om volledig in de groeiende kapitaalbehoefte van de regionale netbeheerders te voorzien. Om die reden heeft het IBO onlangs maatregelen voorgesteld waardoor de Rijksoverheid kan voorzien in de volledige, aanvullende kapitaalbehoefte van de netwerkbedrijven (IBO, 2023). Door middel van de Rijkdeelname in de kapitaalbehoefte van de netbedrijven kunnen zij een solide kredietwaardigheid behouden. Een solide kredietwaardigheid is nodig om toegang tot vreemd vermogen te houden tegen maatschappelijk aanvaardbare kosten en daarmee de noodzakelijke investeringen in de energie-infrastructuur te kunnen blijven doen (IBO, 2023).<sup>42</sup>

Om de impact van de energietransitie op de transportbehoefte en capaciteit van het elektriciteitsnet te beperken dienen er, zoals gezegd, verstandige locatiekeuzes en integrale afwegingen gemaakt te worden, waarbij het elektriciteitsnet zoveel mogelijk wordt ontzien en de bestaande gasinfrastructuur zoveel mogelijk wordt benut. Teneinde deze netefficiënte locatiekeuzes te bevorderen (en daarmee de lokale match tussen vraag en aanbod van het elektriciteitsnet te verbeteren) dienen effectieve locatiemechanismen – i.e., lokale

<sup>42</sup> De basis van de door IBO voorgestelde maatregelen is het Afsprakenkader Kapitaalbehoefte Regionale Netwerkbedrijven. In november 2022 is de Staat dit Afsprakenkader ten aanzien van toekomstige kapitaalverzoeken overeengekomen met de drie grootste regionale netwerkbedrijven (Stedin, Alliander en Enexis). In het Afsprakenkader is vastgelegd hoe de Staat een eventueel verzoek tot kapitaalstorting zal beoordelen en welke eisen de Staat zal stellen aan een dergelijk verzoek tot toetreding en aan een eventuele participatie als nieuwe aandeelhouder (IBO, 2023).

marktprikkels, inclusief lokale nettarieven, (SDE) subsidies, normeringen, etc. – te worden uitgebreid en versterkt.

Om de kostenreflectiviteit van de huidige nettarieven te bevorderen – en daarmee het efficiënte gebruik van het elektriciteitsnet te verbeteren – dienen bepaalde aanpassingen in de nettarieven te worden afgewogen en, indien positief, te worden ingevoerd. Voorbeelden zijn aanpassing van het huidige capaciteitstarief voor huishoudens, minder of geen tariefkortingen voor grote bedrijven, invoering van een transporttarief voor producenten (gelijk aan die voor eindverbruikers?) en aanpassing van nettarieven om de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem te verbeteren (voor meer details, zie CE Delft 2022a en 2022b).

Op korte termijn kan congestie van het elektriciteitsnet het beste worden vermeden of opgevangen door congestiemanagement, de inzet van – tijdelijke – flexibiliteitsmiddelen en/of andere (tijdelijke, korte-termijn) maatregelen die het gebruik van het elektriciteitsnet verbeteren of verminderen. Op langere termijn kan congestie echter het beste worden voorkomen door een optimale mix van (i) uitbreidingen en verzwaringen van het elektriciteitsnet, (ii) verstandige, netefficiënte locatiekeuzes, inclusief de locatie en inzet van – structurele – flexibiliteitsmiddelen, en (iii) mogelijke aanpassingen van huidige nettarieven. Inzet van flexibiliteitsmiddelen, verstandige locatiekeuzes en mogelijke aanpassingen van nettarieven zijn tevens van belang om op lange termijn de behoefte aan transport en netverzwaringen te verminderen, de netwerkkosten te beperken en de energietransitie te bevorderen.<sup>43</sup>

<sup>43</sup> Voor een recente, nadere beschouwing en visievorming over de toekomstige ontwikkeling en het gebruik van de elektriciteitsinfrastructuur in Nederland, zie Berenschot (2023).

## 6 Marktontwerp

### 6.1 Wat is het probleem c.q. de uitdaging?

Het huidige, dominante ontwerp van de elektriciteitsmarkt in Nederland is het zogenaamde ‘energy-only-market’ (EOM) ontwerp. De kern van dit marktontwerp is dat marktpartijen hun investeringen in elektriciteitsproductie (en flexibiliteit) louter terug moeten verdienen uit de verkoop van elektriciteit en geen (additionele) vergoedingen ontvangen voor de beschikbaarheid van de (back-up)capaciteit van de betreffende investeringen. In theorie werkt dit, maar dan moeten investeerders wel de kans op de toekomstige vraag en aanbod van elektriciteit en de daarbij behorende prijzen redelijk goed kunnen inschatten (De Vries, 2023).

In de praktijk blijkt echter dat er te veel onzekerheden zijn om goed in te kunnen schatten hoe de elektriciteitsprijzen zich in de toekomst ontwikkelen. Dit geldt in het bijzonder tijdens de transitie naar een duurzaam elektriciteitssysteem waarin een substantieel en groeiend aandeel van de totale elektriciteitsvoorziening wordt opgewekt uit variabele, weersafhankelijke bronnen (zon/wind), terwijl het weer zelf minder voorspelbaar en meer onzeker wordt (vanwege de klimaatverandering). Bovendien gaat de transitie naar een duurzaam elektriciteitssysteem gepaard met allerlei nieuwe, additionele onzekerheden, zoals (i) hoe zal de elektrificatie van het energiesysteem en de daarbij behorende vraag naar elektriciteit zich ontwikkelen?, (ii) hoe flexibel zal die extra, nieuwe vraag zijn?, (iii) hoeveel uren kunnen bepaalde investeringen in flexibiliteit (regelbaar vermogen, opslag, vraagrespon) worden ingezet en wat is het verdienmodel van deze investeringen (kosten versus opbrengsten)?, etc. Door al deze onzekerheden worden marktpartijen terughoudend in het verrichten van investeringen, niet alleen in voldoende opwekkingscapaciteit – met name van VDE-opwek technologieën – maar ook in de benodigde flexibiliteitsmiddelen als opslag, vraagrespon en regelbaar vermogen (in het bijzonder piek/back-up capaciteit). Naast onvoldoende leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem leidt dit tevens tot een verhoogd risico op extreem hoge prijzen voor eindverbruikers tijdens periodes van grote schaarste aan betaalbare elektriciteit.

Het centrale probleem (‘uitdaging’) is derhalve de vraag: welke aanpassingen of hervormingen van het bestaande ontwerp van de elektriciteitsmarkt zijn nodig om te komen tot zowel een duurzaam als betrouwbaar elektriciteitssysteem dat resulteert in kosteneffectieve, betaalbare prijzen voor eindverbruikers en in de laagste maatschappelijke kosten?

### 6.2 Wat is een mogelijke oplossingsrichting?

Door de bank genomen lijkt er een redelijke mate van consensus te bestaan tussen economen en andere experts over de tekortkomingen (onzekerheden en risico’s) van het huidige EOM-ontwerp voor een duurzame en betrouwbare elektriciteitsvoorziening alsmede over de centrale doelstellingen van mogelijk gewenste/vereiste aanpassingen of hervormingen van dat ontwerp voor een dergelijk systeem (zie hieronder). Er is echter weinig of nauwelijks overeenstemming tussen deze experts over de aard en de specifieke details van de gewenste/vereiste aanpassingen of hervormingen, resulterend in een veelvoud aan

voorstellen en praktische toepassingen (in sommige landen) alsmede een veelvoud van reacties, commentaren en discussies door en tussen experts en andere betrokkenen.

De centrale, dubbelzijdige doelstelling van mogelijke aanpassingen of hervormingen van het huidige EOM-ontwerp voor het bewerkstelligen van een duurzaam en betrouwbaar elektriciteitssysteem is:

- Optimaliseer (op de langere termijn) de *investerings*efficiency van de elektriciteitsmarkt zodat investeringen in klimaatneutrale bronnen het mogelijk maken om in de toekomstige elektriciteitsbehoefte te voorzien op een duurzame wijze, tegen de laagste maatschappelijke kosten en, last but not least, het veiligstellen van de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem;
- Optimaliseer (op de korte termijn) de *productieve* ('allocatieve') efficiency van de elektriciteitsmarkt zodat, op elk moment, (i) de vraag naar elektriciteit wordt voorzien tegen de laagste maatschappelijke kosten, (ii) huishoudens en bedrijven volledig profiteren van deze laagste kosten, en (iii) het gebruik van elektriciteit verder wordt gestimuleerd om de broeikasgasemissies in overige sectoren te reduceren tegen de laagste maatschappelijke kosten.

Bij het eerste deel van de doelstelling ('investerings

efficiency') gaat het, kortom, om het bewerkstelligen van de kostenoptimale mix van investeringen in opgesteld vermogen teneinde (op lange termijn) de leveringszekerheid van het elektriciteitssysteem veilig te stellen tegen de laagste maatschappelijke kosten. Bij het tweede deel van de doelstelling ('allocatieve efficiency') gaat het om het bewerkstelligen van de kostenoptimale inzet ('dispatch') van het beschikbare, opgestelde vermogen teneinde (op korte termijn) te voorzien in de vraag naar elektriciteit tegen de laagste maatschappelijke kosten en eindverbruikers volledig profiteren van deze laagste kosten.

Teneinde de bovengenoemde, dubbelzijdige doelstelling simultaan te bewerkstelligen is een mix nodig van:

- Efficiënte, korte-termijn elektriciteitsmarkten (day-ahead, intraday, balanceringsmarkten, inclusief verdergaande verbeteringen en hervormingen van deze markten);
- Aanvullende, nieuwe instrumenten en hervormingsmaatregelen, met name (de invoering of veiling van) capaciteitsmechanismen of lange-termijn contracten zoals 'Power Purchase Agreements' (PPAs) en 'Contracts for Differences' (CfDs).

Deze aanvullende marktinstrumenten worden in de volgende sectie nader besproken.

## 6.3 Aanvullende marktinstrumenten

### 6.3.1 Power Purchase Agreements

Een 'Power Purchase Agreement' (PPA) is een commercieel lange-termijn contract – doorgaans voor 5 à 20 jaar – tussen een producent en afnemer van elektriciteit, waarbij de afnemer een specifieke hoeveelheid elektriciteit koopt van de producent tegen een van tevoren vastgestelde prijs gedurende een bepaalde periode (EC, 2023). Hierdoor wordt lange-termijn prijszekerheid verschaft aan zowel de betreffende producent als consument.

Een groot voordeel van PPAs voor projectontwikkelaars en producenten van (duurzame) elektriciteit is dat de voorspelbaarheid en lange-termijn stabiliteit van investerings-opbrengsten aanzienlijk verbeteren. Hierdoor kunnen PPAs dienen als onderpand voor de financiering van nieuwe projecten tegen lagere rente- en risicopremies. Consumenten hebben het voordeel dat ze lange-termijn zekerheid hebben over de toegang tot elektriciteit tegen een vastgestelde prijs (EC, 2023).

Nadelen en belemmeringen van PPAs zijn dat de markten voor PPAs nog jong en minder ontwikkeld zijn, contracten zijn nog niet gestandaardiseerd, wat leidt tot hoge transactiekosten, beperkte liquiditeit en beperkte beschikbaarheid van PPAs van verschillende volumes en looptijden. Een belangrijke belemmering voor de ontwikkeling van de PPA-markt is het bepalen van de vaste contractprijs gegeven de grote onzekerheid van de lange-termijn ontwikkeling van de marktprijs voor elektriciteit. Bovendien is de PPA-markt doorgaans louter toegankelijk voor grote, kredietwaardige ondernemingen – zoals datacenter en energie-intensieve industrieën – maar niet voor het midden- en kleinbedrijf. Voor projectontwikkelaars is het vaak lastig om een voldoende kredietwaardige afnemer te vinden teneinde gunstige projectfinanciering te bewerkstelligen met een PPA als onderpand. Tenslotte, het belangrijkste obstakel voor afnemers is het vinden van PPAs die overeenkomen met hun vraagprofiel en de lengte van hun bedrijfscyclus.

### 6.3.2 Contracts for Differences

In het energiedomein is een ‘Contract for Differences’ (CfDs) een overeenkomst tussen een overheidsinstantie en een producent van (duurzame) energie om het verschil tussen de opbrengstprijzen en een zogenaamde ‘referentieprijzen’ te verrekenen. Doorgaans wordt er een onderscheid gemaakt tussen ‘One-way CfDs’ en ‘Two-way CfDs’. Een tweezijdig CfDs houdt in dat een producent van duurzame energie en een overheidsinstantie afspraken maken over een bepaalde, gemiddelde opbrengstprijzen voor de producent (‘referentieprijzen’). Het verschil tussen deze referentieprijzen en lagere opbrengsten op de markt wordt dan door de overheid vergoed terwijl het verschil in het geval van hogere opbrengsten naar de overheid vloeit. In een eenzijdige CfDs wordt doorgaans louter het verschil qua lagere opbrengsten door de overheid vergoed (terwijl het verschil van hogere opbrengsten niet wordt verrekend en dus niet naar de overheid gaat).<sup>44</sup>

De belangrijkste voordelen van tweezijdige CfDs zijn dat ze enerzijds het prijsrisico en -onzekerheid van investeringen verminderen (en daarmee investeringen in nieuwe capaciteit bevorderen) en anderzijds – in tijden van (extreem) hoge marktprijzen – excessieve opbrengsten voor producenten (‘windfall profits’) beperken en inkomsten voor de overheid genereren (die eventueel teruggesluisd kunnen worden naar eindverbruikers als compensatie voor de hoge marktprijzen waarmee ze geconfronteerd worden).

De belangrijkste nadelen of risico’s van zowel eenzijdige als tweezijdige CfDs zijn dat ze kunnen leiden tot allerlei verstoringen van korte-termijn markten, zoals het reduceren van de (prijs)prikkels voor het leveren van flexibiliteit, het verminderen van de (allocatieve) efficiency van de elektriciteitsmarkt of het bevoordelen van bepaalde gevestigde, dominante technologieën, resulterend in een ongelijk speelveld en een niet-optimale energiemix (EC, 2023).

<sup>44</sup> In sommige (voorgestelde) eenzijdige CfDs wordt echter louter het verschil qua hogere opbrengsten verrekend (Fabra 2022).



De meeste van de bovengenoemde risico's en mogelijke (nadelige) effecten van CfDs hangen echter primair af van het specifieke ontwerp van dit instrument. Daarbij gaat het in het bijzonder om specifieke ontwerpprincipes zoals de keuze en de bepaling van de referentieprij, de keuze tussen een prijskorridor of een vaste referentieprij, de keuze en de bepaling van het volume waarop de referentieprij betrekking heeft, de keuze tussen technologiespecifieke of -neutrale tenders en diverse andere ontwerpkeuzes.<sup>45</sup>

### 6.3.3 Capaciteitsmechanismen

Er zijn vele vormen van capaciteitsmechanismen maar in het algemeen stimuleren ze de bouw van nieuwe capaciteit of het in bedrijf houden van bestaande capaciteit (OTE, 2020). De belangrijkste hoofdvormen van capaciteitsmechanismen zijn:

- Strategische reserve;
- Tender voor nieuwe capaciteit;
- Capaciteitsmarkt, hetzij centraal hetzij decentraal;
- Capaciteitsabonnement ('capacity subscription', zie Doorman en De Vries, 2018; ENTSO-E, 2021; De Vries, 2023).

Elk van deze mechanismen kent diverse varianten en sub-varianten, ieder met zijn specifieke voordelen (verbetering van leveringszekerheid, e.d.) en nadelen (verstoringen van markten, e.d.), afhankelijk van de specifieke ontwerpprincipes en -keuzes van deze mechanismen. Een nadere beschouwing van deze (varianten en sub-varianten van) capaciteitsmechanismen valt buiten het kader van de onderhavige TVKN-achtergrondrapportage. Hiervoor wordt verwezen naar de uitgebreide literatuur op dit terrein (zie, onder andere, ACER, 2013; EC, 2016; Doorman en De Vries, 2017; OTE, 2017 en 2020; Newbery, 2020; ENTSO-E, 2021, en Schittekatte en Meeus, 2021).

## 6.4 Voorstel van de Europese Commissie

Medio maart 2023 heeft de Europese Commissie haar officiële voorstel voor hervorming van de Europese elektriciteitsmarkt gepubliceerd. Het doel van dit voorstel is Europese elektriciteitsvoorziening groener, stabiel en voorspelbaarder te maken, met minder prijschommelingen voor eindverbruikers en een betere concurrentiepositie voor de Europese industrie. Centraal in het voorstel staat een snellere uitrol van hernieuwbare energie, de bescherming van consumenten tegen hoge energieprijzen en de beschikbaarheid van niet-fossiele elektriciteit voor bedrijven.

Op het gebied van de elektriciteitsopwekking stelt de Commissie voor om zogenaamde 'tweezijdige *contracts for differences* (CfDs) verplicht te stellen als enig instrument, indien lidstaten duurzame energieprojecten financieel willen ondersteunen. Als lidstaten (in tijden van hoge energieprijzen) inkomsten verwerven uit deze CfDs dan zijn ze verplicht deze inkomsten aan eindverbruikers ten goede te laten komen waardoor zij (grotendeels) gecompenseerd voor de hoge energieprijzen.

De Europese Commissie wil verder dat consumenten weer toegang krijgen tot langetermijncontracten met vaste prijzen, naast de mogelijkheid om te kiezen voor een contract met dynamische prijzen voor mensen die juist willen profiteren van prijsverschillen. Daarnaast wil de Commissie aan de vraagkant meer inzetten op langjarige contacten voor

<sup>45</sup> Voor een bespreking van de risico's en effecten van verschillende ontwerpprincipes en -keuzes zie, onder andere, Schlecht et al. (2022), Fabra (2022) en EC (2023).

niet-fossiele elektriciteitsproductie (PPAs), waarmee bedrijven hun elektriciteit direct van een opwekinstallatie afnemen.

Tenslotte wil de Commissie meer inzetten op flexibiliteit. Lidstaten krijgen hiertoe de mogelijkheid om nieuwe steunmaatregelen in te voeren, in het bijzonder voor vraagresponse en opslag.

In de loop van 2023 is het voorstel van de Commissie besproken door zowel het Europese Parlement als de Europese Raad van de lidstaten en uitonderhandeld met de Europese Commissie. Eind 2023 is er overeenstemming bereikt tussen Parlement, Raad en Commissie over de hoofdlijnen en diverse aanpassingen van het voorstel (EC, 2023c; Council of the EU, 2023; Westerveld, 2023a en 2023b; Giesbertz, 2023 en 2024). Naar verwachting zal de finale wettelijke tekst van het voorstel formeel worden geaccepteerd door het Parlement en de Raad gedurende de eerste helft van 2024 – i.e., vóór het aflopen van het huidige mandaat van het Europese Parlement en de Commissie – en vervolgens als nieuwe EU wet- en regelgeving worden gepubliceerd in de *Official Journal of the Union* om tenslotte te worden geïmplementeerd in de nationale wet- en regelgeving van de afzonderlijke lidstaten.

# Geraadpleegde literatuur

- ACER (2023), Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity, Ljubjana, 30 July 2013.
- AFRY (2020), The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind. A report to the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (EZK), AF Pöyry Management Consulting, UK, March 2020.
- Aurora (2021), Study 'CO<sub>2</sub>-free flexibility options for the Dutch power system. Aurora Energy Research Ltd, Final Report prepared for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (EZK), The Hague, October 2021.
- Berenschot (2023), Bouwstenen elektriciteitsinfra – Achtergrond rapport ter ondersteuning van de visievorming over toekomstige ontwikkeling en gebruik elektriciteitsinfrastructuur, Utrecht.
- Berenschot en Kalavasta (2020), Klimaatneutrale energiescenario's 2050 – Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (II3050), Maart 2020.
- Berenschot, Energy Matters, CE Delft, and Industrial Energy Experts (2017), Electrification in the Dutch process industry. In-depth study of promising transition pathways and innovation opportunities for electrification in the Dutch process industry. February 2017.
- Berger, M., D. Radu, and K. Ryszka (2020), The Role of Hydrogen in the Dutch Electricity System. Technical report.
- CE Delft (2017), Net voor de toekomst, Bijlagen Achtergrondrapport, Delft.
- CE Delft (2020), Verkenning ontwikkeling CO<sub>2</sub>-vrije flexibele energietechnieken. Rapport 20.190402.041, versie 1.2, Delft, juni 2020.
- CE Delft (2021), Omslagpunt grootschalige batterijopslag – Wat is de betekenis van batterijopslag voor de inpassing van zon in het energiesysteem?, Delft, december 2021.
- CE Delft (2022a), 100% CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit in 2035 – Spoorboekje voor opschaling naar 2035, Delft, juli 2022.
- CE Delft (2022b), Tariefstelsel energienetten en energietransitie – Analyse van knelpunten en effecten voor eindgebruikers, Mei 2022.
- Coalitieakkoord (2021), Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst, Coalitieakkoord, 2021-2025, VVD, D66, CDA en Christen Unie, Den Haag, 15 december 2021.
- Council of the EU (2023), Reform of electricity market design: Council and Parliament reach deal, Press Release 14/12/2023 04 53, Brussels.
- Daniëls, B. en B. Strengers (2024), Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, TVKN Hoofdrapport, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.
- De Groot, A., and Y. van Delft (2018), A first order roadmap for Electrification of the Dutch Industry, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten.
- De Vries (2023), 'Hoe het optimale energiesysteem eruit ziet? Dat weten we nog niet', Interview met Laurens de Vries (TU Delft) door Wouter Hylkema, Energeia, 8 september 2023.
- De Wildt, B., S. Hers, en J. Sijm (2022), Naar een CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsvoorziening in 2040. TNO rapport P12683, januari 2022.
- DNV GL (2018), Behoeftte aan CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen in Nederland in 2030. Rapport 18-1502, DNV GL Netherlands B.V., Arnhem.

- DNV GL (2020), De mogelijke bijdrage van industriële vraagrespon op leveringszekerheid – De Nederlandse elektriciteitsvoorziening in Noordwest-Europese context. Rapport, DNV GL Netherlands B.V., Arnhem.
- Doorman, G., and L. de Vries (2017), An electricity market design based on consumer demand for capacity, in; Rosetto, N. (ed.), Design the Electricity Market(s) of the Future – Proceedings from the Eurelectric-Florence School of Regulation Conference, 7 June 2017, European University Institute (EUI), Florence.
- EC (2023a), Proposal for a Regulation (EU) of the European Parliament and of the Council amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2008/92 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, Brussels, 14 March 2023.
- EC (2023b), Reform of Electricity Market Design, Commission Staff Working Document, SWD(2023) 58 final, Brussels, 14 March 2023.
- EC (2023c), Commission welcomes deal on electricity market reform, Press Release, Brussels, 14 December 2023.
- EC (2016), Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Markets, SWD(2016) 385 final, Brussels, 30 November 2016.
- ECN (2018), A first order roadmap for Electrification of the Dutch Industry, ECN-O-18-002.
- Elzenga, H., en B. Strengers (2024), Productie, Import, Transport en Opslag van Waterstof in Nederland, Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.
- ENTSO-E (2021), Options for the design of European Electricity Markets in 2030 – Discussion Paper for Stakeholder Consultation, Brussels.
- ENTSO-E (2022), European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2022), Brussels.
- ENTSO-E and ENTSOG (2021a), TYNDP 2022 – Draft Scenario Report, October 2021, Brussels.
- ENTSO-E and ENTSOG (2021b), TYNDP 2022 – Scenario final storyline report, April 2021, Brussels.
- ENTSO-E and ENTSOG (2022), TYNDP 2022 – Scenario Building Guidelines, October 2021, Brussels.
- EZK (2022), Kamerbrief windenergie op zee 2030-2050, Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK), Den Haag, 16 september 2022.
- Fabra (2022), Electricity Markets in Transition – A proposal for reforming European electricity markets, EEL Discussion Paper 115, Carlos III University and CEPR, Madrid.
- FLIE (2021), An introduction: acceleration of electrification in the industry, Webinar 19-03-2021, Storage meets Fieldlab Industrial Electrification (FLIE).
- Frontier Economics (2019), Profitability and Dispatch of MPP3 Power Plant with Alternative Fuels – A Report for Uniper Benelux, Frontier Economics Ltd.
- Gasunie and TenneT (2019), Infrastructure Outlook 2050 – A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany.
- Gasunie and TenneT (2020), Phase II – Pathways to 2050 – A joint study by Gasunie and TenneT of the Infrastructure Outlook 2050.
- Giesbertz, P. (2023), De hervorming van de EU elektriciteitsmarkt in breder perspectief, Energiea, 30 oktober 2023.
- Giesbertz, P. (2024), Opvallende elementen in de Europese hervorming van de elektriciteitsmarkt, Energiea, 8 januari 2024.
- Guidehouse (2022), Policy options offshore wind 2040, Final report prepared for the NL Ministry of Economic Affairs and Climate Policy (EZK), The Hague, September 2022.
- Guidehouse en Berenschot (2021), Systeemintegratie wind op zee 2030-2040, Eindrapportage.

- Hensgens, R., P. Nillesen, en R. Wessels (2021), *Energietransitie vergt aanpassing regulering netbeheerders*, ESB 4 november 2021.
- Hers, S., B. de Wildt, M. Rijken, F. Uleman, B. Ran, S. Blom, en N. Wang (2023), *Flexibiliteit in het elektriciteitssysteem*, Interim rapport Deel 1, TNO-rapport 2023 P11051, TNO-ETS, Amsterdam.
- IBO (2023) *Scherpe doelen, scherpe keuzes – IBO aanvullend normerend en beprijzend nationaal klimaatbeleid voor 2030 en 2050*, Den Haag.
- KIVI (2020), *Design of a Dutch carbon-free energy system – EnergyNL2050. A detailed follow-up study with system simulations and a financial analysis*, May 2020.
- KIVI (2022), *The EnergyNL2050 energy system analysis refined – Refinement and update of energy demand and renewable resources in 2050*, KIVI Afdeling Electrotechniek.
- Klimaatberaad (2018), *Voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord*, Sociaal-Economische Raad (SER), Den Haag.
- KPMG (2021), *Marktconsultatie kernenergie. Rapport in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK)*, 1 juli 2021.
- Kramer, G.-J. (2021), *The crucial role of electrochemical conversion in the energy transition*. Presentation, ECCM Graduate School, 2 November 2021.
- Lamboos, S., en R. van den Brink (2020), *Stroom uit water – Onderzoek potentieel elektriciteitsopwekking uit water ten behoeve van de Verkenning Elektriciteit uit Water*, TNO-rapport 2020 P11977, TNO-ETS, Amsterdam.
- Netbeheer Nederland (2019), *Basisinformatie over energie-infrastructuur*. Document opgesteld voor de Regionale Energiestrategieën, 15 maart 2019.
- Netbeheer Nederland (2021), *Het Energiesysteem van de Toekomst – Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*. April 2021.
- Netbeheer Nederland (2023), *Het energiesysteem van de toekomst: de I13050-scenario's*, Integrale energiesysteemverkenning 2030-2050, 28 maart 2023.
- Netbeheer Nederland (2023), *Integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050)*, Hoofdrapport.
- Newbery, D. (2020), *Capacity Remuneration Mechanisms or Energy-Only Markets? The case of Belgium's market reform plan.*, Energy Policy Research Group, University of Cambridge.
- OTE (2017), *Marktdesign Elektriciteitsvoorziening – Toetsing van marktontwerpen en stimuleringsmaatregelen voor de Nederlandse elektriciteitsmarkt op weg naar een duurzame toekomst*, Overlegtafel Energievoorziening (OTE), Den Haag.
- OTE (2020), *Leveringszekerheid Elektriciteitsvoorziening – Maatregelen voor wanneer uit de TenneT monitoring blijkt dat de balans tussen vraag en aanbod van elektriciteit onvoldoende is gegarandeerd*, Overlegtafel Energievoorziening, 8 juli 2020.
- Özdemir, Ö, B. Hobbs, M. van Hout, and P. Koutstaal (2020), *Capacity vs energy subsidies for promoting renewable investment: Benefits and costs for the EU power market*. Energy Policy, 137 (2020) 111166.
- Partenie, O., J. James, and A. Kalkman (2021), *Merit order of electrification*, TNO-ET Lunch Colloquium, 1 March 2021.
- PBL, RIVM, CBS, RVO, TNO en Universiteit Wageningen (2022), *Klimaat- en Energieverkenning 2022*, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.
- PWC (2021), *De energietransitie en de financiële impact voor netbeheerders*. Finaal rapport – in opdracht van Netbeheer Nederland. Strategy&, PWC.
- RLi (2022), *Splijstof? Besluiten over kernenergie vanuit waarden*, Raad voor de leefomgeving en infrastructuur, Den Haag, september 2022.

- RVO (2023), Vergisting en vergassing, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), [www.rvo.nl/onderwerpen/bio-energie/vergisting-en-vergassing](http://www.rvo.nl/onderwerpen/bio-energie/vergisting-en-vergassing).
- Ryszka (2020), Gebruik van waterstof in elektriciteitssector voorlopig onnodig en inefficiënt. ESB, 25 juni 2020.
- Scheepers, M., S. Gamboa Palacios, E. Jegu, L. Pupo Nogueira, L. Rutten, J. van Stralen, K. Smekens, K. West (2020), Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050, TNO report P10338, May 2020.
- Scheepers, M., S. Gamboa Palacios, G. Janssen, J. Moncada Botero, J. van Stralen, C. Oliveira Machado dos Santos, A. Üslü, and K. West (2022), Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050 – Scenario update and analysis of heat supply and chemical and fuel production from sustainable feedstock, TNO report 2022 P10162, Amsterdam.
- Schittekatte, T., and L. Meeus (2021), Capacity Remuneration Mechanisms in the EU: today, tomorrow, and a look further ahead, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, RSC 2021/71.
- Schlecht, I., C. Maurer, and L. Hirth (2024), Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them, *Energy Policy*, 186 (2024) 113981.
- SER (2020), Biomassa in balans – Een duurzaamheidskader voor hoogwaardige inzet van biograndstoffen, Sociaal-Economische Raad (SER), Den Haag.
- Sierra, A. (2018), Electrification and flexibilization of industrial processes in the Netherlands – Opportunities for adapting the Dutch industrial sector to an increase in offshore wind energy generation, University of Twente.
- Sijm, J., A. van der Welle, B. Tieben, B. Hof, en V. Kocsis (2013), Naar een breder afwegings- en reguleringskader voor investeringen in interconnectoren: de Maatschappelijke Kosten-Baten Analyse (MKBA), ECN en SEO Economisch Onderzoek, Report ECN-E-13-021, Amsterdam.
- Sijm, J., G. Jansen, G. Morales-España, J. van Stralen, R. Hernandez-Serna, and K. Smekens (2020), The role of large-scale energy storage in the energy system of the Netherlands, 2030-2050, TNO Report P11106, TNO-ETS, Amsterdam.
- Sijm, J., G. Morales-España, and R. Hernandez-Serna (2022), The role of demand response in the power system of the Netherlands, TNO report P10131, Amsterdam, May 2022.
- Sijm, J., N. Martin-Gregorio, and N. Wang (2024), Demand and supply of dispatchable CO<sub>2</sub>-free generation capacity of the power system in the Netherlands, 2030-2050, TNO Report P10221, TNO-ETS, Amsterdam (forthcoming, May 2024).
- Strengers, B., en H. Elzenga (2020), Beschikbaarheid en toepassingsmogelijkheden van duurzame biomassa, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.
- Stuurgroep Extra Opgave (2021), Complementair Ontwikkelen – In balans naar groeiende elektrificatie van de industrie en extra aanbod van hernieuwbare elektriciteit. Advies van de Stuurgroep Extra Opgave aan de minister van Economische Zaken en Klimaat (EZK), 29 maart 2021.
- Taminiau, F., and B. van der Zwaan (2022), The Physical Potential for Dutch Offshore Wind Energy, *Journal of Energy and Power Technology*, Vol. 4, No. 4, 2204032.
- TenneT (2018), Flexibility Roadmap, Arnhem.
- TenneT (2019), Flexibility Monitor – A first step towards quantifying flexibility in the Dutch electricity system, Arnhem.
- TenneT (2021), Unlocking Industrial Demand Side Response. Study conducted by Strategy& (PWC) on behalf of TenneT, 13 July 2021.
- TenneT (2022), Monitoring leveringszekerheid 2021.

- TenneT (2023), Adequacy Outlook – A TenneT study exploring the future of resource adequacy in a net-zero emission Dutch and German energy system, Arnhem.
- TNO, DNV, MSG Sustainable Strategies, and TKI Energie en Industrie (2021), Elektrificatie: cruciaal voor een duurzame industrie. Routekaart Elektrificatie in de Industrie. Oktober 2021.
- Turkenburg, W. (2022), Naast tenminste 200.000 MW wind- en zonvermogen in 2050 óók meer dan 45.000 gegarandeerd vermogen én energie uit andere bronnen – dan ook kernenergie?, Kanttekeningen bij de energieplannen zoals gepresenteerd in het ‘Coalitieakkoord 2021-2025, Notitie 31 maart 2022 alsmede presentatie voor PBL, Den Haag, 21 juni 2022.
- Uitvoeringsoverleg Elektriciteit (2022a), Alles uit de kast – Een verkenning naar de opgaven voor het Nederlandse elektriciteitssysteem van 2030, Werkgroep Extra Opgave, April 2022.
- Uitvoeringsoverleg Elektriciteit (2022b), Naar een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem in 2035, Werkgroep CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem 2035, mei 2022.
- Universiteit Utrecht en CE Delft (2019), Marktontwikkeling van een duurzaam elektriciteitssysteem. Studie in opdracht van de TKI ‘Urban Energy’ door het Centrum voor Energievraagstukken (Universiteit Utrecht) en CE Delft, 30 april 2019.
- Van Dam, D., M. van Sluisveld, B. Daniëls, en B. Strengers (2024), Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.
- Van Delft, Y., and R. de Kler (2017), Matching processes with electrification technologies, Final report of the E-Match project, ECN-E-17-008, ECN and TNO.
- Van Dijk, J. (2023), Weeg maatschappelijke kosten en baten kernenergie integraal af, Economisch-Statistische Berichten (ESB), 108 (4818), 23 februari 2023, pp. 62-65.
- Van Nobelen, B. (2022), Security of supply during the energy transition – Evaluating the adequacy of the Dutch energy system during the transition to a zero-carbon energy system in a realistic scenario, M.Sc. Thesis, TU Delft, September 2022.
- Van Wijk, A. (2021), Smart Electricity and Hydrogen Symbiosis, TNO Energy Transition Colloquium, 5 July 2021.
- Westerveld, J. (2023a), Hervorming elektriciteitsmarkt stap dichterbij na deal op hoofdpijndossier, Energieia, 18 oktober 2023.
- Westerveld, J. (2023b), Nederland blijf ombouw SDE++ mogelijk bespaard, Energieia, 14 december 2023.
- Wikipedia (2023), Brandstofcel.
- Witteveen+Bos, eRisk Group en Haags Centrum voor Strategische Studies (2022), Scenariostudie kernenergie; rapport in opdracht van ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK), September 2022.

Energy & Materials Transition

Radarweg 60  
1043 NT Amsterdam  
[www.tno.nl](http://www.tno.nl)

**TNO** innovation  
for life