Alles uit de kast

Een verkenning naar de opgaven voor het Nederlandse elektriciteitssysteem van 2030

Uitvoeringsoverleg Elektriciteit

Werkgroep Extra Opgave

22 april 2022

Samenvatting

Een verdubbeling van de elektriciteitsvraag en een halvering van de emissies ten opzichte van het klimaatakkoord. Dat is waar de nieuwe klimaatdoelen voor 2030 mogelijk toe leiden in de elektriciteitssector. We zullen alles uit de kast moeten halen om die opgave tijdig voor elkaar te krijgen en kunnen daarbij geen kans laten liggen.

Bij de totstandkoming van het Klimaatakkoord in 2018 is voor de elektriciteitssector gerekend met een voorlopige raming van de elektriciteitsvraag in 2030. Daarbij kon nog niet (volledig) rekening worden gehouden met de extra elektriciteitsvraag door elektrificatie die zou ontstaan bij de uitwerking van de emissiereductie in de sectoren industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en glastuinbouw. Het afgelopen jaar hebben de verschillende Uitvoeringsoverleggen van die sectoren geïnventariseerd hoeveel extra elektriciteitsvraag is te verwachten op basis van hun sectoropgaven.

Bovendien heeft Nederland de klimaatdoelen inmiddels fors verhoogd ten opzichte van het klimaatakkoord: van 49% CO_2-reductie naar 55% in de Klimaatwet, waarbij het kabinet zich bij de uitwerking van beleidsmaatregelen richt op 60%. Tegelijkertijd heeft ook de Europese Unie de klimaatambities verhoogd en doelen voorgesteld voor onder andere groene waterstof. Deze hogere doelen zullen gevolgen hebben voor de vraag naar (CO_2-vrije) elektriciteit en de productie daarvan in Nederland. Ter vergelijking: De laatste Klimaat- en Energieverkenning van PBL liet zien dat het tot dan toe vastgestelde en voorgenomen beleid leidt tot een CO_2-reductie van 38 tot 48%.

De Werkgroep Extra Opgave heeft van het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit de opdracht gekregen om uit te werken hoe het Nederlandse energiesysteem kan omgaan met de stijgende elektriciteitsvraag in 2030 (en verder) en hoe dit past binnen de emissieruimte voor de elektriciteitssector en beschikbare en benodigde infrastructuur. De uitwerking van het coalitieakkoord voor Klimaat en Energie geeft een indicatieve restemissie voor de elektriciteitssector van 6,1 – 20,5 Mton, waarbij samen met andere sectoren een reductie van 49-62% wordt gehaald in 2030.

Voor hernieuwbare energie op land zijn de RES'en als uitgangspunt genomen. PBL schat in dat de gezamenlijke ambities in de RES'en tot meer realisaties kunnen leiden dan de in het Klimaatakkoord afgesproken 35 TWh wanneer knelpunten rond onder meer netinpassing worden opgelost. In deze verkenning is gekeken wat ervoor nodig is om meer dan 35 TWh te kunnen realiseren.

Uit onze verkenning van vraag, aanbod en infrastructuur trekken we de volgende *conclusies*:

- Er is een *substantiële stijging van de elektriciteitsvraag* nodig richting 2030: van de 120 TWh uit het Klimaatakkoord naar een ordegrootte van 200 TWh, op basis van de verhoogde klimaatdoelen (zie Tabel 1 linksboven). Die groei is omgeven met substantiële onzekerheden, in omvang en timing, vooral omdat er nu nog onvoldoende beleid is uitgewerkt om de sectordoelen te realiseren. Dat doet niet af aan de ordegrootte van de stijging: het halen van de klimaatdoelen is moeilijk voorstelbaar zonder sterke elektrificatie. Het is dus niet zozeer de vraag óf maar wannéér deze vraag ontstaat.
- Er zijn *in principe voldoende mogelijkheden om de extra vraag op te vangen*, vanuit een vijftal opties: extra wind op zee met offshore waterstofproductie (want aanlanding van nog meer elektriciteit van zee is tot 2030 niet mogelijk), extra kleinschalige zonnesystemen op daken, extra hernieuwbare elektriciteit op land, (CO_2-vrije) regelbare (niet-weersafhankelijke) productie en import van groene waterstof. Waterstof op zee en -import vervangen daarbij elektriciteitsvraag die anders nodig zou zijn om waterstof te produceren. Gezamenlijk hebben deze opties een potentieel dat voldoende moet zijn voor het dekken van de extra

vraag (waarbij CO_2-vrij regelbaar nog als *Pro Memorie* is meegenomen omdat dit onderwerp is van de Werkgroep CO_2-vrij elektriciteitssysteem 2035, zie Tabel 1 linksonder). In een illustratief pakket, dat aanbod en vraag laat matchen, zijn alle vijf de opties nodig (zie Tabel 1 rechts). Gegeven de onzekerheden in potentieel en mogelijke groeisnelheid richting 2030 zal inzet op alle vijf de opties nodig zijn.

Tabel 1: Samenvatting verkenning elektriciteitsvraag (linksboven) potentieel extra aanbod (linksonder) en een illustratief pakket aan aanbod dat matcht met de vraag (rechts); alle cijfers in TWh_e/jr.

Elektriciteitsvraag	**55% + RED III**
Elektriciteitsvraag ten tijde Klimaatakkoord	108
Extra vraag industrie 2030	56
Extra vraag datacenters 2030	2
Extra vraag gebouwde omgeving 2030	11
Extra vraag mobiliteit 2030	28
Extra vraag landbouw 2030	2
Totale elektriciteitsvraag 2030	**206**
Waarvan directe elektriciteitsvraag	**167**
Waarvan indirecte elektriciteitsvraag	**39**
Elektriciteitsvraag 2030 in Klimaatakkoord	120
Extra vraag t.o.v. verwachting Klimaatakkoord	86
Potentieel extra elektriciteitsaanbod	
Extra wind-en-waterstofproductie op zee[1,2]	9
Extra kleinschalig zon-PV	4
Extra hernieuwbaar op land	10-20
Extra (CO_2-vrije) regelbare productie	PM
Import van waterstof[1]	23-58
Totaal potentieel extra aanbod	46-91
Waarvan t.b.v. directe elektriciteit	14-24
Waarvan t.b.v. indirecte elektriciteit[1]	32-67

Illustratief pakket matchend aanbod	**55% + RED III**
Totaal al voorzien aanbod:	165
Waarvan regelbare productie	35
Extra opgave t.o.v. vraag	*41*
Illustratief pakket extra aanbodopties:	
Extra wind-en-waterstofproductie op zee [1,2]	9
Extra kleinschalig zon-PV	4
Extra hernieuwbaar op land	10
Extra (CO_2-vrije) regelbare productie	13
Import van waterstof[1,3]	5
Totaal extra aanbod	*41*
Totaal aanbod elektriciteit	**206**
Waarvan t.b.v. directe elektriciteit	**167**
Waarvan t.b.v. indirecte elektriciteit	**39**
Waarvan conversie elektr. → waterstof	25
Waarvan direct waterstof[1]	14
Waarvan bij emissiedoel 6,1 Mton[4]:	
Conventionele regelbare productie	17
CO_2-vrije regelbare productie	31
Totaal aandeel regelbaar in e-productie[5]	25%

[1]: Directe waterstofproductie op zee en -import zijn teruggerekend naar de vermeden elektriciteit die anders zou zijn ingezet voor hun productie, met een rendement van 57% (LHV). Verder in het rapport benoemd als TWh_e-equivalenten.

[2]: Verdere groei van wind op zee met aanlanding van elektriciteit is tot 2030 (6 GW extra) en 2031 (nog eens 4 GW) niet meer mogelijk. Daarom is specifiek gekeken naar extra wind op zee met offshore elektrolyse en aanlanding als waterstof. Of dit past binnen de ecologische ruimte op de Noordzee is hier niet verkend.

[3]: Import van waterstof is in dit illustratieve pakket meegenomen als reserve-optie.

[4]: In het illustratieve pakket is geen onderscheid gemaakt tussen extra conventionele en CO_2-vrije regelbare productie. Indien de extra regelbare productie geheel met aardas wordt ingevuld leidt dit samen met de reeds voorziene conventionele regelbare productie tot een CO_2-uitstoot in de elektriciteitssector van circa 17 Mton. De cijfers in deze tabel horen bij een indicatieve restemissies in de elektriciteitssector in 2030 van 6,1 Mton, zoals genoemd in de eerste Kamerbrief over het klimaatbeleid van het nieuwe kabinet.

[5]: Gerekend als aandeel over alle Nederlandse elektriciteitsproductie, dus exclusief waterstof op zee en import daarvan, inclusief elektriciteitsproductie die gebruikt wordt voor onshore elektrolyse.

- De toenames van elektriciteitsvraag en -aanbod zitten *boven de bandbreedte van wat op dit moment technisch inpasbaar is in de elektriciteitsinfrastructuur* zonder urgente aanvullende beleidskeuzes. Netbeheer Nederland publiceert binnenkort een 'Quickscan Coalitieakkoord Energiesysteem' die daar nader inzicht in zal geven. Onze verwachting is dat de implicaties

voor de netten zodanig ingrijpend zijn dat de manier waarop we met de netten omgaan fundamenteel zal moeten veranderen, richting 2030 en daarna.

- Het is een *enorme uitdaging* om deze extra aanbodopties en hun inpassing in de energie-infrastructuur binnen een termijn van 2030 op de benodigde schaal te realiseren. De geldende kaders uit het Klimaatakkoord zijn daarvoor niet voldoende: vérgaande aanvullende acties op korte termijn zijn hiervoor nodig. Met de huidige doorlooptijden is 2030 voor veel opties al 'morgen'. Daarbij zijn de mogelijkheden voor extra hernieuwbare aanbodopties al beter in beeld dan de import van waterstof. Ook de ontwikkeling van de vraag zal moeten voldoen aan extra eisen, bijvoorbeeld in het leveren van flexibiliteit en het ontlasten van het net, bijvoorbeeld door gebruik direct op locatie te combineren met opwekking.

Op basis hiervan doen we de volgende *algemene aanbevelingen*:

1. Zet voorlopig in op het verder ontwikkelen van extra aanbod op alle vijf sporen: extra wind-en-waterstofproductie op zee, extra kleinschalige zonnesystemen op daken, extra hernieuwbaar op land door meer van de RES ambities te realiseren, CO_2-vrije regelbare productie en import van waterstof. De omvang van de opgave en de onzekerheden in de aanbodopties maken dat we op dit moment niets te kiezen hebben
2. Zorg dat de beleidsinstrumentatie voor het halen van de klimaatdoelen in de vraagsectoren in het komende jaar verder wordt geconcretiseerd op basis van de 60% beleidsambitie, zodat ook voor de resulterende extra elektriciteitsvraag de onzekerheid afneemt. Neem daarbij de voorwaarden waar de vraag aan moet voldoen mee, bijvoorbeeld waar het gaat om het leveren van flexibiliteit en het ontlasten van het net.
3. Ontwikkel en implementeer volgend jaar een jaarlijkse brede energiesysteemmonitoring van vraag en aanbod, flexibiliteit en realisatie van infrastructuur, om de benodigde voortgang van de complementaire ontwikkeling van vraag en aanbod te monitoren. Hiermee kan worden gevolgd hoe de ontwikkeling van vraag, aanbod, flexibiliteit en infrastructuur plaatsvindt richting en na 2030, en kunnen eventuele knelpunten en versnellingskansen opgepakt worden. Idealiter zouden daarbij in toekomstige studies ook de ontwikkelingen in het aanbod en de vraag in de rest van de Noordwest-Europese markt in kaart worden gebracht, zodat de impact op de Nederland beter in kaart kan worden gebracht. Wellicht onder te brengen in het Programma Energie Systeem (PES).
4. Ontwikkel op basis van de energiesysteemmonitoring een uitrolplan voor de complementaire ontwikkeling van vraag en aanbod over de tijd. De voortgang van het uitrolplan kan jaarlijks worden besproken in een Bestuurlijk Overleg Complementair Ontwikkelen. Via dit bestuurlijk overleg onder voorzitterschap van de minister wordt dan geadviseerd over en gestuurd op het tempo en omvang van de vraagstimulering en aanbodfacilitering en de maatregelen die nodig zijn om dit in gelijkmatig tempo te ontwikkelen, in samenhang met de ontwikkeling van flexibiliteit en infrastructuur.
5. Werk de consequenties van de netinfrastructuur-opgave nog voor de zomer nader uit. Bijvoorbeeld om te zorgen dat producenten, afnemers en alle andere gebruikers van de energie-infrastructuur het elektriciteitsnet zo efficiënt mogelijk gebruiken. Dit kan onder andere door te faciliteren en te sturen op de locatie en het profiel van de vraag of productie, de eis dat alle netgekoppelde apparaten 'slim' moeten zijn, het realiseren van bouwstenen voor systeemintegratie en de realisatie en uitvoering van netinfrastructuur-projecten. De aankomende Quickscan Coalitieakkoord Energiesysteem van Netbeheer Nederland zal hier concrete voorstellen voor doen die ook relevant zijn voor de periode na 2030; wat ons betreft de basis voor een vervolggesprek met alle relevante partijen. In aanloop naar het

Nationaal Plan Energiesysteem (de kabinetsvisie op de richting van de transitie richting een klimaatneutraal energiesysteem in 2050), is het belangrijk dat er op korte termijn duidelijkheid wordt verschaft over de coördinatie van vraag-en aanbodontwikkeling in de elektriciteitssector richting 2030.

6. Er zijn snelle acties nodig om de doorlooptijden van projecten voor energie-infrastructuur en projecten voor vraag en aanbod te beperken.

Deze maatregelen zijn in feite *no-regret*, als ze niet voor 2030 nodig zijn dan wel voor de periode kort daarna.

Voor de diverse aanbodopties doen we de volgende *specifieke aanbevelingen*:

1. Start op korte termijn met deze acties voor **extra wind-en-waterstofproductie op zee***:*
    a. Stel als overheid een verhoogd concreet doel voor groene-waterstofproductie in 2030 van ruim 8 GW. Stel daarbij een subdoel voor onshore elektrolyse van ruim 6 GW en een subdoel van 2 GW elektrolyse op zee. Geef het Noordzee-Overleg opdracht te starten met de ruimtelijke verkenning en het benodigde ecologische onderzoek in voorbereiding op de mogelijke aanwijzing van extra kavels voor 2 GW, bovenop de circa 21 GW voor 2030-31, expliciet voor waterstofproductie op zee.
    b. Ontwikkel een breed innovatieprogramma voor groene waterstof, met daarin ook aandacht voor offshore elektrolyse, om snel de benodigde innovaties aan te jagen en onderling leren maximaal te stimuleren. Dit is essentieel om de vereiste, zeer ambitieuze ontwikkelingssnelheid richting 2030 te halen.
2. Ontwikkel daarnaast nog dit jaar een routekaart waterstof op zee 2030 om de onderlinge samenhang van activiteiten af te stemmen en te borgen.
3. Schaf voor **kleinschalig zon-PV** de salderingsregeling op het leveranciersdeel van het elektriciteitstarief op korte termijn af en stel een jaar vast waarin het fiscale deel van de salderingsregeling wordt afgeschaft. Creëer daarbij een aanvullende stimulering van zonnepanelen bij kleinverbruikers, in elk geval in de huursector.
4. Creëer een aanvullende stimulering voor het maximaal benutten van dakruimte (bijvoorbeeld via normering), en stimulering voor flexibiliteit achter de meter bij kleinverbruikers en verken hoe de netbeheerders meer inzicht kunnen geven in de lokale behoefte aan flexibiliteit.
5. Voor meer realisatie van de RES-ambities voor **hernieuwbaar op land** moet worden verkend hoe een energieplanologie daarbij kan helpen, als onderdeel van de bestaande en toekomstige ruimtelijke ordening. Deze benadering gaat over alle planologische aspecten van hernieuwbaar op land en zou breder moeten kijken dan alleen naar elektriciteit.
6. Zorg voor hernieuwbaar op land dat naast verzwaring ook het transport wordt beperkt en het bestaande net effectiever benut wordt, onder andere door wind en zon te combineren op één locatie en door vraag en aanbod zoveel mogelijk bij elkaar te brengen. De werkgroep doet hier een aantal concrete voorstellen voor die nader uitgewerkt dienen te worden.
7. Zorg daarnaast dat de investeringszekerheid voldoende geborgd blijft, door naast het schrappen van de beperking van 35 TWh voor zon en wind op land in de SDE++ verder te gaan met het ontwikkelen van een alternatief beleidsinstrument voor de huidige SDE++ voor zon en wind.
8. Besteed daarnaast ruime aandacht aan publiek en politiek draagvlak voor hernieuwbaar op land, door de communicatie en maatschappelijke dialoog met burgers en decentrale overheden te versterken, en versterk de uitvoeringscapaciteit bij decentrale overheden. Ook is een gedegen politiek debat hierbij van belang.

9. Ga er voor **CO_2-vrije regelbare productie** vanuit dat mogelijk enkele tientallen TWh aan CO_2-vrije regelbare productie nodig zijn in 2030. Ter illustratie: bij een indicatieve restemissie van 6,1 Mton gaat het om ruim 30 TWh.
10. Ontwikkel het monitorings- en stimuleringskader dat nodig is om CO_2-vrije regelbare productie te realiseren, in nationaal of Noordwest-Europees verband, waaronder de aangekondigde subsidieregeling voor de ombouw van gascentrales voor de toepassing van CO_2-vrije gassen.
11. Voor **import van waterstof***:* Zorg dat de knelpunten en randvoorwaarden voor een internationale waterstofmarkt, die het Nationaal Waterstofprogramma in kaart heeft gebracht, op korte termijn worden vertaald naar een nationale actie-agenda, inclusief een mogelijke rol voor waterstof in de elektriciteitsvoorziening.

Onze verkenning heeft een aantal *beperkingen*.

- In de eerste plaats hebben we onze inventarisatie van de *vraag* nog niet kunnen baseren op een volledig inzicht in de consequenties van de 60%-doelstelling waar het kabinet de beleidsinspanningen op richt. Daardoor kan de vraag nog hoger uitvallen. De cijfers over de ontwikkeling van de vraag zijn ook onzeker omdat veel doelen op Europees niveau nog niet zijn vastgesteld en vertaald naar beleid. Bovendien hebben sectoren en bedrijven nog keuze met welke mix aan technieken (naast elektrificatie ook onder meer energiebesparing en andere schone energiedragers) ze hun reducties gaan realiseren. De uitwerking is sterk afhankelijk van de beleidsmatige afweging, de randvoorwaarden waaraan voldaan wordt en de mogelijkheden met de huidige energie-infrastructuur. De afwegingen tussen technieken die de vraagsectoren hebben gemaakt in hun verkenning van de extra vraag is in deze verkenning niet verder geanalyseerd. Per saldo kan de vraag door deze beperkingen hoger of lager uitvallen.
- Onze cijfers over het *aanbod* zijn het resultaat van een verkenning binnen een kort tijdbestek en daarmee dus ook indicatief. En onze focus lag op een verkenning op TWh-basis: de implicaties van systeembalans-eisen zijn beperkt meegenomen. Zo is de rol van *import* en *export* van elektriciteit niet meegenomen; we zijn uitgegaan van netto geen import of export op jaarbasis. Ook hebben we niet uitvoerig gekeken naar de impacts op de infrastructuur, en de wijze waarop de vraag en de productie in staat zijn om radicaal flexibele vraag en aanbod tot stand te brengen, iets wat nodig zal zijn om de infrastructuuropgave hanteerbaar te houden. Voorts hebben we ons vooral gericht op *zichtjaar 2030*. We hebben wel enkele lange-termijn overwegingen meegenomen, bovendien hebben de meeste van onze aanbevelingen ook een positieve impact op de noodzakelijke ontwikkeling na 2030.
- Over de voorwaarden waaronder de benodigde private investeringen *commercieel haalbaar* zijn doen we algemene aanbevelingen maar we hebben deze niet in detail uitgewerkt.
- Tot slot is de *maatschappelijke en ecologische impact* niet voor ieder onderdeel goed uitgewerkt. Dit is wel van belang bij het verder uitwerken van de verschillende aanbodopties.

Onze hoofdboodschap is dat de vraag sterk zal stijgen en dat alle opties nodig zijn om deze te bedienen. Die boodschap is robuust voor deze beperkingen. Onze aanbeveling om een jaarlijkse brede energiesysteemmonitoring te ontwikkelen, is de belangrijkste suggestie om met de resterende onzekerheden om te gaan.

Inhoudsopgave

Samenvatting 2

Inhoudsopgave 7

1. Inleiding 8

1.1 Achtergrond 8

1.2 Werkhypothesen 9

1.3 Leeswijzer 10

2. Vraagontwikkeling 11

2.1 Uitgangspunten 11

2.2 Indicatie ontwikkeling elektriciteitsvraag 11

2.3 Onzekerheden extra elektriciteitsvraag 13

2.4 Locatie en vraagprofiel extra elektriciteitsvraag 14

2.5 Conclusies vraagontwikkeling 15

3. Mogelijkheden voor aanbod 17

3.1 Voorziene aanbodvolumes in 2030 17

4. Extra wind-en-waterstofproductie op zee 19

5. Extra kleinschalig zon-PV 23

6. Extra hernieuwbaar op land 25

7. Extra (CO_2-vrije) regelbare productie 29

8. Import van waterstof 31

9. Vergelijking vraag en aanbod 34

9.1 De rol van regelbare productie 35

9.2 Een illustratief pakket 35

10. Conclusies en aanbevelingen 38

10.1 Conclusies 38

10.2 Aanbevelingen 39

10.3 Beperkingen 41

Bijlagen:

A. Opdracht Werkgroep Extra Opgave
B. Bemensing Werkgroep Extra Opgave en ondersteunende groepen
C. Reflectiegroep
D. Concept-schema routekaart Waterstof op Zee
E. Overzicht MOUs en ontwikkelingen rond waterstofimport in enkele andere EU-landen

1. Inleiding

1.1 Achtergrond

In het nationale Klimaatakkoord zijn de afspraken gemaakt om in 2030 een broeikasgasemissiereductie te bereiken van 49% ten opzichte van het emissieniveau in 1990. Deze 49% emissiereductie was het tussendoel op weg naar 95% emissiereductie in 2050, zoals vastgelegd in de nationale Klimaatwet. Intussen heeft de Europese Unie haar doelstelling voor 2050 aangescherpt tot klimaatneutraal in 2050 om in lijn te blijven met de ambitie uit het Akkoord van Parijs om de opwarming van de aarde te beperken tot 1,5 °C. Nederland gaat deze doelstelling voor 2050 overnemen in de nationale Klimaatwet en wil in die Wet voor 2030 een aangescherpte tussendoelstelling hanteren van minstens 55% emissiereductie, met een streefcijfer voor het beleid van 60% om tegenvallers op te vangen. Daarbij is het van groot belang dat dit tussendoel ook daadwerkelijk wordt gehaald. Doordat het koolstofbudget (de hoeveelheid broeikasgassen die we in totaal mogen uitstoten om de opwarming van de aarde te beperken tot 1,5 °C) beperkt is, hebben we immers niet de luxe om te wachten met het versneld reduceren van onze emissies. Het elektrificeren (direct of indirect via groene waterstof) van de energievraag ter vervanging van fossiele brandstoffen is een cruciale manier om emissiereductie te realiseren.

Ten tijde van de totstandkoming van het Klimaatakkoord in 2018 is voor de productie-opgave van de elektriciteitssector gerekend met een voorlopige raming van de elektriciteitsvraag in 2030. Daarbij kon nog niet (volledig) rekening worden gehouden met de extra elektriciteitsvraag door elektrificatie die zou ontstaan bij de uitwerking van de emissiereductieopgaven in de sectoren industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en glastuinbouw. De gesprekken daarover liepen immers parallel in de tijd met die voor de elektriciteitssector. Daarom is in het Klimaatakkoord afgesproken dat in 2021 zou worden besloten over de eventuele ophoging van het ambitieniveau voor de productie van schone elektriciteit richting 2030, als onderdeel van de borging van het akkoord. Op dat moment zou er meer zicht zijn op de mate van elektrificatie in andere sectoren en de extra elektriciteitsvraag die dat oplevert.

Het afgelopen jaar zijn de verschillende Uitvoeringsoverleggen van de sectoren (Industrie, Mobiliteit, Gebouwde Omgeving[1]) inderdaad aan de slag gegaan met het inventariseren van de extra elektriciteitsvraag die uit deze verschillende sectoren is te verwachten. Dit vormt de basis om de extra opgave voor aanvullende CO_2-vrije elektriciteitsproductie te kunnen bepalen. De eerste indruk uit de hieruit voortgekomen deelstudies is een forse extra elektriciteitsvraag ten opzichte van de oorspronkelijke aanname in het Klimaatakkoord, om drie redenen:

- Door elektrificatie in de vraagsectoren ten behoeve van het behalen van hun sectorale emissiereductiedoelen, behorende bij de 49% overall reductiedoelstelling van het Klimaatakkoord;
- Door de hogere emissiereductiedoelstelling in het nieuwe Coalitieakkoord (55%, oplopend tot 60% emissiereductie in 2030), die ten opzichte van de 49%-doelstelling nog tot extra elektrificatie zullen leiden;
- Door nieuw voorgestelde doelen specifiek voor groene waterstof in het Europese Fit for 55 voorstel.

[1]: Alleen voor de sector Landbouw & Landgebruik ligt er geen inventarisatie met een vergelijkbare status.

Deze extra vraag treedt al op voor 2030, waarbij er dus nog 8 jaar is om voldoende aanbod en transportcapaciteit te realiseren[2]. Gegeven de voorbereidingstijden betekent dat dat besluiten op korte termijn nodig zijn.

Vanuit het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit is de behoefte om te komen tot een gecombineerde analyse van de uitkomsten van de verschillende "extra-opgave"- studies: wat betekent dat voor de aanbodkant en hoe kunnen vraag en aanbod worden ingepast in het Nederlandse energiesysteem? Daarbij dient ook rekening te worden gehouden met de afspraak in het Klimaatakkoord dat bij het verhogen van de doelstelling voor CO_2-vrije elektriciteitsproductie allereerst wordt gekeken naar de mogelijkheden voor wind op zee en kleinschalig zon, en daarna naar een mogelijke verhoging van de ambities voor hernieuwbaar op land. Over de mogelijke rol van CO_2-vrije regelbare elektriciteitsproductie bevat het Coalitieakkoord enkele afspraken waar in deze analyse rekening mee wordt gehouden waar relevant.

De Werkgroep Extra Opgave heeft van het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit de opdracht gekregen die gecombineerde analyse te maken van de extra opgave voor CO_2-vrije elektriciteitsproductie. De letterlijke opdracht is te vinden in Bijlage A. De hoofdvraag voor deze verkenning luidt: *Hoe kan het Nederlandse energiesysteem omgaan met de stijgende elektriciteitsvraag in 2030 (en verder) en hoe past dit binnen de emissieruimte voor de elektriciteitssector en beschikbare en benodigde infrastructuur?*

De bemensing van de Werkgroep Extra Opgave en van een aantal ondersteunende groepen is te vinden in Bijlage B. Daarnaast heeft een Reflectiegroep met een aantal burgerorganisaties een aantal keren vergaderd en diverse aanbevelingen meegegeven aan de werkgroep. Opzet en uitkomsten zijn samengevat in Bijlage C.

1.2 Werkhypothesen

In deze verkenning worden de volgende drie werkhypotheses gehanteerd:

1. De elektriciteitssector zal in 2030 binnen een bepaalde indicatieve emissieruimte moeten blijven. Hierbij wordt het beeld gecompliceerd door import en export van elektriciteit: die stromen kunnen van jaar op jaar sterk wijzigen. In deze verkenning gaan we uit van een jaarlijkse elektriciteitsproductie in Nederland die grosso modo even groot is als de vraag. Dat betekent dat we twee zaken buiten beschouwing laten:
    - De mogelijkheid dat Nederlandse elektriciteitscentrales ook in 2030 stroom produceren die geëxporteerd wordt en daarbij CO_2 emitteren. Dit zou de opgave voor de Nederlandse elektriciteitssector vergroten.
    - De mogelijkheid dat Nederland in 2030 per saldo elektriciteit importeert uit omliggende landen als Denemarken, waar het productiepark dan al verder CO_2-vrij is gemaakt dan bij ons. Dit zou de opgave voor de Nederlandse elektriciteitssector verkleinen.
2. De sectoren industrie, gebouwde omgeving, mobiliteit en landbouw hebben ook indicatieve doelen voor hun restemissies in 2030. Voor deze verkenning gaan we ervan uit dat die doelen ook gehaald worden, conform onze opdracht.
3. Als indicatie van de mate van elektrificatie en extra elektriciteitsvraag die nodig is voor het halen van deze doelen nemen we als uitgangspunt de rapportages van de Stuurgroepen Extra Opgave voor de drie vraagsectoren industrie, gebouwde omgeving en mobiliteit. Voor

[2]: Ook in de decennia na 2030 zal de elektriciteitsvraag nog snel verder toenemen.

de industrie aangevuld met de Routekaart Elektrificatie Industrie en recente informatie uit de KEV2021. Waarbij we de analyse van die extra vraag ter check hebben teruggekoppeld met de bijbehorende Uitvoeringsoverleggen en sectoren. We gaan ervan uit dat in deze studies een afweging is gemaakt tussen alle opties voor emissiereductie (inclusief energiebesparing en -efficiëntie), op basis van zaken als kosteneffectiviteit, draagvlak en ontwikkelpotentieel richting 2030.

1.3 Leeswijzer

De opzet van dit rapport is als volgt:

- Hoofdstuk 2 bevat een overzicht van de ontwikkeling in de vraag naar elektriciteit richting 2030.
- Hoofdstuk 3 bevat een overzicht van het aanbod van elektriciteit dat in 2030 al te verwachten is.
- Hoofdstuk 4 verkent de mogelijkheden voor extra wind-en-waterstofproductie op zee
- Hoofdstuk 5 doet dat voor meer kleinschalig zon-PV
- Hoofdstuk 6 kijkt naar de mogelijkheden voor meer hernieuwbare energie op land
- Hoofdstuk 7 bespreekt de aannames voor extra (CO_2-vrije) regelbare productie
- Hoofdstuk 8 behandelt de mogelijkheden voor import van waterstof
- In hoofdstuk 9 vergelijken we de beelden voor vraag en aanbod
- Hoofdstuk 10 bevat onze conclusies en aanbevelingen

2. Vraagontwikkeling

2.1 Uitgangspunten

Gedurende het afgelopen jaar hebben de diverse vraagsectoren verkend in welke mate de sectordoelen en afspraken van het Klimaatakkoord leiden tot extra elektriciteitsvraag in 2030. Sommige daarvan hebben ook al gekeken naar het mogelijke effect van de verhoogde doelstelling in het Coalitieakkoord (55% in de Klimaatwet) en de effecten van enkele voorgestelde doelen in het Fit For 55-pakket van de Europese Commissie, specifiek de inzet van Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO's) in industrie en mobiliteit. In opdracht van NVDE en onder begeleiding van de Werkgroep Extra Opgave heeft TNO een analyse gemaakt van het totale effect dat volgens deze studies op de elektriciteitsvraag verwacht kan worden. Daarbij is ook gekeken naar de voorlopige duidingen van andere partijen van de mogelijk toekomstige extra elektriciteitsvraag.

In dit rapport gebruiken we de uitkomsten van de TNO-analyse als uitgangspunt voor de elektriciteitsvraag in 2030. Daarbij moet opgemerkt worden dat de gebruikte vraagindicaties voor 2030 nog erg onzeker zijn en van veel factoren afhankelijk zijn. Komt deze vraag er echt? Is het stimuleringskader in de vraagsectoren er wel op tijd om deze vraag in 2030 al te laten optreden, welke barrières spelen hier? Is energiebesparing wel voldoende meegenomen? Is bij de afweging tussen elektrificatie en andere CO_2-reductieopties het systeemperspectief wel voldoende meegenomen? En dan hebben we het nog niet over de talloze onzekerheden die de huidige Oekraïnecrisis met zich meebrengt. Al met al is het beeld robuust dat de vraagsectoren hun klimaatdoelen niet zullen kunnen halen zonder elektrificatie, en dat de bijbehorende groei van het aanbod ook tijdig moet worden ingezet. 'Makkelijke' alternatieven om de klimaatdoelen zonder elektrificatie te halen, zijn er al niet meer.

2.2 Indicatie ontwikkeling elektriciteitsvraag

Het resultaat van de analyse door TNO van de vraagontwikkeling die we in deze rapportage als uitgangspunt gebruiken, is afkomstig uit het rapport 'Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030'[3] en staat weergegeven in Tabel 2.

De belangrijkste bronnen die hierbij gebruikt zijn:

- Voor de industrie is vooral gebruik gemaakt van de Routekaart Elektriciteit en het advies van de Stuurgroep Extra Opgave;
- Voor datacenters is op basis van recente contacten met de Dutch Datacenter Association een neerwaartse bijstelling gedaan ten opzichte van het advies van de Stuurgroep Extra Opgave;
- Voor het effect van de RFNBO-doelen in het Fit For 55-pakket is gebruik gemaakt van een studie van CE Delft en TNO[4] en een studie van TNO[5].

[3]: Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030, TNO, 22 april 2022
[4]: 50% green hydrogen for Dutch industry - Analysis of consequences draft RED3, CE Delft/TNO, maart 2022
[5]: Impact 'Fit For 55'voorstel voor herziening RED op de vraag naar groene waterstof in Nederland, TNO, 8 februari 2022

- Publiekelijk beschikbare informatie van Roland Berger[6] over het voornemen van Tata Steel om (deels) over te stappen op groene waterstof.
- De verkenningen naar de extra vraag in 2030 door de Uitvoeringsoverleggen Mobiliteit en Gebouwde Omgeving.
- Voor de glastuinbouw is gebruik gemaakt van niet-publieke informatie uit de sector.

Tabel 2:Inschatting van de extra elektriciteitsvraag in 2030 bij elk van de drie reductiedoelstellingen.

Elektriciteitsvraag (TWh per jaar)	49%	55%	55% + RED III
Elektriciteitsvraag ten tijde van Klimaatakkoord	**108**	**108**	**108**
Extra vraag industrie 2030	30,6	50,3	55,6
Waarvan directe elektriciteitsvraag	*22,2*	*29,3*	*29,3*
Waarvan elektriciteitsvraag voor electrolysers	*8,4*	*21,0*	*26,3*
Extra vraag datacenters 2030	2,3	2,3	2,3
Extra vraag gebouwde omgeving 2030	8,4	10,5	10,5
Extra vraag mobiliteit 2030	12,4	14,6	27,7
Waarvan directe elektriciteitsvraag	*12,4*	*14,6*	*14,6*
Waarvan elektriciteitsvraag voor electrolysers			*13,1*
Extra vraag landbouw 2030	2	2	2
Totale elektriciteitsvraag 2030	**164**	**188**	**206**
Waarvan directe elektriciteitsvraag	*155*	*167*	*167*
Waarvan elektriciteitsvraag voor electrolysers	*8*	*21*	*39*
Elektriciteitsvraag 2030 o.b.v. klimaatakkoord	**120**	**120**	**120**
Extra opgave	**44**	**68**	**86**

TNO heeft haar analyse onderscheid gemaakt tussen de verwachting van de extra elektriciteitsvraag in 2030 ten opzichte van het basispad uit 2018 bij drie verschillende emissiereductiedoelstellingen:

- **49%**: de extra elektriciteitsvraag passend bij het 49% emissiereductiedoel zoals opgenomen in de nationale Klimaatwet en het uitgangspunt is geweest voor het Klimaatakkoord;
- **55%**: de extra elektriciteitsvraag passend bij een 55% nationaal emissiereductiedoel zoals in de nationale Klimaatwet wordt vastgelegd en overeenkomt met de doelstelling voor de gehele EU in de Europese Klimaatwet. Deze doelstelling is politiek gezekerd in het Coalitieakkoord, het effect op de elektriciteitsvraag is echter nog niet goed uitgewerkt. Het kabinet richt zich bij de uitwerking van beleidsmaatregelen op 60% reductie. Voor de industrie en mobiliteit heeft TNO aannames kunnen doen die in lijn zijn met de ambitie van 60%-reductie en de bijbehorende onderkant van de indicatieve restemissies uit een Kamerbrief[7] van februari 2022. Voor de gebouwde omgeving leidt de verkenning van de extra opgave nog tot een substantieel hogere restemissie voor deze sector dan de Kamerbrief en voor de landbouw is deze vergelijking niet goed te maken. Al met al zal een consistent beleidspakket dat zich richt op 60% nog extra reducties moeten bevatten en mogelijk extra elektriciteitsvraag. Die is op dit moment niet goed te kwantificeren.

[6]: Haalbaarheidsstudie klimaatneutrale paden TSN IJmuiden, Roland Berger, november 2021
[7]: Kamerbrief over uitwerking coalitieakkoord onderdeel Klimaat en Energie, 11 februari 2021

- **55% + RED III**: de extra elektriciteitsvraag ten opzichte van de elektriciteitsvraag passend bij een 55% nationaal emissiereductiedoel die het gevolg is van een aantal specifieke eisen in het Fit For 55-pakket van de Europese Commissie. In het voorstel voor de herziening van de Richtlijn Hernieuwbare Energie (*Renewable Energy Directive*, RED III) staan gebruiksverplichtingen voor zogenaamde *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* (RFNBO's; gasvormige en vloeibare brandstoffen geproduceerd uit hernieuwbare energie anders dan biomassa, bijvoorbeeld groene waterstof of e-kerosine) voor zowel de industrie als mobiliteit. Deze REDIII-doelen zijn nog onderdeel van politieke besluitvorming in Brussel, hun effect op de vraag naar groene waterstof (en dus dito elektriciteit) is al wel geanalyseerd. Hoewel 55% en REDIII dus politiek en qua uitwerking een verschillende status hebben combineren we ze hier wel, om een zo compleet mogelijk beeld te schetsen.

Een uitgebreidere toelichting op de analyse is te vinden in het eerder genoemde TNO-rapport. De concept-resultaten van de TNO-studie zijn gedeeld met de Uitvoeringsoverleggen van de betreffende vraagsectoren en (voor de datacenters) met de Dutch Datacenter Association. Op basis van hun feedback zijn nog beperkte (neerwaartse) aanpassingen gedaan.

De extra vraag per sector is in Tabel 2 weergegeven als extra elektriciteitsvraag ten opzichte van de elektriciteitsvraag zoals die was ten tijde van het Klimaatakkoord (ongeveer 108 TWh). De elektriciteitsvraag passend bij het reductiedoel van 49% uit het Klimaatakkoord komt uit op 164 TWh. In geval van aanscherping van het reductiedoel naar 55% volgt een totale elektriciteitsvraag van 188 TWh. De specifieke elektrificatiedoelstellingen in de herziene RED III hebben vooral een effect op de elektriciteitsvraag uit de mobiliteit en doen het totaal verder oplopen naar 206 TWh. Bij het Klimaatakkoord is al rekening gehouden met een netto toename van de elektriciteitsvraag door elektrificatie met 12 TWh naar 120 TWh. Daarom is onderaan de tabel de extra elektriciteitsvraag ten opzichte van deze 120 TWh weergegeven. Voor de drie reductiedoelstellingen komt de extra elektriciteitsvraag uit op respectievelijk 44 TWh (49%), 68 TWh (55%) en 86 TWh (55% + RED III). Dit laatste getal komt naar onze inschatting het dichtst bij de werkelijkheid, het scenario -49% is sowieso achterhaald door de verhoging van het nationale klimaatdoel voor 2030.

2.3 Onzekerheden extra elektriciteitsvraag

De ontwikkeling van de elektriciteitsvraag is in elk scenario onzeker. Daarbij speelt dat het voor het effect van het 49% emissiereductiedoel op de elektriciteitsvraag relatief eenduidiger is dan voor de andere twee reductiedoelen. De meeste bronstudies besteden gericht aandacht aan het effect van de 49%-doelstelling van het Klimaatakkoord en de daarbij gemaakte afspraken. De effecten van het 55% emissiereductiedoel en van RED III zijn meer indicatief. De verschillende bronstudies verschillen hiervoor van elkaar in aanpak. Sommige redeneren vanuit een *Europese* 55%-doelstelling (met een specifiek nationaal doel voor de zogenaamde ESR-sectoren, geen nationaal doel voor ETS-sectoren en daarmee voor Nederland een lager overkoepelend klimaatdoel van ordegrootte -52%. Andere zeggen niet of nauwelijks iets over de implicaties van een 55%-doelstelling. In dergelijke gevallen zijn effecten voor een lager doelbereik geëxtrapoleerd, waar mogelijk naar 60%. Al met al zal een consistent beleidspakket dat zich richt op 60% nog extra reducties moeten bevatten en mogelijk extra elektriciteitsvraag. Die is op dit moment niet goed te kwantificeren.

TNO beschrijft in haar rapport de belangrijkste onzekerheden m.b.t. de analyse van de extra elektriciteitsvraag. In aanvulling daarop kunnen nog een volgende opmerkingen gemaakt worden:

- De inventarisaties van de extra vraag zijn deels gebaseerd op nog aan te passen of nieuw te implementeren beleidsinstrumentarium en de aanname dat belemmeringen in regelgeving worden weggenomen, terwijl nu nog niet in alle gevallen duidelijk is of dit ook wordt doorgevoerd;
- In meerdere sectoren zijn de benodigde beleidsinstrumenten voor emissiereductie die leiden tot de extra vraag nog niet of onvoldoende uitgewerkt om te kunnen doorrekenen;
- De marktonzekerheid is vooral groot omdat de elektriciteitsmarkt tegelijk substantieel in omvang moet groeien én de productiemix verandert (en CO_2-armer wordt) én afhankelijk is van internationale ontwikkelingen;
- Op enkele belangrijke onderdelen zijn aannames over de omvang van de vraagsectoren in 2030 sterk bepalend en tegelijk erg onzeker; denk aan de industrieën die veel waterstof gebruiken en de (internationale) bunkerhub die Nederland nu is. Ook werken diverse sectoren nog aan verduurzamingplannen die hier nog niet zijn meegenomen.
- De eisen vanuit het Europese Fit For 55-pakket hebben substantieel effect op de vraag naar groene waterstof (en daarmee de elektriciteitsvraag). Maar deze zijn de komende twee jaar nog onderwerp van onderhandeling in Brussel. Het is moeilijk te voorspellen wat daar uit zal komen. Bovendien kunnen er reboundeffecten zijn: Denk aan een daling van de waterstofvraag, doordat binnenlandse productie wordt verdrongen door import van producten of halffabricaten zoals methanol en ammoniak. Waardoor de verplichting voor waterstof in absolute zin minder groot wordt.
- Zoals TNO in haar rapport ook aangeeft, zijn de meeste studies niet erg expliciet over de afweging tussen elektrificatie en andere CO_2-reductieopties zoals CCS, duurzame warmte en groen gas. Aan de andere kant wordt op deze opties in de klimaatplannen al substantieel ingezet, meer inspanningen zullen niet vanzelfsprekend zijn.
- De recente ontwikkelingen door de inval van Rusland in Oekraïne zijn uiteraard nog niet meegenomen in dit bronmateriaal. Dat kan deze indicaties op vele manieren raken, maar die effecten zijn nog slecht te overzien. De urgentie van verduurzaming en vermindering van het aardgasgebruik lijkt in elk geval toe te nemen.

2.4 Locatie en vraagprofiel extra elektriciteitsvraag

De hoeveelheid extra elektriciteitsvraag in TWh zegt nog niets over de mate waarin deze extra vraag ook geaccommodeerd kan worden door extra aanbod en de beschikbare infrastructuur. Daarvoor is het van belang ook te kijken naar de locatie waar deze extra vraag komt en naar het vraagprofiel, zowel gedurende de dag als gedurende het jaar. Kwantitatief is hier geen detailleerde studie voor beschikbaar, maar kwalitatief kan hier het volgende over gezegd worden:

- Industrie: de extra vraag zal voornamelijk ontstaan in de 5 grote industriële clusters, maar ook in het zogenaamde 6de cluster, dat verspreid is over de rest van het land. Vier van de grote clusters liggen aan de kust, in de nabijheid van (beoogde) aanlanding van de kabels vanuit windparken op zee. Dit biedt kansen deze elektriciteit direct nabij de aanlandingslocaties te gebruiken en daarmee het achterliggende netwerk te ontlasten. Op basis van de analyse van TNO en het onderliggende advies van de Stuurgroep Extra Opgave kan geconcludeerd worden dat grofweg de helft van de extra vraag t.b.v. directe elektrificatie van de industrie basislast is en de andere helft deellast (met 3000-4000 vollasturen). Deze deellastvraag zal er vooral zijn op de momenten dat de elektriciteitsprijs relatief laag is en het aandeel hernieuwbare bronnen hoog. Hoewel voor veel industriële

processen continuïteit essentieel is voor de technische bedrijfsvoering, ontstaat er dus een potentieel om een deel van de processen om te schakelen naar hybride of flexibele operatie via bijvoorbeeld e-boilers. Het technisch en economisch potentieel van industriële flexibele vraag moet nog verder in kaart gebracht worden.

- Datacenters: de extra vraag vanuit datacenters zal deels door uitbreiding van bestaande en deels vanuit nieuwe datacenters komen. Er is een concentratie van datacenters in de Metropoolregio Amsterdam. De ruimtelijke inpassing van eventuele nieuwe hyperscale datacenters krijgt inmiddels meer kritische aandacht in de landelijke politiek, ook met het oog op de impact op de infrastructuur. Ondanks dat datacenters veelal 24/7 draaien, gaat TNO gaat uit van een gemiddelde belastinggraad van 30%, conform de opgave van de Stuurgroep Extra Opgave. Voor koeling is in de zomer meer elektriciteit nodig dan in de winter.
- Gebouwde omgeving: de verwachte extra vraag door elektrificatie van de warmtevraag in woningen en gebouwen is sterk verspreid over het land. Dit biedt in principe kansen om de vraag te matchen met het lokale aanbod; zonnepanelen op daken en in mindere mate windparken en zonnevelden. De elektriciteitsvraag voor verwarming kent uiteraard een zeer grote winterpiek. Ook al wordt met warmtepompen veelal continu verwarmd, zal de extra vraag leiden tot pieken aan het begin van dag en begin van de avond (zeker als ook elektriciteit wordt gebruikt voor warm tapwater).
- Mobiliteit: ook de extra elektriciteitsvraag voor mobiliteit zal sterk verspreid zijn over het land. Net als bij de gebouwde omgeving zal het gebruik van laadpalen vooral impact hebben op de wijknetten. Thuisladen gebeurt veelal in de avond en nacht. Door slim laden en ook bewustwording kan hier nog wel in gestuurd worden. Ook hierbij geldt dat er kansen zijn om vraag en lokaal aanbod beter te matchen, vooral met zonnepanelen op daken van woningen en gebouwen. Snelladers worden juist veelal overdag gebruikt, wat ook kansen biedt voor matching met zonneparken.
- Glastuinbouw: de glastuinbouw is verspreid over het land in een aantal grote en kleinere clusters. Er is geen eenduidige indicatie van de toepassing van de extra elektriciteitsvraag. In het algemeen is de elektriciteitsvraag voor belichting en eventueel verwarming in de winterperiode hoger dan in de zomer. Al staan kassen juist in de winter ook vaak voor kortere periodes leeg, afhankelijk van het type gewas. De impact van extra elektriciteitsvraag op de infrastructuur richting en in glastuinbouwgebieden is ook afhankelijk van de aanwezigheid van WKK's en het uitfaseren daarvan.

2.5 Conclusies vraagontwikkeling

Uit het bovenstaande concluderen we:

- De elektriciteitsvraag in 2030 komt substantieel hoger uit dan de 120 TWh waar ten tijde van het Klimaatakkoord vanuit is gegaan. Ook komt deze inschatting substantieel hoger uit dan de ruim 130 TWh in de KEV2021 van PBL, waarin het klimaatdoel voor 2030 van 49% emissiereductie niet wordt gehaald (bandbreedte 38% tot 48%). Dit komt doordat in deze verkenning rekening wordt gehouden met voor PBL nog niet-doorrekenbare afspraken in het Klimaatakkoord die nodig zijn om de 49%-doelstelling te halen, en met het verhoogde reductiedoel naar 55/60% en het Fit For 55-pakket. De verwachting is dat de elektriciteitsvraag ook in de periode 2030-2040 fors zal doorstijgen, met name in de industrie.

- Tegelijk is de vraagontwikkeling nog erg onzeker: veel ontwikkelingen kunnen nog eerder of later tot stand komen; waardoor de vraag in 2030 hoger kan uitkomen dan hier geraamd maar ook lager. Ook kunnen de voorgestelde doelen voor groene waterstof in het Fit For 55-pakket nog anders vormgegeven worden. De cijfers in dit hoofdstuk geven dan ook indicaties, geen garanties. Ook het ontwikkelpad van jaar op jaar van die vraag is onzeker. Deze onzekerheden zijn op korte termijn vooral te verkleinen doordat de overheid de beleidsinstrumentering voor de vraagsectoren verder concreet maakt en de randvoorwaarden voor directe en indirecte elektrificatie ingevuld worden. De Routekaart Elektrificatie Industrie, Stuurgroep Extra Opgave en TIKI (Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie) doen daar aanbevelingen voor, die moeten worden opgevolgd om deze vraag gerealiseerd te laten worden. Via concrete beleidsdoelen voor elektrificatie in 2030 en door gericht beleid om elektrificatie te stimuleren, kan hier wel op gestuurd worden.

3. Mogelijkheden voor aanbod

De inventarisatie van hoofdstuk 2 laat zien dat de elektriciteitsvraag in 2030 fors hoger kan uitvallen dan wat ten tijde van het Klimaatakkoord is aangenomen, zij het met een grote mate van onzekerheid in omvang en timing. Tegelijk kunnen we met een aantal essentiële keuzes in de voorbereiding van extra aanbod geen jaren wachten: De doorlooptijd voor nieuwe opwekking en infrastructuur bedraagt vaak acht jaar of meer. Investeerders aan die kant moeten ook voldoende zekerheid hebben over het toekomstige rendement van hun projecten, en de ontwikkeling van de vraag (en de mate van flexibiliteit daarvan) is daarbij een belangrijke factor. Uiteraard werkt de transitie het beste wanneer de volumes aan vraag en aanbod in zich enigszins proportioneel ontwikkelen, en beperkte onderlinge afwijkingen kunnen worden opgevangen met import en export.

Daarom gaan we in dit hoofdstuk in op de vraag onder welke voorwaarden de verschillende CO_2-vrije opties voor elektriciteitsproductie substantieel meer aanbod kunnen genereren. Daartoe:

- Inventariseren we in dit hoofdstuk welke aanbodvolumes er in 2030 al voorzien zijn;
- Gaan we vervolgens nader in op de vijf belangrijkste groepen van CO_2-vrij aanbod[8]:
    - Extra wind-en-waterstofproductie op zee (hoofdstuk 4)
    - Extra kleinschalig zon-PV (hoofdstuk 5)
    - Extra hernieuwbaar op land (hoofdstuk 6)
    - Extra (CO_2-vrije) regelbare productie (hoofdstuk 7)
    - Import van waterstof (hoofdstuk 8)

Deze hoofdstukvolgorde is niet willekeurig gekozen. In het Klimaatakkoord is afgesproken dat partijen bereid zijn om het gesprek aan te gaan over een eventuele verhoging van de ambities voor Hernieuwbaar op Land, onder de voorwaarden dat allereerst wordt gekeken naar de mogelijkheden voor Wind op Zee en kleinschalig zon. Het belang van deze afspraak is ook bevestigd in het overleg met de Reflectiegroep.

We gaan ervan uit dat er in 2030 geen additionele CO_2-vrije elektriciteitsproductie zou kunnen worden gerealiseerd met extra kernenergie. Het Coalitieakkoord bevat een heldere afspraak over deze optie en een financiële reservering. Tegelijk geeft het akkoord aan dat extra nucleaire productie pas na 2030 gerealiseerd kan worden. Wij gaan er dus van uit dat kernenergie op z'n vroegst halverwege het volgende decennium een bijdrage kan leveren aan het opvangen van de verder doorgroeiende elektriciteitsvraag. Gegeven de onzekerheid in de snelheid van elektrificatie is dat een relevant gegeven, maar niet iets om al volledig mee te rekenen in deze verkenning.

3.1 Voorziene aanbodvolumes in 2030

De TNO-studie 'Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030' geeft een beeld van de aanbodvolumes die al te verwachten zijn; zie Tabel 3. Uitgangspunten daarbij zijn:

[8]: In deze analyse verwaarlozen we de verwachte bijdrage van Zon op Zee en van andere opties voor offshore energie; in 2030 zullen die nog in de ordegrootte liggen van 100 MW (~0,1 TWh). Idem voor de inzet van groen gas in elektriciteitscentrales: het aanbod van maximaal 2 bcm zal ook in andere sectoren nodig zijn, waardoor de elektriciteitsopwekking daaruit maximaal enkele losse TWh zal bedragen.

- Op basis van het bestaande beleid (KEV2021[9]) worden de in het Klimaatakkoord afgesproken 49 TWh (11 GW) wind op zee en 35 TWh hernieuwbaar op land gehaald.
- Voor wind op zee levert de aanwijzing door het kabinet van extra kavels op zee voor 10,7 GW extra wind op zee tot en met 2030 28 TWh extra op, en in 2031 nog eens 18 TWh.
- De KEV gaat ervan uit dat kleinschalig zon-PV (< 15 kW, op daken) in 2030 met 10 TWh al meer zal leveren dan de 7 TWh die in het Klimaatakkoord waren voorzien[10].
- Biomassa (in AVI's) en kernenergie dragen elk een aantal TWh bij conform KEV2021.
- De KEV2021 rekent op 35 TWh aan regelbare elektriciteitsproductie (in gascentrales en WKK's), in de situatie dat import en export netto met elkaar in balans zijn. De impact van de in het Coalitieakkoord en Kamerbrief gestelde indicatieve restemissies in de elektriciteitssector in 2030 is hier niet in meegenomen; de mate waarin die maakt dat deze productie deels CO_2-vrij moet zijn bespreken we in Hoofdstuk 7 en Sectie 9.1.

Tabel 3: Raming voor elektriciteitsproductie voor 2030/2031 volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2021 en de aanvullende ambities wind op zee zoals bekend gemaakt door het Ministerie van EZK.

Opwek technologie	Opbrengst 2030 (TWh)
Wind op zee (11 + 6 GW)[1]	77
Wind op land	23
Grootschalig zon-PV (>15kW)	13
Kleinschalig zon-PV (<15kW)	10
Biomassa	3,1
Kernenergie[2]	3,5
Fossiele productie (gascentrales en WKK's)[3]	35
Totaal reeds voorzien aanbod	**165**

[1]: In 2031 kan TenneT nog eens 4 GW (18 TWh elektriciteit uit wind op zee aansluiten op het Nederlandse net. Omdat we hier focussen op 2030 en de elektriciteitsvraag ook na 2030 nog zal doorgroeien nemen we die hier niet mee.

[2]: De in het Coalitieakkoord voorziene nieuwe kerncentrales die halverwege 2030-40 zijn te verwachten rekenen we hier ook niet mee.

[3]: De KEV2021 schat voor de elektriciteitsproductie uit aardgas in 2030 een bandbreedte van 35-50 TWh. Omdat bij 35 TWh import en export nagenoeg in balans zijn is dat cijfer hier aangenomen.

Een ruwe vergelijking tussen de vraagscenario's en de aanbodtabel laat zien dat in de variant met het 55%-doel van het Coalitieakkoord (en zeker met de aanvullende doelen uit het Fit For 55-pakket en sturing op 60%) het aanbod tientallen TWh lager uitvalt dan de vraag (met alle onzekerheden daarin). Dit ondanks het substantiële extra aanbod ten opzichte van het Klimaatakkoord dat al is toegezegd door de extra capaciteit aan wind op zee.

[9]: Klimaat- en Energieverkenning 2021, PBL, oktober 2021

[10]: Dat is ook relevant voor een mogelijke verhoging van de ambities voor hernieuwbaar op land, omdat in het Klimaatakkoord is afgesproken dat inspanningen van decentrale overheden die leiden tot meer dan 7 TWh kleinschalig zon (zoals lokale stimuleringsregelingen) tellen mee voor de opgave bij hernieuwbaar op land.

4. Extra wind-en-waterstofproductie op zee

Uitgangspunten

Zoals in Tabel 33 aangegeven, heeft het Kabinet naast de circa 11 GW wind op zee uit het Klimaatakkoord al gebieden aangewezen voor 10,7 GW extra wind op zee[11]. TenneT heeft aangegeven 6 GW te kunnen aansluiten in of voor 2030, en een aanvullende 4 GW in 2031.

Voor nog hogere ambities op zee is de realisatie van de elektriciteitsinfra op zee inclusief aanlanding én de verzwaring van het achterliggende elektriciteitsnet op land een beperkende factor. Omdat aanlandingscapaciteit van elektriciteit een beperkende factor is, gaan we er ook van uit dat er geen additionele windcapaciteit met een directe lijn kan worden aangesloten op een electrolyser op land. Daarom is hier verkend onder welke voorwaarden het mogelijk is om, aanvullend op deze totaal circa 21 GW wind op zee, nieuwe projecten te combineren met offshore elektrolyse, en transport en aanlanding van de energie in de vorm van (groene) waterstof[12].

Belangrijkste bevindingen

Een aparte subgroep heeft een specifieke rapportage opgeleverd over 'waterstof op zee', nadere details zijn daarin te vinden. De subgroep heeft zich verdiept in vijf cruciale elementen:

- Innovatie
- Supply chain van electrolysers
- Infrastructuur
- Stimuleringskader
- Projectontwikkeling

De *innovatie*opgave voor elektrolyse is groot[13], zowel voor onshore als offshore. Er zijn nog talloze onbekende technologische vraagstukken, omdat we nog geen ervaring hebben met grootschalige elektrolyse. Tegelijk is de tijd tot 2030 bijzonder kort. Dit kan daarom alleen slagen met een breed langjarig pre-competitief innovatie- en ontwikkelingsprogramma "Offshore waterstof productie" om snel en met elkaar/in consortia te leren, en voor 2030 grootschalige offshore elektrolyse mogelijk te maken. Daarbij kan de opschaling snel gaan. Bijvoorbeeld bij windturbine-geïntegreerde electrolysers kan na een eerste pilotproject van 5-10 turbines van 14 MW als vervolgstap al opschaling plaatsvinden richting GW-schaal. Geef grote onshore en offshore pilots (innovatie kavels) ruimte om technologie te demonstreren en ervaring op te doen met wat wel en niet werkt. De Nederlandse maakindustrie kan hierbij een sterke rol spelen bij het ontwikkelen en demonstreren van nieuwe offshore technologieën om deze later ook internationaal toe te passen. Daarnaast dient in het innovatieprogramma voldoende aandacht te zijn voor systeemintegratie en ecologische aspecten. De huidige tendersystematiek voor offshore wind draagt hier al aan bij, door de selectie op kwaliteit gecombineerd met criteria als systeemintegratie en ecologie. Maar verzilver ook het potentieel van goede innovatievoorstellen in niet-geselecteerde projecten door deze ideeën op te nemen in de uitvraag van volgende tenders of van mogelijk nieuw te ontwikkelen innovatiekavels. Het verdient de

[11]: Kabinet verdubbelt productie windenergie op zee | Nieuwsbericht | Rijksoverheid.nl

[12]: De vraag in hoeverre deze 'waterstof-op-zeekavels' concurreren om ruimte op zee die na 2031 nodig zou zijn voor nieuwe projecten met aanlanding van elektriciteit is hier buiten beschouwing gelaten.

[13]: Niet voor niets is aan het voorstel 'GroenvermogenII' 500 miljoen euro toegekend uit het Nationaal Groeifonds. [NB: LINK AANGEPAST]

voorkeur om dit innovatie programma missie gedreven te maken met een sterke koppeling of sturend aan MOOI/Groeifonds en innovatie kavels. Zet voor de innovatie sterk in op internationale samenwerking met onze buurlanden Duitsland, Frankrijk, Denemarken, Verenigd Koninkrijk en België.

Supply chain van electrolysers en andere essentiële technieken: Vanuit de overtuiging dat waterstofproductie op zee een belangrijke rol zal spelen in het energiesysteem van de toekomst, wordt op dit moment door technologieleveranciers gewerkt aan de ontwikkeling van oplossingen die daarvoor nodig zijn. Niet alle technologie is nieuw, maar de ervaring is nog beperkt, zeker voor offshore toepassing. Om het tijdspad tot 2030, met GW-schaal offshore conversie, te halen, rest een periode van 8 jaar. De noodzakelijke activiteiten en besluitvormingsprocedures, op de route naar de uitvoeringsfase, overlappen deels. Dat geeft risico's voor de toeleverende industrie, de offshore bedrijfstak en de overheid. Politieke keuzes, samenwerking in de keten en korte (tender)procedures zijn daarom noodzakelijk vanaf nu om vooral in de eerstvolgende jaren duidelijkheid te scheppen.

De aanleg van *infrastructuur* is haalbaar binnen deze tijdsplanning: het ligt niet op het kritische tijdspad, mits tijdig wordt gestart met de ruimtelijke procedures hiervoor en opdrachtverlening voor nieuwbouw dan wel ombouw. Aanleg van nieuwe waterstofleidingen duurt indicatief 5 tot 6 jaar inclusief vergunningverlening, hergebruik van bestaande buisleidingen duurt indicatief 2,5-3 jaar inclusief hercertificering. Hergebruik van bestaande leidingen vereenvoudigt de aanlanding en verlaagt de kosten, mits er zicht is op het binnen redelijke termijn vrijkomen van de leiding voor waterstof. Om de ontwikkeling in gang te zetten, is het wenselijk dat een Hydrogen Network Operator (HNO) wordt aangewezen die de open access waterstofinfrastructuur ontwikkelt, passend binnen de voorstellen van de Europese Commissie voor het benodigde regulerende kader.
Gezien de verwachte sterke groei van offshore elektrolyse is het verstandig te kiezen voor een grote diameter offshore waterstofleiding die toekomstbestendig is. Een masterplan voor een offshore transportnet specifiek voor waterstof, met publieke regie en sturing, is gewenst. Mogelijkheden voor offshore systeemintegratie kunnen hierin meegewogen. Het ligt voor de hand om toe te werken naar een waterstofringleiding, omdat daar meerdere windgebieden mee kunnen worden ontsloten, de betrouwbaarheid wordt vergroot en de verbinding kan worden gemaakt met toekomstige energiehubs, opslag en interconnectie.

Het *stimuleringskader voor ontwikkeling en opschaling* zal zich vooral moeten richten op het op gang brengen van productie naar grote schaal, parallel aan het op gang brengen van de vraag naar groene waterstof:

1. Sterke regie is noodzakelijk vanuit het Rijk om in beperkte tijd een goed afgestemde uitrol van zowel waterstofproductie als de waterstofmarkt in Nederland op gang te brengen.
2. Het is nodig nu al het beleidskader voor te bereiden voor eerste clusterprojecten en eerste grootschalige productieprojecten (GW-schaal), ook al zijn er nog diverse technische onzekerheden. Dat betekent dat de overheid vooruitstrevender moet zijn dan ze tot dusver gewend is.
3. In de fase van grootschalige projecten is waarschijnlijk een combinatie van een verplichting (aan de vraagkant) en financiële ondersteuning (subsidie/Contract for Difference) nodig. Ook dat is nieuw en vereist op korte termijn al de eerste voorbereidingen.
4. Waar mogelijk gebruik maken van bestaande instrumenten zoals het Groeifonds, de MOOI-regeling, DEI+, HER+ en SDE voor wind op zee, omwille van korte doorlooptijden. Nieuwe instrumenten zoals gecombineerde tenders, een (C)CfD ((Carbon) Contract for Difference) of overheidsparticipatie kunnen beter passend zijn voor de ontwikkelstappen, deze dienen dan

met hoge urgentie te worden ontwikkeld. Innovatie moet onderdeel zijn van al deze regelingen.

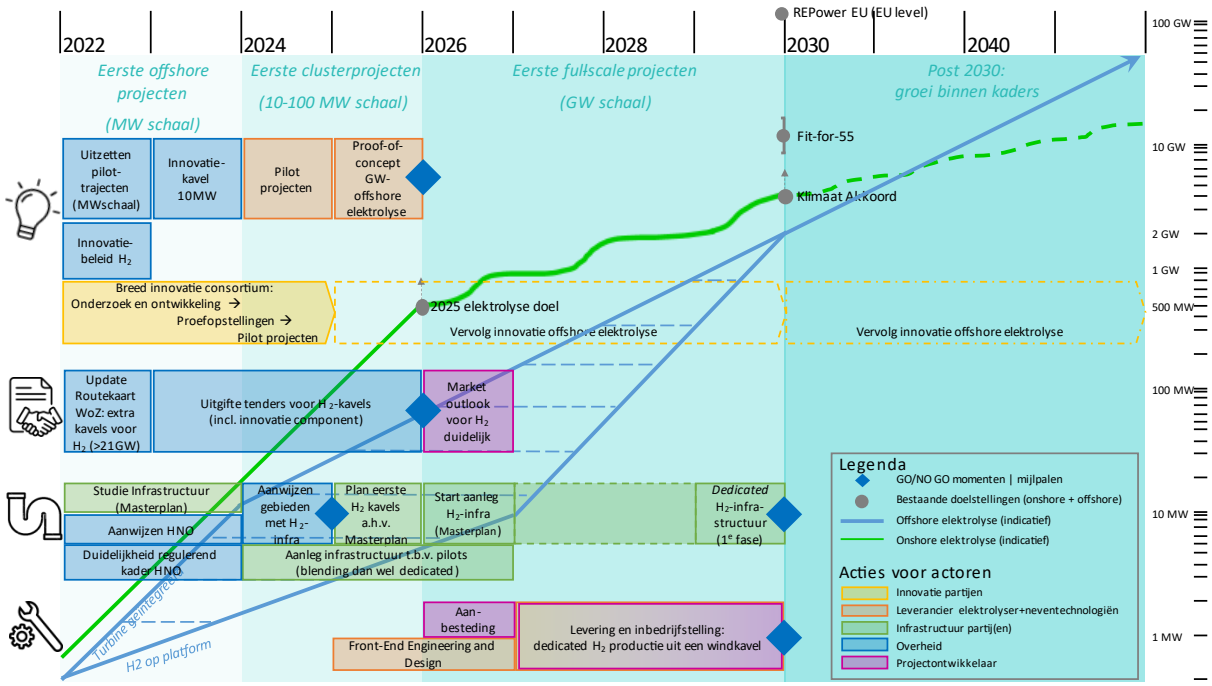
Wat betreft *projectontwikkeling*: Door toe te werken naar tendering van kavels voor geïntegreerde waterstofproductie via wind op zee, aanvullend op de huidige proceslijn voor Routekaart 2030+, zou versneld een aanzienlijke bijdrage geleverd kunnen worden in 2030 op GW-schaal. Wel is het hiervoor cruciaal dat dit jaar nog een breed innovatietraject wordt uitgezet om de verschillende onderdelen van de benodigde technische ontwikkelingen voor geïntegreerde waterstofproductie op zee mogelijk te maken, en dat de Rijksoverheid nog dit jaar aan de slag gaat met het aanwijzen en verder uitwerken van de geografische ligging en infrastructuur van beoogde waterstofwindkavels.

Belangrijkste conclusies en aanbevelingen:

De subgroep is gekomen tot de volgende drie hoofdboodschappen:

1. Het is *technisch mogelijk om in 2030 te komen tot realisatie van windprojecten met offshore waterstofproductie op GW-schaal*. Op basis van de ambities van marktpartijen hanteren we als werkhypothese nu 2 GW in 2030, oftewel 9 TWh-equivalent[14]. Om dit in 2030 te realiseren, moeten innovatiepartijen, producenten van elektrolysers, infrabeheerders, overheid en projectontwikkelaars wel een actiesnelheid en een mate van onderlinge afstemming ontwikkelen die verder gaat dan wat ze gewend zijn. Zo zullen er bijvoorbeeld commercieel haalbare investeringsbeslissingen genomen moeten worden over technologie die op dat moment nog niet volledig bewezen is op zee. Extra onzekerheid hierbij is nog in hoeverre er ecologische ruimte is voor deze extra capaciteit. Geef daarom het Noordzee-Overleg opdracht te starten met de ruimtelijke verkenning en het benodigde ecologische onderzoek in voorbereiding op de mogelijke aanwijzing van extra kavels.
2. Een *routekaart waterstof op zee 2030* zal op korte termijn gemaakt moeten worden om de onderlinge samenhang van activiteiten af te stemmen en te borgen. De subgroep heeft hier een eerste voorstel voor gedaan, samengevat in Figuur 1; in detail te zien in bijlage D. Deze verdient nadere uitwerking en bredere buy-in van relevante partijen dan wat de subgroep in beperkte tijd kon bewerkstelligen. Afstemming met activiteiten in het buitenland is hierbij ook essentieel.
3. Parallel aan het uitwerken van deze routekaart dient in 2022 een aantal acties worden opgepakt:
    - Stel als overheid een concreet doel voor waterstofproductie in 2030 (met een doel van 2 GW op zee); en start de ruimtelijke verkenning en het benodigde ecologische onderzoek in voorbereiding op de mogelijke aanwijzing van extra kavels, bovenop de 21 GW voor 2030, expliciet voor waterstof op zee.
    - Breed pre-competitief innovatie programma om snel en met elkaar/in consortia te leren. Het verdient de voorkeur om dit innovatie programma missie gedreven te maken met een sterke koppeling/sturend aan MOOI/Groeifonds en innovatie kavels (de innovatie-elementen uit niet-gegunde tenderaanbiedingen kunnen hierin opgenomen worden).

[14]: 2 GW windcapaciteit op zee komt overeen met circa 9 TWh elektriciteit. Wanneer deze offshore wordt omgezet in waterstof vervangt die circa 9 TWh aan elektriciteitsvraag die anders nodig zou zijn voor waterstofproductie.



Figuur 1: Eerste aanzet voor een Routekaart Waterstof op Zee. Leesbare versie in Bijlage D.

5. Extra kleinschalig zon-PV

Uitgangspunten

De verwachting in de KEV2021 is dat kleinschalig zon op dak (zonnestroomsystemen met een capaciteit kleiner dan 15 kW) met 10 TWh in 2030 al meer gaat leveren dan de 7 TWh uit het Klimaatakkoord, ondanks het in de KEV meegenomen voornemen om de salderingsregeling af te bouwen. Dergelijke systemen leveren nu al jaarlijks bijna 5 TWh aan duurzame stroom (situatie eind 2021) en daar komt ieder jaar ten minste 1 TWh bij. Als deze groei zich niet verder uitbreidt of wordt afgeremd dan zullen dergelijke systemen in 2030 ten minste 14 TWh aan duurzame stroom leveren.

Gegeven de aanzienlijke bijdrage die dergelijke systemen kunnen leveren, de beperkte ruimtelijke impact én de nabijheid van elektriciteitsvraag is dit dus een heel relevante optie. Deze systemen kunnen echter alleen een dergelijke bijdrage leveren als:

1. Het voor kleinverbruikers (inclusief de sociale huursector) interessant blijft om te investeren in een zonnestroomsysteem.
2. Spannings- en capaciteitsproblemen op het laagspanningsnet de ontwikkeling van kleinschalige zonnestroomsystemen niet zullen belemmeren, bijvoorbeeld door betere benutting van flexibiliteitsopties voor en achter de meter.

Bevindingen en aanbevelingen

De recente ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen en de sterkere maatschappelijke aandacht om energie te besparen c.q. zelf op te wekken zullen de groei van kleinschalig zon verder stimuleren. Dit ook omdat investeren in een zonnestroomsysteem bij uitstek een optie is voor burgers om een bijdrage te leveren aan de energietransitie. Voor deze verkenning nemen we voor kleinschalig zon een extra groei bovenop de KEV2021 mee van 4 TWh. Gegeven de onzekerheden vinden we dat een relatief voorzichtige schatting.

Spil in het verder ontwikkelen van deze optie is de salderingsregeling. In zijn huidige vorm draagt deze sterk bij aan de rentabiliteit van investeringen in kleinschalige zonnestroomsystemen. Maar de regeling geeft geen enkele prikkel om de opgewekte elektriciteit zelf te gebruiken en daarmee de belasting van het net te beperken, wat op piekmomenten tot netcongestie kan leiden. Bij het aanpassen van de salderingsregeling worden de volgende uitganspunten in ogenschouw genomen:

- Om burgers en sector investeringszekerheid te bieden dienen aanpassingen aan de salderingsregeling zo min mogelijk marktverstorend te zijn. Grote plotselinge wijzigingen moeten vermeden te worden.
- Om burgers voldoende betrokken te houden bij de energietransitie en de bijdrage van zon op woningen optimaal te kunnen laten bijdragen aan de energietransitie wordt een maximale terugverdientijd van 7 jaar aangehouden.
- Om de het elektriciteitsnet zoveel mogelijk te ontlasten dient het elektriciteitsgebruik van zelf opgewekte zonnestroom zoveel mogelijk gestimuleerd te worden.
- Overstimulering en gederfde inkomsten voor de overheid dienen zoveel mogelijk voorkomen te worden.

Op basis daarvan stellen we de volgende acties voor:

- Creëer een prikkel om meer gebruik achter de meter te realiseren, en borg daarbij dat de rentabiliteit van zonnepanelen voldoende op peil blijft. De werkgroep stelt daarbij voor:
    - Schaf de salderingsregeling op het leveranciersdeel van het elektriciteitstarief op korte termijn af. Dit geeft op korte termijn al een prikkel voor het verhogen van eigen gebruik achter de meter en de technieken die daarvoor nodig zijn Energiebedrijven zullen daarbij marktconforme terugleververgoedingen moeten bieden.
    - Stel een jaar vast waarin het fiscale deel van de salderingsregeling wordt afgeschaft, maar behoud dit deel wel nog voor de periode tot ongeveer 2030. Dit zorgt ervoor dat investeren in zonnepanelen financieel voldoende aantrekkelijk blijft.
- Ontwikkel voor de sociale huursector een aparte regeling worden omdat door split incentives de aantrekkelijkheid voor woningcorporaties om te investeren in zonnestroomsystemen anders is dan voor bijvoorbeeld eigenaren van woningen.
    - Dit kan worden gevonden in aanvullende afspraken over verduurzaming, in te bedden in lopende processen tussen Rijk en woningcorporaties op dit onderwerp;
- Ontwikkel aanvullende maatregelen die stimuleren om dakoppervlakken maximaal te benutten, met specifieke prikkels voor nieuwbouw en voor bestaande bouw (bijvoorbeeld via normering).
- Stimuleer flexibel gebruik achter de meter, om de noodzakelijke hoeveelheid curtailment te minimaliseren. Afschaffen van salderen alléén biedt daar nog onvoldoende stimulans voor.
    - Dit gaat om een waaier aan opties: van flexibel inzetten van warmtepompen en thuis slim de elektrische auto laden tot batterij-opslag.
    - Dit kan ook worden gezocht in een investeringssubsidie, en/of in dynamische nettarieven voor kleinverbruikers (zolang deze niet conflicteren met flexibele leveringstarieven) en beter toegankelijk congestiemanagement, bijvoorbeeld door het mogelijk te maken dat een geaggregeerde groep van prosumenten deel kan nemen aan netcongestieprogramma's zoals GOPACS.
- Verken op welke wijze en onder welke voorwaarden de netbeheerders beter inzicht kunnen geven in lokale congestieprofielen zodat ter plekke maatwerk kan worden geleverd wat betreft de benodigde flexibiliteit. Dit is een punt dat verder gaat dan alléén de doorgroei van kleinschalig zon op daken.

6. Extra hernieuwbaar op land

Uitgangspunten

In het Klimaatakkoord is voor hernieuwbare energie op land (wind op land, grondgebonden zon-PV en dakgebonden zon-PV, alle systemen groter dan 15 kW) een ambitie van tenminste 35 TWh in 2030 afgesproken. Deze ambitie is vervolgens uitgewerkt in de Regionale Energiestrategieën (RES'en).

In onze verkenning van een mogelijke extra bijdrage van hernieuwbaar op land gaan we uit van de RES'en zoals die er inmiddels liggen. Die laten zien dat deze optie een substantieel grotere bijdrage *kan* leveren:

- Er is politiek bestuurlijk draagvlak voor de RES'en, die optellen tot 55 TWh aan hernieuwbare elektriciteitsproductie op land en water;
- PBL geeft in hun analyse van de RES'en aan dat daarbinnen 46 TWh mogelijk is als bovenkant bandbreedte (middenwaarde 41 TWh). Daarvoor moet dan wel een aantal beperkingen worden opgelost.
- Netbeheerders geven aan dat 35 TWh het maximum is dat op basis van de huidige afspraken en de RES'en in het elektriciteitsnet te realiseren is.

Een aparte subgroep heeft verkend welke acties ondernomen moeten worden om een productievolume in de RES'en te realiseren dat boven de 35 TWh uitgaat[15]. De voorstellen van de subgroep richten zich op twee onderdelen:

- Welke uitdagingen zijn er om de ambities uit de RES'en zoveel mogelijk te realiseren?
- Welke acties kunnen we voorstellen om deze uitdagingen aan te pakken?

Tot slot geven we indicatief aan welke partijen nodig zijn bij de verschillende acties.

Welke uitdagingen zijn er om de ambities uit de RES'en zoveel mogelijk te realiseren?

Technisch is er nog veel meer mogelijk als het gaat om de opwekking van stroom uit zon en wind op land en dak, maar bestuurlijk en maatschappelijk draagvlak, inpasbaarheid in het elektriciteitsnet en een voldoende aantrekkelijke businesscase zijn bepalend voor de vraag in hoeverre meer ook echt mogelijk is. Daarom nemen we als uitgangspunt de RES 1.0 waarin een bod is neergelegd door de regionale overheden met een bovengrens van 55 TWh groene stroomopwekking op land in 2030. Om dat in Nederland te realiseren, zien we de volgende concrete uitdagingen:

1. Het net moet worden verzwaard én het net moet slimmer worden gebruikt, c.q. de belasting van het net moet worden geminimaliseerd. Dat kan onder andere via het verminderen van de transportbehoefte, slimmer invoeden en het beter benutten van het net. Dit past goed in de afspraak 'verzwaren, tenzij'.

[15]: In het Klimaatakkoord is ook afgesproken dat inspanningen van decentrale overheden die leiden tot meer dan 7 TWh kleinschalig zon (zoals lokale stimuleringsregelingen) meetellen voor een eventuele verhoging van de opgave voor Hernieuwbaar op land. Met bijna 10 TWh raamt de KEV2021 de kleinschalige zonproductie in 2030 al hoger dan in het Klimaatakkoord. In deze rapportage werken we niet vanuit een hogere opgave voor hernieuwbaar op land maar kijken we onder welke voorwaarden een groter deel van de nu geformuleerde RES-ambities gerealiseerd kan worden. Daarom houden we kleinschalig zon op dak en hernieuwbaar op land in deze verkenning gescheiden.

2. De investeringszekerheid voor marktpartijen om nieuwe projecten te ontwikkelen moet voldoende op peil blijven.
3. Er moet voldoende draagvlak zijn, politiek en maatschappelijk.
4. De uitvoeringscapaciteit (governance) van decentrale overheden moet worden versterkt

Hoe kunnen we dat bereiken?

In het actieplan 'Samen sneller het net op'[16] zijn al diverse opties geformuleerd om netissues op korte termijn te verkleinen. In aanvulling hierop geven we in dit rapport een aantal voorstellen om te zorgen dat de technische oplossingen in zoveel mogelijk gevallen voet aan de grond krijgen, gegroepeerd rond de vier hierboven benoemde uitdagingen. Daarnaast hebben we één algemene oplossingsrichting geformuleerd die een bijdrage levert aan het oplossen van alle vier de uitdagingen.

Algemeen: Energieplanologie

a. Ontwikkel een *energieplanologie* als onderdeel van de bestaande en toekomstige ruimtelijke ordening. Deze benadering gaat over alle planologische aspecten van hernieuwbaar op land en kan breder gaan dan alleen over elektriciteit. Energieplanologie is het proces van keuzes maken over ruimtelijke functies in een gebied en de impact op het energiesysteem en vice versa. Dit doe je als relevante partijen gezamenlijk, op basis van vraagarticulatie. Zo kom je ook tot een rolverdeling wie wat doet in een gebied om het regionale energiesysteem vorm te geven. Ruimtelijke keuzes worden vastgelegd via een strategische regionale omgevingsagenda.

1. Verzwaren van het net en slimmer gebruik ervan:
   b. Stimuleer ter *plekke gebruik* of conversie naar bijvoorbeeld warmte of waterstof. Opties daartoe zijn om via de SDE++ de directe lijn (zon/wind naar e-boiler, electrolyser) breder te stimuleren, en/of geïntegreerde systemen te stimuleren. Dit kan ook door het regulerings- en stimuleringskader aan te passen zodat *cable pooling* wordt verbreed tot combinaties van opwek, opslag en vraag naar elektriciteit
   c. Introduceer *maatschappelijke tenders* voor energieproductie (voortbouwend op tenderen op Rijksgronden) waarin minimale netimpact en aanvullende maatschappelijke waarden als eisen worden opgenomen. Een actieve rol van de decentrale overheid, gelijk speelveld en een transparant tenderproces zijn hierbij belangrijk.
   d. Stimuleer -op netkritische plekken en waar andere flex-opties niet voorhanden zijn- *batterij-opslag*, door batterijen voor de nettarieven te beschouwen als productie in plaats van verbruik. En door een duidelijke stimulering voor netbeheerders om marktpartijen met batterijen te contracteren of -als deze twee onvoldoende werken- een subsidieregeling voor batterijen bij wind- en zonneparken (dit in lijn met het principe 'verzwaren, tenzij').
   e. Geef inzicht in de dynamische belastbaarheid van het net en ontwikkel *prikkels voor optimalisatie van het totaalprofiel, efficiënt netgebruik, en verhoging van de capaciteitsfactor,* bij nieuwe en bestaande opwek. Denk hierbij aan het breder mogelijk maken van cable pooling, ook voor WOZ-objecten die zowel elektriciteit produceren als gebruiken, of een vergoeding voor batterijen bij zonneparken.
   f. Introduceer *prikkels in de nettarieven die flexibiliteit stimuleren, en apparaten die slim kunnen omgaan met die prikkels*: dynamische nettarieven (zolang deze niet conflicteren met flexibele leveringstarieven), heroverweging volumekorting (VCF), afschaffen transporttarief bij opslag, producteisen.

[16]: Samen sneller het net op, Actieteam Netcapaciteit, 28 januari 2022

g. Pas de regelgeving voor netbeheerders zodanig aan dat zij meer *investeringszekerheid* hebben, ook wanneer ze nieuwe capaciteit realiseren waarvan het gebruik nog niet volledig is zeker gesteld.
h. Zorg dat netbeheerders daadwerkelijk waar nodig *congestiemanagement* (kunnen) gaan toepassen.

2. Zorgen voor voldoende investeringszekerheid voor nieuwe wind- en zonprojecten:
   i. Schrap de beperking van 35 TWh voor zon en wind in de SDE++ en zorg dat er ook na 2025, bij beëindiging van de SDE++ voor nieuwe wind- en zonprojecten, er nog steeds een beleidskader is dat *voldoende investeringszekerheid* biedt voor nieuwe projecten.
   j. Introduceer de *virtuele directe lijn* voor de connectie tussen elektrificatie en schone opwek, bijvoorbeeld in specifieke SDE-categorieën.

3. Ontwikkelen van meer publiek en politiek draagvlak:
   k. Organiseer een *structurele publiekscampagne* over nut en noodzaak van de energietransitie en de rol van hernieuwbaar op land daarin, met een éénduidige boodschap vanuit het Rijk.
   l. Organiseer een structureel kennisprogramma voor politici bij decentrale overheden
   m. Organiseer een *interbestuurlijk gesprek* over het belang van energie-infrastructuur, ook voor regionale ontwikkeling.
   n. Stel een kwaliteitsbudget in voor draagvlak en natuur in de SDE++ in lijn met de adviezen van de werkgroep 'Energie in natuur en landschap' en 'SDE en maatschappelijke kosten' van het NP-RES.

4. Versterken uitvoeringscapaciteit decentrale overheden
   o. Regel *voldoende procesgeld* van het Rijk voor de decentrale uitvoering van de RES'en en regel voldoende organisatiekracht bij het Rijk om projecten te kunnen ontwikkelen op Rijksgronden.
   p. Ontwikkel een *denktank* die naast deze voorstellen oplossingen ontwikkelt die verder buiten de bestaande kaders gaan.

In het bijlagerapport van de subgroep hernieuwbaar op land zijn deze actiepunten nader uitgewerkt. In het tijdsbestek van deze verkenning was het niet mogelijk om nauwkeurig te bekijken tot hoeveel extra TWh productie (pakketten van) deze acties zouden kunnen leiden. Met deze acties vinden wij het aannemelijk dat we in 2030 duidelijk verder komen dan het midden van de bandbreedte die PBL aangaf (41 TWh). Onze hypothese is dat we dan minimaal bij de bovenkant van de bandbreedte van PBL komen, met zo'n 45 TWh; mogelijk bij de 55 TWh: de uitkomst van de maxima uit de gezamenlijke RES'en. Omdat deze ontwikkeling met de RES'en al gestart is, verwachten we dat doorlooptijden hiervoor dan geen beperkende factor zijn.

Wat verwachten we daarbij van wie?

Net als ten tijde van het Klimaatakkoord lijkt het ons essentieel dat we op basis van deze voorstellen tot een breed gedragen pakket aan maatregelen komen, waarbij alle relevante partijen hun rol spelen. Onze inschatting van bij welke acties de verschillende partijen betrokken moeten zijn, is te vinden in Tabel 4.

Tabel 4: Betrokkenheid van de diverse partijen bij de voorgestelde acties. **X**: trekkende rol; x: ondersteunende rol.

	a. Energieplanologie	b. Steun ter plekke gebruik	c. Maatschappelijke tenders	d. Stimuleer batterij-opslag	e. Optimaliseer totaalprofiel	f. Flex-prikkels nettarieven	g. Investeringszekerheid netbeheerders	h. Positieve prikkels congestiemanagement	i. Investeringszekerheid na 2025	j. Virtuele directe lijn	k. Structurele publiekscampagne	l. Interbestuurlijk gesprek energie-infra	m. Procesgeld decentrale overheden	n. Denktank out-of-the-box
Rijksoverheid	**X**	**X**	x	**X**	**X**	x	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**	x
Regionale overheden	x	x	**X**			x	**X**				**X**	**X**	**X**	x
Netbeheerders	x	**X**	x	**X**	**X**	x	**X**	**X**		x	x	x		x
Marktpartijen, incl. energiecoöp.	x	**X**	x	x	x	x		x	x	x	x			x
NGO's	x		x					x			x			x
Burgerorganisaties	x		x					x			x			x
ACMI					x	**X**		**X**						

7. Extra (CO_2-vrije) regelbare productie

Een mismatch tussen vraag en aanbod kan ook worden opgevangen door meer regelbare (niet-weersafhankelijke) productie dan in de KEV2021 was voorzien. Die productie kan ook nodig zijn om niet alleen op TWh-basis per jaar vraag en aanbod rond te krijgen maar ook voor de systeembalans (het opvangen van pieken en dalen in aanbod en vraag). Regelbare productie levert die flexibiliteit, naast opties als flexibilisering van de vraag, meer interconnectie en elektriciteitsopslag.

Er is momenteel meer dan genoeg capaciteit beschikbaar om meer dan de door de KEV2021 voorziene 35 TWh aan regelbare productie te realiseren. Zonder aanvullende maatregelen zal in 2030 ook een resterende extra vraag worden ingevuld met regelbare productie die CO_2 uitstoot.

Om die productie te laten plaatsvinden binnen de door het Kabinet voorgestelde indicatieve restemissie is extra inzet op CO_2-vrije regelbare productie van belang. Die regelbare productie kan overigens door meer technieken worden geleverd, en sommige daarvan hebben ook verband met de opties die we hier verkennen:

- In gascentrales[17]:
    - Door toepassing van groen gas (potentie beperkt, gegeven het beperkte potentieel van groen gas en de andere toepassingen daarvan)
    - Door toepassing van blauwe waterstof (*pre-combustion* CCS, waardoor de energievraag stijgt)
    - Door toepassing van groene waterstof (die bij binnenlandse productie leidt tot meer vraag naar hernieuwbare elektriciteit)
    - Door afvang en opslag van de CO_2-uitstoot uit de schoorsteen (*post-combustion* CCS, waarbij niet de volledige uitstoot zal kunnen worden afgevangen)
- In kolencentrales:
    - Door volledige ombouw naar biomassa (wat overigens ingaat tegen het SER-advies[18])
    - Door biomassa in combinatie met CCS (negatieve emissies, wat overigens in het EU-ETS nog niet is geregeld)
- Door kernenergie (geen bijdrage te verwachten in 2030 gegeven de ontwikkeltijd)

Ter illustratie: de onderkant van de indicatieve restemissie voor de elektriciteitssector, 6,1 Mton CO_2, betekent dat zo'n 17 TWh elektriciteit kan worden opgewekt met conventionele productie op basis van aardgas. Elke Mton emissieruimte meer of minder betekent dus navenant bijna 3 TWh conventionele productie meer of minder. Bedenk daarbij ook dat extra emissieruimte voor de elektriciteitssector in de andere sectoren moet worden opgevangen met extra maatregelen, om in totaal wel binnen de 60% doelstelling te blijven. Bij bijvoorbeeld 30 TWh extra conventionele elektriciteitsproductie gaat dat dus om zo'n 10 Mton.

De rol van CO_2-vrije regelbare productie wordt momenteel verkend door de Werkgroep CO_2-vrij Elektriciteitssysteem 2035, die parallel aan deze werkgroep werkt. Deze werkgroep geeft geen indicatie van het 'potentieel' aan CO_2-vrije regelbare productie in 2030. In theorie is er potentieel in de ordegrootte van tientallen TWh, maar zonder aanvullende stimulering (naast de prikkel vanuit het EU-ETS) zullen die in 2030 nog niet gerealiseerd worden. Daarnaast is realisatie afhankelijk van de

[17]: In het Coalitieakkoord is afgesproken om 1 miljard euro vrij te spelen voor de stimulering van de ombouw van gascentrales voor de toepassing van CO_2-vrije gassen.

[18]: Biomassa in Balans, SER, juli 2020

beschikbaarheid van waterstof of andere CO_2-vrije gassen, biomassa, CO_2-infrastructuur én politieke duidelijkheid of er bij voorbaat technieken ongewenst zijn.

Elk van bovenstaande technieken heeft dus zijn eigen voor -en nadelen, en ook de doorlooptijden voor realisatie verschillen. Voor de verkenning van de Werkgroep Extra Opgave hanteren we een simpele vuistregel voor het minimale aandeel regelbare productie in de totale opwek van elektriciteit. In de afspraken van het Klimaatakkoord staat dit aandeel op 25%. Dit percentage hanteren we ook voor de invulling van de extra opgave. Dit percentage kan uiteraard veranderen. Aan de ene kant kunnen de profielen van de extra vraag zorgen voor een behoefte aan meer flexibiliteit; aan de andere kan flexibiliteit aan de vraagkant juist zorgen voor minder behoefte. Een gedetailleerde verkenning hiervan valt buiten de scope van deze werkgroep en sluit beter aan bij de opdracht van de Werkgroep CO_2-vrij Elektriciteitssysteem 2035. De implicaties van dit aandeel van 25% regelbaar op de totale opwekmix verkennen we nader in sectie 9.1.

Het sturen op regelbare productie, al dan niet CO_2-vrij, is overigens binnen de Nederlandse context niet eenvoudig omdat ons land onderdeel is van een goed geïntegreerde Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt. Het is daarom aan te raden om de functie van regelbare productie, het CO_2-vrij maken ervan en het daarvoor benodigde stimuleringsbeleid (facilitering, beprijzing, normering, subsidiëring) onderdeel te maken van gezamenlijk beleid van de betrokken landen, bijvoorbeeld via de EU of het Pentalateraal Energieoverleg.

8. Import van waterstof

Import kunnen we onderverdelen in import van elektriciteit en import van (groene) waterstof. Wat betreft *elektriciteitsimport*, is voor deze verkenning de aanname gedaan dat binnenlandse vraag en binnenlandse productie even groot moeten zijn (werkhypothese 1). We kijken daarom niet verder naar de mogelijkheden voor netto import van elektriciteit en gaan ervan uit dat Nederland niet langer stroomexporteur is (wat we nu wel zijn).

Hoofdstuk 2 laat zien dat de vraag naar groene waterstof flink zal toenemen richting 2030. Import van waterstof en andere renewable fuels of non-biological origin (RFNBO's) is een belangrijke optie om aan de RED III doelstellingen te voldoen en de binnenlandse opgave te dempen.[19] Daarnaast heeft import ook een belangrijke rol in een internationale markt en kan het daarom niet onderschat worden. Het maken van een gedegen importstrategie is van belang om de volgende punten:

- Import is complementair aan de eigen productieopgave
- Het faciliteren van de markt
- Deelname aan een internationale markt waaronder internationale prijszetting
- Energiedoorvoer mogelijk maken naar achterland (Duitsland, België)
- Opvullen eventuele tekorten aan eigen productie en diversificatie t.b.v. leveringszekerheid (zie Oekraïne situatie)

De mogelijke waterstofimport naar Nederland kan significant zijn, maar is onzeker tot 2030

De schattingen van (benodigde) potentiële importcapaciteit lopen uiteen, en zo ook de potentiële doorvoervolumes naar België en Duitsland. De verschillende havenbedrijven hebben elk hun eigen ambities veelal voor import van groene ammoniak of vloeibare waterstof. Deze zijn geaggregeerd in het nationale waterstof programma: de 'SHIP.NL' werkgroep ziet een potentie van 48 PJ aan import in 2030. Dit is significant (equivalent van ca. 5 GW electrolysercapaciteit), maar de vraag is of dat voldoende is. Er worden hogere import ambities gesteld door onder meer de haven van Amsterdam om 120 PJ waterstof te gaan importeren in 2030, maar dit wil niet zeggen dat al deze waterstof in Nederland verbruikt gaat worden, vanwege de vraag in Duitsland en België.

Ook in het buitenland moet de keten sluitend worden. Dat vereist nauwe internationale samenwerking en coördinatie. In het buitenland loopt men tegen dezelfde uitdagingen aan op het gebied van het opschalen van groene waterstofcapaciteit. Daarnaast moet ook de importketen (transport- en overslagtechnologie, importfaciliteiten en afnemers) in nauwe samenhang en gelijktijdig op gang komen Als Nederland een rol wil spelen dan vereist dat gecoördineerde actie. Nederland is de 2^{e} waterstofgebruiker van Europa, maar een marktprikkel voor groene waterstof is er nog niet. Hier zou verandering in kunnen komen met de RED III verplichtingen. Bovendien concurreren de Europese landen om dezelfde groene waterstof. Als de importketens op gang komen, is het niet evident dat de waterstof naar Nederland komt, of via Nederland doorgevoerd wordt. Nederland is wel voortvarend begonnen met Memoranda of Understanding (MOUs) af te sluiten met

[19]: RED III spreekt over 'RFNBO's'. In tekst wordt gemakshalve 'groene waterstof' gebruikt. RFNBO staat voor *renewable fuels of non-biological origin*. Het betreft een specifieke categorie groene waterstof waarbij strikte maatregelen in acht worden genomen voor de geloofwaardige koppeling tussen hernieuwbare stroomproductie en productie van waterstof via elektrolyse. Een RFNBO kan ook synthetische methanol of groene ammoniak zijn, mits aan de strikte eisen van geloofwaardige koppeling wordt voldaan voor de waterstof. Daarnaast zijn er ook duurzaamheidseisen wat betreft CO_2 intensiteit. In RED3 zijn er geen doelstellingen of vereisten opgenomen over low-carbon hydrogen.

potentieel exporterende landen. Hier zit echter nog geen financiering of importstrategie achter. Voor een overzicht van MOUs en een indruk van de plannen van andere Europese land zie Bijlage E

R&D en innovatie zijn een belangrijk punt van aandacht

Waterstof wordt onderdeel van een wereldmarkt, maar het staat nog in de kinderschoenen. Het transport en de import van ammoniak is een bestaande markt waar verschillende partijen actief zijn. Deze keten vereist doorontwikkeling op het gebied van ammoniakkraaktechnologie. Vloeibaar waterstof is technologisch minder ver. Er wordt door private partijen geïnvesteerd in de ontwikkeling van schakels van de keten, materialen voor opslagtanks, schepen en overslagtechnologie (om de vloeibaar waterstof van de ene tank naar de andere tank te krijgen). Er wordt gewerkt aan importopties van vloeibare waterstof voor Noordwest-Europa. Deze projecten bevinden zich veelal in de haalbaarheidsstudie fase. En niet al deze projecten richten zich al op *groene* waterstof.

Meerdere marktpartijen specialiseren zich in dergelijke technologieën om wereldwijd te concurreren. Die technologieën komen hierdoor eerder tot stand en beconcurreren elkaar om tegen lagere kosten aangeboden te worden. Tegelijk kunnen marktpartijen die technologie alleen ontwikkelen wanneer ze een redelijk ondersteund worden. Hiervoor moeten compatible export en importfaciliteiten worden opgezet.

Doorlooptijden van waterstofimport

Om de doelstellingen te behalen, moet de hele keten snel handelen en op gang komen. Omdat sommige technieken nog niet ontwikkeld zijn, is het complex om doorlooptijden van projecten in te schatten. We nemen aan dat de doorlooptijden van duurzame energieproductie korter zijn dan die van de realisatie van de electrolysers. Die zijn in het buitenland soortgelijk aan die in Nederland. Dat komt uit op een realisatietermijn van 5-8 jaar exclusief vergunningverlening. (2-3 jaar planning en engineering, 3-5 jaar projectfinanciering, constructie en aansluiting van de electrolyser.[20])

Voor de inzet van import ten behoeve van het industrie consumptiedoel, is het cruciaal om de industriële clusters te verbinden met de importhavens. Als alles volgens planning loopt, zal de Nederlandse transportinfrastructuur in 2027 klaar zijn, en is doorvoer naar België en Duitsland vanaf 2030 mogelijk.[21]

Voor de export naar Nederland zitten de technieken (transport- en overslagtechnologie, importfaciliteiten) nog in de R&D fase. Australië heeft de eerste vloeibare waterstof exportterminal. Dit is nog pilotschaal. Ook hiervoor is het schatten van de doorlooptijden lastig. Ter vergelijking: De technologie voor LNG is al 50 jaar doorontwikkeld. De doorlooptijd voor LNG is enkele jaren: tanker (2,5 jaar), overslag (4 jaar), import/export terminal (4 jaar). De verwachting is dat voor de eerste waterstofprojecten de doorlooptijden langer zullen zijn. Dit geeft aan dat er drastisch versneld moet worden om de doelstellingen te behalen.

[20]: CE Delft Doorlooptijden investeringen elektrificatie, feb 2021.
[21]: PWC Strategy&, HyWay27 eindrapport, Jun 2021.

De randvoorwaarden voor een internationale markt

Het Nationaal Waterstofprogramma heeft de knelpunten en randvoorwaarden voor een internationale waterstofmarkt in kaart gebracht, wat meteen een potentiële actie-agenda voor het programma oplevert:

1. Lange termijnvisie en doelen voor waterstof of RFNBO-import;
2. Beschikbaarheid van groene waterstof in het buitenland t.b.v. export;
3. Certificering (en CO_2 allocatie) van geïmporteerde waterstof incl. emissiefactoren en LCA-ketenanalyse zodat het meetelt voor het behalen van de doelen;
4. Infrastructuur voor de import/export (export terminal, shipping, import terminals, reconversie, opslag, transportpijpleidingen);
5. Vergunningen voor import van o.a. ammonia;
6. Stikstofemissierechten voor het kraken van eventueel ammonia;
7. Inzicht in de kosten van import. Er zijn verschillende transportmodaliteiten die internationaal aan het concurreren zijn: vloeibaar waterstof, ammoniak, CH_2, LOHCs, methanol en synfuels;
8. Ontwikkeling van internationale marktmodellen, waaronder: bilaterale contracten, vrije handel, waterstofbeurs, importtarieven, handelsovereenkomsten en handelsbeperkingen, allen toegestaan door de WTO;
9. Toegestaan vanuit Ruimtegebruik, veiligheid en milieu;
10. Financiering en stimulering. Dit zijn grote ketens met veel schakels. Bovendien betreft het investeringen van miljarden. Er is een scala van instrumenten, o.a. IPCEI, PCI, TEN-E, JTF, EIB, Horizon Europe, MIEK, SDE++, etc., maar geen is toereikend voor dit soort complexe ketens. Dit moet wel worden afgewogen tegen de stimulering van eigen productievermogen, wat in elk geval qua energie-onafhankelijkheid wel een mogelijk voordeel heeft.

9. Vergelijking vraag en aanbod

De analyse van hoofdstuk 2 leidt, met alle bijbehorende onzekerheden, tot de indicatieve cijfers voor de elektriciteitsvraag in 2030 zoals in Tabel 5. Het laagste scenario hierin is sowieso achterhaald. De rechterkolom is het meest aannemelijk, omdat dit is gebaseerd op de nieuwe doelstelling in de klimaatwet en de Europese plannen. Het streven naar -60% is hierin nog niet volledig verwerkt en kan mogelijk leiden tot verdere verhoging van de vraag.

Tabel 5: Samenvatting verkenning elektriciteitsvraag.

Elektriciteitsvraag (TWh/jaar)	49%	55%	55% + RED III
Totale elektriciteitsvraag 2030 (Tabel 2)	**164**	**188**	**206**
Waarvan directe elektriciteitsvraag	155	167	167
Waarvan indirecte elektriciteitsvraag	8	21	39
Voorzien aanbod elektriciteit (Tabel 3)	**165**	**165**	**165**
Extra opgave	**-1**	**26**	**41**
Waarvan directe elektriciteitsvraag	-10	2	2
Waarvan indirecte elektriciteitsvraag	8	21	39

Het al voorziene aanbod van elektriciteit en de indicatieve potentiëlen aan extra aanbod zijn samengevat in Tabel 6.

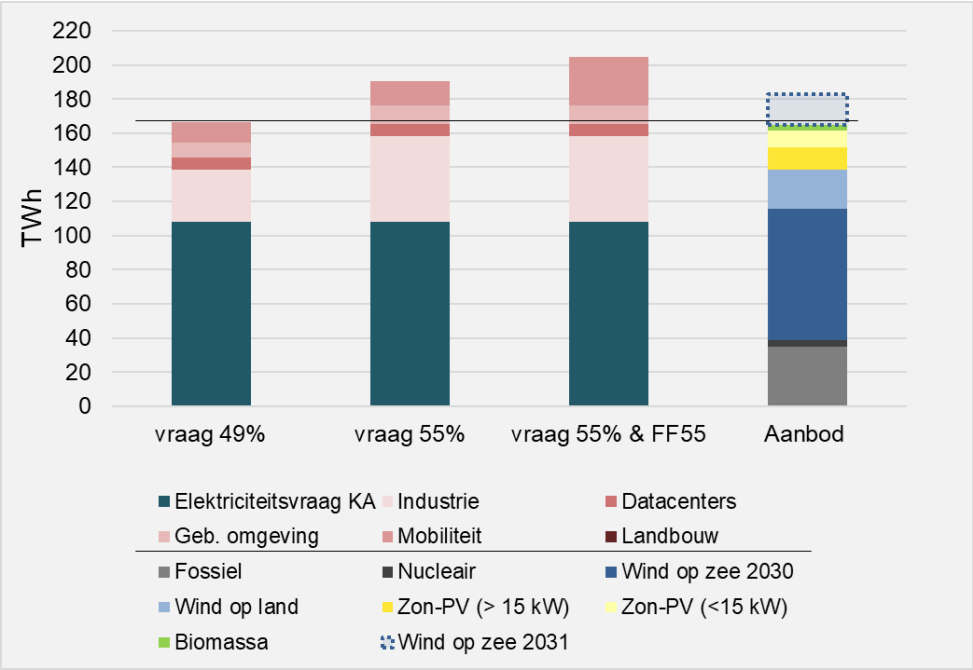
Tabel 6: Samenvatting opties voor extra aanbod van elektriciteit.

Potentieel van extra elektriciteitsaanbod	TWh_e/jaar
Extra wind-en-waterstofproductie op zee	9
Extra kleinschalig zon-PV	4
Extra hernieuwbaar op land	10-20
Extra (CO_2-vrije) regelbare productie	PM
Import van waterstof[1]	23-58
Totaal potentieel extra aanbod	**46-91**
Waarvan directe elektriciteit	14-24
Waarvan indirecte elektriciteit	32-67

[1]: 48-120 PJ aan waterstofimport, met een rendement van 57% omgerekend naar een equivalente hoeveelheid vervangen TWh elektriciteit.

Uit een vergelijking tussen Tabel 5 en Tabel 6 en uit de onderstaande grafiek uit het TNO-rapport ‘Extra opgave elektriciteitsvoorziening 2030’ (Figuur 3) blijkt dat er voldoende mogelijkheden zijn om het aanbod zodanig te vergroten dat de toenemende vraag netto op jaarbasis wordt gedekt, ook bij het volledig meenemen van het hogere klimaatdoel en de voorstellen in het Fit For 55-pakket. Dit geldt ook voor de onderliggende behoeftes aan directe elektriciteit en het indirecte gebruik voor waterstof. Hierbij is het wel van belang op te merken dat de realisatie van dit additionele potentieel verre van vanzelfsprekend is en aanvullend instrumentarium zal vergen evenals een substantiële inspanning van alle betrokken partijen.

Tegelijk zijn de onzekerheden aan de vraag- en aanbodkant nog groot. Daarbij is het relevant om onderscheid te maken tussen enerzijds opties die Nederland zelf kan ontwikkelen: waterstof op zee, kleinschalig zon op dak, hernieuwbaar op land, en extra regelbare productie, en anderzijds import van waterstof, waarvoor ontwikkelingen in het buitenland het meest bepalend zijn.



Figuur 2: Vergelijking van de elektriciteitsvraag in 2030 bij drie verschillende reductiedoelstellingen (49%, 55% en 55% + RED III) en het elektriciteitsaanbod in 2030 en 2031 op basis van vastgesteld, voorgenomen en aangekondigd beleid. (herkomst: TNO-achtergrondrapportage zie voetnoot 3)

9.1 De rol van regelbare productie

Naast de balans op TWh-basis tussen vraag en aanbod is systeembalans op uurbasis essentieel. Daarvoor zal een zeker minimum-aandeel regelbare productie nodig zijn. In de cijfers die ten grondslag liggen aan het Klimaatakkoord is dat aandeel 25%. Er zijn diverse ontwikkelingen die kunnen maken dat dat aandeel hoger of lager uitvalt; het voert in dit kader te ver om die hier uit te werken en die vraag past beter bij de Werkgroep CO_2-vrij Elektriciteitssysteem 2035. Voor deze verkenning hanteren we eenvoudigweg hetzelfde aandeel van 25%, op de productie van elektriciteit in Nederland; wind-en-waterstofproductie op zee en import van waterstof vallen buiten deze berekening omdat die geen gebruik maken van het Nederlandse elektriciteitsnet.

9.2 Een illustratief pakket

Om een indruk te geven van een mix aan aanbodopties in 2030 die de vraag dekt én voldoende regelbare productie bevat, hebben we een illustratief pakket gemaakt (Tabel 7). De uitgangspunten daarbij zijn:

- We gaan uit van het vraagscenario dat hoort bij 55% en invulling van de doelen voor groene waterstof uit het REDIII-voorstel, deels flexibele vraag, deels basislast.

- De prioriteit ligt bij het creëren van extra productie binnen Nederland. Gegeven de onzekerheid rond de beschikbaarheid van import gebruiken we deze in dit voorbeeld als een reserve-optie om in te zetten wanneer andere opties minder blijken te leveren dan voorzien.
- De vuistregel van 25% regelbare productie maakt dat er naast de 35 TWh regelbare productie die in de KEV2021 al voorzien is nog eens 13 TWh extra nodig is.

Tabel 7: Illustratief pakket met aanbodopties dat de voorziene vraag kan dekken.

Productie d.m.v. opwektechnologie (in TWh/jaar)	55% + RED III
Totaal voorzien aanbod	165
Waarvan regelbare productie	35
Extra opgave aanbod t.o.v. voorziene vraag	*41*
Illustratief pakket extra aanbodopties:	
Extra wind-en-waterstofproductie op zee	9
Extra kleinschalig zon-PV	4
Extra hernieuwbaar op land	10
Extra (CO_2-vrije) regelbare productie	13
Import van waterstof (in TWh_e-equivalent)	5
Totaal extra aanbod	*41*
Totaal aanbod	**206**
Waarvan t.b.v. directe elektriciteit	167
Waarvan t.b.v. indirecte elektriciteit	39
Waarvan conversie elektriciteit → waterstof	25
Waarvan direct waterstof	14
Waarvan bij emissiedoel 6,1 Mton:	
Conventionele regelbare productie	17
CO_2-vrije regelbare productie	31
Totaal aandeel regelbaar in elektriciteitsproductie	25%

Een paar observaties bij het illustratieve pakket:

- Dit pakket dekt de voorziene vraag, zowel van de directe elektriciteitsvraag als van de indirecte elektriciteitsvraag voor de productie van groene waterstof.
- Die laatste wordt in dit voorbeeld voor het overgrote deel binnenlands geproduceerd, waarbij de verhouding tussen onshore en offshore elektrolyse op bijna 3:1 ligt. Dat onshore zal domineren, is te verwachten gegeven het meer innovatieve karakter van offshore elektrolyse.
- Van de binnenlandse aanvullende productie-opties is in dit voorbeeld een groot deel van hun potentiëlen nodig. Gegeven de onzekerheden daarin is het verstandig om naast binnenlandse productie ook in te zetten op import van (groene) waterstof.
- Dit is des te meer nodig omdat import van waterstof wellicht ook nodig is voor CO_2-vrije (extra) regelbare productie.
- De verhouding tussen conventionele en CO_2-vrije regelbare productie hangt af van de emissie-eis die aan de elektriciteitssector gesteld wordt. Ter oriëntatie: de door het kabinet aangegeven indicatieve restemissies in 2030 van 6,1 Mton betekent dat 17 TWh kan worden geproduceerd in conventionele gascentrales en WKK's. Ruim 30 TWh zou dan CO_2-vrij

moeten worden geproduceerd. Zonder CO_2-vrije regelbare technieken zou de benodigde 48 TWh aan regelbare productie leiden tot zo'n 17 Mton CO_2-emissies.

- De systeembalans is hier maar zeer beperkt meegenomen, namelijk via de kwantitatieve eis van 25% regelbare productie, een zekere balans in zon en wind en tussen onshore en offshore elektrolyse, en de kwalitatieve aanname dat andere vormen van flexibiliteit (demand-response, interconnectie, curtailment, opslag) maken dat deze 25% regelbare productie niet te veel of te weinig is.
- De mogelijke rol van import en export van elektriciteit is niet meegenomen; we zijn uitgegaan van netto geen import of export op jaarbasis. In de praktijk kan dit echter leiden tot lagere (bij netto import) dan wel hogere (bij netto export) nationale emissies in de elektriciteitssector.
- In tegenstelling tot het eerdere plan heeft deze werkgroep slechts één illustratief pakket gemaakt. Belangrijk punt hierbij is dat we qua aanbod weinig ruimte hebben om te variëren, aangezien volgens ons alle opties nodig zijn om de doelstellingen van 2030 te behalen. Zeker gegeven de onzekerheden in de mate waarin de diverse opties in 2030 al kunnen leveren, is het zinnig om op dit moment in te zetten op de verdere ontwikkeling van alle vijf de opties. Mogelijk valt de import mee of is er meer CO_2-vrije regelbare productie mogelijk, maar dat is op dit moment zeer onzeker en leidt mogelijk tot hogere kosten. Het lijkt ons verstandig om in de verdere uitwerking ook de maatschappelijke en ruimtelijke impact inzichtelijk te maken en te bespreken met verschillende belangengroepen.

10. Conclusies en aanbevelingen

10.1 Conclusies

Uit onze verkenning van vraag en aanbod trekken we de volgende conclusies:

- Er is een substantiële stijging van de elektriciteitsvraag te verwachten richting 2030: van de 120 TWh uit het Klimaatakkoord naar een ordegrootte van 200 TWh o.b.v. de verhoogde klimaatdoelen. Die groei is omgeven met onzekerheden, vooral omdat er nu nog onvoldoende beleid is uitgewerkt om de sectordoelen te realiseren. Dat doet niet af aan de ordegrootte van de stijging: het halen van de klimaatdoelen is moeilijk voorstelbaar zonder sterke elektrificatie. Het is dus niet zozeer de vraag óf maar wannéér deze vraag ontstaat.
- Er zijn in principe voldoende mogelijkheden om de extra vraag op te vangen, vanuit een vijftal opties: waterstofproductie op zee (want aanlanding van nog meer elektriciteit van zee is tot 2030 niet mogelijk), extra kleinschalige zonnesystemen op daken, extra hernieuwbare elektriciteit op land, (CO_2-vrije) regelbare (niet-weersafhankelijke) productie en import van groene waterstof. Gezamenlijk hebben deze opties een potentieel dat voldoende moet zijn voor het dekken van de extra vraag (waarbij CO_2-vrij regelbaar nog als Pro Memorie is meegenomen omdat dit onderwerp is van de Werkgroep CO_2-vrij elektriciteitssysteem 2035); in een illustratief pakket dat aanbod en vraag laat matchen, zijn alle vijf de opties nodig. Gegeven de onzekerheden aan de aanbodkant zullen dus alle vijf de opties nodig zijn.
- De toenames van elektriciteitsvraag en -aanbod zitten boven de bandbreedte van wat op dit moment technisch inpasbaar is in de elektriciteitsinfrastructuur zonder urgente aanvullende beleidskeuzes. Het dilemma van de energie-infrastructuur voor de periode tot 2030 is dat het elektriciteitsnet tegen zijn grenzen blijft aanlopen en daardoor de geschetste aanvullende vraag en het aanbod niet kan transporteren zonder sturing op locatie en normering, terwijl het gasnet kansen biedt en volop transportruimte heeft die niet optimaal wordt benut, omdat de gehele duurzame-waterstofketen nog ontwikkeld moet worden. Netbeheer Nederland publiceert binnenkort een ‘Quickscan Coalitieakkoord Energiesysteem’ die daar nader inzicht in zal geven. Onze verwachting is dat de implicaties voor de netten zodanig ingrijpend zijn dat de manier waarop we met de netten omgaan fundamenteel zal moeten veranderen.
- Het is een enorme uitdaging om deze extra aanbodopties en hun inpassing in de energie-infrastructuur binnen een termijn van 2030 op de benodigde schaal te realiseren. De geldende kaders uit het Klimaatakkoord zijn daarvoor niet voldoende: vérgaande aanvullende acties op korte termijn zijn hiervoor nodig. Met de huidige doorlooptijden is 2030 voor veel opties al ‘morgen’. Daarbij zijn de mogelijkheden voor extra hernieuwbare aanbodopties al beter in beeld dan de import van waterstof. Ook de ontwikkeling van de vraag zal moeten voldoen aan extra eisen, bijvoorbeeld in het leveren van flexibiliteit en het ontlasten van het net, bijvoorbeeld door gebruik direct op locatie te combineren met opwekking.

10.2 Aanbevelingen

Op basis hiervan hebben we de een aantal algemene aanbevelingen, en een aantal per aanbodcategorie.

Algemeen:

1. Zet voorlopig in op het verder ontwikkelen van extra aanbod op alle vijf sporen: waterstof op zee, extra kleinschalige zonnesystemen op daken, extra hernieuwbaar op land door meer van de RES ambities te realiseren, CO_2-vrije regelbare productie en import van waterstof. De omvang van de opgave en de onzekerheden in de aanbodopties maken dat we op dit moment niets te kiezen hebben.
2. Zorg dat de beleidsinstrumentatie voor het halen van de klimaatdoelen in de vraagsectoren in het komende jaar verder wordt geconcretiseerd op basis van de 60% beleidsambitie, zodat ook voor de resulterende extra elektriciteitsvraag de onzekerheid afneemt. Neem daarbij de voorwaarden waar de vraag aan moet voldoen mee, bijvoorbeeld waar het gaat om het leveren van flexibiliteit en het ontlasten van het net.
3. Ontwikkel en implementeer volgend jaar een jaarlijkse brede energiesysteemmonitoring van vraag en aanbod, flexibiliteit en realisatie van infrastructuur, om de benodigde voortgang van de complementaire ontwikkeling van vraag en aanbod te monitoren. Hiermee kan worden gevolgd hoe de ontwikkeling van vraag, aanbod, flexibiliteit en infrastructuur plaatsvindt richting en na 2030, en kunnen eventuele knelpunten en versnellingskansen opgepakt worden. Idealiter zouden daarbij in toekomstige studies ook de ontwikkelingen in het aanbod en de vraag in de rest van de Noordwest-Europese markt in kaart worden gebracht, zodat de impact op de Nederland beter in kaart kan worden gebracht Wellicht onder te brengen in het Programma Energie Systeem (PES).
4. Ontwikkel op basis van de energiesysteemmonitoring een uitrolplan voor de complementaire ontwikkeling van vraag en aanbod over de tijd. De voortgang van het uitrolplan kan jaarlijks worden besproken in een Bestuurlijk Overleg Complementair Ontwikkelen. Via dit bestuurlijk overleg onder voorzitterschap van de minister wordt dan geadviseerd over en gestuurd op het tempo en omvang van de vraagstimulering en aanbodfacilitering en de maatregelen die nodig zijn om dit in gelijkmatig tempo te ontwikkelen, in samenhang met de ontwikkeling van flexibiliteit en infrastructuur.
5. Werk de consequenties van de netinfrastructuur-opgave nog voor de zomer nader uit. Bijvoorbeeld om te zorgen dat producenten, afnemers en alle andere gebruikers van de energie-infrastructuur het elektriciteitsnet zo efficiënt mogelijk gebruiken. Dit kan onder andere door te faciliteren en te sturen op de locatie en het profiel van de vraag of productie, de eis dat alle netgekoppelde apparaten ‘slim’ moeten zijn, het realiseren van bouwstenen voor systeemintegratie en de realisatie en uitvoering van netinfrastructuur-projecten. De aankomende Quickscan Coalitieakkoord Energiesysteem van Netbeheer Nederland zal hier concrete voorstellen voor doen die ook relevant zijn voor de periode na 2030; wat ons betreft de basis voor een vervolggesprek met alle relevante partijen. In aanloop naar het Nationaal Plan Energiesysteem (de kabinetsvisie op de richting van de transitie richting een klimaatneutraal energiesysteem in 2050), is het belangrijk dat er op korte termijn duidelijkheid wordt verschaft over de coördinatie van vraag-en aanbodontwikkeling in de elektriciteitssector richting 2030.
6. Er zijn snelle acties nodig om de doorlooptijden van projecten voor energie-infrastructuur en projecten voor vraag en aanbod te beperken.

Voor wind-en-waterstofproductie op zee:

1. Start op korte termijn met de volgende acties:
    a. Stel als overheid een verhoogd concreet doel voor groene-waterstofproductie in 2030 van ruim 8 GW. Stel daarbij een subdoel voor onshore elektrolyse van ruim 6 GW en een subdoel van 2 GW elektrolyse op zee. Geef het Noordzee-Overleg opdracht te starten met de ruimtelijke verkenning en het benodigde ecologische onderzoek in voorbereiding op de mogelijke aanwijzing van extra kavels, bovenop de circa 21 GW voor 2030-31, expliciet voor waterstofproductie op zee.
    b. Ontwikkel een breed innovatieprogramma om snel de benodigde innovaties aan te jagen en onderling leren maximaal te stimuleren. Dit is essentieel om de vereiste, zeer ambitieuze ontwikkelingssnelheid richting 2030 te halen.
2. Ontwikkel daarnaast nog dit jaar een routekaart waterstof op zee 2030 om de onderlinge samenhang van activiteiten af te stemmen en te borgen. Bedenk daarbij dat betrokken partijen een mate van samenwerking moeten ontwikkelen die verder gaat dan wat ze gewend zijn.

Voor kleinschalig zon-PV:

3. Schaf de salderingsregeling op het leveranciersdeel van het elektriciteitstarief op korte termijn af en stel een jaar vast waarin het fiscale deel van de salderingsregeling wordt afgeschaft. Creëer daarbij een aanvullende stimulering van zonnepanelen bij kleinverbruikers, in elk geval in de huursector,
4. Creëer een aanvullende stimulering voor het maximaal benutten van dakruimte (bijvoorbeeld via normering), en stimulering voor flexibiliteit achter de meter bij kleinverbruikers en verken hoe de netbeheerders meer inzicht kunnen geven in de lokale behoefte aan flexibiliteit.

Voor hernieuwbaar op land:

5. Verken hoe een energieplanologie kan helpen bij het verder realiseren van de RES-ambities, als onderdeel van de bestaande en toekomstige ruimtelijke ordening. Deze benadering gaat over alle planologische aspecten van hernieuwbaar op land en zou breder moeten kijken dan alleen naar elektriciteit.
6. Voor meer realisatie van de RES-ambities voor hernieuwbaar op land moet gezorgd worden dat naast verzwaring ook het transport wordt beperkt en het bestaande net effectiever benut wordt, onder andere door wind en zon te combineren op één locatie en door vraag en aanbod zoveel mogelijk bij elkaar te brengen. De werkgroep doet hier een aantal concrete voorstellen voor die nader uitgewerkt dienen te worden.
7. Zorg daarnaast dat de investeringszekerheid voldoende geborgd blijft, door naast het schrappen van de beperking van 35 TWh voor zon en wind op land in de SDE++ verder te gaan met het ontwikkelen van een alternatief beleidsinstrument voor de huidige SDE++ voor zon en wind.
8. Besteed daarnaast ruim aandacht aan publiek en politiek draagvlak voor hernieuwbaar op land, door de communicatie en maatschappelijke dialoog met burgers en decentrale overheden te versterken, en versterk de uitvoeringscapaciteit bij decentrale overheden. Ook is een gedegen politiek debat hierbij van belang Concretisering hiervan is te vinden in het achterliggende hoofdstuk.

Voor (CO_2-vrije) regelbare productie:

9. Ga ervan uit dat mogelijk enkele tientallen TWh aan CO_2-vrije regelbare productie nodig zijn in 2030, afhankelijk van de emissieruimte die aan de elektriciteitssector wordt toegekend (bij een indicatieve restemissie van 6,1 Mton gaat het om ruim 30 TWh).
10. Ontwikkel het monitorings- en stimuleringskader dat nodig is om CO_2-vrije regelbare productie te realiseren, in nationaal of Noordwest-Europees verband, waaronder de aangekondigde subsidieregeling voor de ombouw van gascentrales voor de toepassing van CO_2-vrije gassen.

Voor import van waterstof:

11. Zorg dat de knelpunten en randvoorwaarden voor een internationale waterstofmarkt, die het Nationaal Waterstofprogramma in kaart heeft gebracht, op korte termijn worden vertaald naar een nationale actie-agenda, inclusief een mogelijke rol voor waterstof in de elektriciteitsvoorziening.

10.3 Beperkingen

De werkgroep wil benadrukken dat er een aantal beperkingen zijn aan het werk dat ze geleverd heeft, die in het achterhoofd gehouden moeten worden bij de duiding van haar conclusies en aanbevelingen.

- Het basismateriaal voor de verkenning van de vraag is veelal niet expliciet uitgegaan van de nieuwe 55%-doelstelling, laat staan van de 60%-ambitie. Bovendien zijn veel doelen in de vraagsectoren nog niet vertaald naar beleid. Ook de mate waarin binnen de sectoren een evenwichtige afweging is gemaakt tussen elektrificatie en andere verduurzamingsopties (energiebesparing, andere schone energiedragers) bleek binnen de gestelde tijd niet goed te verkennen. De onzekerheid aan de vraagkant is dus substantieel en de cijfers zijn indicatief, vandaar onze aanbeveling om deze verkenning onderdeel te maken van een jaarlijkse energiesysteemmonitoring.
- We hebben zo goed als binnen relatief korte tijd mogelijk was verkend wat er aan de aanbodkant kan, en onder welke voorwaarden. Ook deze cijfers zijn indicatief, net als de mate waarin individuele maatregelen zullen bijdragen aan meer aanbod. Vandaar ook hier onze aanbeveling om op korte termijn aan de slag te gaan en de ontwikkelingen jaarlijks te monitoren en indien nodig bij te sturen.
- Deze werkgroep heeft zich primair gefocust op een balans in vraag en aanbod op basis van TWh/jaar. De systeemstabiliteit hebben we alleen meegenomen met een generieke minimumeis voor het aandeel regelbare productie. De mate waarin de noodzaak van systeembalans en de bijdrage daaraan van de diverse flexibiliteitsopties ook het aanbodpakket beïnvloedt, is hier niet verkend.
- We hebben niet gekeken naar de impacts op de infrastructuur, en de wijze waarop de vraag en de productie in staat zijn om radicaal flexibele vraag en aanbod tot stand te brengen, iets wat nodig zal zijn om de infrastructuuropgave hanteerbaar te houden.
- De werkgroep heeft gefocust op zichtjaar 2030. Overwegingen voor de langere termijn hebben we wel meegenomen, bijvoorbeeld bij de keuze om voor waterstof op zee te zoeken naar extra kavels, bovenop de ruim 10 GW die deels na 2030 online komen. De meeste

aanbevelingen zullen ook impact hebben na 2030, als onderdeel van de lange-termijnontwikkeling.

- Over de voorwaarden waaronder de benodigde private investeringen commercieel haalbaar zijn, doen we algemene aanbevelingen maar we hebben deze niet in detail uitgewerkt.
- De maatschappelijke en ecologische impact is niet voor ieder onderdeel goed uitgewerkt. Dit is wel van belang bij het verder uitwerken van de verschillende aanbodopties.

BIJLAGEN

A. Opdracht Werkgroep Extra Opgave

Het Uitvoeringsoverleg Elektriciteit heeft aan de Werkgroep Extra Opgave gevraagd een verkenning uit te voeren met als hoofdvraag:

Hoe kan het Nederlandse energiesysteem omgaan met de stijgende elektriciteitsvraag in 2030 (en verder) en hoe past dit binnen de emissieruimte voor de elektriciteitssector en beschikbare en benodigde infrastructuur?

Daarbij dienen de volgende vragen te worden beantwoord:

1. Wat zijn de getallen en scenario's waar we mee voor nu mee kunnen rekenen?
    - Als voorwaarde geldt dat de doelen vanuit het Klimaatakkoord, en Coalitieakkoord en de Europese *Fit For 55*-voorstellen bereikt moeten worden.
    - Op basis van nu beschikbare indicaties van de ontwikkeling van de vraag
    - Met ook een doorkijk voor de periode ná 2030.
2. Langs welke uitgangspunten kunnen we een energiesysteem bouwen dat de gestelde doelen kan realiseren?
    - Welke extra mogelijkheden zijn er voor wind op zee, kleinschalig zon, hernieuwbaar op land en voor CO_2-vrij regelbaar vermogen?
    - Welke systeemkeuzes komen voort uit voorwaarden zoals infrastructuur, leveringszekerheid, importafhankelijkheid, investeringszekerheid, flexibiliteit, ruimte, doorlooptijden en draagvlak?
    - Hoe zorgen we voor voldoende elektriciteit (voor elektrificatie en groene waterstof) in 2030, waarbij we meteen verstandig anticiperen op 2035 en 2040?
3. Op welke manier kan de opgave aan de aanbodkant mogelijk worden verkleind?
    - Zijn er mogelijkheden om de behoefte aan extra elektriciteit te laten afnemen, door energiebesparing of efficiëntere methoden te gebruiken voor industrie, mobiliteit of gebouwde omgeving?
    - Zijn er anders mogelijkheden om de energievraag in te vullen met andere energiedragers dan elektriciteit (waterstof, hernieuwbare gassen, warmte, etc.)?

B. Bemensing Werkgroep Extra Opgave en ondersteunende groepen

(N.B. leden hebben deelgenomen op persoonlijke titel)

Werkgroep Extra Opgave

Voorzitter: Olof van der Gaag (NVDE)

Secretaris: Fieke Uitentuis (ministerie EZK)

Redacteur: Marc Londo (NVDE)

Leden:

- Marnix van Alphen (Vattenfall) – tevens co-redacteur
- Marjon Bosman (NP-RES)
- Martine Hoeksma (Shell)
- Peter de Jong (Natuur & Milieu)
- Edwin Edelenbos (Netbeheer Nederland)
- Tycho Smit (ministerie EZK)
- Tom Strengers (VEMW)

Subgroep Waterstof op Zee

Voorzitter: Marc Londo (NVDE)

Secretaris en redacteur: Tessa Hermens (NVDE)

Leden:

- Roald Arkesteijn (Eneco)
- Bram Borgman (Gasunie)
- Lennart van der Burg (TNO)
- André Craens (NWEA)
- Anouk Florentinus (Vattenfall)
- Leo Freriks (Siemens)
- Patrice Hijsterborg (Neptune Energy)
- David de Jager (GROW)
- Laura Jansen (Ministerie EZK)
- Adriaan van der Maarel (RWE)
- Roeland Manders (Engie)
- René van der Meer (Neptune Energy)
- Hans van ’t Noordeinde (ISPT)

Ad-hoc groep Kleinschalig Zon op Dak

Wijnand van Hooff (Holland Solar)

Edwin Edelenbos (Netbeheer Nederland)

Marc Londo (NVDE)

Subgroep Hernieuwbaar op Land

Voorzitter: Gerard van Oostveen (Vattenfall)

Secretaris/redacteuren: Anouk Florentinus (Vattenfall), Marc Londo en Puck Sanders (NVDE)

Leden:

- Marjon Bosman (NP-RES)
- Bert Daniels (PBL)
- Edwin Edelenbos (Netbeheer Nederland)
- Wijnand van Hooff (Holland Solar)
- André Jurjus (NP-RES)
- Karen Kooi (NWEA)
- Lennart Lalieu (NP-RES)
- Alex Kaat (Holland Solar)
- Jan Matthijsen (PBL)

Interactie met de parallelle Werkgroep CO_2-vrij elektriciteitssysteem 2035

Olof van der Gaag en Marc Londo (NVDE)

Ad-hoc groep Waterstofimport

Martine Hoeksma en Lydia Boktor (Shell)

Tom Strengers (VEMW)

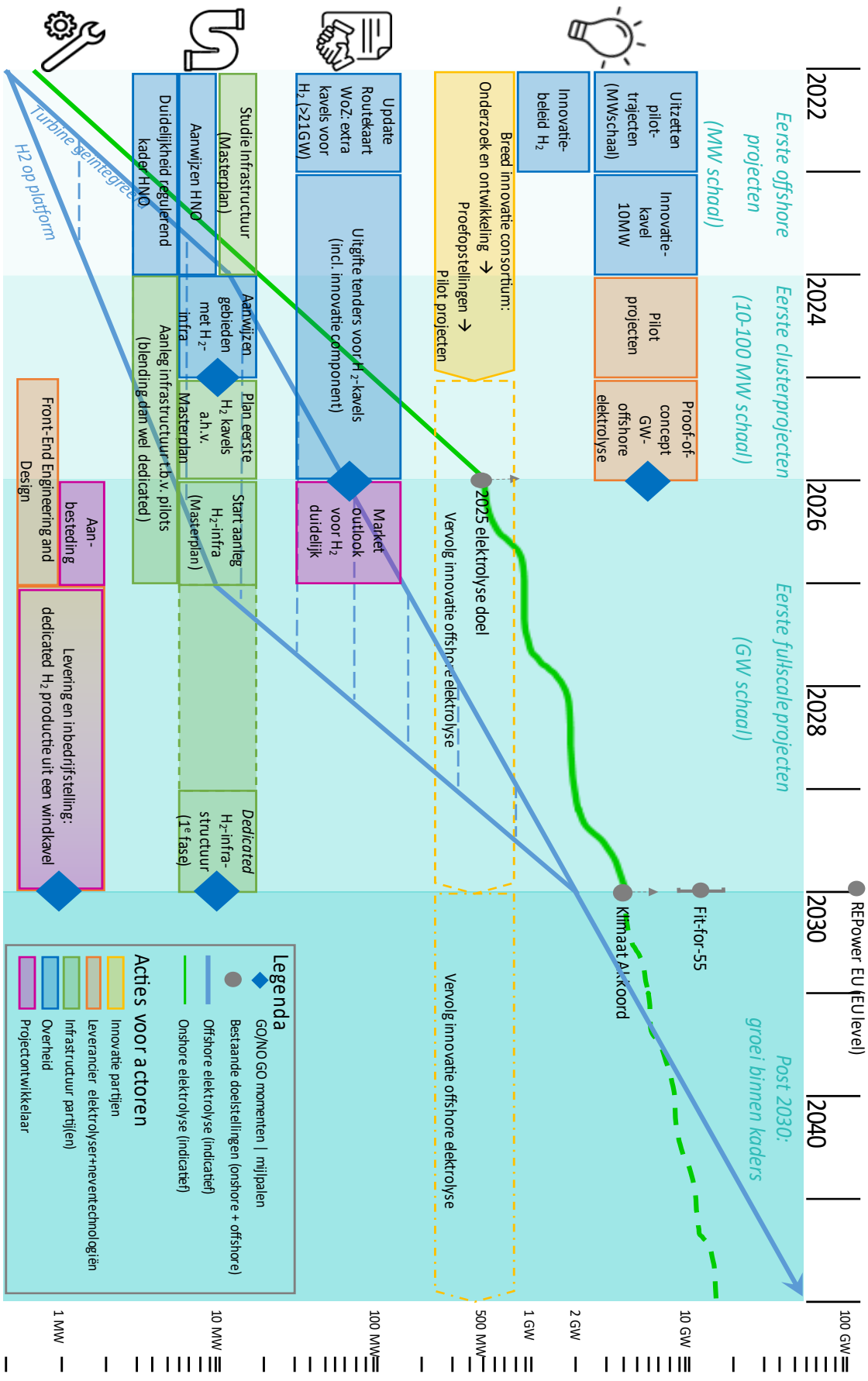
C. Reflectiegroep

De Werkgroep Extra Opgave heeft parallel aan het proces van het opstellen van het rapport een drietal bijeenkomsten gehad met een reflectiegroep. Deze reflectiegroep bestaat uit een aantal vertegenwoordigers van verschillende belangengroepen die iets vinden van de energietransitie. Deze belangengroepen zijn Windalarm, Jong RES, de NLVOW, de Natuur- en Milieufederaties, en Energie Samen. Het doel van de reflectiesessies was om vragen en opmerkingen vanuit verschillende perspectieven al gedurende het schrijfproces op te halen. De bijeenkomsten werden vanuit de werkgroep bijgewoond door de voorzitter en secretaris en begeleid door Public Mediation.

Tijdens de reflectiebijeenkomsten zijn de (voorlopige) resultaten voorgelegd en besproken. Hier kwam een aantal belangrijke aandachtspunten uit:

- De groep heeft aangegeven dat het van belang is om, met name aan de aanbodkant, verschillende scenario's te schetsen van de opties die er zijn om aan de vraagkant te voldoen. Op deze manier geef je de maatschappij inzicht in wat voor afwegingen er gemaakt moeten worden. Het is daarbij belangrijk dat deze scenario's haalbaar zijn en uitgebreid onderzocht.
- In de bovenstaande scenario's is het van belang om niet alleen technische mogelijkheden of kosten mee te nemen, maar ook de impact op de leefomgeving en het maatschappelijk draagvlak voor deze mogelijkheden. Hier valt ook de impact op natuur, zowel op zee en land, onder. De vorderende energietransitie zorgt voor een steeds lastigere ruimtelijke puzzel. De reflectiegroep sprak over het belang van een meer integrale blik hierop. Bijvoorbeeld het combineren van opgaven zoals natuurverbetering met hernieuwbare energie.
- Idealiter zou het eindpunt inzichtelijk worden gemaakt, en worden snel grote stappen gezet om dit eindpunt te behalen. De reflectiegroep geeft aan dat dit ook een zichtbare overheid met een leidende rol vergt. Dit ligt buiten de scope van deze werkgroep. Deze suggestie wordt meegenomen naar het Ministerie van EZK.
- Wanneer duidelijk is hoe groot de extra opgave is voor de elektriciteitssector, is het ook van belang dat de rest van Nederland bij de extra opgave wordt betrokken. De nut en noodzaak en de gevolgen van het Klimaatakkoord en dus de energietransitie zijn tot op heden onvoldoende duidelijk gemaakt aan het grote publiek. Hierdoor is o.a. een kennisachterstand ontstaan, met name bij lastiger te bereiken groepen. Naast brede communicatie (publiekscampagne, etc.) moet er maatschappelijk dialoog plaatsvinden en een open politiek debat. Dit punt komt o.a. terug bij het hoofdstuk over aanbod – hernieuwbaar op land.
- In de reflectiesessies is er gesproken over het verwijderen van de 'cap' op de SDE++ subsidie. De Reflectiegroep heeft aangegeven dat het binnen de gestelde randvoorwaarden in principe goed is als er subsidie beschikbaar is en blijft voor hernieuwbaar op land. Randvoorwaarden zijn naast maatschappelijk draagvlak ook gedegen onderzoek naar de gevolgen van hernieuwbaar op land dat moet plaatsvinden, bijvoorbeeld op natuur en gezondheid. Deze suggestie is overgenomen in het rapport.

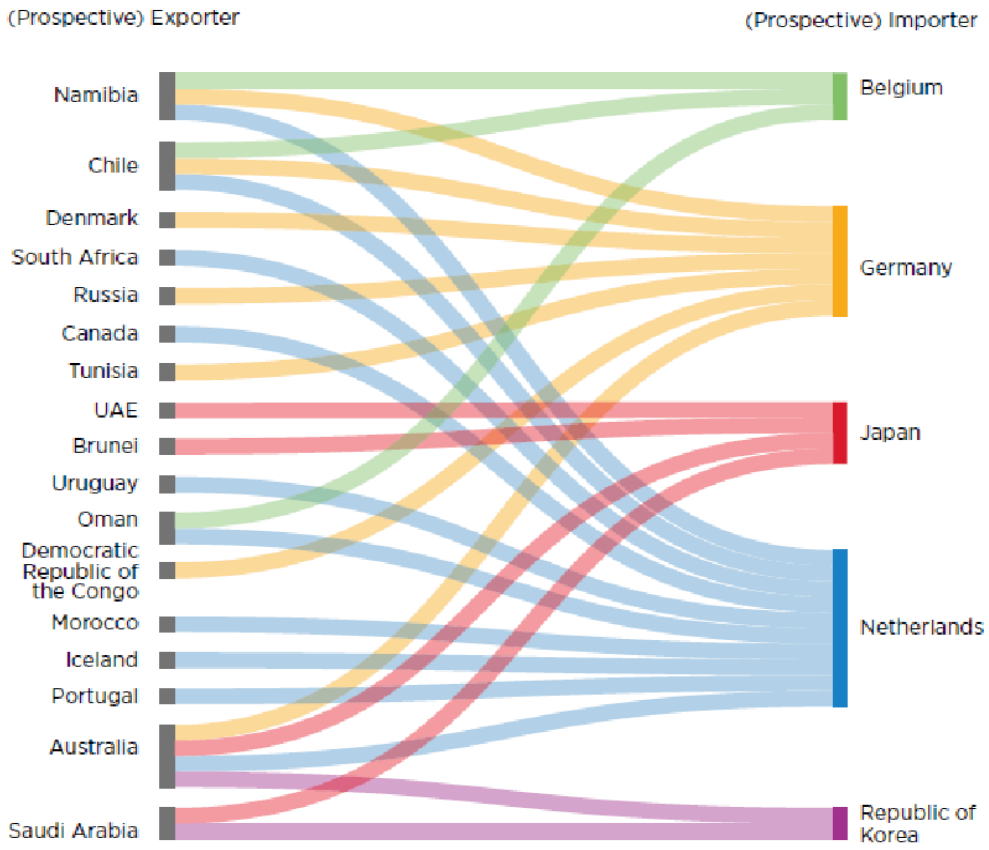
D. Concept-schema routekaart Waterstof op Zee



E. Overzicht MOUs en ontwikkelingen rond waterstofimport in enkele andere EU-landen

Memoranda of Understanding (MOUs):

Een overzicht van MOUs die Europese landen hebben gesloten met potentiële exportlanden staat in Figuur 3.



Figuur 3 – Overzicht van bilaterale handelsovereenkomsten en MOUs op het gebied van (groene) waterstof. Bron: Presentatie van IRENA op een webinar van CIEP, februari 2022.

Ontwikkelingen in andere landen:

- Duitsland heeft een gerichte waterstofstrategie. Naast middelen om importcapaciteit te ontwikkelingen, heeft Duitsland net het 'H2 Global' subsidie- en inkoopprogramma van 900 mln EUR laten goedkeuren door de Europese Commissie. Dit maakt het gemakkelijker om te investeren in de keten en verzekert de afzet van waterstof in Duitsland.[22] Daarnaast heeft Duitsland een tekort aan transportvermogen
- De eerste pilaar in de waterstofstrategie van België is import (en doorvoer).[23] België kiest ervoor om geen eigen productiedoelstellingen op te nemen.
- Er bestaat enige onzekerheid m.b.t. de wind op zee plannen van Duitsland en Denemarken vanwege tekorten aan transportvermogen op het elektriciteitsnet. Dit zal waarschijnlijk tot verhoogd waterstof import en benodigde transportcapaciteit leiden.

[22] https://www.h2-global.de/
[23] https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/waterstof-visie-en-strategie.pdf

- UK en Frankrijk zetten in op eigen productie, en productie onafhankelijk. Dat is alleen mogelijk omdat de UK/Frankrijk óók volledig inzet op blauwe waterstof uit aardgas. Import is een sluitpost.
    - ***UK*** "Our focus will be on promoting domestic production and supply chains, although we would expect to be an active participant in international markets as they develop, maximising export opportunities and utilising import opportunities as appropriate." (https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf)
    - ***France***: "The strategy for the development of decarbonised hydrogen is a priority investment area for France, given the […] energy sovereignty stakes: hydrogen allows us to reduce our dependence on […] imports" (https://www.bdi.fr/wp-content/uploads/2020/03/PressKitProvisionalDraft-National-strategy-for-the-development-of-decarbonised-and-renewable-hydrogen-in-France.pdf)