

## C5 Elektriciteit



## C5 Elektriciteit

### C5.1 Visie 2050

Het begrenzen van de klimaatverandering vraagt, op weg naar 2050, een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem. Deze transitie is onderdeel van de omslag naar een circulaire, CO<sub>2</sub>-vrije economie en samenleving. Een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem betekent onder andere dat bestaande fossiele bronnen van elektriciteit worden vervangen door hernieuwbare bronnen. Dat is al volop gaande: er worden grote windparken op zee gebouwd en burgers wekken hun eigen elektriciteit op met zonnepanelen. Deze omslag moet worden versneld, ook om te kunnen voorzien in de extra behoefte aan hernieuwbaar opgewekte elektriciteit als gevolg van elektrificatie in de sectoren mobiliteit, landbouw, gebouwde omgeving en industrie.

De transitie naar een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem is 'van iedereen'. Dat is cruciaal om maatschappelijk draagvlak te behouden en te bevorderen. De transitie is een gezamenlijke opgave van burgers, (netwerk)bedrijven, overheden, maatschappelijke organisaties en de wereld van kennis en wetenschap. Samenwerking met onze buurlanden is daarbij belangrijk; de elektriciteitsmarkt stopt immers niet bij de grens. Het is ook een kans voor de Nederlandse duurzame en innovatieve economie van de 21ste eeuw. De transitie moet goed verbonden zijn met het gehele energiesysteem. Dit vraagt heldere spelregels voor de elektriciteitsmarkt en doet een beroep op overheden en netbeheerders om nieuwe bronnen van hernieuwbare elektriciteit, en het gebruik daarvan, goed en tijdig in te passen. Burgers kunnen actief meedoen aan nieuwe projecten. Er wordt zuinig omgegaan met ruimte en natuur. De kosten van de transitie worden zo laag mogelijk gehouden door elke kans op verdere kostenreductie te benutten.

De betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem dient te allen tijde te worden geborgd als in 2030 een groot deel van alle elektriciteit hernieuwbaar wordt opgewekt. Daarbij past een aanpak die ruimte biedt voor aanpassing, flexibiliteit en versnelling.

### C5.2 Opgave en ambitie 2030

De opgave voor de elektriciteitssector is in eerste instantie om in 2030 de CO<sub>2</sub>-emissies met ten minste 20,2 Mton te verminderen. Dat is onderdeel van de algemene 49 %-reductiedoelstelling van het kabinet voor Nederland. Het kabinetsvoornemen om gebruik van kolen voor de opwekking van elektriciteit te verbieden, maakt geen onderdeel uit van de bijdrage van de Sectortafel Elektriciteit, maar telt wel mee voor het doelbereik van 20,2 Mton. De elektriciteitssector zal daarnaast moeten voorzien in levering van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit aan de andere sectoren, als gevolg van de elektrificatie aldaar. Dit alles vraagt om een stevige groei van het aandeel elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

Concreet wordt hierbij gestreefd naar het opschalen van de elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen tot 84 TWh. De maatregelen en acties die hiervoor nodig zijn, zijn uitgewerkt in concrete afspraken voor hernieuwbaar op land en wind op zee. Ten behoeve van een betrouwbaar elektriciteitssysteem zal in toenemende mate behoefte bestaan aan aanbod van flexibiliteit dat via de markt wordt gerealiseerd. Tevens is vanuit oogpunt van leveringszekerheid relevant dat wordt voorzien in voldoende regelbaar vermogen, dat in toenemende mate CO<sub>2</sub>-vrij zal moeten zijn. De beoogde transitie naar meer productie uit hernieuwbare bronnen vraagt nauwe verbinding met de verduurzaming van de sectoren. Hiervoor is in het Klimaatakkoord een ontwikkelingsagenda voor systeemintegratie opgenomen die nader wordt toegelicht in D1. Concrete voorbeelden hiervan zijn de voorstellen voor waterstof (zie C5.7) en *power to heat* (zie C3.5.2). Als onderdeel van het borgingsmechanisme spreken partijen af dat in 2021 wordt besloten over de eventuele opschaling van hernieuwbare elektriciteit in verband met aanvullende elektriciteitsvraag . Op

dat moment is tevens de verwachting dat de individuele CO<sub>2</sub>-reductieplannen van de industrie gereed zijn.

Daarnaast streven partijen naar een ophoging van de Europese ambities naar 55% reductie van broeikasgassen in 2030. In het geval doelbereik van de andere sectoren wordt bereikt via verdere elektrificatie, zal het aanbod van CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie moeten matchen met deze extra vraag vanuit de sectoren (via directe elektrificatie dan wel via conversie naar andere energievormen) vanuit de sectoren. Het huidige ambitieniveau zal dan verhoogd worden, mits de juiste randvoorwaarden alsdan kunnen worden ingevuld. Om op deze extra vraag voorbereid te zijn, is het wenselijk dat hier de benodigde voorbereidingen worden getroffen, bijvoorbeeld door het reserveren van de benodigde ruimte. Het 55%-pakket (zie tabel) geeft inzicht in de bijbehorende ambities.

	49% basispakket	55%
Wind op zee	49 TWh	120 TWh
Hernieuwbaar op land (> 15 kW)	35 TWh	
Overige hernieuwbare opties (incl. CO <sub>2</sub> vrij regelbaar vermogen) <sup>82</sup>	PM	
Totaal	84 TWh	

Tabel: Ambities productie elektriciteit uit hernieuwbare bronnen in 2030

### C5.3 Perspectief richting 2050

Hoe het duurzame energiesysteem van de toekomst er straks werkelijk uit gaat zien, weten ook wij niet precies. Dat kan ook niet. We willen overigens geen dichtgetimmerd plan: nieuwe innovaties en doorbraken in de komende jaren kunnen nieuwe inzichten, andere kosten en marktrijpe toepassingen brengen. We doen nu wél alles dat ook straks nog steeds verstandig is (*no regret*). Al hebben ook wij geen glazen bol, door onze oogharen zien we het volgende:

Het duurzame energiesysteem van de toekomst zal complexer zijn dan vandaag de dag. Het is één systeem vol duurzame elektronen en duurzame moleculen. We zien twee richtingen.

Met grootschalige uitrol van Wind op Zee in de komende decennia komt een grote groene krachtbron beschikbaar die energie brengt naar met name de duurzame industriële centra van Nederland. Het tot ontwikkeling brengen van deze 'Green Powerhouse Noordzee' vraagt een planmatige aanpak voorbij 2030, te vergelijken met de Deltawerken. Richting 2050 is groei mogelijk naar maximaal 60 GW aan opgesteld vermogen afhankelijk van de (internationale) vraag naar elektriciteit. Dat vereist goed overleg met alle betrokkenen, inclusief coördinatie met andere Noordzeelanden, met oog op een betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem en een gecombineerde opgave van duurzame economie en borging, zo mogelijk ook versterking, van de ecologisch waarde van de Noordzee. Daarbij zullen in de toekomst opties zoals uitbreiding van interconnectie, conversie naar waterstof of andere energiedragers, flexibilisering van de vraagkant, *smart grids*, opslag en op langere termijn kunstmatige eilanden tot de mogelijkheden behoren met oog op een kosteneffectieve inpassing van meer wind op zee.

Op land is het beeld bijna spiegelbeeldig: burgers (bijvoorbeeld 'prosumenten'), wijken, overheden, publieke instellingen, (netwerk)bedrijven en maatschappelijke organisaties werken samen aan een groot web van lokale en regionale, kleine en grotere hernieuwbare

<sup>82</sup> Hierin is inbegrepen de verwachte groei van kleinschalig zon-PV naar 7 TWh in 2030. Aan de systeemtafel is de inschatting gemaakt dat in 2030 het CO<sub>2</sub>-vrije regelbare vermogen 15-40 TWh zal moeten kunnen leveren. Hernieuwbare opties kunnen hiervan onderdeel zijn. De bij deze inschatting gebruikte modelaannames staan in paragraaf C5.6 weergegeven.

bronnen van elektriciteit, goed ingepast in het netwerk, de ruimte en systemen van hernieuwbare warmte. Deze decentrale wereld doet een groot beroep op samenwerkingsbereidheid, vertrouwen, maatwerk, aanpassing en flexibiliteit van allen.

We zetten in op variëteit en flexibiliteit. Bijvoorbeeld met opties voor verduurzaming via innovatie- en demonstratieprojecten. We prikkelen marktpartijen om kosten naar beneden te brengen en innovaties in de markt te zetten. Effectuering van de kostenreductie vraagt ook om voldoende investeringszekerheid. We vragen netwerkbedrijven de omslag goed te faciliteren en verzoeken de overheden dit alles goed te instrumenteren. En we halen belemmeringen weg zodat de markt goed kan functioneren waardoor flexibiliteit uit diverse bronnen beschikbaar komt.

Ten slotte weten we ons omringd door goede burens. Dat vraagt om bereidheid om te investeren in samenwerking. Dat helpt tenslotte iedereen vooruit, want ook zij zijn bezig met dezelfde transitie naar een CO<sub>2</sub>-vrij elektriciteitssysteem als een geïntegreerd onderdeel van een duurzaam energiesysteem. Dat kunnen we dan beter gezamenlijk doen. Zo moet het lukken.

## C5.4 Windenergie op zee

Voor de realisatie van de klimaatdoelen van 2030 en 2050 zien we een groot potentieel voor windenergie op zee (WOZ). Daarom willen we voortvarend werken aan verdere uitrol in de komende decennia. Zeker in combinatie met elektrificatie van de industrie, met name in de kustzone, is WOZ in potentie de grootste toekomstige groene krachtbron voor de Nederlandse economie en samenleving.

Voor de periode tot en met 2030 wordt ten minste de staande routekaart WOZ 2030 gerealiseerd. Onder voorwaarden, zoals voldoende ruimte voor natuur en visserij alsmede goede bestuurlijke afspraken over de ruimtelijke ordening, zijn meer windparken op zee voor 2030 mogelijk. Dat kan aan de orde zijn wanneer een hoger ambitieniveau in zicht is, bij meer elektrificatie en wanneer het kabinet kiest voor het doel van 55 % CO<sub>2</sub>-reductie in 2030. Ook na 2030 zal verdere opschaling van WOZ plaatsvinden.

Dit gaat niet vanzelf. Wederzijdse commitment en voorspelbaarheid zijn sleutels tot een succesvolle WOZ-aanpak. Daarnaast moeten investeerders zekerheid hebben dat er voor een hogere productie in voldoende mate een (internationale) afzetmarkt is. Bij onvoldoende marktprikkels zal er, ondanks een verwachte kostendaling, nog steeds een onrendabele top zijn waardoor businesscases het risico lopen niet van de grond te komen. In dat geval zal er nog steeds een vorm van investeringszekerheid (subsidie of andere maatregelen) nodig kunnen zijn.

De Noordzee wordt momenteel voor tal van doeleinden gebruikt. Er zijn meerdere belanghebbende partijen. Met dit Klimaatakkoord zetten partijen een betekenisvolle ambitie neer voor WOZ. Partijen van het Klimaatakkoord gaan ervan uit dat deze ambitie verder wordt uitgewerkt in 2019 onder het proces van de Noordzeestrategie 2030. Het belang van het (tijdig) welslagen van deze Noordzeestrategie 2030 is groot en randvoorwaardelijk voor het realiseren van de verdere ambities voor WOZ.

Partijen in het Klimaatakkoord gaan ervan uit dat betrokken partijen rondom de Noordzee, waaronder natuur, scheepvaart, visserij, zandwinning, militaire activiteiten, mijnbouw, recreatie en de windenergiesector, zich in 2019 inzetten voor, en bijdragen aan de totstandkoming van een Akkoord voor de Noordzee, onder onafhankelijk voorzitterschap. De Noordzeestrategie 2030 voorziet in een Strategische Agenda in 2019 en een Rijksstructuurvisie Noordzee in 2020/2021 (die zal landen in het Nationaal Waterplan).

### Afspraken over randvoorwaarden

Voor het realiseren van de 49%, eventuele versnellingsopties, het 55 % scenario en de verdere doorgroei van wind op zee na 2030 zijn er randvoorwaarden voor een succesvolle uitrol voor windenergie op zee. De partijen spreken af dat nieuwe windparken worden gerealiseerd indien:

- a. Voor de uitbreiding van het net op zee, bovenop de routekaart 2030, gezocht wordt naar specifieke aansluitlocaties aan de kust met voldoende vraag naar elektriciteit dan wel andere energiedragers na conversie, zodat uitbreidingen van het landelijke hoogspanningsnetwerk zo veel mogelijk voorkomen kunnen worden. Dit is tevens van belang omdat aanpassingen van het landelijke hoogspanningsnet een lange doorlooptijd kennen.
- b. Er ook op de (middel)lange termijn een rendabele *businesscase* mogelijk is.
- c. Er efficiënt gebruik gemaakt wordt van de ruimte in windparken, ook voor ander gebruik (doorvaart en medegebruik).
- d. Voor de verdere uitbouw van WOZ boven op de Routekaart 2030, de Noordzeestrategie 2030 is afgerond.
- e. Ook voor extra wind op zee, ten opzichte van de Routekaart 2030, er voldoende ecologische ruimte is en bij de locatie van windturbines op zee rekening gehouden wordt met de belangen van de visserij. Ten behoeve hiervan worden in de Rijkstructuurvisie de toekomstige kaders vastgelegd. De Rijkstructuurvisie zal gebaseerd zijn op de volgende, gezamenlijk overeengekomen, uitgangspunten:
  1. Een integrale beleidsafweging van alle maatschappelijke belangen, binnen de randvoorwaarden van een veilig en verantwoord gebruik van de Noordzee en de draagkracht van een gezond ecosysteem.
  2. Balans tussen natuur, visserij en (wind)energie:
    - De verdere groei van windenergie op zee voor een duurzaam energiesysteem.
    - Het bereiken van een Goede Milieu Toestand (GMT).
    - Een economische en ecologische duurzame visserij die toekomstbestendig is.

Op basis van het onafhankelijke advies over een Noordzeestrategie 2030 (OFL) komen partijen uiterlijk medio 2019 tot een akkoord voor de Noordzee waarin het Kabinet met andere partners op hoofdlijnen afspraken maakt over de bovengenoemde balans, de wijze waarop deze wordt bereikt, het tijdpad, en het beschikbaar stellen van toereikende en tijdige instrumenten en middelen die nodig zijn om de noodzakelijke innovatie, transitie en mitigatie ten behoeve van een duurzaam gebruik van de Noordzee te komen.<sup>83</sup> Partijen hebben in het kader van het Klimaatakkoord reeds uitgesproken dat meer kennis van de Noordzee en effecten van de diverse activiteiten van de Noordzee gewenst is, onder andere voor het aanwijzen voor nieuwe gebieden voor WOZ. Binnen de Noordzeestrategie 2030 wordt een kennisagenda opgesteld met de betrokken partijen, waarna in constructieve dialoog de feiten worden vastgesteld via *joint fact finding*. Voor deze kennisagenda zijn op dit moment voldoende financiële middelen beschikbaar via het Europees Fonds voor Maritieme Zaken en Visserij (EFMZV), het Visserij innovatiefonds, het Wind op zee Ecologisch Programma (WOZEP), het Basis GMT en de programmalijn ecologische innovatie van het TKI WOZ. Op basis van het onafhankelijke advies over een Noordzeestrategie 2030 (OFL) komen partijen uiterlijk medio 2019 tot een akkoord voor de Noordzee waarin het Kabinet met andere partners op hoofdlijnen afspraken maakt over de bovengenoemde balans, de wijze waarop deze wordt bereikt, het tijdpad, en het beschikbaar stellen van toereikende en tijdige instrumenten en middelen die nodig zijn om de noodzakelijke innovatie, transitie en mitigatie ten behoeve van een duurzaam gebruik van de Noordzee te komen.<sup>84</sup>

### Afspraken

<sup>83</sup> Partijen zullen na de doorrekening bezien welke voortgang geboekt wordt in het parallelle Noordzeetraject.

<sup>84</sup> Partijen zullen na de doorrekening bezien welke voortgang geboekt wordt in het parallelle Noordzeetraject.

Voor de realisatie van 49 TWh (circa 11,5 GW) aan windenergie op zee en eventuele verdere groei voor 2030 spreken partijen af dat:

- a. Zij zich allen inzetten voor de ontwikkeling van de Noordzee-strategie en voor extra wind op zee bijdragen aan de totstandkoming van de Rijksstructuurvisie.
- b. De Rijksoverheid voor 2030 tijdig en voldoende kavelbesluiten neemt, vooronderzoek verricht, de vergunning en voldoende tenders uitschrijft, TenneT opdracht geeft voor het aanleggen van het net op zee (zolang windparken elektrisch worden ontsloten), en zo mogelijk jaarlijks de tenders aanbiedt aan de markt voor de uitrol van tenminste 49 TWh (circa 11,5 GW) in overeenstemming met de routekaart 2030 en in overeenstemming met de verkenning van de aanlanding van het net op zee.
- c. De opgewekte energie in de vorm van elektriciteit<sup>85</sup> of eventueel een andere energiedrager na conversie, naar het vaste land wordt getransporteerd en TenneT de netaansluitingen realiseert volgens het ontwikkelkader Windenergie op Zee (Elektriciteitswet), voorgaande in overeenstemming met het uitrolschema van de huidige routekaart 2030. De oplevering wordt afgestemd met de windparkontwikkelaars.
- d. De kosten van het net op zee net als de netten op land betaald zullen worden uit de nettarieven. Uitgewerkt wordt door de Rijksoverheid op welke wijze de kostenverdeling van het net op zee kan worden vormgegeven, rekening houdend met zowel de Europese wet- en regelgeving op dit vlak als met de effecten op de verdeling van de lasten over de aangesloten.
- e. De sector zich maximaal inspant om WOZ tegen de laagst mogelijk kosten te realiseren.
- f. De sector ernaar streeft om de productiekosten te reduceren naar (minder dan) 5 ct/KWh in 2024 en 3-4 ct/KWh in 2030, onder de randvoorwaarden dat er voldoende volume en een stabiele uitrol zijn, er voldoende zekerheid is over de lange termijn vraagontwikkeling en flexibiliteit van de vraag, dan wel er zekerheid is over inkomsten zolang dit (nog) ontoereikend is.
- g. Partijen onderzoeken - om de zekerheid van realisatie van de windparken te vergroten - met ingang van 2019 voorafgaand aan iedere tender de rentabiliteit van de businesscase voor wind op zee. Hierbij wordt onder andere gekeken naar de ontwikkeling van de vraag en de inpassing in het energiesysteem (bv. koppeling met opslag of vraag). De Rijksoverheid gebruikt deze informatie voor de besluitvorming over de tendersystematiek. De resultaten van het onderzoek zullen ter beschikking worden gesteld aan ieder die geïnteresseerd is om de tender in te schrijven.
- h. Er nader onderzoek komt naar de business case van opwek van hernieuwbare elektriciteit, in het bijzonder wind op zee. Daarnaast is goed en tijdig inzicht in de beoordeling van financierende partijen van belang, de wijze waarop risico's (bv geen ondersteuning vanuit de SDE+ na 2025) worden gewogen en mogelijk ingeprijsd, en de mogelijke gevolgen daarvan op de financieringsmogelijkheden. De vraag is tevens aan de orde of er sprake is van stijgende financieringslasten en of die - indien gewenst - kunnen worden gemitigeerd, bijvoorbeeld door inzet van financieringsinstrumenten als garanties, (Europese) cofinanciering of andere opties. Aan Invest-NL wordt gevraagd hier onderzoek naar te verrichten, meer inzicht te verschaffen in risico's en financieringsmogelijkheden, kansrijke opties te identificeren en daarover eind 2019 te rapporteren<sup>86</sup>.
- i. Rijksoverheid en windsector elke 5 jaar inventariseren of er systemische aanpassingen nodig zijn om te komen tot een succesvolle business case voor WOZ en zo ja, welke. Hiervoor start een gezamenlijk onderzoek in 2019 en uiterlijk in 2023 wordt het besluit genomen, of en zo ja, welke aanpassingen er nodig zijn. Dit kan zowel het instrumentarium betreffen of oplossingen in de markt zelf.

<sup>85</sup> In de toekomst zal mogelijk conversie naar andere energiedragers offshore gaan plaatsvinden en zal deze energie via geëigende middelen aan land gebracht worden.

<sup>86</sup> Bij de uitkomsten van dit onderzoek wordt bekeken of vergelijkbare inzichten wenselijk zijn met betrekking tot mogelijke financieringsrisico's van Hernieuwbaar op Land (HOL) en kleinschalig Zon-PV.

- j. Partijen blijvend ondersteuning bieden aan innovaties voor innovatie- en demonstratieprojecten gericht op:
- kostenreductie en optimalisatie (veilig en betaalbaar opschalen)
  - integratie in het energiesysteem (waaronder opslag en conversie)
  - integratie in de omgeving (meervoudig ruimtegebruik waaronder natuur en visserij).

## C5.5 Productie uit hernieuwbare bronnen op land

Naast wind op zee zullen ook op land kansen worden verzilverd voor meer productie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit. Voorzien wordt een rijk geschakeerd, overwegend decentraal, hernieuwbaar elektriciteitssysteem in 2050 met richting 2030 vooraleerst Wind op Land (WOL) en Zon-PV. Voor de opgave wordt onderscheid gemaakt tussen de kleinschalige productie van Zon-PV bij voornamelijk huishoudens en de meer grootschalige productie op land en op daken, zoals op dit moment gestimuleerd wordt met behulp van de SDE+. De ambitie voor de meer grootschalige (> 15 kW)<sup>87</sup> elektriciteitsproductie op land bedraagt tenminste 35 TWh productie in 2030. Daarbij wordt gewerkt met een techniek-neutrale opgave. Doel is om decentrale overheden - en hun maatschappelijke partners - in staat te stellen een goed plan met maatschappelijke acceptatie op te stellen. Ze kiezen daarbij voor het instrument van de Regionale Energiestrategieën (RES), waarin onder de bevolking maximaal wordt ingezet op maatschappelijke acceptatie van de energietransitie en de manier waarop dat in de regio kan worden gerealiseerd. Wat dit betekent aan extra vermogen wind of zon licht daarmee niet op voorhand vast. Het is aan de regio om na te gaan op welke manier de doelstellingen het beste gerealiseerd kunnen worden. Onverlet de opgave van tenminste 35 TWh, kunnen plannen voor kleinschalig zon-PV en overig hernieuwbaar op land in de RES betrokken worden.

Uit de analyse die het PBL heeft gedaan ten behoeve van het Klimaatakkoord volgt dat de verwachte productie van Zon-PV (>15 kW) en WOL in het basispad reeds circa 17 TWh<sup>88</sup> in 2030 bedraagt. Ook zonder het Klimaatakkoord zou deze productie naar verwachting oplopen als gevolg van de inspanningen die worden geleverd om te voldoen aan afspraken voor 2020 en 2023 uit het Energieakkoord.

De resterende opgave is ruimtelijk gezien mogelijk. Mocht de doelstelling hoger worden, dan zal hierover opnieuw het gesprek worden gevoerd.

Naast de meer grootschalige elektriciteitsproductie op land is ook kleinschalige productie van zonne-energie van belang voor het realiseren van de klimaatopgave. De opwek van zonne-energie door huishoudens draagt daarbij tevens bij aan het vergroten van de betrokkenheid van burgers en de acceptatie van de energietransitie.

Overheden zullen de initiatieven voor de duurzame elektriciteitsproductie voornamelijk aan de markt overlaten. Waterschappen zien een relatie tussen de energieopgave van waterschappen en hun watertaken. Hierover zullen met betrokkenheid van partijen nadere afspraken worden gemaakt. De markt is in dit geval een verzamelterm voor alle soorten van initiatiefnemers: van projectontwikkelaars tot energiecoöperaties. Vanuit dat uitgangspunt geredeneerd moet het voor de initiatiefnemers aantrekkelijk worden gemaakt om projecten op te zetten. Indien de projecten te onzeker zijn om de investering terug te verdienen of als het rendement in welke vorm dan ook te laag is, zal de animo om een project te starten laag zijn. Vanuit dat uitgangspunt zijn de onderstaande maatregelen beschreven.

<sup>87</sup> Betreft projecten die in aanmerking komen voor SDE+.

<sup>88</sup> De NEV 2017 voorgenomen beleid zonder SDE+ schat het opgestelde vermogen in 2030 in op 3,7 GW WOL en 14,3 GW Zon-PV. Uitgaande van een aantal vollasturen van respectievelijk 3237 uur en 854 uur, komt de geschatte elektriciteitsproductie op 11,98 TWh voor WOL en 12,21 TWh voor Zon-PV. Opgeteld is dit 24,19 TWh voor WOL en Zon-PV gezamenlijk. Afrekken van een ingeschatte productie van 7 TWh kleinschalig Zon-PV, levert een ingeschatte productie van grootschalig HOL in het basispad van circa 17 TWh.



## Afspraken

Voor de productie van hernieuwbare elektriciteit op land (verder: hernieuwbaar op land) spreken partijen het volgende af:

- a. De RES leidt tot besluitvorming door gemeenten en provincies over de manier waarop de doelstellingen voor hernieuwbare elektriciteitsopwekking voor 2030 op land bovenop de afspraken van het Energieakkoord het beste gerealiseerd kunnen worden. Het gaat dan om ruimtelijke aspecten die de basis vormen voor de borging in het omgevingsbeleid op provinciaal en gemeentelijk niveau. In een stevige werkstructuur wordt – op regionaal en op nationaal niveau samen met maatschappelijke partners, waaronder marktpartijen, maatschappelijke organisaties en netbeheerders - gestuurd op het proces en de resultaten. We maken de volgende afspraken:
  - Rijksoverheid en andere RES-partijen spannen zich in om knelpunten in wet- en regelgeving zo snel als mogelijk op te lossen<sup>89</sup>. Het nationaal programma RES inventariseert de ruimtelijke knelpunten met betrekking tot wet- en regelgeving<sup>90</sup>. Indien op projectniveau wet- en regelgeving in de weg staat zal dit door middel van maatwerkoplossingen zoveel mogelijk opgelost worden. Indien dit niet mogelijk blijkt wordt gezamenlijk gezocht naar een andere oplossing. Bovenwettelijke regels en beleid worden heroverwogen door de betreffende overheid indien hierdoor de doelstelling van de RES niet binnen bereik ligt.
  - Ten aanzien van de planning zullen de decentrale overheden zorgen dat de ruimtelijke maatregelen voor hernieuwbaar op land in een groot deel van de regio's medio 2021 zal zijn afgerond. Gezamenlijk doel is dat uiterlijk op 1 januari 2025 alle aangevraagde benodigde vergunningen zijn afgegeven en dat voorkomende gevallen tenders voor uitgifte van projecten zijn afgerond met oog op de tijdige realisatie van de opgave. Om voldoende volume te waarborgen en uitval van projecten te compenseren zal daarbij in de RES'en en omgevingsplannen meer ruimte worden gezocht en ingepland.
  - De uitvoering van bestaande afspraken, waaronder die in het Energieakkoord, lopen door, waardoor in de praktijk een stilstand wordt voorkomen. Dit geldt ook voor plaatsen waar nu al planologische ruimte is. Dit verloopt onafhankelijk van de RES en de daarmee samenhangende aanpassing van het omgevingsbeleid. Binnen het vigerend omgevingsbeleid kunnen projecten ontwikkeld worden.
  - Voor kostenreductie is het essentieel dat er een voortdurende, stabiele en voorspelbare pijplijn aan projecten voor zon en wind op land bestaat. Om de ambitie te realiseren is het uitgangspunt dat in 2025 de projecten die optellen tot minimaal 35 TWh een SDE+-subsidie aangevraagd hebben.
  - De decentrale overheden zullen in het eerste kwartaal van 2019 inzichtelijk maken wat in de pijplijn is aan projecten (in termen van verwachte jaarlijkse aantal GW) inclusief planontwikkeling die (1) de komende jaar nog verwacht worden (2) waar op termijn middels de RES ruimte voor komt.
  - Jaarlijks maken de partijen van het Klimaatakkoord een prognose van het benodigde uitrolpad in TWh op basis van de doelstellingen van het klimaatakkoord en de actuele prognose voor ontwikkeling van de markt. Als onderdeel van deze monitoring spreken partijen af dat, ten dienste van het kostenreductiepad, een indicatief uitrolpad wordt gehanteerd waarbij uiterlijk 1 januari 2023 50 %, 1 januari 2024 70 % en 1 januari 2025 100 % van de te realiseren projecten planologisch is vergund. Knelpunten met het oog op het gestelde doel worden besproken tussen partijen en passende actie wordt alsdan ondernomen.

<sup>89</sup> Zoals in bijlage x in de Energiewet 1.0.

<sup>90</sup> In hoofdstuk D7 staat over de RES en in hoofdstuk \*D5\* wordt nader ingegaan op het bevordering van draagvlak voor de maatregelen uit het Klimaatakkoord en de energietransitie en rol van burgerparticipatie hierbij.

- b. Regio's zijn gebaat bij overzicht en eenduidigheid wat betreft kennis, ondersteuning en data. Om regio's optimaal te kunnen ondersteunen, maar zeker ook om als Nationaal Programma RES (kosten)efficiënt te werken, dient kennisversnippering daarom te worden voorkomen. Om dit te bewerkstelligen wordt er zoveel mogelijk gewerkt met één loket waar regio's met al hun hulp- en kennisvragen terecht kunnen: het Expertisecentrum Energietransitie. Dit betekent dat regio's via het Expertisecentrum Energietransitie onafhankelijke, feitelijke kennis, rekenregels, aannames en duidelijkheid over wet-regelgeving op het gebied van zowel warmte als hernieuwbare opwek kunnen verkrijgen zonder dat zij hiervoor naar aparte instituten hoeven. De uitwerking van het samenbrengen van kennis- en expertisecentra ten behoeve van de energietransitie in de regio's, zal in het eerste kwartaal van 2019 verder worden vormgegeven. Overheden ontwerpen de contouren van dit centrum. Daarbij wordt betrokken of en op welke wijze partijen daaraan bijdragen.
- c. Participatie en acceptatie zijn van groot belang voor de ruimtelijke inpassing van de energietransitie en daarmee voor de uitvoerbaarheid. Participatie ziet toe op en bevordert de uitwerking van het motto 'iedereen kan meedoen'. Voor de Sectortafel Elektriciteit gaat het om de participatie bij de ruimtelijke inpassing en exploitatie van energieprojecten (>15kW niet-gebouwgebonden wind en zon). Participatie en acceptatie zijn randvoorwaarden voor doelrealisatie maar kunnen op gespannen voet staan met de beoogde kostenreductie. Over de exacte invulling van participatie wordt verder ingegaan in de passage over de RES.
- *Procesparticipatie:* Overheden zijn primair verantwoordelijk voor communicatie over nut en noodzaak van de energietransitie. In het kader van de Green Deal Participatie van de Omgeving bij Duurzame Energieprojecten (procesparticipatie tijdens ontwikkeling van projecten) en het nationaal programma RES (procesparticipatie tijdens de RES) worden handreikingen participatie opgesteld. Ontwikkelaars, overheden en daarmee ook financiers krijgen hiermee handvatten voor een participatieve aanpak. Deze handreikingen kunnen worden benut om de beoogde werkwijze voor participatie een expliciete plaats te geven in sectorale gedragscodes en ruimtelijke kaders zoals omgevingsvisies, omgevingsplannen en projectbesluiten.
  - *Omgevingsparticipatie:*
    - De initiatiefnemer doorloopt een proces om te komen tot een wenselijke en haalbare vormgeving van participatie. Het gaat hierbij om de participatieladder; dit kan zijn procesparticipatie, financiële participatie, financiële obligaties, eigendoms participatie, een omgevingsfonds of een combinatie hiervan. Het bevoegd gezag controleert dat initiatiefnemers en omgeving hierover het gesprek aangaan. Voor de handreiking participatie, die wordt opgesteld in het kader van de Green Deal Participatie van de Omgeving bij Duurzame Energieprojecten, zullen voor bevoegde gezagen alle mogelijkheden aan instrumentering van participatie in kaart worden gebracht.
    - Afspraken met de omgeving worden vastgelegd in een omgevingsovereenkomst. Op basis hiervan wordt er een projectplan gemaakt waarin wordt beschreven hoe binnen het project de participatie optimaal wordt ingericht.
    - Om de projecten voor de bouw en exploitatie van hernieuwbaar op land in de energietransitie te laten slagen, gaan in gebieden met mogelijkheden en ambities voor hernieuwbare opwekking, partijen gelijkwaardig samenwerken in de ontwikkeling, bouw en exploitatie. Dit vertaalt zich in evenwichtige eigendomsverdeling in een gebied waarbij gestreefd wordt naar 50 % eigendom van de productie van de lokale omgeving (burgers en bedrijven). Investeren in een zon -en/of windproject is ondernemerschap. Dat vergt ook mee-investeren en risico lopen. Het streven voor de eigendomsverhouding is een algemeen streven voor 2030. Er is lokaal ruimte om hier vanwege lokale project-gerelateerde redenen van af te wijken. Hierbij wordt ook in acht genomen de bijzondere positie

van de waterschappen, die zowel lokale ontwikkelaar zijn als decentrale overheid met een verduurzamingsopgave van hun eigen bedrijfsprocessen.

- *Omgevingsfonds*: Een omgevingsfonds is één van de mogelijkheden van de participatiewaaijer. Als er een omgevingsfonds komt, dan wordt dit met een voor het project redelijk bedrag gevuld door de initiatiefnemer(s), waarbij de hoogte van de bedragen uit de NWEA-gedragscode als richtlijn wordt gehanteerd. De NWEA-gedragscode wordt nu bekeken bij de Green Deal Participatie. Deze uitkomsten zullen worden overgenomen. Voor zonprojecten vraagt dit nader onderzoek. Dit is reeds gestart en zal in 2019 gereed komen. Besluitvorming over de besteding van het omgevingsfonds gebeurt door de omgeving.
  - ODE Decentraal, de Natuur- en Milieufederaties (NMF's), Holland Solar, de Nederlandse WindEnergie Associatie (NWEA), de Klimaat- en Energiekoepel (KEK) en eventueel anderen brengen *best practices* in kaart over vormen van participatie zodat mensen met een lager inkomen mee kunnen doen aan de energietransitie. Deze worden ingebracht in de RES en kunnen worden toegepast in projectontwikkeling.
- d. Door de RES zullen regionale verschillen ontstaan wat betreft ruimtelijke keuzen t.a.v. locaties en randvoorwaarden aan opwek, en daardoor in de kosten. Hierbij gaat het om kosten voor infrastructuur en kosten van de opwek zelf. Partijen uit het Klimaatakkoord ontwikkelen in het eerste kwartaal van 2019 een kostenafwegingskader dat binnen de RES toegepast kan worden en dat regionale besluitvorming helpt om keuzes te maken tussen kosten en ruimtelijke randvoorwaarden. Dit afwegingskader omvat een kostenverdelingsmethode die beoogt dat de eventuele additionele regioafhankelijke meerkosten van de infrastructuur zo min mogelijk in rekening worden gebracht bij de andere regio's. Ten tweede beoogt het kostenafwegingskader dat de optelsom van de RES'en past binnen financiële middelen die (vanuit de SDE+) beschikbaar zijn en dat projecten nog steeds realiseerbaar blijven.
- e. In het kader van de participatie door de lokale omgeving wordt veel waarde gehecht aan lokale initiatieven. Een belangrijke belemmering voor hun participatie ligt op twee terreinen. In de eerste plaats bij een gebrek aan kennis. Lokale initiatiefnemers worden aangemoedigd om gebruik te maken van de kennis en expertise die voorhanden is bij het op te richten Expertisecentrum, zoals geformuleerd onder b. Daarnaast zijn vooral de voorfinancieringskosten een belangrijke hindernis. EZK heeft hiervoor een bijdrage gedaan. InvestNL, ODE Decentraal, IPO en VNG hebben uiterlijk in juli 2019 onderzocht of provincies en gemeenten het mogelijk kunnen maken dat autonome energiecoöperaties een beroep kunnen doen op een regeling<sup>91</sup>, waarmee de onderzoeken en daarmee samenhangende projectondersteuning, die noodzakelijk zijn voor het doen van een succesvolle vergunning aanvraag, kunnen worden gefinancierd. Hierbij zal onderzocht worden op welke wijze dit het meest efficiënt georganiseerd kan worden, waarbij ook (bestaande) regionale/provinciale fondsen worden meegenomen in het onderzoek. Het Ontwikkelfonds, waarin de regeling zal vallen, is met hulp van NIA (InvestNL), Nationaal Groenfonds en REScoopNL ingericht en startklaar. Het gaat hier uitdrukkelijk niet om het financieren van het benodigde vermogen van het project. Bij een *financial close* van het project worden deze middelen teruggestort. Hiermee is een revolverend fonds in het leven geroepen. Tevens zal onderzocht worden of de leges die verbonden zijn aan het project pas bij *financial close* in rekening gebracht kunnen worden dan wel als het project gestaakt wordt.
- f. Afgesproken wordt dat de SDE+ tot en met 2025 voor nieuwe investeringen in hernieuwbare elektriciteitsopties beschikbaar is. Om de geplande productie te halen binnen het afgesproken kader van de SDE+ moet aan de voorwaarden onder g worden voldaan om de benodigde middelen in overeenstemming te brengen met de beschikbare middelen.

<sup>91</sup> Sommige partijen geven aan dat hierbij het *level playing field* niet in het geding mag komen.

- g. De kostprijzen van hernieuwbare elektriciteit zijn de afgelopen jaren sterk gedaald door onder andere technologische ontwikkeling. Partijen zetten er gezamenlijk op in de komende jaren een verdere kostprijsreductie te realiseren, met als doel dat na 2025 hernieuwbare elektriciteit concurrerend wordt met de marktwaarde van de geproduceerde elektriciteit. Partijen streven ernaar om onderstaand kostenreductiepad te realiseren<sup>92</sup>. Deze kostprijzen zijn het uitgangspunt voor de SDE+, waarbij er onderscheid wordt gemaakt naar de mate van projectgrootte bij zon-PV en windsnelheden bij Wind op Land.

Euro/MWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025
WOL	59	55	52	50	49	47
Zon-PV	83	78	73	68	63	58

Deze kostprijzen zullen jaarlijks ten behoeve van de openstelling van de SDE+ worden gemonitord. De kostprijzen uit de tabel gaan ervan uit dat een deel van de kostenreductie gerealiseerd wordt door het verlagen van de netaansluitkosten doordat de netbeheerder op een efficiënte wijze kan uitbreiden richting de productielocaties waardoor de aansluitingen tegen lagere maatschappelijke kosten gerealiseerd kunnen worden. Om deze kostprijsreductie te halen komen partijen het volgende overeen:

- De Rijksoverheid spant zich in voor het wegnemen van technische en wettelijke belemmeringen.
- Waar dit vanuit grondbezit en gebruik ten behoeve van de primaire functie van de grond mogelijk is, zal tendering bij voorkeur worden toegepast voor grootschalige projecten.
- Tenderen van Hernieuwbaar op Land wordt momenteel al uitgetoetst in het reeds gestarte pilotprogramma dat - in consultatie met de marktpartijen - verder kan worden uitgebreid. De Rijksoverheid en andere overheden kunnen locaties voorbereid naar de markt brengen, gericht op optimale prijs-kwaliteit binnen het project. Het mag niet gericht zijn op een hogere prijs van de grond.
- Het streven is een substantiële bijdrage te leveren aan de 35 TWh en dit zoveel mogelijk te doen binnen de kaders die de huidige SDE-regeling daarvoor stelt. Dit kan zowel op overheidsgronden als op basis van vrijwilligheid op privégronden. De Rijksoverheid pakt dit op in het kader van het Programma Verduurzaming Maatschappelijk Vastgoed.
- De Rijksoverheid onderzoekt of het wenselijk en nodig is om de kerntaken van betrokken Rijksvastgoedhoudende diensten aan te passen voor de benutting van Rijksgronden en daken. Welke mate van voorbereiding daarbij het meest kosteneffectief is, wordt verder geconcretiseerd op basis van het lopende Pilotprogramma Hernieuwbare energie op Rijks(waterstaats)gronden. Dit dient te leiden tot een groter aanbod van gronden en daarmee tot een dalende marktconforme grondvergoeding. In de berekening van het kostenreductiepad is rekening gehouden met een prijs van 1 euro/MWh.
- Decentrale overheden verstrekken in de regel vergunningen voor een periode van bij voorkeur minimaal 25 jaar.
- Decentrale overheden spannen zich in om zo snel mogelijk planologische zekerheid te bieden aan initiatiefnemers, conform het uitrolpad onder a.
- De Rijksoverheid en de decentrale overheden zullen zich inspannen om in 2030 uitsluitend Hernieuwbaar op Land van Nederlandse bodem te gebruiken. Zij gaan er daarbij vanuit dat dit voorbeeld door andere publieke dienstverleners en door het bedrijfsleven navolging zal krijgen.
- Marktpartijen maken in 2019 – binnen de kaders van de Mededingingswet – een plan van aanpak om tot kostprijsreductie te komen voor de onderdelen waarop zij zelf directe invloed hebben. Hierbij wordt in ieder geval ingegaan op de (financiële) inzet

<sup>92</sup> Dit onder voorbehoud van externe ontwikkelingen in markttrentes en grondstofprijzen.

- op innovatie en mogelijkheden om profiel- en onbalanskosten te verlagen c.q. beperken.
- h. Een andere belangrijke succesfactor is de zekerheid dat de opgewekte stroom ook kan worden geleverd aan het net. De planning van de netbeheerders en de bouw van zonneweides en windmolenparken zou op elkaar afgestemd moeten worden. Om dit beter te organiseren zijn tenminste de volgende stappen nodig:
1. De netbeheerders en marktpartijen streven naar een tijdige en (maatschappelijk) kostenefficiënte manier van inpassen en aansluiten van hernieuwbare productie op land. Hiertoe ontwikkelen de netbeheerders, marktpartijen en de Rijksoverheid een voorstel tot hervorming van het afwegingskader en monitoring voor netuitbreiding, met daarin heldere criteria onder welke voorwaarden de netbeheerder het net mag uitbreiden richting de productielocaties waardoor de aansluitingen tegen lagere maatschappelijke kosten gerealiseerd kunnen worden en er meer inzicht ontstaat in de kosten en de termijnen. Hiermee leveren de netbeheerders een bijdrage aan de kostprijsreductie-opgave voor Hernieuwbaar op Land. Afgesproken wordt hiervoor in 2020 een plan van aanpak uitgewerkt te hebben.
  2. De netbeheerders nemen deel in de RES'en, zodanig dat in het proces over afweging van locaties voor opwek mogelijkheden die het infranet biedt, zowel ten aanzien van wat geschikte plekken zijn voor opwek, als wat betreft de kosten mee kunnen wegen. Expertise van marktpartijen kan hierbij benut worden.
  3. Als onderdeel van de RES wordt door de netbeheerders een 'locatiecheck' gedaan. Ontwikkelaars nemen voordat zij een vergunning en/of SDE+ subsidie aanvragen contact op met de netbeheerder. Netbeheerders maken tijd en middelen vrij om informatie over net, doorlooptijd en kosten te delen met de ontwikkelaar. Daarbij brengen zij de consequenties in kaart en een tijdpad om de benodigde infrastructuur te kunnen realiseren. Ontwikkelaars nemen deze informatie mee in de aanvraag voor vergunning en SDE+ en vervolgens zullen netbeheerders ook volgens dit tijdpad handelen. Dit versterkt de business case vanuit het totale kostenperspectief, inclusief maatschappelijke kosten voor energie infrastructuur.
  4. Om maatschappelijke kosten te vermijden dient het kostenverdelingsvraagstuk van de infrastructuur voor zonneparken nader onderzocht en geoptimaliseerd te worden. Daarbij wordt onder meer gekeken naar het bestaande opknipverbod voor Wind op Land en meerdere leveranciers op een aansluiting. De uitkomsten hiervan moeten in de loop van 2019 beschikbaar komen.
  5. De Rijksoverheid doet na overleg met netbeheerders en marktpartijen een voorstel tot aanpak van de overige wettelijke knelpunten met betrekking tot infrastructuur. Hierbij wordt in ieder geval gekeken naar de mogelijkheden om niet-redundant aan te sluiten, sturingsmogelijkheden ten aanzien van transportbeperkingen en het voorkomen van ondoelmatige transporten door de benutting van flexibiliteit bij afnemers en producenten. Deze punten worden nader uitgewerkt ten behoeve van de Energiewet 1.0.
  6. De Rijksoverheid doet samen met de netbeheerders en marktpartijen een voorstel voor het aanpassen van het wettelijk kader voor de termijnen van het realiseren van een aansluiting. Netbeheerders en marktpartijen spannen zich in om te gaan werken met een wederzijds vooraf afgesproken 'wensweek', rekening houdende met de ketenverantwoordelijkheid van derde partijen die de aanlegtermijn beïnvloeden (zoals vergunningverleners).

## C5.6 Elektriciteitssysteem en infrastructuur

De transitie naar een duurzaam elektriciteitssysteem stelt het bestaande systeem en alle betrokken spelers voor nieuwe uitdagingen. In essentie gaat het om drie elementen:

1. De productie van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit kent grotendeels een gevarieerd patroon. Eenvoudig gesteld zijn zon en wind variabele, weersafhankelijke bronnen. Om vraag en aanbod onder alle omstandigheden op elkaar af te stemmen zal een groter beroep gedaan worden op flexibiliteit van het systeem. Flexibiliteit zal moeten komen van alle mogelijke vormen van buffering in zowel tijd als omvang: opslag, *demand side response*, hybride elektrificatie, regelbare productie en flexibiliteit uit het buitenland via interconnectie. Grotere weersafhankelijkheid van het aanbod leidt ertoe er een grotere behoefte komt aan korte en lange termijn flexibiliteit.
2. De transitie zal de vraag naar elektriciteit in volume en profiel doen veranderen. Elektrificatie is voor de industrie, gebouwde omgeving en mobiliteit een mogelijke route voor verduurzaming. De omvang en snelheid van elektrificatie hebben een grote invloed op de werking van het elektriciteitssysteem. Het toepassen van hybride oplossingen, inclusief allerlei vormen van buffering, kan significant bijdragen aan de benodigde flexibiliteit.
3. Hernieuwbaar opgewekte elektriciteit zal ingevoerd en onttrokken moeten kunnen worden op het net. Dat stelt netbeheerders voor de uitdaging om tegen zo laag mogelijke kosten nieuwe bronnen en additionele elektrificatie te faciliteren door o.a. toereikende netcapaciteiten te bieden. Het stelt overheden voor de taak om dit ruimtelijk goed in te passen. Infrastructuren voor het transporteren, converteren en opslaan van elektriciteit, aardgas, biogas, waterstof, CO<sub>2</sub> en warmte zullen ook op elkaar afgestemd moeten worden.

Met deze uitdagingen zal gedurende de transitie de leveringszekerheid op het huidige hoge niveau dienen te blijven. Om de systeemopgave op de meest kosteneffectieve wijze te adresseren, is een integrale benadering nodig. Bekeken moet worden hoe duurzame elektronen en duurzame moleculen efficiënt ingezet kunnen worden, hoe de netten in de toekomst robuust, slim, toereikend en efficiënt kunnen functioneren, in welke mate interconnectie kan bijdragen, hoe de vraag slimmer kan worden afgestemd op het aanbod (*demand side response*), hoe capaciteit van energieopslag en –conversie optimaal ingezet kan worden en hoe hybridisering van de energievraag hieraan ondersteunend kan zijn. Naar zijn aard is het huidige marktmodel een goede basis om de systeemopgave tot 2030 op kosteneffectieve wijze in te vullen en sluit het aan bij de Europese wet- en regelgeving. Voortdurende monitoring van onder andere de lange termijn leveringszekerheid, zal onderdeel moeten zijn van de transitie.

Infrastructuur speelt een sleutelrol in de transitie, kent een lange realisatietijd, en levensduur, en daarmee lange afschrijvingstermijnen. Investeringskosten in netten vergen daarom een doorkijk voorbij 2030, waarbij tijdige investeringskeuzes moeten passen binnen de lange termijn doelen. Breed gedragen beelden omtrent toekomstscenario's en het verwachte energiesysteem kunnen bijdragen aan bijvoorbeeld het verminderen van risico's bij investeringsbeslissingen van marktpartijen en netbeheerders en aan het voorkomen van vertraging in de energietransitie.

De transitie heeft grote gevolgen voor markten. Er is sprake van nieuwe markten die nog tot wasdom moeten komen en van bestaande markten die zullen gaan veranderen. De sectortafels hebben aandacht gevraagd voor keuzes die de overheid zal moeten maken betreffende de ordening van bestaande en nieuwe markten. Daarbij is specifiek aandacht nodig voor de omgang met toekomstige infrastructuur voor CO<sub>2</sub>, waterstof en warmte. Naarmate de transitie vordert, krijgen de verschillende markten, waaronder die voor elektriciteit en gas, in toenemende mate met elkaar te maken. Systemen integreren in een samenspel van elektronen en moleculen. Het orderingsvraagstuk speelt daarmee niet alleen

binnen sectoren, maar snijdt ook dwars door de sectoren heen. In D1 staat een nadere beschrijving van de ontwikkelingsagenda voor systeemintegratie.

Om grootschalige inpassing van hernieuwbare elektriciteitsproductie uit wind en zon in te passen moet het systeem veel flexibeler worden. De volgende punten zijn daarbij van belang:

- De regelbare productie zal vanaf 2030 in toenemende mate CO<sub>2</sub>-vrij moeten worden ingevuld. Het tempo waarin dit gebeurt en de mate waarin de markt dit vraagstuk zelf kan oplossen, zijn onzeker en afhankelijk van veel factoren. De internationale, wederzijdse ondersteuning zal in vorm en mogelijkheden veranderen omdat ook de buurlanden een energietransitie ondergaan. Interconnectie kan flexibiliteit leveren maar de bijdrage is onzeker. Monitoring van de marktontwikkelingen, de ontwikkelingen in de buurlanden en monitoring van de ontwikkeling van de leveringszekerheid door TenneT worden daarmee nog belangrijker. De internationale context is zeer relevant. Gebruik zal worden gemaakt van input uit o.a. pentalaterale analyses, ENTSO-e analyses en informatie over buitenlands energie- en industriebeleid. Nadere afstemming (beleidsmatig en wederzijdse ondersteuning) met buurlanden op het gebied van leveringszekerheid is noodzakelijk. Mede gezien de lange realisatietijd van infrastructuur, productie- en conversie-installaties en de (door-)ontwikkeling van relevante technologieën, zal de monitoring ook een lange termijn horizon hebben.
- Het toenemende belang van flexibiliteit en de omvang van de systeemopgave vragen om voldoende aandacht in de innovatieagenda om de uitdaging waar te kunnen maken en om systeemkosten zo laag mogelijk te houden. Het ontwikkelen van nieuwe flexibiliteitsopties en de kostendaling van bestaande, is hier onderdeel van. Technieken van grootschalige (CO<sub>2</sub>-vrije) flexibiliteitsopties om de lange termijn te voorzien in flexibiliteit (inclusief weer- en seizoenpatronen en extreme weersituaties) moeten, gezien de lange doorlooptijden, nu al worden doorontwikkeld om op tijd te kunnen worden toegepast.
- Beleidsmaatregelen die aanzetten tot elektrificatie moeten ook flexibiliteit volop mogelijk maken en/of behouden.
- Flexibiliteit kan komen uit interconnectie, *demand side response* (waaronder hybridisering), opslag en regelbare productie. Technologieneutraliteit is hierbij het uitgangspunt. Er wordt onderscheid gemaakt in een behoefte aan korte termijn flexibiliteit (<48 uur) en in lange termijn flexibiliteit (>48 uur). De analyse en inventarisatie van opties laten zien dat er met de ontwikkelingen in het energiesysteem die mede in dit Klimaatakkoord worden voorzien (met name elektrificatie in de industrie, transport, gebouwde omgeving en de landbouw), in potentie voldoende opties beschikbaar komen om de korte termijn flexibiliteitsvraag op te vangen. Een goede facilitering van marktpartijen op gebied van de datavoorziening is daarbij belangrijk. Monitoring moet inzicht bieden of deze opties zich daadwerkelijk volgens plan ontwikkelen en of deze opties technisch en commercieel in staat zijn flexibel te worden ingezet. Ter invulling van de lange termijn flexibiliteit is een mix van de verschillende bronnen van flexibiliteit nodig. Onder bepaalde scenario's gebaseerd op een aantal aannames<sup>93</sup> is naar schatting 15 tot 17 GW regelbare capaciteit (langdurige *demand side response* uit bijvoorbeeld hybride systemen, interconnectie, grootschalige opslag en regelbare productie) nodig bij een gemiddeld weerjaar. In een extreem weerjaar is een aantal GW meer nodig. Verder is bij deze modelaannames de benodigde CO<sub>2</sub>-vrije regelbare productie in 2030 ingeschat op 17 TWh en voor niet CO<sub>2</sub>-vrije productie op

<sup>93</sup> Enkele aannames betreffen: een elektriciteitsvraag van 125 TWh, 84 TWh bruto productie uit wind en zon (of in een ander scenario respectievelijk 150 TWh vraag en 110 TWh wind en zon), enkele TWh *curtailment*, import/export per saldo over het gehele jaar 0, een voor deze modelberekening toegepast CO<sub>2</sub>-emissieplafond voor de elektriciteitssector van 12 Mton waarvan 6 Mton gereserveerd voor elektriciteitsproductie uit hoogovengassen (4TWh), 18 TWh uit gascentrales binnen de resterende emissieruimte en 5 TWh productie uit warmtekracht productie in andere sectoren. De optimale hoeveelheid regelbare productie naast weersafhankelijke productie is niet bepaald en zou zowel meer als minder kunnen zijn. In de praktijk is geen sprake van een emissieplafond voor de elektriciteitssector.

27 TWh. De monitoring richt zich op a) de geïnstalleerde en geplande capaciteit (CO<sub>2</sub>-vrije) regelbare productiecapaciteit en de verwachte beschikbaarheid en inzet van deze capaciteit bij de voorziene toekomstige marktomstandigheden, b) de ontwikkeling van *demand side response*, c) buffering en d) de ontwikkelingen in het buitenland. Door de verdere groei van elektrificatie en door de steeds kleinere emissieruimte zal de behoefte aan CO<sub>2</sub>-vrije regelbare productie verder stijgen. Het elektriciteitssysteem kan op een aantal manieren met CO<sub>2</sub>-vrije regelbare productie worden gevoed: met elektriciteit uit CO<sub>2</sub>-vrije waterstof of uit andere hernieuwbare bronnen zoals biomassa en groen gas, uit kernenergie, of uit fossiele bronnen waarbij CO<sub>2</sub> wordt afgevangen. De verschillende technologische oplossingen kennen verschillende realisatietermijnen, kosten, maatschappelijk draagvlak en andere karakteristieken waardoor ze in meer of mindere mate realistisch zijn voor de periode tot 2030. Biomassa kan verschillende toepassingen krijgen, in hoofdstuk D2 over biomassa wordt hier dieper op ingegaan.

- Energie-infrastructuur is voor de energietransitie sterk voorwaardenscheppend. De energie-infrastructuur (elektriciteit, (groen)gas en andere energiedragers) zal verder ontwikkeld moeten worden opdat tijdig voldoende capaciteit beschikbaar is. Tijdige en integrale ruimtelijke planning waarbij ook infrastructuur vanaf de start wordt meegenomen, is belangrijker dan ooit. Het optimaliseren en meer benutten van infrastructuur vereist nieuwe manieren van samenwerken met marktpartijen. Veel hiervan is al mogelijk binnen bestaande wetgeving, maar een verdere optimalisatie van regelgeving is hiervoor noodzakelijk. Aandachtspunten zijn verder het plannen en uitvoeren van proactieve netinvesteringen, waarbij het optimum gezocht wordt tussen de maatschappelijk laagste kosten en risico's op overinvesteringen. Incentive regulering, het kostenverdelingsvraagstuk van de infrastructuur, alsmede een gelijk speelveld voor aansluitingen op energie infrastructures, dienen in dat kader ook nader onderzocht te worden.

### Afspraken

- a. De Rijksoverheid zal in 2020, mede op basis van de input uit dit Klimaatakkoord en met stakeholders, een integrale aanpak uitbrengen waarin wordt ingegaan op de belangrijkste keuzes die op systeemniveau aan de orde zijn. Hierin wordt o.a. ingegaan op CO<sub>2</sub>-vrij regelbaar vermogen.
- b. De Rijksoverheid en Netbeheer Nederland verkennen in samenwerking met de toezichthouder en marktpartijen (vraag- en aanbodkant) in een separaat proces, gekoppeld aan de voorbereidingen van de Energiewet 1.0 (indiening bij de Tweede Kamer voorzien eind 2019) het vraagstuk rond de brede wens voor anticiperende investeringen in de netinfrastructuur en het tijdig gereed hebben van de netaansluitingen ten behoeve van de energietransitie, door met name de verwachte invoeding uit grootschalige duurzame (decentrale productie) elektrificatie van de vraagkant (industrie) en groei van elektrisch vervoer. Deze verkenning heeft als doel om waar nodig ruimte en prikkels te creëren voor netbeheerders voor anticiperende investeringen in netinfrastructuur die de energietransitie en het tijdig halen van de doelstellingen ondersteunen. Wet- en regelgeving wordt hier navenant op aangepast, alsmede ook de toezichthoudende rol van de ACM. Betere benutting van infrastructuur door innovatieve oplossingen en waar mogelijk werken met nieuwe concepten worden ook nader verkend, met als doel sneller en flexibeler in te kunnen spelen op de behoefte aan transportcapaciteit onder gelijktijdig voorkomen van ondoelmatige investeringen.
- c. De Rijksoverheid zal samen met stakeholders in 2019 nader uitwerken en vastleggen hoe de monitoring van de marktontwikkelingen, de leveringszekerheid en de ontwikkelingen in de buurlanden plaatsvindt, incl. wat er wordt gemonitord, door wie en met welk tijdsinterval. Deze monitoring levert een samenhangend beeld van de ontwikkeling van de leveringszekerheid en de relevante aspecten hierbij, zoals de voortgang op het gebied van verduurzaming en de ontwikkeling van de flexibiliteit van het systeem. Om voorbereid te



zijn op eventuele risico's voor de leveringszekerheid ontwikkelt de Rijksoverheid medio 2020 een kader dat gebruikt kan worden op het moment dat de monitoring laat zien dat de ontwikkelingen in de markt niet toereikend zijn om de leveringszekerheid te blijven garanderen.

- d. Gasunie en TenneT nemen samen met de regionale netbeheerders in 2019 het initiatief om een integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 op te stellen waarin inzichten vanuit de energiesector, vraagontwikkeling in de industrie en bevindingen vanuit de regionale energiestrategieën (RES'en) worden meegenomen. Daarbij worden relevante stakeholders betrokken, waaronder marktpartijen. Deze infrastructuurverkenning 2030-2050 dient als leidraad voor onder andere de investeringsplannen van de netbeheerders en voor investeringen door marktpartijen. De verkenning is gereed in 2021.
- e. Rolverdeling, dataveiligheid, datakwaliteit en toegang tot data (ordentelijk en efficiënt) moeten wettelijk geborgd worden, waarbij toestemming voor het gebruik goed en eenduidig is geregeld.
- f. De inpassing van een hoog aandeel weersafhankelijke hernieuwbare elektriciteit zal tegen lagere maatschappelijke kosten mogelijk zijn als het energiesysteem zo flexibel mogelijk is ingericht. De Rijksoverheid en marktpartijen onderzoeken uiterlijk in 2019 de aanpassing van wet- en regelgeving met het oog op het wegnemen van belemmeringen ter versterking van de markt voor flexibiliteitsopties. Voorbeelden die in ogenschouw worden genomen zijn de uitwerking van de nettarieven op incidentele piek-afname van elektriciteit, fiscale behandeling van opslag en het geven van een wettelijke basis voor het uitgangspunt 'verzwaren tenzij' bij netbeheer.
- g. Netbeheerders en marktpartijen (en indien nodig de Rijksoverheid) ontwikkelen een systematiek voor congestiemanagement met inzet van lokale flexibiliteit (flexibele verbruikers, opslagsystemen en productie-installaties) gebaseerd op marktprincipes.
- h. Voor het ontwikkelen van een werkende en markt-gebaseerde inzet van flexibiliteit is het wenselijk dat er een open (Europese) standaard voor flexibiliteit voor apparaten komt, zoals zonnepanelen, laadpalen en warmtepompen. De marktpartijen, onder leiding van FME, onderzoeken, in samenwerking met de Rijksoverheid en netbeheerders, hoe dit kan worden georganiseerd.
- i. Vanuit de Integrale Kennis- en Innovatieagenda (IKIA) wordt in de meerjarige missie gedreven innovatieprogramma's (MMIP's) ingezet op onder meer de (door-)ontwikkeling van flexibiliteitsopties die vraag en aanbod (op alle relevante tijdschalen) in balans brengen. Hierbij wordt synergie gezocht met de ontwikkelingsagenda voor systeemintegratie en de uitvoeringsagenda waterstof.

## C5.7 Waterstof

Stringente klimaateisen, 49% minder broeikasgassen in 2030 en rond 100% in 2050, vragen om een drastische verandering van het energiesysteem en het industrie- en grondstoffensysteem. Nederland kan, dankzij zijn omvangrijke procesindustrie, geografische voordelen en gaskennis en -infrastructuur, door deze transitie proactief aan te pakken een onderscheidende *clean-tech*-industrie en kennispositie opbouwen die blijvende waarde toevoegt aan de Nederlandse economie. Deze twee overwegingen vormen de basis voor een programmatische en gefaseerde ontwikkeling van een waterstofsysteem, dat een aantal wezenlijke functies in een CO<sub>2</sub>-vrije energie- en grondstoffenhuishouding gaat vervullen.

### *Waterstof in een CO<sub>2</sub>-vrije energie- en grondstoffenhuishouding*

Op de middellange (2030) en lange (2050) termijn zal waterstof een aantal cruciale functies in het energie- en grondstoffensysteem moeten en kunnen vervullen. Het gaat daarbij met name om:

1. CO<sub>2</sub>-vrije *feedstock* voor de procesindustrie. Waterstof wordt nu al veel gebruikt (ca. 100 PJ omgerekend naar energiewaarde), en de behoefte zal groeien door nieuwe duurzame

chemische processen. Deze *feedstock* zal op termijn CO<sub>2</sub>-vrije waterstof moeten zijn. Hiervoor is geen alternatief.

2. CO<sub>2</sub>-vrije energiedragers voor hogetemperatuurwarmte voor de procesindustrie. Alternatieven voor temperaturen boven ca. 600 graden zijn beperkt.
3. Regelbaar CO<sub>2</sub>-vrij vermogen, energieopslag voor langere perioden, en energietransport over langere afstanden. Deze zijn nodig in een *energievoorziening* waarin het aandeel niet regelbare weersafhankelijke duurzame energiebronnen sterk toeneemt en waar de bronnen (Wind op Zee) zich op grote afstand van de gebruiker bevinden. Die behoeften zullen vooral vanaf circa 2030 gaan toenemen.
4. Mobiliteit, met name personenvervoer voor grotere afstanden en wegtransport als focus richting 2025. Als belangrijke opties voor de wat langere termijn (richting 2030) zijn zwaar wegtransport over lange afstanden, scheepvaart en rail nadrukkelijk in beeld. We zetten naast batterij-elektrisch vervoer sterk op waterstof in als onderdeel van het beleid dat zich richt op 0-emissie mobiliteit. Belangrijk is daarbij de transitie van grijze naar groene waterstof.
5. Gebouwde omgeving, mogelijk voor gebouwen en wijken die om verschillende redenen moeilijk op andere wijze te verduurzamen zijn.

De mate waarin en het tempo waarmee ook ten behoeve van deze functies een vraag naar waterstof zal ontstaan, hangt onder meer af van de beschikbaarheid en kosteneffectiviteit van alternatieve manieren om aan de gevraagde functies te voldoen. Alleen al gegeven de eerste drie genoemde functies is waterstof – puur als H<sub>2</sub> en/of gebonden aan zogeheten ‘dragers’ – een *robuuste oplossing* in het ‘eindbeeld’ van een CO<sub>2</sub>-vrije energie- en grondstoffenhuishouding. Nederland heeft een goede uitgangspositie om een rol voor waterstof voor te bereiden met zijn omvangrijke procesindustrie, die al ca. 100 PJ waterstof gebruikt, zijn grote potentieel voor wind op de Noordzee en zijn gasinfrastructuur en -kennis. Waterstof geeft de mogelijkheid om grote hoeveelheden duurzame energie op kosteneffectieve manier in het systeem te passen en om nieuwe circulaire processen en waardeketens in de Nederlandse economie op te bouwen. Binnen alle industriële clusters bereiden marktpartijen zich voor op een groeiende rol voor waterstof; met studies, ontwikkeling van business-cases en voorgenomen investeringen. De plannen voor groene waterstof tellen op tot een totale ambitie voor 2025 van meer dan 800 MW electrolyservermogen en 15 kiloton uit biogene brandstoffen. Daarnaast wordt er op internationale schaal heel veel aandacht besteed aan waterstof als klimaatneutrale energiedrager. De verwachting is dat op termijn een omvangrijke internationale waterstofmarkt zal ontstaan, waarop Nederland een sterke rol kan spelen.

De noodzaak om te werken aan waterstof blijkt ook uit de vraagontwikkeling. In het kader van het klimaatakkoordproces is de potentiële vraag naar waterstof in kaart gebracht. Hieruit volgt dat er in 2030 alleen al aan de kust een grote potentiële vraag naar waterstof is voor industriële toepassingen (circa 125 tot 213 PJ). Het industriecluster Chemelot in Limburg kent een potentiële vraag naar waterstof van circa 25 tot 40 PJ. Daarnaast kan aan de kust een aanvullende vraag naar waterstof ontstaan voor elektriciteitsproductie. De daadwerkelijke vraag in 2030 is mede afhankelijk van de ontwikkeling van prikkels voor de industrie om te verduurzamen en van prikkels voor duurzame en CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteitsproductie.

### **Waterstofbronnen**

Het streven is om zoveel mogelijk in te zetten op groene waterstof, voornamelijk op basis van elektrolyse geproduceerd uit duurzame elektriciteit, maar ook op basis van biogene grondstoffen, mits duurzaam geproduceerd. Er moet voor gezorgd worden dat de inzet van blauwe waterstof – geproduceerd uit aardgas met afvang van CO<sub>2</sub> – optimaal bijdraagt aan de ontwikkeling van een breder waterstofsysteem, zonder de groei van groene waterstof te belemmeren.

Op grond van internationale plannen en ontwikkelingen lijkt het waarschijnlijk dat er een mondiale waterstofmarkt zal ontstaan die zowel blauwe als groene waterstof omvat. Via certificering is differentiatie naar *carbon footprint* altijd mogelijk.

### **Waterstofprogramma**

In het kader van dit Klimaatakkoord zal gestart worden met een substantieel waterstofprogramma. Dat programma zal zich primair richten op het ontsluiten van het aanbod van groene waterstof, de ontwikkeling van de benodigde infrastructuur en de samenwerking met diverse sectorprogramma's, en het faciliteren van lopende initiatieven en projecten. Vanuit dit programma kan ook de synergie tussen infrastructuur en het gebruik van waterstof worden bevorderd.

Het is cruciaal dat dit programma zich al op korte termijn gaat richten op de stapsgewijze opschaling van de productie van groene waterstof uit duurzame elektriciteit. De redenen daarvoor zijn:

- De noodzakelijke grootschalige productie van groene waterstof vraagt om een snelle prijsreductie van elektrolyzers en de prijs van duurzame elektriciteit. Voor de elektrolyzers moet (en kan naar verwachting van betrokken marktpartijen) door opschaling tot 2030 een reductie van 65% op de capex van elektrolyzers gerealiseerd worden, van ca. € 100 miljoen per 100 MW nu naar € 35 miljoen per 100 MW bij opschaling naar 3-4 GW aan geïnstalleerd electrolysevermogen<sup>94</sup>. Gekoppeld aan de verwachtingen ten aanzien van de kosten van duurzame elektriciteitsopwekking kan groene waterstof op termijn concurrerend worden.
- Om de groeiende vraag naar groene waterstof te accommoderen, is voldoende duurzame elektriciteit nodig. Daarbij is aandacht gewenst voor een zekere koppeling tussen de groei van elektrolysecapaciteit en groei van Wind op Zee. Hierbij moet ook worden nagedacht op welke wijze de capaciteit, inzet en locaties van elektrolyse-installaties kunnen bijdragen aan de inpassing van duurzame elektriciteit in het energiesysteem. De consequenties voor de infrastructuur worden meegenomen in de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 die Gasunie en TenneT in 2020 zullen uitvoeren.
- Gezien de uitstekende uitgangspositie van Nederland voor de productie en inzet van waterstof kan Nederland een leidende positie op dit gebied gaan vervullen als ons land vooropgaat in die ontwikkeling.

Ambitie van dit programma is om in 2030 3-4 GW aan geïnstalleerd vermogen aan elektrolyzers te hebben gerealiseerd, waarbij de ontwikkeling in de pas moet lopen met de extra groei van het aandeel duurzame elektriciteit.

Daarnaast zal het programma zich richten op de ontwikkeling van een optimale waterstofinfrastructuur. In de periode tot 2025 zal in de verschillende industriële clusters en energieclusters naar verwachting een behoefte aan regionale infrastructuur voor waterstof ontstaan. Bij een geïnstalleerd vermogen van 3-4 GW ontstaat ook de behoefte aan opslag van waterstof en aan koppeling van verschillende clusters. Dit kan grotendeels met (aangepaste) bestaande aardgasinfrastructuur. Op basis hiervan zullen de komende jaren voorbereidingen worden getroffen voor het realiseren van een landelijke basisinfrastructuur voor waterstof (transport en opslag).

Het programma richt zich niet rechtstreeks op de ontwikkeling van de vraag naar waterstof; die taak ligt veel meer bij de verschillende sectorprogramma's. Wel zal nauw met deze sectorprogramma's worden samengewerkt om te bekijken hoe de verwachte vraag zich gaat ontwikkelen en wat er vanuit het waterstof programma nodig is om deze vraag verder te ontwikkelen.

---

<sup>94</sup> De capex beslaan op dit moment circa 30-35% van de kosten van elektrolyse.

Tot 2030 worden er in dit programma de volgende fases en doelen onderscheiden:

- 2019-2021: Voorbereidend programma voor de uitrol van waterstof, met de vele lopende initiatieven en projecten als vertrekpunt, af te sluiten met een evaluatie ten behoeve van de nadere invulling en doelen van de volgende fases. Eind 2021 wordt besloten over de definitieve inrichting van de vervolgfase en over de omvang van de opschaling na 2030.
- 2022-2025: Op basis van de resultaten van de eerste fase, met name als de kostendaling van elektrolyse en het commitment van de betrokken partijen daar voldoende basis voor bieden, opschaling naar zo mogelijk 500 MW geïnstalleerde elektrolysecapaciteit, in combinatie met ontwikkeling van waterstofvraag en regionale infrastructuur, en koppeling van de verschillende clusters. In 2025 wordt besloten over de definitieve inrichting van de vervolgfase.
- 2026-2030: Opschaling naar 3-4 GW geïnstalleerde elektrolysecapaciteit, koppeling aan opslaglocaties, uitbouw infrastructuur, onder meer onder voorwaarde van de extra groei van duurzame elektriciteit.

In het voorbereidende programma voor de periode 2019 tot en met 2021 worden in ieder geval de volgende onderdelen opgenomen:

- In samenwerking met diverse innovatie- en sectorprogramma's moet gekeken worden hoe het in het kader van het Klimaatakkoord in te zetten instrumentarium gericht op emissiereductie, met name in de industrie, optimaal bijdraagt aan de uitrol en inzet van waterstof.
- Onderzoek, innovatie, ontwikkeling en demofaciliteiten (ordegrootte 20-30 MW) voor verschillende waterstofketens, met oog voor differentiatie naar gevraagde kwaliteiten ('specs') voor de verschillende toepassingen.
- Gezamenlijk monitoren van de ontwikkeling van de businesscase voor elektrolyse en onderzoek naar op welke termijn welk instrument kan bijdragen aan de opschaling en kostenreductie van elektrolysecapaciteit.
- Onderzoeken van de vraagontwikkeling naar waterstof en de consequenties daarvan voor de plan- en besluitvorming voor de ontwikkeling en realisatie van de hiervoor benodigde extra duurzame opwekcapaciteit. Dit onderzoek is medebepalend voor de besluitvorming in 2021 over extra wind op zee. (zie C5.10)
- Bepalen van de benodigde transport- en opslaginfastructuur en de benodigde financiering daarvoor.
- Ontwikkeling van een (EU) waterstof-certificatiesysteem zodat verschillende kwaliteiten in de markt onderscheiden kunnen worden.
- In het kader van de in 2020 te formuleren visie op de marktordeningsvraagstukken van de energietransitie zal er duidelijkheid worden gegeven over waterstof als energiedrager.
- Onderzocht zal worden hoe wettelijke en regulatorische ruimte gecreëerd kan worden voor experimenten om regionale en landelijke netbeheerders ervaring op te laten doen op het gebied van transport en distributie van waterstof en hiervoor de benodigde investeringen te kunnen doen, bijvoorbeeld via de AMvB tijdelijke taken.
- De netbeheerders zullen in dat geval in samenwerking met marktpartijen waterstofpilotprojecten starten, met als doel om samen een werkbare keten te onderzoeken.

De overheid draagt circa € 30-40 miljoen per jaar extra bij voor demofaciliteiten en pilots uit de middelen van de Klimaatvelop voor de industrie en elektriciteit, waar mogelijk via bestaande regelingen en financieringsmogelijkheden. Ook voor innovatieprogramma's wordt gezocht naar synergie met inzet op elektrochemische conversie. Opname in de SDE++ is aan de orde op het moment dat waterstof qua kostprijs concurrerend is met andere opties in de regeling. Partijen zeggen toe alle hiervoor benodigde informatie en inzichten te delen met de Rijksoverheid. Mede op basis van deze informatie zal als onderdeel van de vormgeving van de SDE++ regeling de kostprijsontwikkeling van waterstof jaarlijks worden gezien.

Zo'n programma zou moeten bestaan uit een landelijke component als het gaat om de realisatie van de noodzakelijke randvoorwaarden, maar ook uit regionale deelprogramma's

met een maatwerk-aanpak per industriecluster en omliggend verzorgingsgebied. Daarnaast zet de overheid in op internationale samenwerking voor de ontwikkeling van waterstof en in lijn hiermee ontsluiten van fondsen via diverse EU-programma's.

Een aldus gefaseerd programma behelst samenwerking tussen sleutelpartijen (overheden, marktpartijen, kennisinstellingen, netwerkbedrijven en maatschappelijke organisaties), zodat de ontwikkeling van een waterstofsysteem gecoördineerd vorm kan krijgen.

## C5.8 Instrumentarium

Een voorspoedige transitie naar een duurzaam elektriciteitssysteem vraagt om een effectief en samenhangend pakket van instrumenten en maatregelen.

### **Inzet ETS**

Het ETS is de hoeksteen van het Europese klimaatbeleid. Recentelijk is de herziening van de ETS-richtlijn afgerond en de herziene richtlijn zal in 2021 in werking treden. Tevens start in 2019 de marktstabiliteitsreserve waarmee een deel van het overschot aan emissierechten op de markt wordt weggenomen. Het ETS levert op basis van de huidige herziening van de ETS-richtlijn in 2030 43% CO<sub>2</sub>-reductie ten opzichte van 2005. Deze bijdrage vanuit het ETS is een belangrijk element in de toezegging die de EU in het kader van het Klimaatakkoord van Parijs heeft gedaan om de uitstoot in 2030 met minstens 40% te verminderen ten opzichte van 1990. Een hogere emissiereductie binnen het ETS is echter nodig om in lijn met het Klimaatverdrag van Parijs de mondiale temperatuurstijging tot ruim onder 2 graden Celsius te beperken, laat staan de ambitie van 1,5 graden Celsius.

### **Afspraken**

De volgende afspraken worden gemaakt:

- a. Partijen uit het Klimaatakkoord nemen het voortouw om in EU-verband te pleiten voor 55% CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 t.o.v. 2005.
- b. Partijen uit het Klimaatakkoord zetten zich in EU-verband in om het ETS te versterken door het ETS-plafond verder aan te scherpen en in lijn te brengen met 55% CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 of door in EU-verband in te zetten op een Europese minimum CO<sub>2</sub>-prijs.

Zowel de Rijksoverheid als overige genoemde partijen zullen invulling geven aan de bovenstaande afspraken door zich in te spannen om bij de voor hen relevante stakeholders, waaronder lidstaten en Europese brancheorganisaties, steun te verwerven voor de hierboven beschreven inzet.

### **CO<sub>2</sub>-minimumprijs**

Het kabinet voert daarnaast per 2020 een CO<sub>2</sub>-minimumprijs voor de productie van elektriciteit in. Deze wordt in de wet vastgelegd.

Hierbij moet het publieke belang van leveringszekerheid geborgd worden. Burgers en bedrijven dienen te kunnen rekenen op een stabiel en betrouwbaar aanbod van (een groeiend aandeel duurzaam opgewekte) elektriciteit. Bij de keuze van de vormgeving van het prijspad wordt daarom gebruik gemaakt van de inzichten die experts, waaronder PBL, hebben gedeeld met de tafel over de effecten van een nationale minimumprijs op verduurzaming en de leveringszekerheid. Zij geven aan dat een geleidelijk oplopende minimumprijs met een marge onder het prijspad van het EU-ETS essentieel is om de leveringszekerheid te borgen, maar dat dit tegelijkertijd een belangrijke prikkel geeft voor verduurzaming, vanwege de zekerheid die het de markt biedt.

Het kabinet zal de nationale CO<sub>2</sub>-minimumprijs met het volgende prijspad invoeren:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prijspad (*)	12,3	13,5	14,9	16,4	18	19,8	21,8	24	26,4	29	31,9
ETS-prijs (**)	20,5	21	21,5	24,6	27,7	30,8	33,4	36,3	39,3	42,7	46,3

(\*) Euro per ton CO<sub>2</sub>

(\*\*) Raming PBL (Bron: Corjan Brink, Projectie ETS-prijs volgens uitgangspunten concept wetsvoorstel minimum CO<sub>2</sub>-prijs elektriciteitsproductie, PBL 2018)

### **Partijen spreken voorts af:**

- a. Bij overeenstemming over een pentalaterale variant is het prijspad van de pentalaterale CO<sub>2</sub>-minimumprijs leidend. Het Rijk en zo veel mogelijk partijen spannen zich hiervoor in, door te streven naar een pentalaterale<sup>95</sup> CO<sub>2</sub>-minimumprijs. Dit geeft een substantiële prikkel aan verduurzaming, naast het ETS, en bovendien worden effecten op leveringszekerheid dan voorkomen. Bij een pentalaterale variant zet het kabinet daarom in op een ambitieuzer prijspad.
- b. Jaarlijks vindt monitoring plaats met betrekking tot leveringszekerheid. TenneT onderzoekt ieder jaar risico's voor leveringszekerheid voor steeds de daaropvolgende 6 jaren, op basis van objectieve indicatoren. Hierin worden nieuwe ontwikkelingen in de ETS-prijs meegenomen.
- c. Het prijspad wordt naar beneden bijgesteld, wanneer uit de monitoring blijkt dat er risico's voor leveringszekerheid, in één of meerdere jaren, blijken te zijn.
- d. Opwaartse bijstellingen van het prijspad worden minimaal 5 jaar van te voren aangekondigd, waarbij op basis van de eerder genoemde objectieve indicatoren (TenneT) blijkt dat de leveringszekerheid gewaarborgd blijft.
- e. In 2023 wordt het prijspad voor de periode na 2030 vormgegeven, in samenhang met de dan beschikbare inzichten over het perspectief van hernieuwbare opwek na de stopzetting van de SDE+.

### **SDE+**

De SDE+ is op dit moment het belangrijkste instrument voor de stimulering van de productie van hernieuwbare energie. Dit subsidie-instrument bevat een aantal kenmerken waardoor de regeling volgens internationale maatstaven goed functioneert. Het gaat dan om de kenmerken van techniekneutraliteit, onderlinge concurrentie en meerjarige zekerheid voor investeerders. Conform het regeerakkoord wordt de SDE+ verbreed zodat naast hernieuwbare energie ook andere CO<sub>2</sub>-reducerende technieken in aanmerking komen voor subsidie.

<sup>95</sup> Het betreft hier minimaal de volgende landen: Frankrijk, Duitsland en België.

## **Afspraken**

Partijen komen het volgende overeen:

- a. De SDE+ wordt, voor de opgave voor grootschalige elektriciteit, tot en met eind 2025 opengesteld voor nieuwe committeringen voor hernieuwbare elektriciteitsopties. Hiermee blijft de SDE+ een belangrijk instrument voor het realiseren van de afgesproken ambities voor 2030 voor deze opties. Uitgangspunt is dat er voldoende projecten, voor het afgesproken doel in 2030, tijdig zullen worden voorbereid zodat deze nog in aanmerking kunnen komen voor ondersteuning via de SDE+.
- b. Er wordt voor Wind op Land en zon-PV een concreet kostprijsreductiepad met bijbehorende condities afgesproken dat als basis dient voor de basisbedragen in de SDE+ (zie afspraken Hernieuwbaar op Land).
- c. Partijen streven naar subsidievrije windparken op zee. De SDE+ is tot en met 2025 als achtervang beschikbaar mocht dit nodig zijn voor het laten slagen van de tenderprocedure voor Wind op Zee voor de uitvoering van de vervolgroutekaart.

## **Alternatief SDE+**

Met oog op de benodigde verdere doorgroei van hernieuwbare elektriciteit na 2030 is het van belang om tijdig te onderzoeken in hoeverre de investeringszekerheid voor hernieuwbare elektriciteitsprojecten ook zonder financiële ondersteuning vanuit het Rijk geborgd kan worden.

## **Afspraken**

Ter voorbereiding op nieuwe investeringen vanaf 2026 spreken partijen daarom het volgende af:

- a. In 2021 in starten we een onderzoek naar eventuele alternatieve instrumenten om voor de periode na 2025 de investeringszekerheid op een kosteneffectieve wijze te blijven borgen, met oog op het realiseren van de afgesproken ambities voor 2030 en daarna. Daarbij wordt naar verschillende instrumenten gekeken- niet zijnde financiële instrumenten vanuit de Rijksoverheid - waaronder een vorm van een leveranciersverplichting en het verder stimuleren van de vraag naar hernieuwbare elektriciteit.
- b. Begin 2023 wordt in overleg met de betrokken partijen definitief besloten over een alternatief instrumentarium. Het door partijen gedeelde uitgangspunt daarbij is dat de investeringszekerheid ook na 2025 geborgd moet zijn.
- c. Als de keuze voor een instrument aan de orde is, dan zijn de volgende criteria van toepassing. Het instrument:
  - Leidt tot de laagste maatschappelijke kosten;
  - Biedt zekerheid dat de ambities voor hernieuwbare elektriciteit worden gerealiseerd;
  - Borgt de investeringszekerheid hetgeen concreet betekent dat het zorgt dat het merendeel van de projecten rendabel kan worden ontwikkeld. Leidt tot minimale marktverstoringen, ook in relatie tot de Europese markt.
  - Is ondersteunend aan de leveringszekerheid en de flexibiliteit van het systeem
  - Is praktisch uitvoerbaar.
- d. Als alternatief instrumentarium aan de orde is, wordt met de voorbereiding van de invoering hiervan al in 2023 gestart met het oog op een tijdige inwerkingtreding in 2026.
- e. Het eventuele alternatieve instrumentarium ziet in principe toe op de realisatie van de ambities na 2030. Indien benodigd met het oog op het realiseren van de afspraken voor 2030, zou het ook al eerder een rol kunnen spelen.

## **Opvolging salderingsregeling**

In het Regeerakkoord is opgenomen dat de salderingsregeling duurzame elektriciteit wordt omgevormd in een nieuwe regeling. Daarvoor is een langjarige kasreeks beschikbaar gesteld van €240 mln. per jaar. Ook is afgesproken dat er een aparte regeling komt voor

energiecoöperaties, die het mogelijk maakt dat omwonenden makkelijker kunnen participeren in duurzame energieprojecten in hun directe omgeving. Ook wordt onderzocht hoe projecten van energiecoöperaties met een kleinverbruikersaansluiting kunnen worden opgenomen in de opvolger van de salderingsregeling.

### **Afspraken**

- a. De huidige salderingsregeling wordt voortgezet tot en met 2022. Vanaf 1 januari 2023 wordt deze omgevormd tot een nieuwe fiscale regeling. De fiscale stimulans wordt hierbij stapsgewijs afgebouwd omdat de verwachting is dat de kosten van zonnestroom zullen dalen en er steeds minder stimulering nodig is voor kleinschalig zon. Volgens de huidige inzichten is er na 2030 geen stimulering meer nodig voor zonnepanelen bij consumenten. De stimulering zal dan ook richting 2030 afgebouwd worden. Belangrijke kenmerken van de nieuweregeling zijn:
- De fiscale afbouw van salderen met ingang van 2023 maakt een soepele overgang mogelijk voor burgers en bedrijven die al geïnvesteerd hebben in zonnepanelen. Naast alle bestaande investeerders in kleinschalig zon PV is de nieuwe regeling ook beschikbaar voor alle nieuwe investeerders.
  - Voor huishoudens die al zonnepanelen hebben of deze kabinetsperiode nog investeren in zonnepanelen, resulteert deze geleidelijke afbouw van salderen op basis van de huidige inzichten in een gemiddelde terugverdientijd van circa 7 jaar. Voor investeringen in zonnepanelen die na deze kabinetsperiode worden gedaan, kan de terugverdientijd mogelijk iets oplopen boven de 7 jaar, zo is de huidige verwachting. Uit de evaluatie van de salderingsregeling uit 2016 is onder andere gebleken dat men bereid is te investeren in zonnepanelen als de terugverdientijd tussen circa 5 en 9 jaar is.
  - Voor de omvorming van salderen is het noodzakelijk dat kleinverbruikers niet langer over een "oude terugdraaimeter" (Ferrarimeter) beschikken, omdat informatie benodigd is over de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit die wordt terug geleverd. Met ingang van 1 januari 2023 zal daarom een verplichting voor alle kleinverbruikers gelden om een meter met minimaal twee aparte telwerken voor levering en teruglevering te hebben. Het Rijk bereidt in overleg met de netbeheerders wetgeving op dit punt voor, waarbij ook handhaving aan bod komt.
  - Over de zelf opgewekte hernieuwbare elektriciteit die burgers en bedrijven zelf direct verbruiken of opslaan achter de aansluiting, betalen kleinverbruikers ook in de toekomst geen energiebelasting, BTW en ODE.
- b. Voor energiecoöperaties zal een aparte regeling nodig blijven omdat zij – net als nu – geen gebruik kunnen maken van de (afgebouwde) salderingsregeling. Voor deze aparte regeling wordt thans in overleg met de sector onderzocht wat het meest geschikte instrument is. Daarnaast moet worden voorkomen dat de Postcoderoosregeling een ontwijkmogelijkheid wordt voor kleinverbruikers die salderen. Het streven is een aanpassing van de bestaande regeling dan wel een start van een nieuwe regeling voor energiecoöperaties per 1 januari 2021.

### **Innovatie-instrumentarium**

Zon en wind kunnen in de komende jaren en decennia zeer grote volumes hernieuwbare elektriciteit voor de energietransitie gaan leveren, maar dat gebeurt niet zonder meer. Ambitieuze verdere kostenreductie, opschaling en verhoging van het uitroltempo, ruimtelijke inpassing en integratie in het energiesysteem zijn essentiële voorwaarden voor succes. Bij kosten gaat het nadrukkelijk niet alleen over opwekkosten, maar ook over kosten om energie beschikbaar te maken voor eindgebruik met CO<sub>2</sub>-vrije elektriciteit als basis. Om aan deze voorwaarden te voldoen zijn innovatieve oplossingen nodig om grote stappen voorwaarts te kunnen maken en om knelpunten weg te nemen. Dat vraagt een goede balans tussen aandacht voor en financiering van laag, midden en hoog Technology Readiness Level (TRL)-activiteiten.



## Afspraken

Partijen komen overeen dat:

- a. De innovatiemiddelen vanuit de SDE+ en Hernieuwbare Energieregeling (HER) met als voorwaarde een toekomstige besparing op de SDE+-regeling, worden doorgetrokken tot en met 2023, waarbij het budget afloopt naarmate we dichterbij 2025 komen.
- b. De Demonstratieregeling Energie-Innovatie (DEI) zoveel mogelijk wordt verbreed van een regeling voor alleen energiebesparing en hernieuwbare energieproductie naar een regeling waarbij alle CO<sub>2</sub>-reducerende opties ondersteund worden, in lijn met de reikwijdte van de Integrale Kennis- en Innovatieagenda (IKIA) die bij het Klimaatakkoord wordt vastgesteld. Daarbij worden met de DEI tevens innovaties gestimuleerd die bijdragen aan de flexibilisering van het energiesysteem (waaronder waterstof) en innovaties met als doel tot een betere ruimtelijke inpassing te komen. Zoals tevens aangeven in de afspraken over waterstof, is daar circa € 30-40 miljoen per jaar extra voor beschikbaar.
- c. De innovatiemiddelen in de DEI worden doorgetrokken tot en met 2030. Waar nu vaak slechts één demonstratieproject van een nieuwe techniek wordt gestimuleerd wordt het toegestaan om meerdere demonstratieprojecten te stimuleren binnen de DEI. Ook pilots worden toegestaan.
- d. De regelingen binnen de Topsector Energie worden herijkt naar aanleiding van de gestelde prioriteiten binnen de IKIA en de daarbinnen uitgewerkte Meerjarige Missiegedreven Innovatieprogramma's (MMIP's). Nieuw ten opzichte van de huidige regelingen is dat een samenhangend pakket aan R&D-projecten mogelijk wordt gemaakt, waarbij partijen subsidie kunnen ontvangen voor een integraal pakket aan innovatieve oplossingen.
- e. Als onderdeel van de MMIPs en met name voor de lage TRL's wordt het nieuwe spoor van de Nationale Wetenschapsagenda (NWA) benut, waarbij gerichte *calls* uitgezet kunnen worden op de prioriteitsgebieden. EZK werkt samen met OCW om hier gezamenlijk op in te zetten en hier waar mogelijk budget voor vrij te spelen.
- f. De innovatieprogramma's van de TKI's worden versterkt door deze in lijn te brengen of te integreren in de MMIP's.
- g. Er ruimte blijft voor nieuwe instrumenten of aanpassingen aan de huidige instrumenten indien (onderdelen van) de MMIP's daarmee beter gefaciliteerd kunnen worden.
- h. De volgende bedragen jaarlijks additioneel vanuit de Rijksoverheid beschikbaar zijn voor de ondersteuning van innovatie voor de genoemde thema's, waarbij het overgrote deel zal worden benut voor pilots en demo's.

	2020-2030
Opslag en conversie	€ 10 - 15 mln.
Waterstof	€ 30 - 40 mln. <sup>96</sup>
Ruimtelijke inpassing	€ 10 - 20 mln.

Het totaalbedrag is leidend. Afhankelijk van de concrete aanvragen van partijen kan worden besloten om de onderlinge verdeling te wijzigen. Daarnaast zal periodiek worden geëvalueerd of herijking van de genoemde thema's nodig is met het oog op de opgave richting 2030 en 2050. Daarbij zal in ieder geval worden bezien of het wenselijk is om een deel van de middelen te benutten voor extra inzet op kostenreductie, met het oog op aflopende middelen vanuit de HER voor hernieuwbare elektriciteit.

## C5.9 Ruimtelijke inpassing

De opschaling van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit op land leidt tot een grote ruimtelijke opgave, zeker na 2030. Dit geldt zowel boven als onder de grond. Daarbij zijn de gestelde ambities uitvoerbaar, mits aan een aantal randvoorwaarden wordt voldaan. Bij de keuze voor

<sup>96</sup> Dit is het totaalbedrag vanuit industrie en elektriciteit.

de locatie voor duurzame opwek wordt tevens de beschikbaarheid, bouwtijd en kosten van netcapaciteit meegewogen. Waar capaciteit op het net (onderstations) is, kunnen projecten sneller gerealiseerd worden. Voor goede ontwikkellocaties met beperkte netcapaciteit, wordt uitbreiding hiervan onderzocht. Het ruimtelijk beslag van benodigde infrastructuur (waaronder onderstations) is onderdeel van de ruimtelijke opgave.

In de RES zullen de volgende vier ruimtelijke principes in de regionale afweging mee worden genomen:

- Streef naar zuinig en (zoveel mogelijk) meervoudig ruimtegebruik.
- Breng vraag naar en aanbod van hernieuwbaar opgewekte elektriciteit zoveel mogelijk dicht bij elkaar.
- Combineer opgaven en ga indien nodig over tot uitruilen en herbestemmen.
- Sluit zo goed mogelijk aan bij gebieds-specifieke ruimtelijke kwaliteit.

Alle partijen in het Klimaatakkoord erkennen dat het realiseren van deze hernieuwbare elektriciteitsopgave een forse ruimtevraag met zich meebrengt. Het inpassen vergt een zorgvuldige ruimtelijke afweging waarvoor het primaat ligt bij decentrale overheden (provincies en gemeenten). Naar aanleiding van de motie Dik-Faber<sup>97</sup> gaat het kabinet met de decentrale overheden, agrarische sector, zonne-energiesector, de netbeheerders en de Natuur- en Milieufederaties na welke waarborgen de huidige afwegingskaders bieden voor een zorgvuldige ruimtelijke inpassing en of er nog meer nodig is om zon op daken te stimuleren.

### **Afspraken**

Partijen spreken af dat:

- a. Bij de totstandkoming van de locatiekeuze voor de inpassing van hernieuwbare elektriciteit, in onder meer de RES, de provinciale omgevingsvisie (POVI) en - afgeleid daarvan - een gemeentelijk bestemmingsplan/omgevingsplan (GOVI), de impact op natuur en landschap integraal zal worden meegenomen en afgewogen. Lokale natuur- en milieuorganisaties, marktpartijen en netbeheerders worden vroegtijdig en volwaardig betrokken in de afwegingen rond locatiekeuzes en meervoudig ruimtegebruik zodat we negatieve effecten op natuur en landschap tegengaan en voorkomen.
- b. Bij de keuzes voor inpassing van hernieuwbare elektriciteit dient een balans te worden gevonden met andere functies en waarden als natuur, landschap, woningbouw en/of recreatie. In het kader van de RES, het gemeentelijke, provinciale en nationale omgevingsbeleid (waaronder op korte termijn de NOVI) zal inzichtelijk worden gemaakt wat het effect is van de relevante afwegingen, zoals het in stand houden van bestaande functies en waarden, waaronder natuur en landschap.
- c. Bij elk project slim meervoudig ruimtegebruik wordt gestimuleerd door, onder andere en waar mogelijk, waarde aan natuur en landschap toe te voegen door extra natuurelementen te creëren (bijvoorbeeld met gewassen, wandelroutes, groene stroken, insectenparken, watergangen). Hierbij kan door het bevoegd gezag voor natuur onder meer gebruik worden gemaakt van de criteria uit de 'Checklist Natuurbelangen bij Windenergie op Land' - later dit jaar uitgebreid tot 'Checklist Natuurbelangen bij Duurzame Energieprojecten op Land'.
- d. Partijen committeren zich voor zowel Hernieuwbare elektriciteit op Land als bij Wind op Zee aan een proces om de ecologische knelpunten op te lossen. Hierbij wordt in ieder geval gekeken naar:
  - De wijze waarop de Vogel- en Habitatrichtlijn zodanig kan worden toegepast dat recht wordt gedaan aan de wettelijke bescherming van kwetsbare soorten en tegelijkertijd meer ruimte wordt geboden voor hernieuwbare elektriciteit.
  - De wijze waarop initiatiefnemers aanvullende mitigerende maatregelen kunnen nemen om het negatieve effect op soorten en de natuur te voorkomen dan wel deze effecten te compenseren.

<sup>97</sup> Kamerstukken TK 2018-2019, 32813 nr. 204

- Aanvullende bredere maatregelen om de staat van instandhouding van deze soorten, rekening houdend met hun biotopen, te verbeteren en negatieve effecten op de natuur (zoals de biodiversiteit) te verminderen.
- e. De Rijksoverheid stelt jaarlijks € 10 tot 20 miljoen beschikbaar voor pilots, demo's en experimenten om tot een goede ruimtelijke inpassing en meervoudig ruimtelijkgebruik te komen.

## C5.10 Hogere ambities voor 2030

In dit Klimaatakkoord besluiten partijen het voortouw te nemen om in EU verband te pleiten voor 55% CO<sub>2</sub>-reductie in 2030 t.o.v. 1990. Mocht het kabinet besluiten tot een hogere doelstelling, dan is het van belang dat de benodigde stappen zijn voorbereid zodat tijdige opschaling mogelijk is. Daarnaast kan besloten worden tot eventuele opschaling van hernieuwbaar o.a. als gevolg van een hogere elektriciteitsvraag.

Een verhoging van het ambitieniveau zal naar verwachting gerealiseerd worden door een zeer stevig deel elektrificatie, waaronder conversie naar andere energiedragers, in de sectoren industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en landbouw. Hybridisering van de vraag en buffering biedt daarbij voordelen ten aanzien van flexibiliteit. Verder moet bij lagere emissieruimte de ontwikkeling van opslag, CO<sub>2</sub>-vrije regelbare productie en *demand side response* en de benodigde aanpassingen in de infrastructuur worden versneld.

### Afspraken

Ter voorbereiding op een eventuele ophoging van het ambitieniveau voor hernieuwbare elektriciteit spreken partijen het volgende af:

- a. Nieuwe gebieden op zee worden voor 2021 aangewezen in het proces om te komen tot een Rijksstructuurvisie Noordzee.
- b. De gebieden op zee worden ruim aangewezen, zodat er met het aanwijzen van de kavels er nog rekening gehouden kan worden met de resultaten van het ecologisch onderzoek.
- c. TenneT zal in 2019 in samenwerking met de Rijksoverheid en marktpartijen onderzoeken of en hoe het vergunningenproces van de netten op zee en/of netten op land eerder kan starten of mogelijk kan worden verkort, teneinde de ambities ten aanzien van offshore wind te faciliteren. Hierbij worden zowel kansen als risico's in kaart gebracht.
- d. In de RES wordt aandacht besteed aan de ruimtelijke consequenties van eventuele ophoging naar 55% in 2030 voor Hernieuwbaar op Land.
- e. Partijen spreken af dat over de eventuele opschaling van hernieuwbare elektriciteit in verband met een aanvullende elektriciteitsvraag in 2021 wordt besloten als onderdeel van het borgingsmechanisme. Op dat moment is er meer zicht op de mate van elektrificatie in andere sectoren. De resultaten van deze besluitvorming worden verwerkt in de ruimtelijke planning van hernieuwbare opwek. Ten behoeve hiervan zal aan PBL gevraagd worden om op basis van de KEV 2020 in kaart te brengen welke bijdrage de verschillende hernieuwbare elektriciteitsopties naar verwachting in het licht van deze opschaling kunnen leveren aan het realiseren van de 49 % CO<sub>2</sub>-reductie op Nederlands grondgebied, alsmede de kosteneffectiviteit en de effecten in Europees verband. Hierbij dient rekening gehouden te worden met (1) de laatste inzichten ten aanzien van de verwachte elektriciteitsvraag en (2) het gegeven dat een bepaalde hoeveelheid regelbaar vermogen benodigd is om de leveringszekerheid te kunnen blijven borgen.

Indien er de komende jaren wordt besloten tot een verhoging van de productie van hernieuwbare elektriciteit omdat er meer elektrificatie in andere sectoren plaatsvindt, of indien het kabinet besluit tot ophoging van de nationale ambitie naar 55% CO<sub>2</sub>-reductie in 2030, gelden de volgende randvoorwaarden:

- a. Besluitvorming over extra Wind op Zee en Hernieuwbaar op Land is in 2021 benodigd met het oog op tijdige realisatie hiervan voor 2030.

- b. Opschaling van het net op zee vraagt om uitbreiding in stappen van 2 GW, waarbij ruimte wordt gelaten voor een gefaseerde uitgifte van kavels.
- c. Het aan land brengen van de geproduceerde elektriciteit van windmolens op zee wordt zo kostenefficiënt mogelijk gedaan. Indien wordt besloten tot elektrische aansluiting dan zal TenneT de netaansluitingen realiseren, waarbij de volgende condities gelden:
- Tot en met 2030 kan TenneT maximaal 1x2 GW netaansluitingen extra realiseren bovenop de routekaart 2030 (en vanaf 2030 dan elk jaar een netaansluiting van 2 GW) mits:
    - (1) Er eenduidige besluitvorming inzake windenergiegebieden, aansluitlocaties en het te hanteren aansluitconcept minimaal 8 jaar voor gewenste realisatie plaatsvindt.
    - (2) Er zekerheid is over voldoende vraag op de specifieke aansluitlocatie aan de kust en uitbreidingen van het landelijke hoogspanningsnetwerk zo veel mogelijk voorkomen kunnen worden.
    - (3) TenneT verplichtingen aan kan gaan voorafgaand aan het verkrijgen van de definitieve vergunningen en vóór het succesvol tenderen van windparken.
  - Uitbreiding tot 3x2 GW vóór de periode 2030 (1x 2 GW in 2029 en 2x 2 GW in 2030) is alleen mogelijk als er bestuurlijke overeenstemming is dat uitbreiding van de huidige routekaart 2030 niet leidt tot vertraging bij de lopende projecten. Partijen accepteren dat uitbreiding van de huidige routekaart 2030 het uitdagender maakt om de aansluitingen op zee tijdig te realiseren en het kostenreductie pad van WOZ in het algemeen succesvol te continueren.
- d. Partijen zijn bereid 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. Inspanningen van decentrale overheden die leiden tot meer dan 7 TWh kleinschalig zon (zoals lokale stimuleringsregelingen) tellen daarbij mee voor deze opgave.