

De rol van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem

De ontwikkeling naar een CO₂ neutrale energie-
en grondstoffenvoorziening in 2050



Inhoud

Inleiding	5
Samenvatting en conclusies	7
De uitdaging om in 2050 op een CO ₂ -vrije manier invulling te geven aan de energie- en grondstoffenvraag in 2050 is groot	7
Kernenergie is een concurrerende technologie indien aan de noodzakelijke randvoorwaarden wordt voldaan	9
Ontwikkeling van nieuwe kerncentrales schept extra verplichtingen maar creëert ook kansen	10
Energielandschap in 2050	11
Bedrijfseconomische vooruitzichten kernenergie	16
Investeringskosten	16
Kostenvergelijking met wind op zee	20
Perspectief businesscase kernenergie	21
Noodzakelijke marktstructuur	22
Nucleair afval: toekomstige verplichtingen en mogelijke extra kosten	24
Werkgelegenheidsaspecten	25
De Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur	27
De belofte van Small Modular Reactors	28

Figuur 1	Componenten energie- en grondstoffenvraag	7
Figuur 2	Ontwikkeling van Energie- en grondstoffenvraag en de duurzame elektriciteitsproductie	8
Figuur 3	Kostenverdeling kernenergiecentrales	9
Figuur 4	Finale energie- en grondstoffenvraag vs. CO2 neutrale opwek	12
Figuur 5	Opwekcapaciteit en elektriciteitsproductie	13
Figuur 6	Energie- en grondstoffenvraag versus productie van elektriciteit en waterstof per uur in maart 2050	14
Figuur 7	Kosten € per MWh bij een centrale die 7800 uur per jaar produceert	19
Figuur 8	Kosten € per MWh kernenergie en wind op zee inclusief back-up	20
Figuur 9	Electriciteitsprijzen versus kernenergie kosten	21
Figuur 10	Ontwikkeling werkgelegenheid	26

Inleiding

In opdracht van de Provincie Zeeland heeft eRisk Group een verkennend onderzoek gedaan naar de mogelijke rol van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem. Het verkennende karakter bestaat daaruit dat op ieder deelterrain verder onderzoek noodzakelijk is voordat een vervolgstap zou kunnen worden gezet. Het voorliggende document is een samenvatting van de uitgebreidere studie.

Het onderzoek is gebaseerd op uitgebreid literatuuronderzoek en eigen analyses. Verder is voor de totstandkoming van dit onderzoek gesproken met een aantal stakeholders. Met name prof. dr. ir. Jan Leen Kloosterman (TU Delft), Ad Louter (URENCO en Nucleair Nederland), Carlo Wolters (EPZ), Niels Unger en Jorim de Boks (PZEM) en Martin Wissekerke (Provincie Zeeland).

Een belangrijke invalshoek van dit onderzoek is de keuze voor een toekomst waarin ruimte is voor groei en verduurzaming van de industrie zoals ook wordt bepleit in de kamerbrief van EZK ten aanzien van de toekomst van de basisindustrie in Nederland. Het volgende citaat uit de brief maakt duidelijk wat daarmee wordt bedoeld:

Nederland heeft de ambitie en de kans om de (Europese) vestigingsplaats te zijn voor duurzame (basis)industrie. We hebben hier alles voor in huis: van een hoogopgeleide technische beroepsbevolking tot een gunstige ligging voor verhandeling en transport van industriële grondstoffen en goederen; van de mogelijkheden die de Noordzee biedt voor productie van grootschalige groene elektriciteit, tot de aanwezigheid van lege gasvelden voor opslag van waterstof en CO2 (CCS) en een buizen netwerk dat ooit is aangelegd voor aardgas maar dat ook geschikt is voor waterstof en groen gas. Of we deze kans gaan benutten is afhankelijk van de keuzes die we nu maken. Wachten leidt tot meer onzekerheid en een toenemende kans dat de grote, noodzakelijke investeringen elders plaatsvinden. Daarom schetst deze brief een visie op de toekomst van de Nederlandse basisindustrie.

De keuze voor zo'n toekomst betekent dat de energie- en grondstoffenvraag (inclusief de energievraag van de internationale lucht- en vrachtvaart) verder zal groeien en er een nog grotere uitdaging ontstaat om in 2050 de energievoorziening CO2 neutraal te maken. In het onderzoek wordt op deze keuze aangesloten met een passend transitie scenario "Onafhankelijke Groei". Het onderzoek geeft antwoord op de vraag in hoeverre kernenergie in combinatie met een maximale inzet op zon- en windenergie in dat scenario een bijdrage kan leveren aan het streven om in 2050 de totale Nederlandse energie- en grondstoffen-vraag CO2-vrij te maken.

¹ EZK, mei 2020: Visie verduurzaming basisindustrie 2050; de keuze is aan ons. Zie ook Parlement en Wetenschap / factsheet, oktober 2019: prof. dr. ir. Jan Leen Kloosterman - Kernenergie in een CO2-vrije energiemix

Uitgangspunt van het onderzoek is de analyse van de rol van nieuw te bouwen 3de generatie kernenergiecentrales, Pressurised Water Reactors (PWR). De studie gaat verder niet in op de rol van verschillende 4de generatie technologieën aangezien het volgens geconsulteerde experts niet waarschijnlijk is dat deze technologieën grootschalig kunnen worden toegepast om aan het behalen van de klimaatdoelstellingen voor 2050 een substantiële bijdrage te kunnen leveren².

In dit verkennende onderzoek wordt de rol van kernenergie onderzocht als aanvullende en ondersteunende energiebron naast bijvoorbeeld zon en wind en niet als alternatief daarvoor. De inzet van deze studie is duidelijk te maken op welke wijze kernenergie in combinatie met wind offshore (en andere duurzame technologieën), groene waterstofproductie en de elektrificatie van de energievraag een optimale rol kan spelen om in 2050 een CO₂-neutraal energiesysteem te bewerkstelligen.

In deze notitie wordt de onderzoeksvraag beantwoord door de bevindingen rondom de kernthema's van het onderzoek toe te lichten. De notitie begint met een samenvatting van de conclusies en vervolgens worden per thema de analyses en conclusies toegelicht. Eerst wordt het CO₂-neutrale energielandschap in 2050 beschreven op basis van twee transitie-scenario's. Het scenario dat aansluit op de visie die in de kamerbrief is verwoord, maakt duidelijk welke rol kernenergie kan spelen in een CO₂-neutrale energievoorziening. Daarna wordt inzicht gegeven in de huidige en verwachte businesscase voor kernenergie. Dat wordt gedaan door in kaart te brengen wat huidige en verwachte investeringskosten zijn en de randvoorwaarden waaronder kernenergie tot stand zou kunnen komen, zoals de marktstructuur en de rol van de overheid. Daarnaast worden werkgelegenheidsaspecten en ontwikkelingen rondom de Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur besproken.

² Zie ook Parlement en Wetenschap / factsheet, oktober 2019: prof. dr. ir. Jan Leen Kloosterman - Kernenergie in een CO₂-vrije energiemix

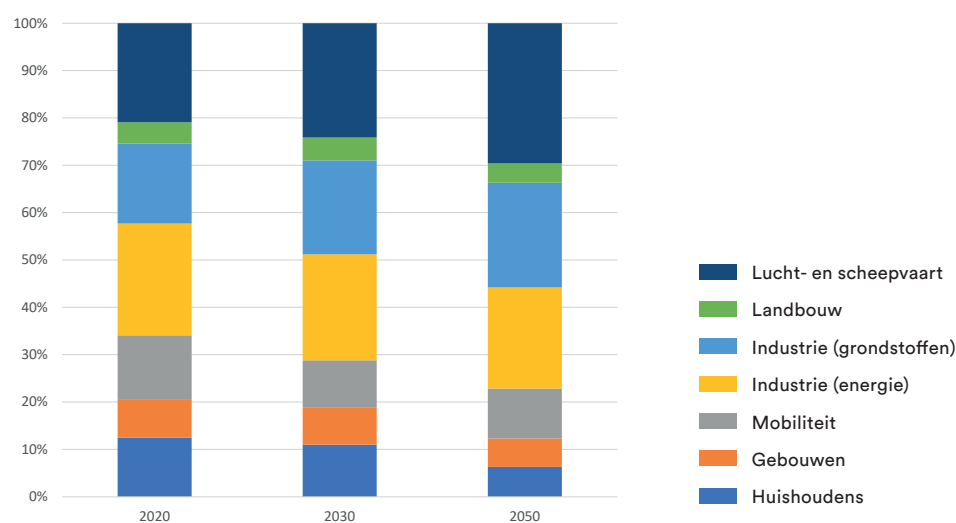
Samenvatting en conclusies

Kernenergie kan een aanvullende en ondersteunende rol spelen bij de decarbonisatie van de Nederlandse energie- en grondstoffenvoorziening³ en de verduurzaming van de Nederlandse basisindustrie. Uit de studie blijkt dat kernenergie als concurrerende technologie kan worden ingezet als aan markt-organisatorische randvoorwaarden wordt voldaan. De inzet van kernenergie (in het onderzoek is de bouw van uiteindelijk 9GW (Gigawatt) productiecapaciteit als uitgangspunt genomen) in combinatie met een maximale inzet op duurzame energie (70GW wind op zee, 20GW wind op land en 100GW zon), maakt het mogelijk om met Nederlandse productiecapaciteit een groot deel van de energie- en grondstoffenvraag te elektrificeren en daarmee te verduurzamen en daardoor tevens minder afhankelijk te worden van de importen van energie- en grondstoffen, zoals bijvoorbeeld waterstof.

De uitdaging om in 2050 op een CO₂-vrije manier invulling te geven aan de energie- en grondstoffenvraag in 2050 is groot

Figuur 1 illustreert hoe de energie- en grondstoffenvraag per sector is opgebouwd in 2020, 2030 (klimaatakkoord) en 2050. De finale energie- en grondstoffenvraag zal in 2050 als gevolg van groei van de industrie en de internationale lucht- en scheepsvaart licht zijn gestegen ten opzichte van 2020. De afname van de finale energievraag van huishoudens, mobiliteit en gebouwen als gevolg van energiebesparing en efficiënter energiegebruik (met name elektrificatie) zorgt ervoor dat de stijging beperkt blijft.

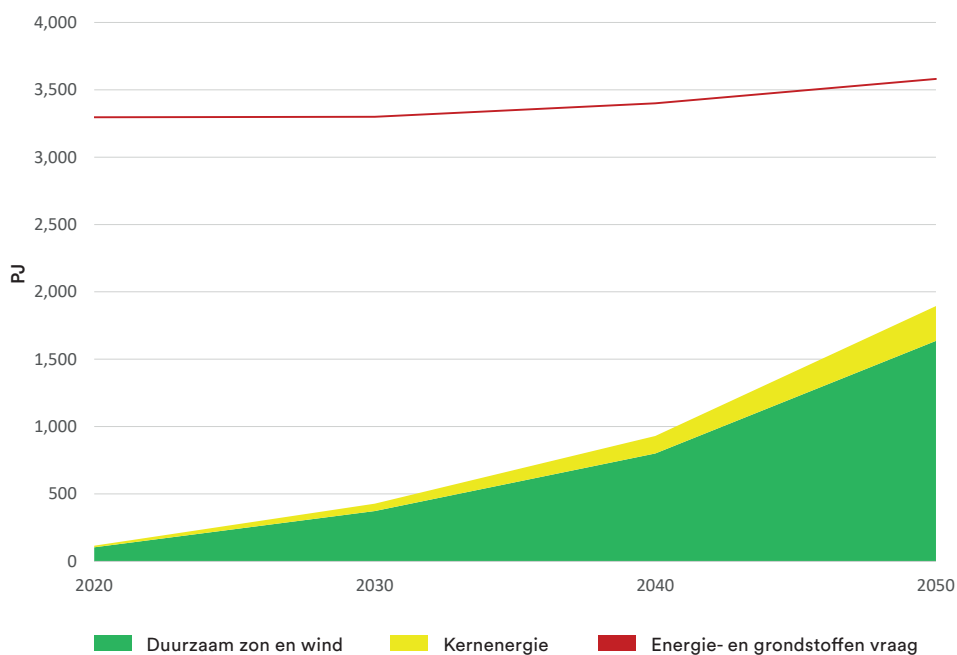
Figuur 1 | Componenten energie- en grondstoffenvraag



³ De grondstoffen betreffen vooral energiedragers als grondstof voor de productie van basischemicaliën. Dit is vooral de inzet van aardgas voor de huidige waterstofproductie, bijvoorbeeld ten behoeve van de ammoniakproductie, de vraag van raffinaderijen en kolen voor staalproductie.

De uitdaging om in 2050 aan deze energie- en grondstoffenvraag een CO₂-vrije invulling te geven is groot. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 2. Het aandeel duurzame energie uit zon en wind in de energie- en grondstoffenvraag in 2020 is slechts 3%. Uitvoering van het klimaatakkoord zal dat aandeel verhogen naar 11%. In 2050 kan dat aandeel, op basis van het Onafhankelijke Groei scenario met een maximale inzet op duurzame energie (46%) en kernenergie (7%) voor de basislastvraag, groeien tot bijna 53%. Nog steeds zal Nederland veel duurzame grondstoffen (met name waterstof) moeten importeren, maar aanmerkelijk minder afhankelijk zijn dan in scenario's zonder kernenergie. Door de inzet van kernenergie kan de elektriciteit productie van zon en wind optimaler worden benut voor de productie van duurzame grondstoffen.

Figuur 2 | Finale energie- en grondstoffenvraag vs. CO₂ neutrale opwek

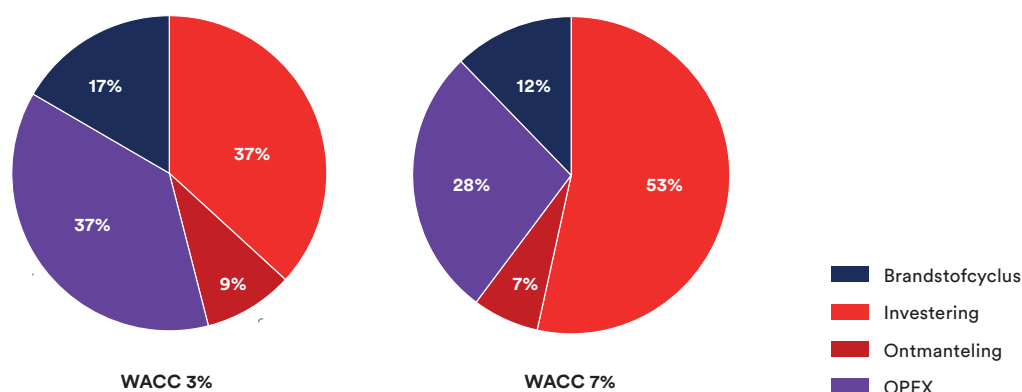


Kernenergie is een concurrerende technologie indien aan de noodzakelijke randvoorwaarden wordt voldaan

Uit het onderzoek blijkt dat kernenergie als concurrerende technologie kan worden ingezet als aan markt-organisatorische randvoorwaarden wordt voldaan (zie hoofdstuk Noodzakelijke marktstructuur). De studie maakt duidelijk dat kernenergie kostentechnisch een concurrerende technologie is als de geleerde lessen van huidige projecten worden toegepast in een marktstructuur waar de overheid een leidende rol neemt en de mogelijkheid biedt om lange termijn prijs en projectrisico's te mitigeren, zoals bijvoorbeeld in Groot-Brittannië het geval is. In de huidige marktstructuur zullen private investeringen in nieuwe kerncentrales niet snel van de grond komen. En dat terwijl, zoals de studie aangeeft, de integrale kosten (kosten inclusief back-up kosten en transportkosten) van nucleaire energie nu al vergelijkbaar zijn met wind op zee. De rol van de overheid is vooral belangrijk door het potentieel dempende effect op de financieringslasten en het verminderen van de projectrisico's.

De kostprijs van kernenergie wordt in hoge mate bepaald door de hoogte van de initiële investering, de financieringslasten en de bouwperiode. Zoals wordt geïllustreerd in Figuur 3 is de WACC⁴ in hoge mate bepalend voor de kostprijs van kernenergie. Het aandeel investeringen stijgt in de prijs per Megawattuur van 37% naar 53% met een stijging van de WACC van 3 naar 7%. Dit illustreert het belang van de rol van de overheid. De overheid kan bijvoorbeeld door een actieve rol in de financiering te spelen de WACC verlagen. De cijfers voor de kostenverdeling zijn gebaseerd op de analyse van een groot aantal studies, met name van OECD/NERA, Berenschot/Kalavasta en MIT⁵.

Figuur 3 | Kostenverdeling kernenergiecentrales



⁴ De Weighted Average Cost of Capital is de Engelstalige benaming voor het rentepercentage van de gewogen gemiddelde kosten van het vermogen (eigen en vreemd vermogen) van een bedrijf of een project.

⁵ OECD & NEA, 2020: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders; Berenschot & Kalavasta, April 2020: Systemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050; MIT, 2018: The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World

Ontwikkeling nieuwe kerncentrales schept extra verplichtingen maar creëert ook kansen

De inzet van meer kernenergie zal de bestaande langlopende verplichtingen voor het bergen van nucleair afval uit hoofde van Borssele en medische toepassingen vergroten. Hoewel er nog geen sprake is van een eindberging zijn er in Nederland volgens een recente studie wel goede mogelijkheden aanwezig om het afval in de toekomst langdurig en veilig op te slaan. Een toekomstbeeld met een rol voor kernenergie in energietransitie, kan de sector een positieve impuls geven waardoor de sector kan groeien en weer aantrekkelijker kan worden voor investeerders, als werkgever en als wetenschappelijk onderzoeksgebied. Dat laatste is ook van belang omdat Nederland dan een belangrijke bijdrage kan blijven leveren aan de ontwikkeling van veelbelovende nieuwe kernenergie technologieën zoals de ontwikkeling van Small Modular Reactors (SMR's) waarin Nederland via de TU Delft een rol speelt.

Energielandschap in 2050

De energie- en grondstoffenvraag in 2050 is het uitgangspunt voor het onderzoek naar de rol van kernenergie in de toekomstige energiemix. Berenschot en Kalavasta hebben in een studie in opdracht van de netbeheerders in vier scenario's toekomstbeelden van het toekomstige energielandschap geschetst⁶. Eén van die scenario's, het scenario Internationale Sturing, is in dit onderzoek als referentie gekozen. De energie- en grondstoffenvraag in 2050 uit dat scenario is het uitgangspunt voor dit onderzoek. In dit scenario krijgt de Nederlandse industrie de ruimte om te groeien en wordt er tevens verondersteld dat de energie- en grondstoffenvraag (inclusief de energievraag van de internationale lucht- en vrachtvaart) verder zal groeien en zal moeten worden verduurzaamd.

Het Internationale Sturing scenario veronderstelt een wereld die voornamelijk gestuurd wordt door de internationale markten waarin nationale overheden een beperkte rol spelen bij het behalen van de duurzame doelen. De CO₂ uitstoot wordt voor een belangrijk deel verminderd door het importeren van duurzame brand- en grondstoffen (bijvoorbeeld waterstof). Marktwerking stuurt op de meest kostenefficiënte technologieën binnen de heersende marktstructuur en investeringshorizon.

Andere scenario's gaan in meer of mindere mate uit van lokale of nationale sturing. Hier wordt een afname van de energie- en grondstoffenvraag aan gekoppeld. Dat betekent onder meer minder economische groei en afnemende industriële activiteit (met verplaatsing van activiteiten naar het buitenland) en minder internationale lucht- en scheepvaart. Hoewel al deze scenario's intern consistente toekomstbeelden van CO₂ neutrale energielandschappen in 2050 schetsen, is er niet voor deze scenario's als basis voor het onderzoek gekozen omdat ze niet aansluiten op de ambities van het Nederlandse bedrijfsleven en de overheid zoals verwoord in de kamerbrief "Visie verduurzaming basisindustrie 2050".

Naast het scenario Internationale Sturing is daarom in dit onderzoek een scenario Onafhankelijk Groei ontwikkeld dat aansluit op die visie. De belangrijkste kenmerken van dit scenario zijn:

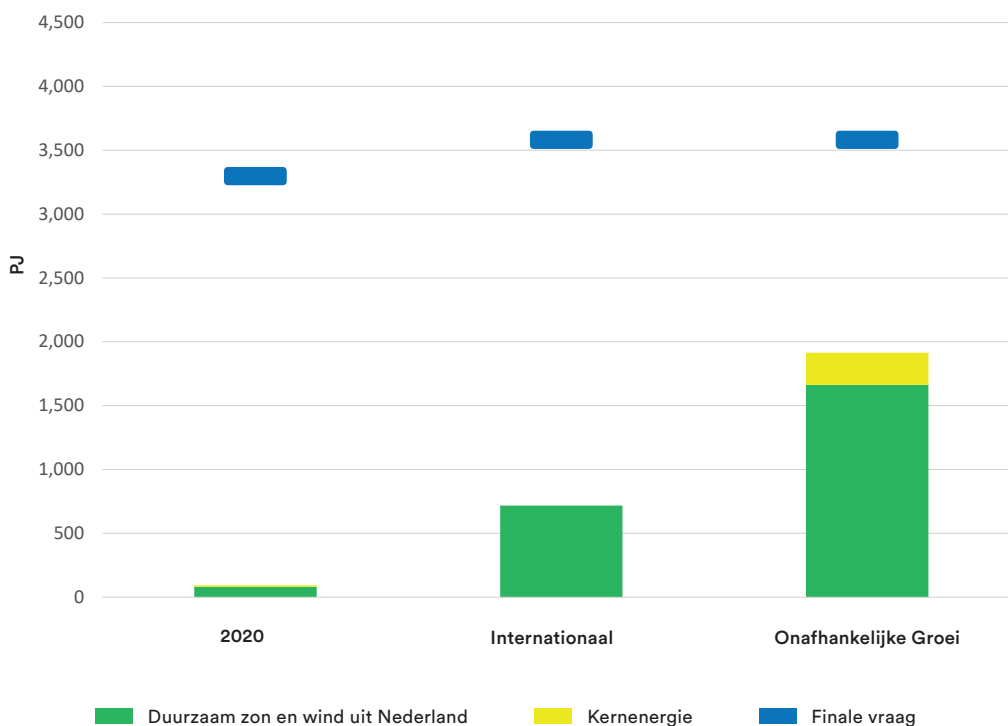
- Dezelfde totale energie- en grondstoffenvraag als het scenario Internationale Sturing, maar deze vraag zal voor een veel groter deel worden geëlektrificeerd;
- Sterk sturende rol nationale overheid;
- Volle potentie in Nederland op gebied van duurzame energieproductie met zon en wind wordt gerealiseerd (70GW wind op zee, 20GW wind op land en 100GW zon);
- Over een periode van dertig jaar worden zes kernenergiecentrales gerealiseerd met een totale capaciteit van 9GW.

⁶ Berenschot & Kalavasta, maart 2020: Klimaatneutrale energiescenario's 2050. Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 – in opdracht van de Nederlandse netbeheerders

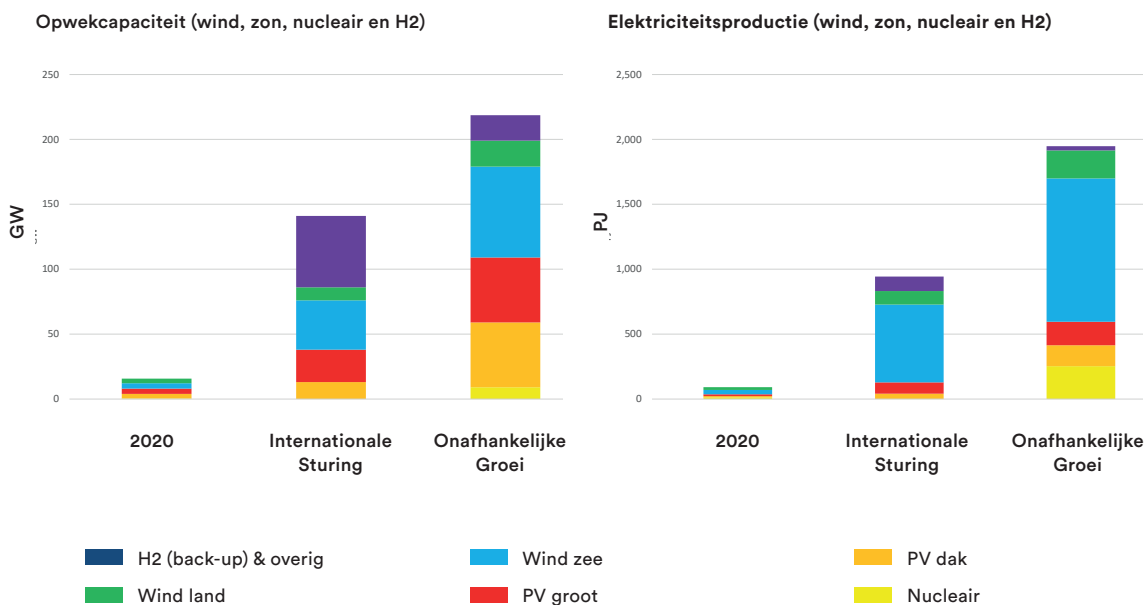
In het Onafhankelijke Groei scenario wordt de vraag naar energie en grondstoffen via elektrificatie verduurzaamd en kan daardoor voor een belangrijk deel in Nederland worden geproduceerd. Daarnaast zal ook in dit scenario een deel van de energie- en grondstoffen-vraag in de toekomst moeten worden geïmporteerd, echter aanzienlijk minder dan in het Internationale Sturing scenario.

In Figuur 4 wordt de elektriciteitsproductie met zon en wind in 2020 en 2050 voor beide scenario's naast elkaar gezet. De omvang van de uitdaging wordt met name geïllustreerd door het verschil tussen de productie met zon en wind in 2020 en de totale energie- en grondstoffenvraag. In beide scenario's is de afhankelijkheid van importen nog steeds groot, maar in het Onafhankelijk Groei scenario is die afhankelijkheid significant lager dan in het Internationale Sturing scenario.

Figuur 4 | Finale energie- en grondstoffenvraag vs. CO2 neutrale opwek



Figuur 5 | Opwekcapaciteit en elektriciteitsproductie



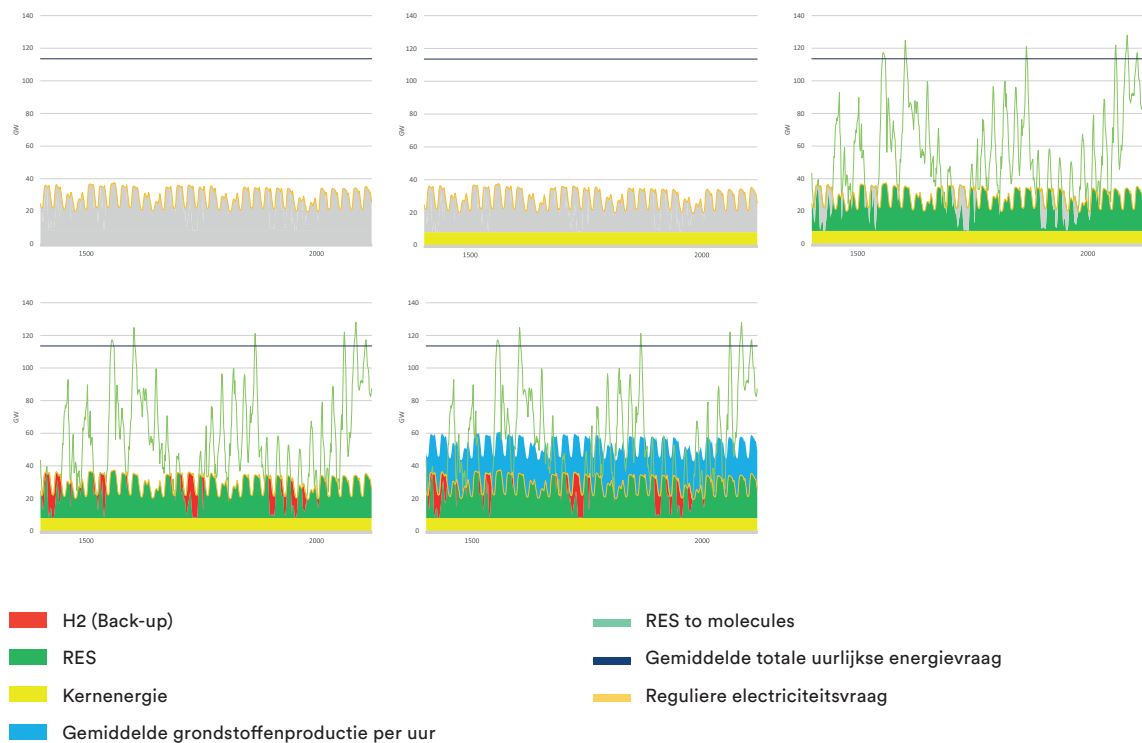
De productiecapaciteit voor elektriciteit bestaat naast zon, wind en in het Onafhankelijke Groei scenario uit kernenergie en gascentrales die duurzame brandstoffen gebruiken zoals waterstof en groen gas. Deze gascentrales leveren in beide scenario's de back-up capaciteit die noodzakelijk is voor perioden met te weinig wind en zon. In Figuur 5 geeft de linker grafiek de capaciteiten (GW) in de scenario's weer en de rechter grafiek de elektriciteitsproductie (PJ).

Een energiesysteem dat wordt gedomineerd door de productie van grote hoeveelheden duurzame energie die afhankelijk is van wind en zon, heeft altijd back-up capaciteit nodig. Daarnaast zijn oplossingen noodzakelijk voor de periodes dat er veel meer elektriciteit wordt geproduceerd. Als er, zoals in het Onafhankelijke Groei scenario, 190GW aan zon- en windvermogen staat opgesteld, zal de elektriciteitsproductie een groot deel van het jaar groter zijn dan de reguliere elektriciteitsvraag⁷. Om deze tekorten of overschotten op de korte termijn (uren binnen de dag) op te vangen, kan gebruikt worden gemaakt van de beschikbare (opslag)capaciteit van batterijen of vraagsturing. Voor langere periodes (meerdere dagen) met tekorten is back-up capaciteit nodig van bijvoorbeeld stand-by gascentrales. Voor de duurzame productie van die centrales wordt aardgas als brandstof vervangen door een deel van de waterstof die met elektriciteit uit wind en zon wordt geproduceerd.

⁷ Onder reguliere elektriciteitsvraag wordt hier verstaan de vraag van de industrie, de gebouwde omgeving en mobiliteit. De productie van waterstof bijvoorbeeld valt niet onder deze vraag

In Figuur 6 wordt geïllustreerd hoe het systeem in 2050 (de maand maart) zou kunnen werken⁸. De eerste grafiek geeft de reguliere elektriciteitsvraag weer (grijze vlak afgebakend door de oranje lijn). Deze vraag is ruim twee keer zo hoog dan in 2020. Dat is voornamelijk het gevolg van de in het scenario veronderstelde gedeeltelijke elektrificatie van de warmtevraag (gebouwde omgeving en de industrie) en de omschakeling naar elektrisch vervoer. De donkerblauwe lijn bovenin illustreert de totale energie- en grondstoffenvraag van Nederland gemiddeld per uur. In de tweede grafiek is een geel blok toegevoegd dat de elektriciteitsproductie van de kerncentrales weergeeft, waarmee een groot deel van de basislastvraag wordt ingevuld. In de derde grafiek is de duurzame elektriciteitsproductie toegevoegd. Deze is regelmatig voldoende om direct in de resterende elektriciteitsvraag te voorzien (donkergroene vlak). De lichtgroene lijn die boven de reguliere vraag uitkomt weerspiegelt de zon en wind productie die grotendeels wordt omgezet in (groene) waterstof of kan worden ingezet om CO₂ af te vangen uit de lucht (Direct Air Capture). Een deel van de elektriciteit kan tevens worden ingezet om batterijen op te laden om het productieprofiel (de lichtgroene lijn) vlakker te maken, waardoor de elektrolyzers die waterstof maken efficiënter worden benut (meer uren per jaar kunnen produceren).

Figuur 6 | Energie- en grondstoffenvraag versus productie van elektriciteit en waterstof per uur in maart 2050



⁸ Voor de analyse is gebruik gemaakt van weerdata uit 2012

De rode vlakken in de volgende grafiek geven de productie van de back-up centrales weer op momenten dat er met zon en wind onvoldoende wordt geproduceerd. In de laatste grafiek is ook de productie van duurzame grondstoffen geïllustreerd met het lichtblauwe vlak. Dit vlak geeft de totale gemiddelde productie van het hele jaar per uur weer en weerspiegelt niet de beschikbaarheid van duurzame energie per uur. In de praktijk zal de duurzame grondstoffenproductie een grilliger profiel vertonen.

In de laatste grafiek is het verschil tussen de donkerblauwe lijn en het lichtblauwe vlak de hoeveelheid energie die nog zal moeten worden geïmporteerd in de vorm van waterstof of andere duurzame brand- en grondstoffen.

Er kunnen een aantal conclusies getrokken worden uit bovenstaande analyse:

1. In de huidige marktstructuur verdringt duurzame elektriciteitsproductie normaal gesproken andere vormen van elektriciteitsproductie door de lage marginale kosten en/of subsidies. Duurzame elektriciteit wordt daardoor vrijwel altijd benut om in de elektriciteitsvraag te voorzien. In het gehanteerde scenario zal de maximale elektriciteitsvraag (per uur) groeien van de huidige 18 tot 20 GW naar 33 tot 37 GW en groeit de duurzame productiecapaciteit van ongeveer 15GW in 2020 naar 190GW in 2050. In 2050 is daardoor de productie van duurzame elektriciteit zo groot dat slechts een deel gebruikt zal kunnen worden voor het invullen van de reguliere elektriciteitsvraag. Door de impact van die enorme hoeveelheid goedkope duurzame elektriciteitsproductie wordt een effectieve werking van de markt ondergraven. Een nieuwe of aangepaste marktstructuur zal nodig zijn om geen duurzame energie te verspillen en tot een bedrijfseconomisch optimale benutting van het andere deel van de opgewekte duurzame energie te komen;
2. Door de toevoeging van kernenergie voor de productie van een groot deel van de basislastvraag zal de met zon en wind geproduceerde elektriciteit efficiënter (meer uren) kunnen worden gebruikt om met elektrolyse waterstof te produceren waardoor de afhankelijkheid van importen kleiner wordt;
3. Een toekomstig energiesysteem met kernenergie voor de basislastvraag in combinatie met een maximale inzet op duurzame energieproductie zorgt voor een optimalere benutting van zon en wind productie. De back-up kosten om de leveringszekerheid van het systeem te garanderen zijn daardoor significant lager;
4. Een systeem met kernenergie voor basislastvraag in combinatie met een maximale inzet op duurzame energieproductie is een realistische optie voor het realiseren van de doelen die in de visie van de overheid voor de verduurzaming van de basisindustrie worden genoemd.

⁹ In Figuur 6, de oppervlakte onder de groene lijn, boven de reguliere elektriciteitsvraaglijn, is groter in een systeem met basislast elektriciteitsproductie dan in een systeem dat volledig op wind, zon en gascentrales als back-up is gebaseerd

Bedrijfseconomische vooruitzichten kernenergie

De bedrijfseconomische vooruitzichten van kernenergie in Nederland worden geduid met analyses van: 1) de investeringskosten, 2) kosten vergelijking met wind op zee en 3) een perspectief op de businesscase voor kernenergie.

Investeringskosten

De investeringskosten van de meest recent gebouwde en in aanbouw zijnde kerncentrales verschillen enorm. Wat mag worden verwacht in de Nederlandse situatie en onder welke voorwaarden dat kan worden gerealiseerd zal van een groot aantal factoren afhankelijk zijn. Een aantal projecten die nu wereldwijd worden gerealiseerd geven belangrijke informatie over de factoren die sommige projecten succesvoller lijken te maken dan anderen. De onderstaande tabel, waarin de hoofdkenmerken van een aantal projecten worden weergegeven, maakt duidelijk dat projecten in West-Europa en de VS significant duurder te zijn dan projecten in bijvoorbeeld China en de Verenigde Arabische Emiraten.

In een overzichtsartikel van de Technische Universiteit Wenen¹⁰ over projecten in Europa en Amerika worden een aantal verklaringen gegeven voor de hoge kosten die ook door andere onderzoeken worden bevestigd. De volgende verklaringen worden in het artikel genoemd:

- De investeringskosten van kerncentrales zijn gestegen van rond de \$1.000 per kW in de jaren 60 naar \$5.000 in de jaren 90 (VS). In Frankrijk waren de centrales in de jaren 90 gemiddeld 3,5 keer zo duur dan de centrales uit de jaren 60 en 70. Recente Europese projecten komen ruim boven de \$7.000 per kW;
- De constructielooptijd is in dezelfde periode toegenomen van 4 tot 6 jaar (jaren 60), 8 tot 12 jaar (jaren 90) naar 14 tot 18 jaar nu voor de Europese projecten;
- De lage kosten van de jaren 60 en 70 lijken grotendeels verklaard te kunnen worden door:
 - De geringe transparantie van de kostprijsparameters. De energiebedrijven werkten op kost plus basis en kosten werden doorbelast aan klanten;
 - Het toekennen van grote subsidies om nationale energiedoelstellingen te realiseren en mogelijk prijsdumping van grote constructiebedrijven;
 - Tenslotte de lagere kosten voor veiligheid. Deze kosten stegen sterk door nieuwe veiligheidseisen als gevolg van ongelukken met kerncentrales (Three Mile Island (VS, 1979), Tsjernobyl (Oekraïne 1986), en Fukushima (Japan, 2011)

¹⁰Technische Universität Wien, 2019: Energiepolitik und Klimaschutz

Hoofdkenmerken van enkele illustratieve projecten

<ul style="list-style-type: none"> - Olkiluoto 3 (Finland) - Capaciteit: 1600MW - Investering: € 8,5 miljard - Investering per kW €5.300 - Start project 2005 - Online: 2021 - Bouwer: EDF 	<ul style="list-style-type: none"> - Flamanville (Frankrijk) - Capaciteit: 1600MW - Investering: € 19 miljard - Investering per kW €11.875 - Start project 2007 - Online: 2023 - Bouwer: EDF 	<ul style="list-style-type: none"> - Vogtle (Georgia, USA) - Capaciteit: 2235MW - Investering: € 24 miljard - Investering per kW €10.780 - Start project 2009 - Online: 2021 - Bouwer: Westinghouse
<ul style="list-style-type: none"> - Hinkley Point C (UK) - Capaciteit: 3200MW - Investering: € 25 miljard - Investering per kW €7.800 - Start project 2018 - Online: 2029 - Bouwer: EDF 	<ul style="list-style-type: none"> - Sizewell C (UK) - Capaciteit: 3340 MW - Investering: € 24 miljard - Investering per kW €7.200 - Start project 2020 - Online: 2032 - Bouwer: EDF 	<ul style="list-style-type: none"> - Mochovce 3/4 (Slowakije) - Capaciteit: 942MW - Investering: € 5,4 miljard - Investering per kW €5.700 - Start project 2008 - Online: 2021 - Bouwer: Skoda
<ul style="list-style-type: none"> - Taishan 1/2 (China) - Capaciteit: 3.500MW - Investering: € 10,0 miljard - Investering per kW €3.000 - Start project 2008/9 - Online: 2018/19 - Bouwer: EDF & CGN (China) 	<ul style="list-style-type: none"> - Akkuyu 1/2/3/4 (Turkije) - Capaciteit: 4.800MW - Investering: € 25,0 miljard - Investering per kW €5.200 - Start project 2018/21 - Online: 2023/26 - Bouwer: Rosatom (Rusland) 	<ul style="list-style-type: none"> - Barakah 1/2/3/4 (VAE) - Capaciteit: 5.380MW - Investering: € 21,8 miljard - Investering per kW €4.050 - Start project 2012 - Online: 2020/21 - Bouwer: Kepco (Zuid-Korea)

Op basis van de informatie van de eerdere genoemde projecten en onderzoeken wordt duidelijk dat de belangrijkste kostenbesparingen in de projectketen voor nieuwe projecten te realiseren zijn in de ontwerpfase (volledig ontwerp bij aanvang bouw beperkt aanpassingen), het toepassen van projectmanagement, transparante regulering (voorspelbaarheid voor de bouw, met name verkorting bouwduur) in relatie tot de investeerder (lagere risicopremie) en standaardisering door opschaling (aantal units). Deze bevindingen worden ook bevestigd door een studie van NEA en de OECD¹¹ die tot de volgende conclusies komt:

- Er bestaat een hoge correlatie tussen de mate waarin het ontwerp klaar is bij aanvang van de constructie en de uiteindelijke totale investering;
- Bij de bouw van Flamanville hebben ontwerpaanpassingen, projectmanagement en vertragingen ieder op zich geleid tot budgetoverschrijdingen in de orde grootte van het oorspronkelijke totale budget en aanpassingen in de regelgeving in 50% van het oorspronkelijke totale budget;

¹¹ NEA/OECD, March 2020: Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear

- De claim dat standaardisering door opschaling kan leiden tot significante kostenreducties wordt ondersteund met de bouw van de Barakah centrale in de Verenigde Arabische Emiraten (VAE). De Overnight Investment Costs¹² daalde van de eerste unit naar de vierde met 55%. Daarmee de verwachtingen (maximaal 40%) ruimschoots overtreffend;
- Het ter plekke bouwen van kerncentrales in Europa maakt het onnodig duur. Prefabricage in fabrieken met hoge productiviteit en lagere loonkosten biedt significant potentieel voor lagere kosten en een kortere bouwtijd.

Het beeld dat uit de diverse analyses van Europese en Amerikaanse nieuwe nucleaire projecten naar voren komt is dat de hoge projectkosten voornamelijk worden veroorzaakt door ouderwets en daardoor vaak falend projectmanagement en onvolledige reactor ontwerpen bij de ondertekening van een contract voor de bouw de reactor¹³. Deze laatste twee parameters zijn in Europa en de VS verantwoordelijk voor de verlengde bouwperiode die in combinatie met een relatief hoge WACC voor hogere kapitaalskosten zorgen en daarmee voor het grootste deel van de enorme kostenoverschrijdingen.

De hoogte van de uiteindelijke investeringen wordt in hoge mate bepaald door de kapitaalskosten. In het Verenigd Koninkrijk bijvoorbeeld wordt met een veel hogere WACC gerekend dan mag worden verwacht voor projecten waarvoor de overheid garant staat. Die hogere WACC heeft vooral een grote impact op de totale kostprijs als de bouwperiode toeneemt, zoals in Europa en in de VS bij nieuwe projecten het geval is. Een verdubbeling van de bouwperiode van 5 naar 10 jaar leidt met een WACC van 3% tot 8% hogere kosten en met een WACC van 7% tot 20% hogere kosten.

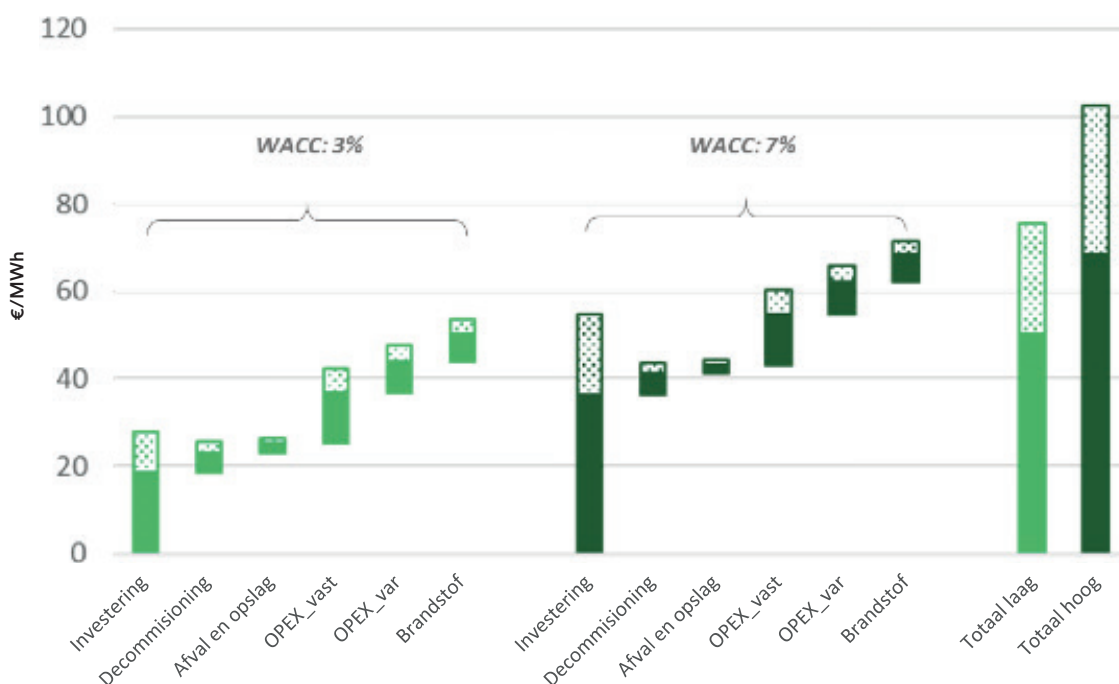
¹² Met de Overnight Investment Costs wordt de investering in een centrale aangeduid zonder rekening te houden met de bouwtijd. Als gevolg van de bouwperiode zullen de lasten toenemen vanwege de financieringskosten (met name rente)

¹³ Zie bijvoorbeeld de analyse van de Franse rekenkamer naar de budgetoverschrijdingen bij de bouw van Flamanville: Cour des comptes, 2020 – La filière EPR - Rapport public thématique

In Figuur 7 is een vertaling van alle kosten en investeringen naar de prijs per MWh gemaakt op basis van een kerncentrale die basislast (7800 uren per jaar) produceert. De gearceerde vlakken geven de onzekerheidsmarge weer zoals die uit de literatuur naar voren komt. De onzekerheidsmarge hangt samen met eerder genoemde factoren die van invloed zijn op de kosten zoals de rol die de overheid speelt, de projectaanpak door de hoofdaannemer en de mate van maturiteit van het ontwerp van de reactor bij aanvang van het project.

Om het effect van de WACC op de totale kosten te duiden zijn er twee kostprijsvarianten geanalyseerd; een project met een WACC van 3% en met WACC van 7%. Indien wordt gerekend met de hoge WACC van 7% ligt het aandeel van de investeringskosten in de totale kosten per MWh 35% hoger dan dezelfde berekening met een WACC van 3%.

Figuur 7 | Kosten € per MWh bij een centrale die 7800 uur per jaar produceert

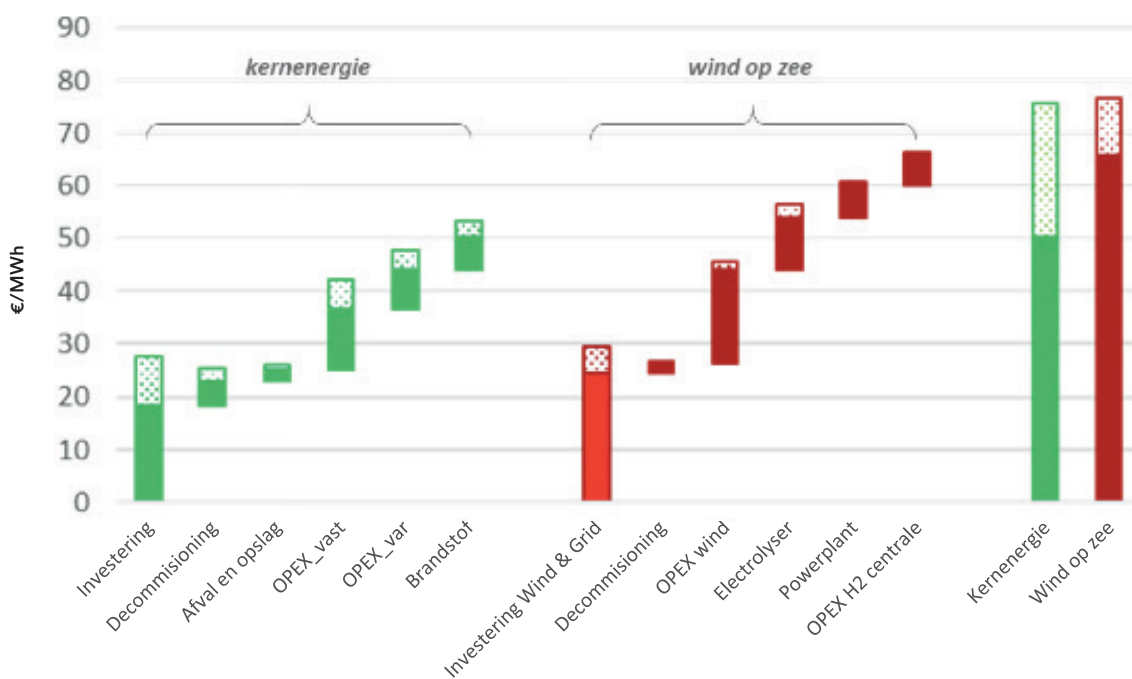


Kostenvergelijking met wind op zee

In Figuur 8 zijn de kosten van kernenergie (zoals eerder besproken) gezet naast de kosten van wind op zee. Beide zijn berekend met een WACC van 3%. Bij wind op zee zijn inschattingen voor kosten meegenomen voor electrolyse om voldoende waterstof te kunnen produceren waarmee in de waterstof centrale elektriciteit kan worden opgewekt die kan dienen als back-up voor periodes met te weinig wind. De (kosten) cijfers zijn gebaseerd op studies van Berenschot/Kalavasta¹⁴ en Afry¹⁵ en de IEA¹⁶.

De vergelijking tussen de kosten van kernenergie en wind op zee laat zien dat indien dezelfde aannames worden gedaan ten aanzien van de financieringskosten en ten aanzien van het product dat geleverd wordt (basislast elektriciteit), de totale kosten van kernenergie en wind op zee elkaar niet veel ontlopen. De kostenvergelijking is niet helemaal compleet en kan worden verfijnd, zo zijn bijvoorbeeld voor wind op zee de opslagkosten van waterstofgas niet meegenomen en is ervan uitgegaan dat de aansluitkosten van beide technologieën vergelijkbaar zijn.

Figuur 8 | Kosten € per MWh kernenergie en wind op zee inclusief back-up



¹⁴ Berenschot/Kalavasta, april 2020: Systemeffecten van nucleaire centrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050

¹⁵ Afry, March 2020: The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind
IEA, June 2019: The Future of Hydrogen

¹⁶ Planbureau voor de Leefomgeving, oktober 2020: Klimaat- en Energieverkenning 2020

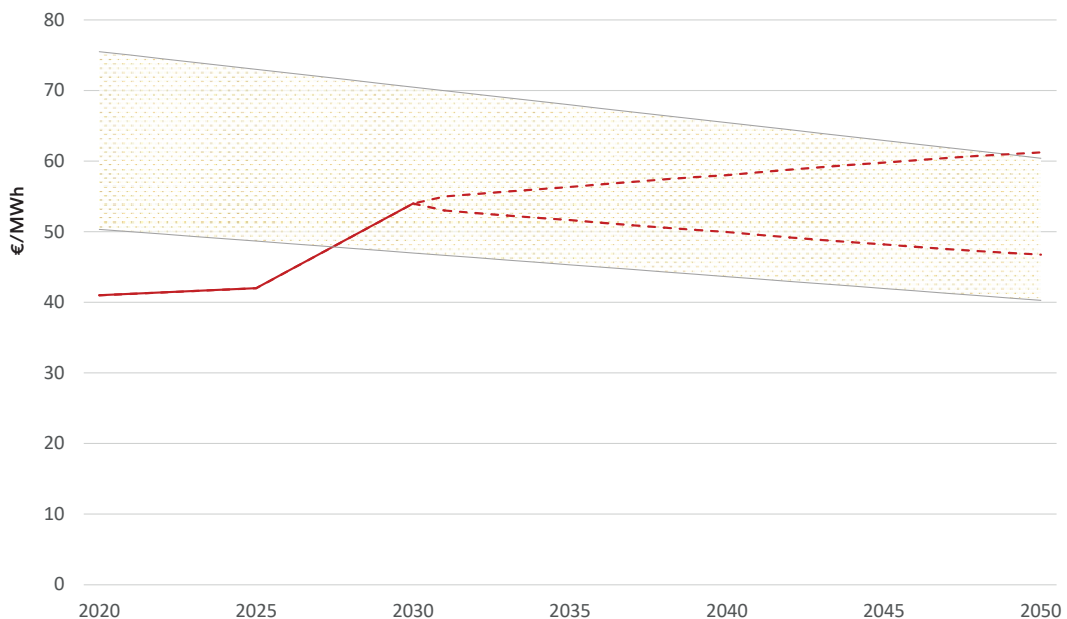
Perspectief businesscase kernenergie

Als de verwachte kostprijsontwikkeling wordt afgezet tegen de verwachtingen van de elektriciteitsmarktprijzen uit de Klimaat en Energieverkenning 2020 (KEV2020)¹⁷ zoals in Figuur 9 wordt gedaan, wordt duidelijk dat kernenergie competitief kan worden.

In Figuur 9 wordt met het dalende lichtgele gearceerde oppervlak de vermoedelijke range weergegeven waarbinnen de kostprijs van kernenergie zich tot 2050 zal ontwikkelen. Hierbij is aangenomen dat de kosten als gevolg van leer- en schaafeffecten tot 2050 met 20% gaan dalen. De rode lijn geeft de verwachting van de KEV2020 weer tot aan 2030. Na 2030 is een forecast gemaakt van de range waarbinnen elektriciteitsprijzen zich gaan ontwikkelen volgens modelberekeningen op basis van twee scenario's .

Zoals uit de grafiek blijkt kan kernenergie ondersteund worden door een positieve businesscase als de geleerde lessen van huidige projecten worden toegepast in een marktstructuur waar de overheid een leidende rol neemt en de mogelijkheid biedt om lange termijn prijs en projectrisico's te mitigeren (zie volgende hoofdstuk). Ook is kernenergie een concurrerende technologie zoals duidelijk wordt uit de vergelijking met de kostprijs van wind op zee. Beide analyses geven aan dat kernenergie bedrijfseconomisch relatief positieve vooruitzichten heeft.

Figuur 9 | Elektriciteitsprijzen versus kernenergie kosten



¹⁷ Modelberekeningen zijn gemaakt op basis van scenario analyse door eRisk Group waarbij onder meer is gevarieerd met hogere en lagere CO₂- en gasprijzen

Noodzakelijke marktstructuur

De minister van EZK heeft meerdere keren aangegeven open te staan voor de ontwikkeling van nieuwe kerncentrales in Nederland. Dit is een zachte toezegging omdat er onder de huidige marktomstandigheden geen nieuwe ontwikkelingen van nieuwe kerncentrales zullen komen. Dit geldt overigens ook voor gascentrales. Met de toename van duurzame elektriciteitsproductiecapaciteit (in 2030 al meer windcapaciteit dan de maximale vraag en daarbovenop nog een aanzienlijke hoeveelheid zon PV) zal het aantal uren dat zo'n centrale kan produceren te gering zijn om de investering terug te kunnen verdienen.

Om nieuwe ontwikkelingen op gang te brengen moet daarom de vraag worden gesteld welke marktstuuringsmechanismen er nodig zijn om grote en lange termijn onzekerheden te verkleinen. Commerciële ondernemingen investeren dan mogelijk niet alleen in technologieën die op kortere termijn rendabel zijn, maar niet noodzakelijkerwijs wenselijk op de lange termijn, maar ook in technologieën met hoge investeringen en grotere onzekerheden, die op de lange termijn een grotere meerwaarde voor het energiesysteem kunnen hebben, zoals kernenergie.

Een onderzoek van de Stichting Economisch Onderzoek (SEO)¹⁹ van de Universiteit van Amsterdam uit 2013 laat helder zien dat de huidige marktstuuringsmechanismen niet goed functioneren. Als belangrijke oorzaak wordt genoemd dat “marktfalen” nu wordt bijgestuurd met subsidies en wet- en regelgeving, maar dat daarbij onvoldoende aandacht is voor transactiekosten. Transactiekosten zijn die kosten die noodzakelijk zijn om het systeem te laten functioneren.

¹⁹ SEO, oktober 2013: Energiebeleid in onbalans. De energiemarkt vanuit transactiekostenperspectief

Niet alle sturingsmechanismen zijn in dezelfde mate geschikt om publieke doelstellingen te kunnen realiseren. Er worden in het SEO onderzoek vier sturingsmechanismen onderscheiden:

- Concurrentie: maximale marktwerking wordt bevorderd, de markt wordt minimaal gecorrigeerd om doelstellingen te realiseren (delen van de huidige energiemarkt);
- Regulering: bedrijven behalen een gereguleerd rendement met door de overheid goedgekeurde tarieven. Met name in monopoliesituaties (zoals energienetwerken);
- Instituties: de overheid realiseert doelstellingen door overeenkomsten aan te gaan met grote marktpartijen;
- Hiërarchie: voorbeeld is de oorspronkelijke organisatie van de nutssector.

Het sturingsmechanisme waar zowel in het Verenigd Koninkrijk als in Nederland goede resultaten mee zijn geboekt is instituties. Het heeft er in beide landen toe bijgedragen dat de groei van wind op zee wordt (en is) gerealiseerd. De overheid heeft door middel van tenders met grote consortia parken vergund en deze op verschillende wijze in beide landen financieel ondersteund. In Nederland initieel door een subsidie (SDE) en het volledig faciliteren van de infrastructuur waardoor de parkeigenaren alleen het park zelf nog maar hoeven te bouwen en aan te sluiten (op zee) waardoor de business case inmiddels niet verder ondersteund hoeft te worden. In het Verenigd Koninkrijk door langjarige prijsafspraken waartegen de geproduceerde energie verkocht wordt (Contract for Difference). Op dezelfde manier worden de kerncentrales ondersteund in het VK, wat heeft geleid tot de twee in aanbouw zijnde centrales Hinkley Point C en Sizewell C.

Nederland kent vooralsnog geen ondersteunend beleid voor CO₂-neutrale kernenergie. Indien Nederland kernenergie een rol wil laten spelen in de transitie naar een CO₂-neutraal energie- en grondstoffenlandschap in 2050 zou onderzocht moeten worden of het sturingsmechanisme instituties ook een bijdrage kan leveren. Zonder een aanpassing van de marktorganisatie blijft de toekomst voor investeerders onzeker en vormt daarmee de grootste barrière voor nieuwbouw en zelfs voor de mogelijke optie om Borssele na 2033 operationeel te houden.

Nucleair afval

Het ontmantelen en langdurig bewaren van radioactief afval maakt kernenergie fundamenteel anders dan een willekeurige andere technologie. Landen hebben tot nu toe verschillende oplossingen gekozen. Vrijwel nergens is al sprake van de realisatie van een eindberging. Alleen Finland lijkt dit met een berging in de diepe ondergrond te gaan realiseren. In Nederland wordt afval tot nu toe tijdelijk bovengronds opgeslagen. Een recente studie²⁰ naar langdurige opslag komt tot de volgende conclusies:

- Het afval voor de lange termijn bergen is volgens de onderzoekers mogelijk in Boomse klei en in steenzout. De kleibodemlaag waar in het onderzoek vanuit wordt gegaan is door heel Nederland te vinden en steenzout in het Noordelijke helft van Nederland;
- De schatting van de kosten voor de een dergelijk eindberging van radioactief afval gaat volgens de onderzoekers totaal ongeveer 2,05 miljard euro kosten en zal 1,4 vierkante kilometer aan ruimte in beslag nemen.

Voor de ontmanteling van Borssele en de langdurige opslag van kernafval is een fonds opgezet waarin een deel van de opbrengsten van Borssele wordt gestort om aan deze langlopende verplichtingen te kunnen voldoen. Voor opslagkosten van nucleair afval voor de nieuw te bouwen 9 GW aan kernenergiecentrales moet rekening worden gehouden met minimaal 145 miljoen euro en maximaal 218 miljoen euro per jaar. Voor de ontmantelingskosten van die centrales wordt in de eerder gepresenteerde kosteninschatting rekening gehouden met ca. €9 miljard euro bij aanvang van de nieuwbouw.

²⁰ OPERA, januari 2018: Van afval naar berging, tijd voor verantwoordelijkheid

Werkgelegenheidsaspecten

In deze studie is op basis van een beperkt aantal aannames geanalyseerd wat de directe (permanente en tijdelijke) werkgelegenheidseffecten van de bouw van kerncentrales is. Op dit moment zijn naar schatting ongeveer 3100 mensen werkzaam in bedrijven die opereren in de verschillende nucleaire waardeketens. De sector genereert een geschatte omzet van ongeveer €1 miljard. De centrale in Borssele had eind 2019 ruim 500 mensen in dienst of gecontracteerd. Direct verbonden met Borssele zijn de activiteiten van URENCO (opwerking) en COVRA (opslag). De activiteiten van COVRA zullen ook bij een afscheid van kernenergie blijven doorgaan aangezien nucleair afval voor lange tijd moet worden opgeslagen en gemonitord.

Indien er in Nederland geïnvesteerd gaat worden in de bouw van nieuwe kerncentrales zal dat een positieve impact op werkgelegenheid hebben. In deze studie zijn aannames rondom permanente en tijdelijke werkgelegenheidseffecten daarvan gedaan. Deze betreffen met name de directe werkgelegenheidseffecten. Het scenario Onafhankelijke Groei gaat zoals geschetst uit van 9GW. In dat scenario zullen dan waarschijnlijk 5 of 6 nieuwe centrales worden gebouwd.

Figuur 10 illustreert hoeveel fte's betrokken zullen zijn bij de bouw en exploitatie van deze centrales. Op basis een analyse van de werkgelegenheidsgegevens van de centrale in Borssele en rondom de bouw van de drie kernenergiecentrales in Europa is een inschatting gemaakt van het aantal permanente en tijdelijke FTE's. Er wordt uitgegaan van 700FTE's permanente werkgelegenheid per centrale per jaar en 25.000FTE's tijdelijk gedurende de bouwperiode. Over de gehele periode tot 2050 resulteert dat in gemiddeld ruim 6.000FTE's per jaar. Aangezien Borssele een belangrijke mogelijke locatie is zal één derde daarvan in Zeeland kunnen zijn.

Hoewel de indirecte werkgelegenheidseffecten van de bouw van kernenergiecentrales niet zijn meegenomen in het onderzoek zullen die aanzienlijk kunnen zijn. Bijvoorbeeld op gebied van toelevering en kennisinstellingen. Een uitvoerig onderzoek is nodig om deze effecten en de precieze impact van de nieuwbouw op de directe werkgelegenheid goed in kaart brengen.

Figuur 10 | Ontwikkeling werkgelegenheid



De Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur

De nucleaire sector is in vergelijking met de ons omringende landen een relatief kleine, maar wel belangrijke kennissector. Nederland is op veel plaatsen in de diverse waardeketens aanwezig, maar met weinig bedrijven en instellingen. De ‘dunne’ keten maakt de sector in Nederland relatief kwetsbaar. Alleen intensieve samenwerking van alle stakeholders waarborgt goede resultaten en hoge kwaliteit wetenschappelijk onderzoek. De relatief geringe industriële belangen maken Nederlands onderzoek onbelast met specifieke belangen. Mede hierdoor speelt Nederland ook internationaal op aantal terreinen een vooraanstaande rol, maar de positie wordt bedreigd omdat de sector te kampen heeft met negatieve publiciteit. De sector is daardoor niet aantrekkelijk voor de overheid en investeerders. De sector krimpt daardoor in Nederland.

Een helder toekomstbeeld waarin ruimte is voor groei van de sector kan voortbouwen op de sterktes en kansen van de Nederlandse sector; bijvoorbeeld een toekomstbeeld met een rol voor kernenergie in energietransitie, zal de sector een positieve impuls geven waardoor de sector kan groeien en weer aantrekkelijker kan worden voor investeerders, als werkgever en als wetenschappelijk onderzoeksgebied.

Een op te richten Nationaal Platform Nucleaire Technologie en Straling (PNUTS) zoals voorgesteld in een recent rapport van de ANVS²¹ kan een centrale rol vervullen bij het realiseren van zo'n toekomstbeeld. Daarvoor moet wel de huidige focus op straling worden uitgebreid met andere focusgebieden zoals de toepassing en doorontwikkeling van kernenergie. Het rapport doet nog een aantal belangrijke aanbevelingen die het draagvlak voor nucleaire technologieën kunnen vergroten:

- Stel vanuit het Rijk een kennis- en innovatie agenda Nucleaire Technologie en Straling op;
- Richt een nationaal Platform Nucleaire Technologie en Straling op en initieer vanuit het Platform drie impulsprogramma's op het gebied van bewustwording, onderzoek en onderwijs;
- Richt een Human Resources Observatorium voor Nucleaire Technologie en Straling op;
- Versterk de horizontale interdepartementale coördinatie op (hoog)ambtelijk niveau.

²¹ ANVS (Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming), april 2020: Naar een Agenda en Platform Nucleaire Technologie en Straling

De belofte van Small Modular Reactors

Small Modular Reactors worden gezien als een techniek die door hun kleinschaligheid (waardoor bij serieproductie sprake is van economies of scale) kostenefficiënter kunnen worden gebouwd dan grote kernenergiecentrales. Een aantal bedrijven claimt de kosten significant te kunnen reduceren met de introductie van de SMR's. Bij deze centrales kan tot 80% van de centrale vooraf, modulair geproduceerd worden om vervolgens lokaal in elkaar gezet te worden. De grootste voordelen die worden genoemd van SMR's zijn: harmonisatie en vereenvoudiging van het ontwerp, pré fabricage en standaardisatie en schaalvoordelen doordat er grotere aantallen van kunnen worden geproduceerd binnen een relatief korte bouwtijd. Het nadeel van SMR's is dat er nog weinig projecten van de grond zijn gekomen waardoor er een gebrek aan ervaring is met projectontwikkelingsfacetten zoals het moeizame proces dat moet worden doorlopen om goedkeuring voor een bouwvergunning te krijgen. Als bijvoorbeeld zo'n proces in ieder land opnieuw zou moeten worden doorlopen zullen de vermeende SMR's kostenreducties waarschijnlijk veel lager uitvallen. Momenteel zijn er wereldwijd een groot aantal bedrijven die SMR's ontwikkelen²², vier daarvan geven een beeld van de verscheidenheid aan ontwikkelingen:

- Rolls-Royce werkt aan een concept met een beoogde capaciteit van 220MWe tot 440MWe per unit. De ontwikkeling moet per 2028 leiden tot de eerste operationele centrale. De geschatte bouwtijd is vijf jaar;
- De ontwikkeling van de U-Battery. Het U-Battery concept gaat uit van een kleine SMR (5 - 10MWe) die kan worden ingezet om elektriciteit en hoge temperatuurwarmte te produceren voor de industrie. De U-Battery wordt momenteel ontwikkeld in het VK. De U-Battery was oorspronkelijk door de TU-Delft en de University of Manchester ontwikkeld (geïnitieerd door Urenco);
- De NuScale reactor. Een 200MWth (60MWe) concept uit de VS. Momenteel wordt in de VS gewerkt aan een eerste project en heeft NuScale een grote subsidie van de Amerikaanse overheid gekregen.
- Tenslotte de SMR die in China door China National Nuclear Corporation (CNNC) momenteel wordt gebouwd. Een 125MW centrale die in 2025 operationeel moet zijn²³.

Hoewel de verschillende technologieën kansrijk worden geacht zijn er nog veel onzekerheden over de uiteindelijke kosten en de snelheid waarmee SMR's een bijdrage zouden kunnen leveren. Concrete pilotprojecten kunnen het proces versnellen en de potentie van SMR's

²² Mycle Schneider, September 2019: The World Nuclear Industry Status Report

²³ CNNC website press release, July 2019: CNNC starts small nuclear reactor project



