

EnergieTransitie
Radarweg 60
1043 NT Amsterdam

TNO-rapport

www.tno.nl

TNO 2020 P12092

T +31 88 866 50 10

**De rol van kernenergie in de energietransitie
van Noord-Brabant**

Datum	1 februari 2021
Auteur(s)	Martin Scheepers (TNO) Geert-Jan de Haas (NRG) Ferry Roelofs (NRG) Harm Jeeninga (TNO) Joost Gerdes (TNO)
Aantal pagina's	47 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	Provincie Noord-Brabant
Projectnaam	Kernenergie Noord-Brabant
Projectnummer	060.46358

Alle rechten voorbehouden.

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

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2020 TNO



Samenvatting

De Provincie Noord-Brabant heeft TNO gevraagd onderzoek te doen naar de rol die kernenergie kan spelen in de energietransitie van Noord-Brabant. Het onderzoek is samen met NRG uitgevoerd. Het betreft hier een studie van beperkte omvang met een korte doorlooptijd waarin op basis van openbare bronnen de recente inzichten met betrekking tot onder andere kosten, veiligheid en de rol en inpasbaarheid van kernenergie in een CO₂-arme energiehuishouding op een rij zijn gezet. Hierbij is specifiek gekeken naar de potentie van zogeheten vierde generatie kerncentrales. In het kader van deze studie zijn geen nieuwe of aanvullende berekeningen of analyses uitgevoerd.

Realisatietermijn nieuwe kerncentrale

De termijn waarop in Nederland een nieuwe kerncentrale commercieel in bedrijf kan zijn is niet alleen afhankelijk van de feitelijke bouwtijd maar ook van de tijd die nodig is om het vergunningstraject te doorlopen. Voor generatie 4 reactoren, die nog in ontwikkeling zijn, komt daar de tijd nog bij die nodig is voor grootschalige experimenten en voor de aanpassing van de vergunningsvoorwaarden aan de nieuwe technologie. Bij het inschatten van de totale doorlooptijd van vergunningsaanvraag en bouw tot het moment dat de kerncentrale in productie kan zijn, is het derhalve van belang om te weten of het gaat om een generatie 3 of generatie 4 centrale en of het hierbij gaat om een eerste versie ('first-of-a-kind') of een gangbaar, goed gedocumenteerd type. Omdat er ook binnen de generatie 3 centrales nog nieuwe types ontwikkeld worden, kan ook voor deze generatie nog sprake zijn van 'first-of-a-kind' centrales.

Generatie 3 kerncentrales

De totale doorlooptijd van het vergunningstraject en de periode voor bouw van een moderne watergekoelde generatie 3 kerncentrale tot het moment dat deze in productie is, met een kleine overlap tussen de vergunnings- en bouwphase, bedraagt minimaal 11 jaar voor een goed beschreven en gedocumenteerd reactormodel die al een aantal keren is gebouwd onder vergelijkbare condities. Voor een first-of-a-kind reactormodel moet rekening worden gehouden met een significant langere doorlooptijd. De doorlooptijd van het vergunningstraject voor een goed beschreven en gedocumenteerd (generatie 3) reactormodel bedraagt naar verwachting vier jaar. De bouwtijd voor een inmiddels gangbaar generatie 3 reactortype wordt voor Europa op minimaal acht jaar geschat. Generatie 3 centrales die recent in Europa zijn gebouwd dan wel in aanbouw zijn hebben echter te maken met significante vertragingen in de bouwtijd. Dit is grotendeels toe te schrijven aan het gegeven dat het hier gaat om een eerste versie van een nieuw type kerncentrale. Voor twee in Europa in aanbouw zijnde first-of-a-kind centrales geldt dat de bouwtijd inmiddels is opgelopen tot meer dan 16 jaar.

Generatie 4 kerncentrales

Omdat er onzekerheid bestaat over het oplossen van de uitdagingen bij de ontwikkeling van generatie 4 reactoren, is over het tijdspad tot realisatie van nieuwe generatie 4 reactoren geen harde uitspraak te doen. Als de uitdagingen die specifiek gelden voor een thorium MSR reactor zijn opgelost, zal voor de uiteindelijke realisatie van een eerste versie van deze reactor, met de huidige kennis en inzichten, rekening moeten worden gehouden met een totale doorlooptijd van 20 tot 25 jaar. Belangrijk is hierbij op te merken dat voorafgaand aan de

vergunningaanvraag complexe experimenten uitgevoerd dienen te worden om de veiligheid van dit nieuwe reactortype aan te tonen en te toetsen aan de eisen voor de nieuwe type reactoren. In het kader van deze studie is hierover geen harde uitspraak te doen over de doorlooptijd hiervan. Als deze technische uitdagingen worden opgelost is de tijd voor de oplevering van een vergunbaar model voor een thorium MSR reactor naar schatting 15 tot 20 jaar (voor andere generatie 4 reactoren gelden termijnen van 10 tot 20 jaar). Daarna volgt de bouwtijd voor de thorium MSR reactor van 5 jaar. Het gaat om een 'first-of-a-kind', die echter kleiner is dan de huidige generatie 3 reactoren. Generatie 4 kerncentrales hebben voordelen ten opzichte van de huidige gangbare concepten als het gaat om de wijze waarop veiligheid wordt geborgd, het efficiënter gebruik van grondstoffen (uranium, thorium) en het beperken van de productie van (langlevend) radioactief afval. Tegenover deze voordelen staan ook nog een groot aantal uitdagingen bij de ontwikkeling van de reactoren die per reactortype anders zijn.

Bijdrage aan klimaatdoelen 2030

Gegeven de tijd die nodig is voor het doorlopen van het vergunningstraject en de bouw van een kerncentrale, is het vrijwel uitgesloten dat voor 2030 kernstroom uit een in Nederland nieuw te bouwen kerncentrale van generatie 3 een bijdrage aan de klimaatdoelen van de Provincie Noord-Brabant kan leveren. Voor de eventuele bouw van een nieuwe kerncentrale heeft de Nederlandse regering een drietal (waarborgings)locaties aangewezen (Eemshaven, Maasvlakte I en Borssele), alle drie buiten de provincie Noord-Brabant. De Rijksoverheid is verantwoordelijk voor het aanwijzen van een waarborgingslocatie.

Ruimtebeslag

Het directe ruimtegebruik voor een kerncentrale is in vergelijking tot zonne-energie 100 tot 1000 maal kleiner, als uitgegaan wordt van dezelfde hoeveelheid geproduceerde elektriciteit. Windenergie op land heeft ongeveer 10 maal meer ruimte nodig dan zonne-energie, omdat rekening moet worden gehouden met de onderlinge opstelling van de windturbines. Het directe grondgebruik van windenergie op land is echter 45 tot 50 maal kleiner dan van zonne-energie. Bij wind- en zonne-energie is vaak meervoudig ruimtegebruik mogelijk (bijvoorbeeld landbouw bij windenergie en gebouwintegratie bij zonne-energie), hetgeen niet het geval is bij een kerncentrale. De mogelijke impact van een kerncentrale op de omgeving is groter: in een straal van 100 km rond de kerncentrale zijn er directe gevolgen bij een kernongeval.

Kosten kernenergie

De in de literatuur gegeven schattingen ten aanzien van de productiekosten voor elektriciteit uit toekomstige kerncentrales en de concurrentiepositie ten opzichte van andere opties zoals zon- en windenergie lopen sterk uiteen. Dit is in belangrijke mate te verklaren door verschillen in methodiek (bijvoorbeeld ten aanzien van toerekening van systeemkosten) en aannames rondom kostendalingen voor zowel kerncentrales als concurrerende opties, zoals wind- en zonne-energie. Geraadpleegde studies gaan hier verschillend mee om en gebruiken verschillende data en aannames, waardoor er bij onderlinge vergelijking tegenstrijdigheden ontstaan. De verschillen bij aannames over kosten van kernenergie zijn daarbij kleiner dan de aannames voor zon- en windenergie.

Rentabiliteit van kernenergie

Kernenergie wordt gekenmerkt door hoge investeringen en lage variabele kosten. Om deze investeringen terug te verdienen is het maken van zoveel mogelijk draaiuren (vollasturen) noodzakelijk. Elektriciteitsproductie uit zon en wind hebben echter nog lagere variabele kosten dan kerncentrales. Dat betekent dat in een energiemarkt waarbij met zon en wind een groot deel van het jaar in de elektriciteitsvraag kan worden voorzien, het aantal uren dat de kerncentrale in bedrijf is sterk afneemt. Hierdoor zal het niet meer mogelijk zijn om de investeringskosten terug te verdienen. In een energiesysteem waarin de productie van waterstof met elektrolyse een grote rol speelt, kan mogelijk het aantal vollasturen van een kerncentrale verhogen. De door Berenschot en Kalavasta uitgevoerde systeemstudie laat echter zien dat een scenario met waterstofproductie op basis van elektriciteit uit een kerncentrale tot hogere maatschappelijke kosten leidt dan in een referentiescenario zonder kernenergie.

Voor het beoordelen van de economische rentabiliteit worden verschillende methoden gebruikt. De meest gebruikelijke zijn de Levelized Cost of Electricity (LCOE), de marginale kosten van het elektriciteitsproductiepark en de totale systeemkosten. Hoewel de Levelized Cost of Electricity (LCOE) methode laat zien dat elektriciteit geproduceerd uit wind- en zonne-energie lagere kosten heeft dan die uit kerncentrales van generatie 3, en de kosten van generatie 4 waarschijnlijk nog hoger zijn, zegt die methode niets over de opbrengsten voor een kerncentrale in een elektriciteitsmarkt met veel wind- en zonne-energie. Bij de LCOE methode wordt er meestal van uitgegaan dat de kerncentrale de meeste tijd van het jaar in productie is. In een elektriciteitsmarkt met veel wind- en zonne-energie zal het aantal draaiuren voor een kerncentrale veel lager zijn met een stijging van de kostprijs tot gevolg.

Bij veel elektriciteitsproductie met wind en zon zal geïnvesteerd moeten worden in flexibiliteitsvoorzieningen. Flexibiliteitsvoorzieningen zorgen er voor dat vraag en aanbod van elektriciteit in balans blijft bij een variërend aanbod van elektriciteit uit wind en zon. Bij de bepaling van de systeemkosten wordt het hele elektriciteitssysteem beschouwd, inclusief de kosten voor elektriciteitstransport, back-up en flexibiliteitsvoorzieningen. De hogere productiekosten van een kerncentrale leiden, ondanks de lagere kosten voor flexibiliteit en minder kosten voor elektriciteit uit wind en zon, niet tot lagere systeemkosten in vergelijking met een systeem met meer wind- en zonne-energie en zonder kernenergie. De externe kosten, die geen deel uit maken van de elektriciteitskosten, zijn voor kernenergie vergelijkbaar met die voor wind- en zonne-energie.

De overheid kan de productie van elektriciteit subsidiëren en daarmee een minimale prijs garanderen. Dit zou kunnen als sprake is van een maatschappelijke bate die niet voldoende in de elektriciteitsmarkt wordt gewaardeerd. Bijvoorbeeld wanneer het noodzakelijk is de energievoorzieningszekerheid te verbeteren in een elektriciteitssysteem met voornamelijk wind- en zonne-stroom. De overheid kan ook met een investeringssubsidie de innovatierisico's verkleinen die gepaard gaan met de gecombineerde productie van elektriciteit en waterstof en/of warmte voor de industrie.

Kernenergie uit het buitenland

Eerder is aangegeven dat het vrijwel uitgesloten is dat middels elektriciteit uit een nieuw te bouwen kerncentrale een bijdrage geleverd kan worden aan de Brabantse

energiedoelen voor 2030. Met zogeheten certificaten van oorsprong, waarmee de herkomst van de stroom te koppelen is aan de afnemer van de stroom, zou in principe elektriciteit uit buitenlandse kerncentrales kunnen worden ingekocht. Hiervoor is het noodzakelijk dat het betreffende land waar de kernstroom wordt geproduceerd kiest voor full disclosure, wat betekent dat al de geproduceerde stroom wordt gecertificeerd. Voor full disclosure, dat naast Oostenrijk en Zwitserland recent door Nederland is ingevoerd, geldt geen EU verplichting. Ingekochte elektriciteit kan met deze certificaten van oorsprong als kernstroom worden gelabeld. Aankoop van deze kernstroomcertificaten zal in de praktijk echter niet snel leiden tot een hogere productie van elektriciteit uit kerncentrales doordat deze in vollast worden bedreven. Het beïnvloedt ook niet de elektriciteitsproductie in Nederland en heeft geen effect op de CO₂-emissies in Nederland en die in het buitenland.

Bijdrage provincie Noord-Brabant aan ontwikkeling generatie 4 kernreactoren

Gegeven de complexiteit en omvang van de onderzoeksopgave voor de ontwikkeling van generatie 4 kernreactoren is samenwerking, zowel nationaal als internationaal, essentieel. Door de jaren heen zijn er door verschillende onderzoeksorganisaties in (inter)nationaal verband roadmaps opgesteld. Het ontbreekt echter nog aan een samenhangende aanpak en budgetten voor onderzoek en bijbehorende experimentele infrastructuur. Nederland beschikt over een goede onderzoeks- en kennisinfrastructuur waarmee bijgedragen kan worden aan de ontwikkeling van nieuwe concepten voor kerncentrales. Een deel van de Nederlandse kennisinfrastructuur is in Noord-Brabant gevestigd (DIFFER, TU Eindhoven). Daarmee verkeert Nederland in een prima uitgangspositie om een vooraanstaande rol te spelen.

Handelingsperspectief Provincie Noord-Brabant

Besluitvorming over de meest relevante incentives voor de ontwikkeling en bouw van nieuwe kerncentrales ligt echter bij de nationale overheid. Wel kan de Provincie een rol spelen bij het agenderen van onderwerpen:

- Laten uitvoeren (of bij de Rijksoverheid daartoe bepleiten) van onderzoek naar de vraag of mogelijk sprake is van non-marktconformiteit bij kerncentrales in een elektriciteitsmarkt die bestaat uit enkel wind- en zonne-energie, bijvoorbeeld ten aanzien van energievoorzieningszekerheid. Indien hiervan sprake is, onderzoeken hoe de non-marktconformiteit kan worden gecompenseerd en daarmee de rentabiliteit van een kerncentrale kan worden verbeterd.
- Laten uitvoeren (of bij de Rijksoverheid daartoe bepleiten) van onderzoek naar de maatschappelijke meerwaarde van innovatieve toepassing van kernenergie bij gecombineerde productie van elektriciteit en waterstof of warmte voor de industrie. Hierbij zou ook moeten worden bekeken of zo'n innovatie in aanmerking kan komen voor financiële ondersteuning van de overheid (Rijk en of provincie).
- Het bepleiten bij de Rijksoverheid om de vastgestelde waarborgingslocaties voor kerncentrales te heroverwegen en een waarborglocatie in Noord-Brabant aan te wijzen indien de Provincie Noord-Brabant de realisatie van een kerncentrale in haar provincie wenst mogelijk te maken.
- Het ondersteunen van:
 - initiatieven voor opzetten van een internationaal consortium voor uitvoering van een ontwikkelingsprogramma voor generatie 4 reactoren;
 - realiseren van experimentele infrastructuur;
 - uitvoeren van grootschalige experimenten.

Hiertoe zou aansluiting gezocht kunnen worden bij het Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP)

- In gesprek gaan met bedrijven en onderzoeksinstituten (TUE, DIFFER) in de provincie Noord-Brabant om na te gaan of en hoe deze gestimuleerd en ondersteund kunnen worden tot deelname aan het hiervoor genoemde ontwikkelingsprogramma.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
1	Inleiding	8
2	Generatie 4 kerncentrales.....	10
3	Termijn waarop een nieuwe kerncentrale commercieel beschikbaar kan zijn	13
4	Veiligheid van kerncentrales	17
5	Radioactief afval van generatie 4 kerncentrales	19
6	Kostencomponenten van huidige en toekomstige generatie kerncentrales ..	21
7	Economische rentabiliteit van kerncentrales in de Nederlandse context	26
8	Mogelijke rol van kernenergie in de energietransitie binnen het Nederlandse energiesysteem.....	33
9	Kernenergie uit het buitenland.....	37
10	Onderzoek naar innovatieve kernenergietechnieken voor bedrijven en onderzoeksinstellingen in Noord-Brabant	40
11	Handelingsperspectief Provincie Noord-Brabant	42
	Geraadpleegde bronnen	45
	Bijlage(n)	
	A Vragen van de provincie Noord-Brabant	

1 Inleiding

De Provincie Noord-Brabant wil inzicht hebben in de mogelijke rol van kernenergie in de energietransitie van Noord-Brabant. Aanleiding hiervoor is de uitspraak van het college van Gedeputeerde Staten van Noord-Brabant dat de opwekking van kernenergie welkom is en dat ook de mogelijkheden van thorium verkend moet worden. Ook de Provinciale Staten hebben zich uitgesproken en het college van verzocht de generatie 4 kerncentrales en thoriumtechnologie als innovatief aan te merken en actief werk te maken van deze techniek. Ook kernfusie is hierbij als te onderzoeken techniek genoemd.

De provincie heeft TNO de opdracht gegeven om te onderzoeken welke rol kernenergie kan spelen in Noord-Brabant. TNO heeft dit onderzoek uitgevoerd in samenwerking met de Nuclear Research & Consultancy Group (NRG). Aan de hand van een aantal onderzoeksvragen (zie Bijlage A) hebben TNO en NRG informatie op een rij gezet waarmee de vragen worden beantwoord. Waar TNO zich primair richt op de economische aspecten van de verschillende vormen van kernenergie, inclusief de inpassing in de elektriciteitsmarkt, kijkt NRG naar de technologische aspecten van kernenergie.

Het betreft hier een beperkt onderzoek waarbij voor beantwoording van de verschillende vragen gebruik is gemaakt van informatie en onderzoeksrapporten die eerder door TNO¹ en NRG zijn gepubliceerd, rapporten van andere kennisinstellingen en organisaties en peer-reviewed wetenschappelijke artikelen. Op verzoek van de opdrachtgever zijn ook enkele recent verschenen rapporten² meegenomen. Wat betreft kwantitatieve gegevens is informatie aan de literatuurbronnen ontleend. Er zijn voor dit onderzoek geen berekeningen of (kwantitatieve) analyses uitgevoerd. In de tekst wordt naar de literatuurbronnen verwezen. Een overzicht van de gebruikte bronnen staat achterin het rapport.

In dit rapport worden de verschillende aspecten besproken in de volgende 9 hoofdstukken. Aangegeven is welk instituut voor welk hoofdstuk verantwoordelijk is.

- Hoofdstuk 2 (NRG): De voor- en nadelen van generatie 4 kerncentrales (waaronder thorium) ten opzichte van generatie 3 kerncentrales.
- Hoofdstuk 3 (NRG): De geschatte termijn waarop een nieuwe kerncentrale commercieel beschikbaar kan zijn
- Hoofdstuk 4 (NRG): De veiligheid van kerncentrales.
- Hoofdstuk 5 (NRG): Radioactief afval van generatie 4 kerncentrales.
- Hoofdstuk 6 (TNO): Een overzicht van de kostencomponenten van de huidige en toekomstige generatie kerncentrales en duiding van de verschillen.

¹ Basis voor de economische analyse vormen onder meer de scenario's zoals beschreven in het TNO "Scenario's voor klimaatneutraal energiesysteem" (Scheepers, Faaij, & Brink van den, 2020).

² Het betreft hier onderzoek van Kalavasta en Beerenschot (Beerenschot, 2020b), onderzoek van ENCO (ENCO, 2020) in opdracht van de minister van EZK en het rapport van het German Institute for Economic Research (Wealer, Bauer, Göke, von Hirschhausen, & Claudia, 2019).

- Hoofdstuk 7 (TNO): Een schatting van de kostprijs van elektriciteit geproduceerd door nieuwe kerncentrales van de generatie 3 en 4, een analyse van de economische rentabiliteit van een generatie 3 kerncentrale in de Nederlandse context en een indicatie van de verschillen met een generatie 4 kerncentrale.
- Hoofdstuk 8 (TNO): De mogelijkheden voor een rol van kernenergie in de energietransitie binnen de Nederlandse context met een sterk groeiend aandeel elektriciteit uit wind en zon en andere overwegingen voor het al dan niet opnemen van kernenergie in de energiemix.
- Hoofdstuk 9 (TNO): Het effect op de (binnenlandse) vraag naar overige elektriciteitsopwekking van inkopen van kernenergie uit het buitenland.
- Hoofdstuk 10 (NRG): Mogelijkheden voor onderzoek naar innovatieve kernenergietechnieken voor bedrijven en onderzoeksinstellingen in Noord-Brabant.
- Hoofdstuk 11 (TNO): Welke stappen kan de Provincie Noord-Brabant nemen ten aanzien van realisatie van een kerncentrale.

2 Generatie 4 kerncentrales

Dit hoofdstuk is opgesteld door NRG

Bij de ontwikkeling van Generatie 4 kerncentrales is sprake van verbetering van de nucleaire technologie ten opzichte van de eerdere generaties. Er zijn echter ook een aantal uitdagingen die per nieuw concept verschilt.

Indeling in Generaties en Internationale roadmaps

De indeling in verschillende generaties kernreactoren stamt uit het begin van het millennium. Generatie 1 reactoren zijn de prototypes in de jaren '50 en '60 van de vorige eeuw. Generatie 2 reactoren zijn vercommercialiseerde reactoren (vrijwel allemaal gekoeld met water), die in de jaren '70 en '80 gebouwd zijn, waaronder de kerncentrale in Borssele. Generatie 3 reactoren zijn doorontwikkelde tweede generatie reactoren. Dit zijn de centrales die nu in wereldwijd in aanbouw zijn. Generatie 4 reactoren zijn reactoren die op duurzaamheid (o.m. zuiniger omgaan met natuurlijke grondstoffen), economie, veiligheid, en/of non-proliferatie significante vooruitgang moeten laten zien ten aanzien van derde generatie reactoren. Het Generation IV International Forum (GIF) heeft in 2002 (GIF, 2002) een technologie roadmap gepresenteerd met daarin een zestal 'Generatie 4' concepten. Deze concepten worden met de volgende Engelse termen aangeduid:

- Supercritical Water Cooled Reactor (superkritisch water gekoelde reactor) [SCWR]
- High Temperature Reactor (hoge temperatuur reactor) [HTR]
- Sodium cooled Fast Reactor (natrium gekoelde snelle reactor) [SFR]
- Lead cooled Fast Reactor (loodgekoelde snelle reactor) [LFR]
- Gas cooled Fast Reactor (gasgekoelde snelle reactor) [GFR]
- Molten Salt Reactor (gesmolten zout reactor) [MSR].

Deze zes concepten hebben alle zes sterke en minder sterke punten. Deze worden uitvoerig beschreven in het handboek voor generatie 4 reactoren (Prioro I., 2016). In Europa is in 2007 het Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP) opgericht met de publicatie van een gezamenlijk gedragen visiedocument (SNETP, 2007). In dit visiedocument wordt bij Generatie 4 reactoren onderscheid gemaakt tussen reactoren die met name gericht zijn op verbetering van de duurzaamheid van kernenergie en reactoren die met name gericht zijn op gecombineerde warmtekracht toepassing waarbij zowel elektriciteit als proceswarmte aan de industrie geleverd wordt door de kerncentrale. In 2012 is hier een bijlage over gesmolten zout reactoren aan toegevoegd (SNETP, 2012). Met input van de lidstaten en SNETP heeft de Europese Commissie in 2019 de bijdrage van kernenergie binnen het Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) gepubliceerd (SET, 2019).

Binnen Nederland is in 2017 door Nucleair Nederland³ een roadmap gepubliceerd (Nucleair Nederland, 2017). In dit hoofdstuk gaan we in op de verschillende

³ De vereniging Nucleair Nederland bestaat uit zes Nederlandse nucleaire bedrijven en organisaties: COVRA, EPZ, NRG, PALLAS, Reactor Instituut Delft en Urenco. De vereniging wil een evenwichtige bijdrage leveren aan het nucleaire debat en tegelijkertijd de brede toepassing van nucleaire technologie onder de aandacht brengen. Nucleaire technologie kent vele toepassingen: van energie tot voedselveiligheid en van medische behandelingen tot ruimtevaart.

eigenschappen en toepassingen van de reactoren die in deze roadmap genoemd worden. In het volgende hoofdstuk wordt ingegaan op de vraag binnen welke termijn realisatie te verwachten valt en in hoofdstuk 11 proberen we te duiden wat dat kan betekenen voor de provincie Noord-Brabant. In de roadmap van Nucleair Nederland wordt duidelijk gemaakt dat verschillende types generatie 4 reactoren een verschillend toepassingsgebied hebben. In deze roadmap wordt ook gesproken over kleine modulaire reactoren (Small Modular Reactor, SMR). Dit zijn reactoren met een relatief klein vermogen (tot 300 MW). Vanwege de kleinere schaal kunnen de meeste componenten seriematig in een fabriek gemaakt worden en kan het ontwerp eenvoudiger zijn. Dit levert een kostenvoordeel op dat grotendeels het nadeel van de kleine schaal opheft⁴. Doordat het investeringsrisico voor een eerste module minder groot is dalen de financieringslasten. Het investeringsrisico en daarmee de financieringslasten voor volgende modules worden nog verder omlaag gebracht omdat met de eerste module reeds inkomsten gegenereerd worden terwijl eventuele volgende modules nog in aanbouw zijn. Dit is wezenlijk anders dan bij een grootschalige reactor waarbij gedurende de hele bouwtijd (die langer is dan die van kleine modules) geen inkomsten worden gegenereerd. Belangrijk om te beseffen is dat in principe alle types generatie 3 en 4 kerncentrales als SMR gebouwd kunnen worden. Voor de rest van dit rapport zal de focus met name gelegd worden op de watergekoelde SMR en 3 reactortypes (HTR, LFR en MSR) die door Nucleair Nederland in de roadmap worden benoemd.

Voor- en nadelen van verschillende generatie 4 reactoren

Zoals reeds genoemd hebben de watergekoelde SMR en de generatie 4 reactoren die in de roadmap van Nucleair Nederland genoemd worden verschillende toepassingen. De voor- en nadelen worden hieronder gededd:

- Kernreactoren kunnen seriematig in een fabriek gebouwd worden en bij groeiende vraag uitgebreid worden met een nieuwe module (SMR).
N.B.: Ook de andere reactortypes uit de roadmap kunnen als SMR gebouwd worden. Hiervoor gelden dan dezelfde voordelen. In de rest van dit rapport benoemen we met name de watergekoelde SMR.
- Generatie 4 kernreactoren zijn op de middellange termijn geschikt om een combinatie van elektriciteit en stoom te leveren voor de industrie (HTR).
N.B.: Ook andere generatie 4 kernreactoren (LFR en SFR) kunnen op de lange termijn zowel elektriciteit als stoom voor de industrie leveren, al is de stoomtemperatuur in deze reactoren lager dan bij een HTR.
- Generatie 4 kernreactoren zijn geschikt om met uranium en gebruikte radioactieve splijtstof 20x zo veel energie te halen uit dezelfde hoeveelheid uranium als huidige reactoren en bovendien minder radioactief afval te produceren. Door over te stappen op dit soort reactoren kunnen we nog tientallen eeuwen doen met de uraniumvoorraad⁵ op aarde (LFR en SFR).
- Generatie 4 kernreactoren in combinatie met thorium produceren minder afval. Met de hoeveelheid beschikbaar thorium in de wereld, die naar schatting drie

⁴ Door kernreactoren groter te bouwen dalen de kosten per megawatt (economy of scale) maar neemt de bouwtijd toe. Bij seriematige productie ontstaat ook kostendaling per megawatt door standaardisatie en relatief kortere bouwtijd (economy of numbers).

⁵ Het (OECD-IAEA, 2018) geeft aan dat met het gebruik van de bekende winbare hoeveelheden uranium (~8 miljoen ton uranium) de wereld nog 130 jaar vooruit kan in het huidige park met watergekoelde kernreactoren. Als daar ook minder makkelijk winbare en onzekere bronnen bij opgeteld worden is er voor nog ongeveer 245 jaar genoeg uranium. Wordt deze uraniumvoorraad gebruikt in snelle reactoren dan kan daarmee 20x langer mee worden gedaan, i.e. 4900 jaar.

maal zo groot is als de hoeveelheid uranium op aarde, kunnen we meer dan tienduizend jaar vooruit (MSR).

N.B.: (SNETP, 2011) maakt duidelijk dat thorium als splijtstof technisch gezien in alle types reactoren kan worden gebruikt (ook in de huidige generatie 2 en 3 watergekoelde reactoren). Het meest efficiënt is dit echter in een HTR of MSR. Daarom worden thorium en met name gesmolten zout reactoren dikwijls in één adem genoemd.

- Het gebrek aan ervaring met zowel bouw als bedrijf van generatie 4 reactoren brengt extra economische risico's met zich mee. De eerste reactor van zijn soort bevat dikwijls 'kinderziekten' die zich tijdens de eerste jaren van bedrijf openbaren. Omdat veiligheid hoogste prioriteit heeft, wordt in geval van afwijkend, niet verwacht gedrag, de centrale stilgelegd en grondig onderzocht waar de afwijking vandaan komt. De centrale wordt pas weer opgestart als volledig duidelijk is waar de afwijking vandaan komt, het eventuele probleem is verholpen, en de toezichthouder akkoord is om weer op te starten (alle typen).
- De splijtstof van generatie 4 reactoren heeft een andere vorm. Bij de ontwikkeling van nieuwe typen reactoren gaat het niet enkel om ontwikkeling van de reactor, maar ook om ontwikkelen en testen van andere fabricagemethoden en andere methoden om de gebruikte splijtstof te verwerken en op te slaan (alle typen).

In Nederland wordt door de TU Delft en NRG gewerkt aan de ontwikkeling van de MSR, waarbij ook in Europees verband wordt samengewerkt (zie ook hoofdstuk 10). In 2016 zijn door (Kloosterman, 2016) 5 onderwerpen genoemd waar het onderzoek zich op zou moeten toespitsen (speciale materialen, chemische thermodynamica, processen voor zuivering van het zout, veiligheidsstudies en gevalideerde rekenmethode). Op al deze gebieden is de afgelopen jaren door TU Delft en NRG vooruitgang geboekt. Er is echter nog geen reactor voorzien waarin deze onderzoeksresultaten kunnen worden toegepast.

3 Termijn waarop een nieuwe kerncentrale commercieel beschikbaar kan zijn

Dit hoofdstuk is opgesteld door NRG

De vraag op welke termijn in Nederland een nieuwe kerncentrale commercieel beschikbaar kan zijn is niet alleen afhankelijk van de feitelijke bouwtijd maar ook van de tijd die nodig is om het vergunningstraject voor een nieuwe kerncentrale te doorlopen. Voor generatie 4 reactoren komt daar de tijd bij die nodig is voor onderzoek en ontwikkeling, grootschalige experimenten en aanpassing van de vergunningsvoorwaarden aan de nieuwe technologie.

Sinds de ingebruikname van de kerncentrale in Borssele in 1973, bijna 50 jaar geleden, zijn in Nederland geen nieuwe centrales meer gebouwd. Er is dus geen recente ervaring met een nieuwbouwproces voor een kerncentrale in Nederland. De vraag op welke termijn in Nederland een nieuwe kerncentrale beschikbaar kan zijn kan daardoor niet zonder meer eenduidig beantwoord worden. Voor de bouw van een bestaand reactortype – generatie 3 van bijvoorbeeld Frans of Koreaans ontwerp – kan, mede op basis van recente ervaringen in het buitenland, wel een schatting gemaakt worden.

In Nederland wordt aan een aantal basisvoorwaarden voor een nieuwe kerncentrale voldaan. De huidige regelgeving⁶ biedt een reactorbouwer de mogelijkheid om een vergunning aan te vragen voor de bouw van een kerncentrale in Nederland. In de Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III, 2009) zijn door de overheid drie locaties aangewezen ('waarborging van vestigingsplaatsen') voor vestiging van een nieuwe kerncentrale: Borssele, Maasvlakte I en Eemshaven. Daarnaast beschikt Nederland over de noodzakelijke, faciliterende kennisinfrastructuur zoals genoemd in de richtlijnen van de IAEA⁷.

Het proces van nieuwbouw valt ruwweg uiteen in twee delen: het verkrijgen van de vergunning voor de bouw van de kerncentrale en de daadwerkelijke bouw tot de aansluiting op het net. De doorlooptijd van het vergunningstraject hangt mede af van reeds beschikbare (internationale) kennis en documentatie voor de beoordeling van het betreffende reactormodel. Zo zal de vergunningverlener kijken naar ervaringen bij zusterorganisaties in het buitenland. Een bedrijf dat een reactor wil laten bouwen kan op zijn beurt bij het opstellen van de documentatie voor de vergunningsaanvraag, gebruik maken van reeds door een reactorbouwer gepubliceerde rapporten zoals een Safety Analysis Report. Ook tijdens de volgende stap – de beoordeling van de documentatie – zal waar mogelijk teruggerepen worden op reeds beschikbare (reken)modellen. Voor een reeds goed beschreven en gedocumenteerd reactormodel bedraagt de doorlooptijd van het vergunningstraject naar verwachting vier jaar.

⁶ Zie: <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/straling/toepassingen-van-ioniserende-straling/kernenergie>

⁷ <https://www.iaea.org/publications/10873/milestones-in-the-development-of-a-national-infrastructure-for-nuclear-power>

Om een uitspraak te kunnen doen over de bouwtijd voor de huidige generatie 3 kerncentrales is gekeken naar afgeronde nieuwbouwprojecten sinds 2005. Gegevens hierover worden jaarlijks gepubliceerd door het International Atomic Energy Agency (IAEA, 2020). Tabel 3.1 vermeldt het aantal opgeleverde reactoren in de wereld voor de verschillende tijdsintervallen en de mediaan van de bouwtijd⁸. De mediaan van de bouwtijd (wereldwijd) ligt tussen de 5,5 en 10 jaar. De doorgaans kortere bouwtijden in Azië zijn voor een belangrijk deel het resultaat van een lange termijnvisie van de overheid bij de inrichting van het energieportfolio. Die visie heeft duidelijkheid en stabiliteit gecreëerd voor de nucleaire industrie aldaar die inmiddels tot volle wasdom gekomen is met een goed functionerende keten van componentenleveranciers. Nog niet opgenomen in de tabel is de ingebruikname in 2020 van de eerste van vier kerncentrales in de Verenigde Arabische Emiraten; deze had een bouwtijd van 8 jaar.

Tabel 3.1 Het aantal opgeleverde generatie 2 en 3 kerncentrales in de wereld met daarbij vermeld de mediaan van de bouwtijd. De bouwtijd is hier gedefinieerd als de periode tussen het storten van het eerste beton en de aansluiting op het net

Land	2006-2010	2011-2015	2016-2018	2019
	Aantal reactoren/ maanden	Aantal reactoren/ maanden	Aantal reactoren/ maanden	Aantal reactoren/ maanden
China	4/68	18/67	15/68	2/89
India	4/811	2/123	1/170	
Iran		1/122		
Japan	1/53			
Pakistan		1/64	2/67	
Roemenië	1/161			
Zuid-Korea	1/51	3/56	1/88	1/117
Rusland	1/323	3/108	3/99	3/153
Totaal	12/77	39/68	23/81	6/118

In de in Tabel 3.1 beschouwde periode is geen van de nieuwbouwprojecten in (West) Europa en de Verenigde Staten afgerond. De nieuwe centrales in Frankrijk en Finland zullen beide volgens de laatste planning in 2022 operationeel worden waarmee de bouwtijd dan uiteindelijk op respectievelijk 16 en 17 jaar zou komen (192-204 maanden). De vertragingen zijn voor een belangrijk deel terug te voeren op kwaliteitsvragen, zoals de kwaliteit van lassen, de koolstofconcentraties in het staal en meer in het algemeen de kwaliteitsbeoordeling. Hierbij dient opgemerkt te worden dat het in zowel Frankrijk als Finland om een 'first-of-a-kind' project gaat voor het nieuwe European Pressurized Reactor (EPR) model. Het (opnieuw) opbouwen van veel van de expertise op het gebied van regelgeving en reactorbouw voor deze eerste nieuwe centrales in Europa sinds de jaren '80, is voor een belangrijk deel verantwoordelijk voor de lange bouwtijd. Daarbij komt dat de toezichthouder tijdens de bouw de eisen scherper stelde. De bouwtijd van 9 jaar voor de twee volgende EPR centrales (in China) toont dat de bouwtijd van een nieuw type reactor met de opgedane kennis en ervaring aanzienlijk teruggebracht kan worden.

Op basis van bovenstaande gegevens, en er vanuit gaande dat de kennisbasis voor nieuwbouw zich ook in Europa de komende jaren blijft ontwikkelen, wordt de

⁸ De mediaan is de middelste waarde van een reeks bouwtijden.

bouwtijd van een nieuwe kerncentrale in Nederland van een inmiddels gangbaar generatie 3 reactortype op minimaal 8 jaar geschat. Omdat er een kleine overlap bestaat tussen het vergunningstraject en de feitelijke start van de bouw, komt de totale doorlooptijd van een nieuwbouwproject tot het moment van commerciële beschikbaarheid daarmee op minimaal 11 jaar.

Generatie 4 reactoren

De situatie is complexer voor innovatieve reactortypes. Een aantal van de achterliggende technologieën voor generatie 4 reactoren stammen uit de jaren '50, '60 en '70 van de vorige eeuw en zijn daadwerkelijk gebouwd. Het betreft hier demonstratiemodellen voor (hoofdzakelijk) onderzoek. Voorbeelden zijn de hoge temperatuur reactor (HTR) en zogenaamde 'snelle reactoren'. Een demonstratiereactor van een thorium MSR is nog nooit gebouwd. Daarbij moet opgemerkt worden dat doelstellingen destijds ten aanzien van aspecten als veiligheid, economie en duurzaamheid anders waren dan de doelstellingen zoals vastgesteld door het Generation IV International Forum (GIF, 2002) die zijn gebaseerd op ervaringen en inzichten opgebouwd sinds de jaren vijftig van de vorige eeuw.

Over het tijdspad tot realisatie van innovatieve reactoren zijn moeilijk harde uitspraken te doen. Hierbij speelt een aantal factoren een rol. Ten eerste dient de bestaande vergunningseisen voor een kerncentrale aangepast te worden aan de nieuwe technologie. De huidige procedure is opgesteld met de bestaande watergekoelde kerncentrales in gedachte. Voor innovatieve reactoren zullen de regelgevende instanties (in Nederland de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming, de ANVS) hier aanpassingen op moeten maken. Voor generatie 4 systemen zullen de vergunningseisen aangepast moet worden aan andere koelmiddelen, operationele en veiligheidssystemen.

Voorafgaand aan een vergunningsaanvraag dienen de veiligheidsanalyses op systeem- en componentniveau uitgevoerd te worden. Omdat het hier nieuwe concepten met veelal nieuwe materialen en splijtstoffen betreft, dienen kandidaat-materialen en splijtstoffen uitgebreid getest te worden onder condities vergelijkbaar met die van operationeel bedrijf. Hiervoor zijn grootschalige experimenten nodig. Ook moeten er voor generatie 4 reactoren opstellingen gebouwd worden om het koelsysteem te testen, zoals ook gedaan wordt/is voor de huidige generatie watergekoelde reactoren. Het gaat hier om complexe experimenten met een doorlooptijd in de orde van 5 tot 10 jaar. Voor een aantal innovatieve reactortypen wordt gekeken naar het concept van kleine, modulaire reactoren, small modular reactors (SMR). Deze reactoren zijn doorgaans kleiner en, afhankelijk van de technologie, minder complex. Daarbij is het idee dat de meeste componenten grotendeels door de industrie off-site in serie geproduceerd worden waarmee niet alleen de kosten maar ook de bouwtijden teruggebracht kunnen worden.

Voor de ontwikkeling van de experimentele infrastructuur om bij generatie 4 reactoren tot vergunbare modellen te komen zijn initiatieven van overheden nodig in samenwerking met de industrie. Ook internationale samenwerking is cruciaal: succesvolle ontwikkeling van een nieuw reactorconcept is een internationale aangelegenheid. Voor de ontwikkeling van kennis en het oplossen van technische vraagstukken zal een beroep gedaan moeten worden op de specifieke expertise en kennis die binnen de verschillende landen ontwikkeld is en wordt. Om die

ontwikkelingen te faciliteren en te stimuleren zijn door de jaren heen door verschillende onderzoeksorganisaties in (inter)nationaal verband roadmaps opgesteld. Het ontbreekt echter nog aan een samenhangende aanpak en budgetten voor onderzoek en bijhorende experimentele infrastructuur waarmee de ontwikkeling daadwerkelijk een impuls gegeven wordt.

Voor een SMR met een generatie 3 reactortechnologie kan een vergunbaar model binnen 10 jaar worden gerealiseerd als die wordt gebaseerd op de ervaring met kleine generatie 3 reactoren in schepen en onderzeeërs. De tijd voor de oplevering van een vergunbaar model voor een generatie 4 reactor type, inclusief de tijd nodig voor experimenten, ligt tussen de 10 en 20 jaar (Tabel 3.2). Dat geldt ook voor een SMR op basis van generatie 4 reactoren. Met een vergunbaar model wordt de basis gelegd voor de daadwerkelijke bouw van een reactor. Een belangrijke voorwaarde is duidelijk commitment van overheden, industriële partners en andere stakeholders. Zo dient betrokkenheid van de vergunningverlener in het ontwikkeltraject ervoor te zorgen dat er duidelijkheid komt over de beoordelingscriteria en de veiligheidseisen. Daarnaast vraagt een succesvol ontwikkeltraject om budgetten voor onderzoek en bijbehorende (experimentele) infrastructuur, en voor training en opleiding van een nieuwe generatie nucleaire onderzoekers en engineers. Voor de uiteindelijke realisatie van een thorium MSR reactor, die veel kleiner zal zijn dan de huidige generatie 3 reactor, moet met de huidige kennis en inzichten, rekening worden gehouden met een termijn van 20 tot 25 jaar, uitgaande van een bouwtijd van 5 jaar volgend op het beschikbaar komen van een vergunbaar model.

Tabel 3.2 Geschatte doorlooptijd tot beschikbaarheid van een vergunbaar model (GIF, 2002) (SET, 2019) (Nucleair Nederland, 2017)

Reactortype	Doorlooptijd
Watergekoelde SMR (generatie 3)	4-10 jaar
HTR	10-15 jaar
LFR	15-20 jaar
MSR	15-20 jaar

4 Veiligheid van kerncentrales

Dit hoofdstuk is opgesteld door NRG

Veiligheid is een randvoorwaarde voor het ontwerp, de bouw, het gebruik en het afbreken van kerncentrales en heeft altijd de hoogste prioriteit. De veiligheidssystemen van een kerncentrale hebben als doel om de kernreactie in de kern gecontroleerd te houden, voor voldoende koeling van de kern te zorgen, en ervoor te zorgen dat er geen radioactiviteit in de omgeving terecht komt. De toezichthouder, in Nederland de Autoriteit Nucleaire Veiligheid en Stralingsbescherming (ANVS), houdt onafhankelijk toezicht op de invulling en naleving van de veiligheid en baseert zich daarbij op richtlijnen die internationaal zijn vastgesteld door de International Atomic Energy Agency (IAEA). Het is heel belangrijk dat alle onverwachte gebeurtenissen tijdens het bedrijf van een reactor gemeld en gedeeld worden en dat daarvan wereldwijd geleerd wordt. Zo is er continu aandacht voor verbetering. Vrijkomen van radioactief materiaal in de omgeving moet voorkomen worden. Dat wordt vaak vertaald naar het voorkomen dat de kern beschadigd kan raken en kan smelten. Een andere belangrijke eis is dat de operators van een kernreactor in het geval van alarmsignalen voldoende tijd moeten hebben om overhaaste beslissingen te voorkomen.

Waar mogelijk wordt gebruik gemaakt van zogeheten inherente veilige systemen. Dat zijn systemen die niet afhankelijk zijn van elektriciteit en waarvoor de operator niet actief hoeft in te grijpen. Dit soort systemen werkt volledig automatisch en maakt gebruik van natuurkrachten die altijd werken (bijvoorbeeld de zwaartekracht). Daarnaast wordt er voor gezorgd dat er altijd een back-up is, voor het geval dat het systeem toch niet werkt zoals bedacht. De reactortypen die in de roadmap van Nucleair Nederland (Nucleair Nederland, 2017) terug te vinden zijn, hebben allemaal mogelijkheden voor toepassing van inherente veilige systemen. Soms heeft men het wel over inherent veilige reactoren. Deze term is echter niet helemaal passend omdat de term in de praktijk alleen verwijst naar reactoren waarbij in het ontwerp rekening wordt gehouden dat onder alle voorziene omstandigheden geen kernsmelt kan optreden (met name de HTR, de MSR en de LFR worden dikwijls als inherent veilig aangeduid). Andere incidenten, zoals bijvoorbeeld een brand in een kantoorgebouw of in het generatorhuis kunnen wel plaatsvinden. Deze hebben echter geen impact op de nucleaire veiligheid. Er wordt waar mogelijk ook rekening gehouden met menselijk falen en sabotage door de veiligheidssystemen van de reactor zo te ontwerpen dat operators de reactor niet per ongeluk of moedwillig in een gevaarlijke toestand kunnen brengen. Restrisico's blijven bestaan voor omstandigheden die niet voorzien waren tijdens het ontwerp. Al wordt met alle ervaringen uit het verleden en het delen van deze ervaringen op internationale schaal geprobeerd nagenoeg alle denkbare omstandigheden af te dekken.

Voordat een reactor gebouwd kan worden, zal een ontwerp, als onderdeel van de vergunningsaanvraag, altijd eerst door de toezichthoudende instantie goedgekeurd dienen te worden. Toezichthoudende instanties eisen dat het risico op een beschadiging van een reactorkern kleiner is dan eens in de 1 miljoen jaar. Het genoemde risico op beschadiging van een reactorkern kan worden berekend en getoetst, zowel bij ontwerp als bij bestaande kernreactoren. Bedenk overigens dat niet elke beschadiging van een reactorkern automatisch leidt tot een kernsmelt en

dat niet bij elke kernsmelt radioactiviteit buiten het reactorgebouw vrijkomt. Aan de mogelijkheid dat radioactiviteit buiten het reactorgebouw komt, worden bovendien door de toezichthouders strenge eisen gesteld.

Veiligheid van generatie 4 reactoren

Het rapport van het toonaangevende en onafhankelijke Franse bedrijf dat de toezichthouder technisch ondersteunt (IRSN, 2015) is één van de weinige documenten die op de veiligheid van de verschillende generatie 4 reactoren ingaat. Zij geven aan dat een gebalanceerde vergelijking maken tussen de verschillende Generatie 4 systemen moeilijk is omdat de systemen in verschillende fasen van ontwikkeling zijn. Met dit rapport als referentie zijn in Tabel 4.1 voordelen en uitdagingen aangegeven die door de reactorontwerpers van de verschillende Generatie 4 reactoren op het gebied van veiligheid opgelost moeten worden. Deze tabel maakt duidelijk dat er niet een ideale oplossing bestaat. Elk genoemd generatie 4 reactortype heeft voordelen ten opzichte van generatie 3 kernreactoren, maar ook uitdagingen. Streven is dat de veiligheid van generatie 4 kernreactoren minstens op hetzelfde niveau is dan die van generatie 3 kernreactoren. Zoals eerder genoemd, hebben de generatie 4 reactoren, die terug te vinden zijn in de roadmap van Nucleair Nederland (HTR, LFR, en MSR), allemaal mogelijkheden voor toepassing van inherent veilige systemen en worden ze dikwijls als inherent veilig aangeduid.

Tabel 4.1 Generatie 4 reactoren: voordelen en uitdagingen wat betreft veiligheid

Stelsel	Voordelen wat betreft veiligheid	Uitdagingen wat betreft veiligheid
SMR	<ul style="list-style-type: none"> - Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen vanwege het lage vermogen. - Vanwege het lage vermogen komt er niet veel warmte vrij en kan dat opgenomen worden door het koelwater. 	<ul style="list-style-type: none"> - Compactheid van de reactor en de veiligheidssystemen. - Stelsel is net als bij huidige reactoren op hoge druk.
HTR	<ul style="list-style-type: none"> - Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen. - Kernsmelt kan niet optreden omdat de warmte volledig opgenomen kan worden door het aanwezige grafiet. 	<ul style="list-style-type: none"> - Stelsel op hoge druk. - Gassen kunnen weinig warmte opnemen. - Lekdichtheid moeilijker dan bij vloeistoffen. - De reactor kern kan in contact met water uit de stoomgenerator of lucht van buiten te heet worden.
LFR	<ul style="list-style-type: none"> - Stelsel op lage druk. - Metalen hebben hoog kookpunt en kunnen veel warmte opnemen. - Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Vloeibare metalen zijn zwaar. - Vloeibaar metaal stolt op hoge temperatuur. - Metalen zijn mogelijk giftig of reageren met water en lucht.
MSR	<ul style="list-style-type: none"> - Stelsel op lage druk. - Grote mogelijkheden voor inherente veilige systemen. - Kernsmelt kan niet optreden (de splijtstof is al opgelost in het koelmiddel). 	<ul style="list-style-type: none"> - Zouten laten veel materialen oxideren. - Gesmolten zout kan weinig warmte opnemen. - Gesmolten zouten kristalliseren op hoge temperatuur. - Zout moet gezuiverd worden tijdens bedrijf.

5 Radioactief afval van generatie 4 kerncentrales

Dit hoofdstuk is opgesteld door NRG

Bij de opwekking van kernenergie komt hoe dan ook radioactief afval vrij. Het maakt hierbij niet uit om welke technologie het gaat. Zelfs bij kernfusie komt radioactief afval vrij. Er zijn wel verschillen aan te duiden in de hoeveelheid radioactief afval die geproduceerd wordt en in de mate waarin het afval radioactief is. Onderscheid kan gemaakt worden tussen kortlevende splijttingsproducten en langlevende, zogeheten actiniden. Deze laatste ontstaan als een bijproduct tijdens de opwekking van kernenergie door activering (het invangen van neutronen) van uranium. Door de vorming van actiniden blijft de gebruikte splijtstof van huidige watergekoelde reactoren enkele honderdduizenden jaren radioactief. Voor het afval van alle kerncentrales geldt dat er een tussentijdse en – voor langlevend kernafval – een eindberging gebouwd zal moeten worden. Nederland heeft een centrale tussentijdse opslag bij de COVRA in Borssele gerealiseerd. Daar wordt al het radioactieve afval dat in Nederland vrijkomt bewaard voor tenminste honderd jaar. In deze periode zal een oplossing gevonden moeten worden voor een definitieve eindberging van het langlevende kernafval. De eindberging moet volledig van de leefomgeving worden afgesloten en bestand zijn tegen natuurrampen, zoals overstromingen en aardbevingen, maar ook beveiligd worden tegen misbruik van het nucleaire materiaal.

Het in het voorgaande hoofdstuk genoemde Franse rapport (IRSN, 2015) geeft naast een beeld over risico's en veiligheid ook een beeld van de radioactief afval aspecten van de verschillende generatie 4 reactoren. Met dat rapport als referentie zijn in Tabel 5.1 de voor- en nadelen weergegeven. De tabel maakt duidelijk dat inzet van snelle reactoren (bijvoorbeeld LFR) met uranium het volume van langlevend radioactief afval (de actiniden) aanzienlijk kan reduceren. Dit soort reactoren is een factor 20 zuiniger met uranium dan huidige reactoren en daarnaast bestaat de mogelijkheid om de actiniden grotendeels te recyclen door het als brandstof te versplijten. Het langlevende radioactief afval wordt op deze wijze omgezet in kort levend radioactief afval (afhankelijk van de gekozen methode variërend van een paar honderd tot tienduizend jaar). Anderzijds kan door gebruik van thorium, bijvoorbeeld in een MSR, de vorming van langlevend radioactief afval (actiniden) verder beperkt worden; thorium is een lichter element dan uranium en daardoor zullen er minder zware actiniden gevormd worden. Voor een HTR geldt dat de splijtstof is ingebed in een grafietmatrix. Dit heeft als voordeel dat de gebruikte splijtstof al in een geschikte vorm is voor latere opslag. Het nadeel is echter dat het volume afval van gebruikte splijtstof hierdoor groot is.

Het gebruik van generatie 4 reactoren draagt bij tot een efficiënter gebruik van de grondstoffen (meer energie per eenheid splijtstof) en tot verminderde productie van het langlevende (>100.000 jaar) afval. Conform het huidige beleid zal dit langlevende afval tijdelijk opgeslagen worden alvorens overgegaan zal worden tot definitieve eindberging ervan, net als voor het radioactieve afval dat geproduceerd wordt in huidige generatie 3 kerncentrales.

Tabel 5.1 Generatie 4: Voor- en nadelen wat betreft radioactief afval

Systeem	Voordelen	Nadelen
Watergekoelde SMR	- Geen voor- of nadeel ten opzichte van huidige watergekoelde reactoren.	
HTR	- Het grafiet waar de gebruikte splijtstof in zit kan tegelijkertijd dienen als basis voor veilige opslag.	- Splijtstof moeilijk uit grafiet te halen betekent groot volume afval.
LFR	- Mogelijkheid tot veelvuldig hergebruik van gebruikte splijtstof wat leidt tot klein volume hoog radioactief afval.	- Het afval straalt over het algemeen met hogere intensiteit dan het afval van watergekoelde reactoren.
MSR	- Door continu hergebruik van splijtstof in de reactor klein volume afval. - Bij gebruik van thorium verdere reductie van de hoeveelheid langlevend hoog radioactief afval.	- Doordat splijtstof opgelost zit in het koelmiddel en rondgepompt wordt, raakt het hele reactorkoelsysteem licht besmet en zal als laag of middel radioactief afval behandeld moeten worden.

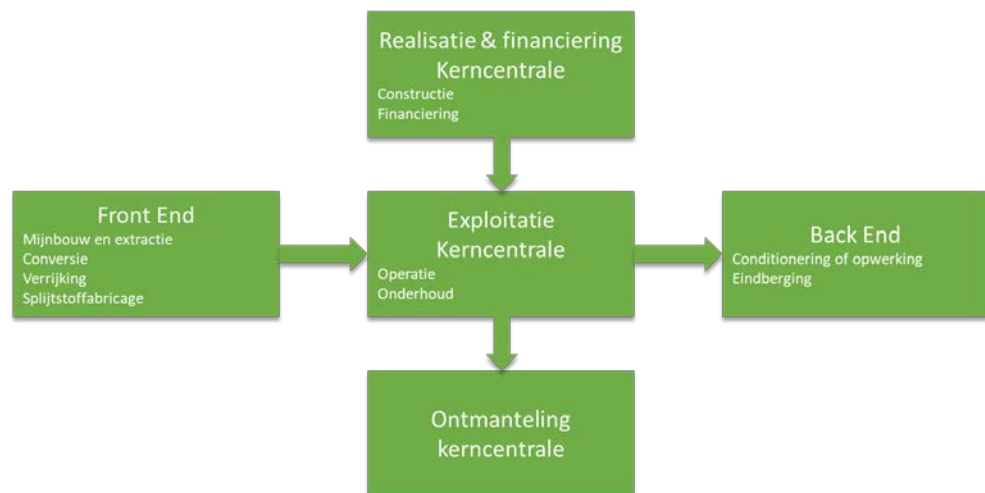
6 Kostencomponenten van huidige en toekomstige generatie kerncentrales

Dit hoofdstuk is opgesteld door TNO

Dit hoofdstuk geeft een overzicht van de verschillende kostencomponenten voor generatie 3 en generatie 4 kerncentrales. Al deze kostencomponenten zijn bepalend voor de kostprijs van elektriciteit die met kerncentrales kan worden opgewekt. Kostprijs en economische rentabiliteit worden in het volgende hoofdstuk besproken.

De kosten van kernenergie kunnen in vijf componenten worden onderverdeeld (Figuur 6.1):

- Realisatie en financiering van de kerncentrale: hierin zijn de constructiekosten opgenomen, de financiering gedurende de bouwtijd en tijdens de exploitatie. De duur van de bouw beïnvloedt de hoogte van deze kostencomponent.
- Exploitatie van de kerncentrale: de operationele kosten voor het exploiteren van de kerncentrale, waaronder onderhoudskosten en personeelskosten. Onderscheid wordt gemaakt in vaste (per jaar) en variabele kosten (per kWh).
- Front End: de kosten voor de splijtstof.
- Back End: de kosten voor het afvoeren en veilig opbergen van de gebruikte splijtstof. Als sprake is van tijdelijke berging, dan zitten hier ook de reserveringen in voor de definitieve eindberging.
- Ontmanteling van de kerncentrale: de reserveringen die gemaakt worden tijdens de exploitatie van de kerncentrale voor het veilig afbreken en behandeling en berging van de reststoffen.



Figuur 6.1 Verschillende kostencomponenten bij realisatie, exploitatie en ontmanteling van een kerncentrale

Kostencomponenten generatie 3 kerncentrales

Recent gepubliceerde kostenschattingen voor generatie 3 kerncentrales worden gebaseerd op kerncentrales die de laatste jaren zijn gebouwd of nog in aanbouw zijn, zoals kerncentrales in Oïlkiluoto (Finland), Flamanville (Frankrijk) en Hinkley Point (Verenigd Koninkrijk), allen van het type EPR. De in aanbouw zijnde EPR in

Finland en Frankrijk kunnen worden beschouwd als een first of a kind (FOAK) kerncentrale van dit nieuwe type. De constructiekosten van een FOAK zijn hoger dan de constructiekosten nadat een aantal reactoren is gerealiseerd (number of a kind; NOAK). Bij de kerncentrales in Frankrijk en Finland is echter ook sprake van een forse overschrijding van de oorspronkelijke constructiekosten. Volgens (Wealer, Bauer, Göke, von Hirschhausen, & Claudia, 2019) met een factor 3. Ook is vertraging ontstaan bij de bouw. Hierdoor lopen de financieringskosten op. De financieringskosten kunnen 20 tot 29% van de constructiekosten bedragen bij 7 jaar bouwtijd en 37-57% bij 10 jaar (Gamboa Palacios S., 2018a).

De schattingen van de constructiekosten worden uitgedrukt als Overnight Construction Costs (OCC)⁹, dat zijn de kosten exclusief de financiering tijdens constructie. Verschillende studies geven een verschillende inschatting van de de OCC kosten en andere kostencomponenten. Een overzicht van de kostencomponenten voor generatie 3 reactoren is weergegeven in Tabel 6.1 en voor generatie 3 en 4 reactoren in Tabel 6.2. De reden dat OCC kostenschattingen een aanzienlijke spreiding laat zien wordt veroorzaakt door spreiding in de constructiekosten van recent gerealiseerde kerncentrales van verschillende typen en gebouwd op verschillende plaatsen in de wereld. Het betreft schattingen van OCC voor NOAK, dat wil zeggen dat kostendaling door leereffecten bij realisaties van meerdere reactoren is verdisconteerd. Als de verwachte inbedrijfname van de nieuwe kerncentrale verder in de toekomst ligt, kan een groter leereffect worden aangenomen in de veronderstelling dat het aantal inmiddels gerealiseerde reactoren is toegenomen.

Een studie van TNO over de kosten van kerncentrales uit 2018 (Gamboa Palacios S., 2018a), waarvan de resultaten in Tabel 6.1 worden getoond, geeft een overzicht van verschillende kostencomponenten van nieuw te bouwen generatie 3 kerncentrales die door 6 verschillende studies worden gerapporteerd. Daarbij wordt verondersteld dat de bouw van de kerncentrale start aan het begin van dit decennium en de inbedrijfname plaatsvindt rond 2030. In 2020 zijn in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat twee rapporten opgesteld over nieuwe kerncentrales in Nederland, door Berenschot en Kalavasta (Berenschot, 2020b) en door ENCO (ENCO, 2020). De daarbij veronderstelde kosten voor generatie 3 kerncentrales worden ook in Tabel 6.1 weergegeven. ENCO gaat uit van exploitatie in 2040 en Berenschot in 2050. Berenschot (Berenschot, 2020b) gaat uit van 20% lagere constructiekosten in 2050 door leereffecten ten opzichte van huidige constructiekosten. Ook ENCO heeft in de kostenschatting rekening gehouden met leereffecten, maar de kostenreductie niet expliciet vermeld. In de technology factsheet voor generatie 3 kerncentrales gaat TNO uit van 14% lagere constructiekosten bij kerncentrales die in 2050 in gebruik worden genomen (TNO, 2018b).

De overzichtsstudie van TNO (Gamboa Palacios S., 2018a) geeft voor elke component een bandbreedte, gebaseerd op de spreiding van de cijfers in de onderliggende publicaties. Het rapport van Berenschot en Kalavasta (Berenschot, 2020b) geeft voor elke component één waarde. ENCO (ENCO, 2020) geeft een bandbreedte voor de constructiekosten, maar voor de andere componenten één

⁹ De Overnight Construction Costs (OCC) zijn de kosten van een bouwproject alsof het project van de ene op de andere dag is voltooid.

enkele waarde¹⁰. De geschatte constructiekosten van ENCO en Berenschot en Kalavasta zijn vergelijkbaar. ENCO schat lagere kosten voor ontmanteling en bediening en onderhoud.

Kostencomponenten generatie 4 kerncentrales

Generatie 4 kernreactoren zijn nog in ontwikkeling; er is hoogstens sprake van experimenteel gebouwde reactor. Schattingen van kostencomponenten voor generatie 4 kerncentrales worden gebaseerd op ontwerpen van kerncentrales van deze nieuwe generatie en kennis over de kosten van vergelijkbare onderdelen van generatie 3. De grondslag voor de kostenschattingen van generatie 4 kerncentrales is daardoor heel anders dan die voor generatie 3 kerncentrales, die gebaseerd is op gerealiseerde kerncentrales. De onzekerheid over de kostenschattingen voor generatie 4 kerncentrales is daardoor aanmerkelijk groter dan die van generatie 3.

Met behulp van een door de Economic Modeling Working Group (EMWG) van de Generation IV International Forum (GIF) ontwikkelde methode zijn kostenschattingen gemaakt voor generatie 4 kernreactoren (Heek Alike I. van, 2012). De resultaten worden getoond in Tabel 6.2 met, ter vergelijking, de kostencomponenten voor een generatie 3 kerncentrale. De gebruikte methode suggereert dat de kostenschattingen voor generatie 4 reactoren geïnterpreteerd moet worden als de kosten nadat een aantal reactoren is gerealiseerd, i.e. NOAK. Schattingen van kostencomponenten voor kleine modulaire reactoren (SMR) door ENCO (ENCO, 2020) en TNO (TNO, 2018c) zijn ook opgenomen in Tabel 6.2.

Kerncentrale op basis van kernfusie

De huidige kerncentrales zijn gebaseerd op energieproductie bij kernsplijting. Kernfusie is gebaseerd op het samensmelten van atomen, waarbij eveneens energie vrijkomt. Kernfusie voor energieopwekking is echter nog geen bewezen praktisch haalbare techniek. Het internationale consortium ITER¹¹ realiseert een experimentele reactor in Zuid-Frankrijk. Wanneer deze reactor succesvol is getest kan een demonstratiereactor worden gebouwd die elektriciteit produceert. Realisatie van de demonstratiereactor wordt echter niet voor 2050 verwacht.

Is de onzekerheid over de kostenschatting van generatie 4 kerncentrales al groot, dat geldt zeker voor een kerncentrale die gebaseerd is op kernfusie. Voor dit type kerncentrale is een kostenschatting gemaakt door het Tsjechische Institute for Plasma Physics. In de wetenschappelijke publicatie van dit instituut (Entler S., 2018) worden constructiekosten voor een kernfusiereactor geschat op € 8525 per kilowatt. Dat ligt aan de bovenkant van de bandbreedte voor generatie 4 reactoren.

¹¹ Het ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) project wordt uitgevoerd door de Europese Unie, Japan, Zuid-Korea, China, India, de Verenigde Staten en de Russische Federatie (33 landen. Zie www.iter.org)

Tabel 6.1. Vergelijking inschattingen kostencomponenten generatie 3 kerncentrales; TNO: (Gamboa Palacios S., 2018a), Kalavasta-Berenschot: (Berenschot, 2020b), ENCO: (ENCO, 2020).

	Projectiejaar	constructie		bediening en onderhoud vast		bediening en onderhoud variabel		front-end (splitsstof)		back-end (verwerking afval)		Ontmanteling	
		euro/kW		euro/kW/jaar		cent/kWh****		cent/kWh****		cent/kWh****		cent/kWh****	
		min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
TNO (2018) (euro2017)	2030	3600*	7200*	33	160	0,07	1,40	0,54	0,95	0,16	0,30	0,18	0,18
Kalavasta-Berenschot (2020) (euro2018)	2050	5135**	5135**	89	89	0,74	0,74	0,63	0,63	0,21	0,21	0,15	0,37
ENCO (2020) (euro2018)	2040	4500***	5100***	89	89	0,13	0,13	0,63	0,63	0,21	0,21	0,05	0,05

* Constructiekosten 14% lager in 2050 door leereffecten (TNO, 2018b)

** Inclusief 20% lagere constructiekosten door leereffecten ; zonder leereffecten €6419/kW

*** Inclusief lagere constructiekosten door leereffecten

**** afhankelijk van bedrijfstijd (aantal vollasturen/8760 uitgedrukt in %);

ENCO: 90% - 95%, Kalavasta/Berenschot: 90%, TNO: 85% - 90%

Tabel 6.2. Vergelijking inschattingen kostencomponenten generatie 3 en 4 kerncentrales. HTR: High Temperature Reactor, SFR: Sodium cooled Fast Reactor, LFR: Lead cooled Fast Reactor, GFR: Gas cooled Fast Reactor, SCWR: Supercritical Water Cooled Reactor, MSR: Molten Salt Reactor, EPR: European Pressurized Reactor (Heek Alike I. van, 2012); SMR ENCO: Small Modulair Reactor (ENCO, 2020); SMR TNO: technology factsheet Small Modular Reactor (TNO, 2018c)

	constructie		bediening en onderhoud (totaal)		front-end (splitsstof)		back-end (verwerking afval)		Ontmanteling	
	euro2018/kW		euro2018/kW/jaar		cent2018/kWh		cent2018/kWh		cent2018/kWh	
	min	max	Min	max	min	max	min	max	min	max
EPR (generatie 3)	2637	4013	55	109	0,09	0,19	0,19	0,99	n.a.	n.a.
SMR TNO (generatie 3 en 4)	3900	7600	73	156	-	-	-	-	-	-
SMR ENCO (generatie 3 en 4)	5000	7000	94	94	0,69	0,69	0,21	0,21	0,06	0,08
HTR (generatie 4)	5274	8599	50	99	0,48	1,41	0,09	0,40	n.a.	n.a.
SFR (generatie 4)	4128	6879	60	117	0,60	1,30	0,19	0,62	n.a.	n.a.
LFR (generatie 4)	5790	9516	60	112	0,48	1,24	0,15	0,58	n.a.	n.a.
GFR (generatie 4)	4988	8313	59	109	0,60	1,30	0,19	0,62	n.a.	n.a.
SCWR (generatie 4)	3096	4930	48	81	0,22	0,95	0,13	0,69	n.a.	n.a.
MSR (generatie 4)	4185	6535	57	102	0,02	0,10	0,05	0,22	n.a.	n.a.

Samenvattend

De schattingen van kostencomponenten voor een nieuwe reactor van generatie 3 zijn gebaseerd op gerealiseerde en in aanbouw zijnde kerncentrales van een nieuwe ontwerp. Voor nieuwe generatie 3 kerncentrales die over 20 of 30 jaar in bedrijf worden genomen wordt een daling van de investeringskosten verondersteld door leereffecten als gevolg van dan inmiddels meerdere gerealiseerde reactoren. De schattingen die daarvoor door ENCO en Kalavasta en Berenschot zijn gemaakt laten beperkte verschillen zien. Schattingen voor kostencomponenten van generatie 4 kerncentrales hebben een grotere onzekerheid dan die van generatie 3 omdat ze zijn gebaseerd op ontwerpen en niet op gerealiseerde kerncentrales. Geschatte constructiekosten liggen eerder hoger dan lager in vergelijking tot die van generatie 3 kerncentrales. Een kernreactor op basis van kernfusie is nog niet gerealiseerd. Schatting van de constructiekosten van zo'n kerncentrale is zeer onzeker.

7 Economische rentabiliteit van kerncentrales in de Nederlandse context

Dit hoofdstuk is opgesteld door TNO

De economische rentabiliteit van een kerncentrale wordt bepaald door de kosten (zie vorige hoofdstuk over uitleg waaruit de kosten bestaan) en opbrengsten. De opbrengsten komen tot stand in een elektriciteitsmarkt waarin ook andere vormen van elektriciteitsproductie een rol spelen. Hierbij zijn twee perspectieven van belang: die van de exploitant van een kerncentrale en die van het gehele elektriciteitssysteem. Voor het beoordelen van de economische rentabiliteit worden verschillende methoden gebruikt. De meest gebruikelijke zijn:

- Levelized Cost of Electricity (LCOE); hiermee kunnen kosten van verschillende technologieën voor elektriciteitsproductie eenvoudig worden vergeleken, doch kosten van het elektriciteitssysteem worden hierbij niet in beschouwing genomen, zoals kosten van elektriciteitstransport, back-up, etc.
- Marginale kosten van het elektriciteitsproductiepark; de elektriciteitsprijs volgt uit de marginale productiekosten van het elektriciteitsproductiepark en is bepalend voor de opbrengsten van alle elektriciteitsproductiemiddelen. De marginale kosten van het elektriciteitsproductiepark worden bepaald door de variabele kosten om de laatste gevraagde kilowattuur te kunnen leveren. De vaste kosten kunnen worden gedekt uit het verschil tussen elektriciteitsprijs en variabele productiekosten. De elektriciteitsprijs in de elektriciteitsmarkt volgt uit de marginale productiekosten en is bepalend voor de opbrengsten van alle elektriciteitsproductiemiddelen. Elektriciteitsproductie met lage variabele productiekosten zullen een grote deel van de tijd hun vaste kosten kunnen dekken uit dit verschil tussen prijs en variabele kosten.
- Totale systeemkosten; naast de kosten van elektriciteitsproductie worden ook andere kosten van het elektriciteitssysteem meegenomen, zoals netwerkkosten en kosten voor back-up. Ook de kosten die gemaakt worden om vraag- en aanbod van elektriciteit op elkaar af te stemmen (zogenoemde balancerings) maken deel uit van de systeemkosten. In een elektriciteitssysteem met veel variabele duurzame elektriciteitsopwekking wordt naar verwachting een groter aantal opties voor balanceren ingezet dan nu het geval is. Deze zogenaamde flexibiliteitsopties zijn: stroomuitwisseling met het buitenland, afschakelen van wind- en zonne-energieproductie, energieopslag, vraagsturing (bijvoorbeeld bij productie van waterstof en opladen van elektrische auto's) en piekcentrales (Sijm, et al., 2017). De omvang van de benodigde flexibiliteit en de kosten daarvan hangen af van de samenstelling van het productiepark.

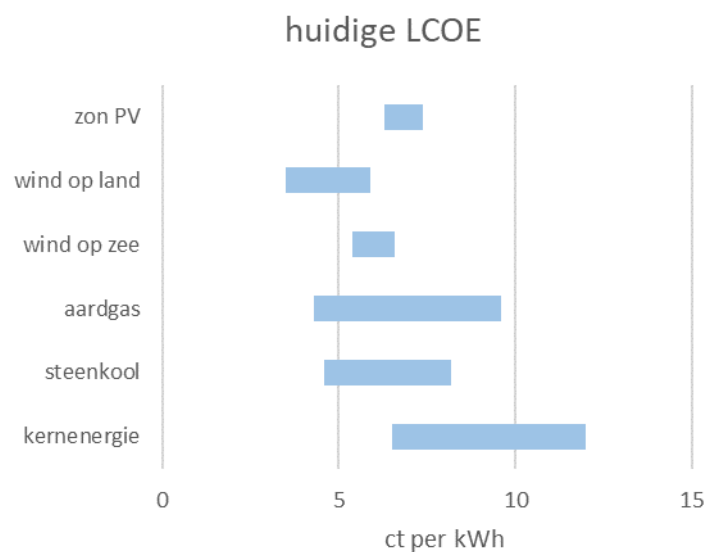
We bespreken in dit hoofdstuk de economische rentabiliteit van kerncentrales aan de hand van deze drie methoden. Kosten en baten die niet in de prijs van elektriciteit tot uitdrukking komen – de zogenaamde externe kosten en baten – worden aan het einde van dit hoofdstuk ook kort aangestipt.

Levelized Cost of Electricity

De Levelized Cost of Electricity (LCOE) methode wordt veel gebruikt om de kosten van verschillende vormen van elektriciteitsproductie met elkaar te vergelijken. Parameters die bij de LCOE methode een rol spelen zijn: investeringskosten (bepaald door constructiekosten, bouwrente en bouwtijd), brandstofkosten, vaste en

variabele onderhoudskosten, elektriciteitsproductie per jaar (bepaald door omzettingsrendement en aantal vollast draaiuren per jaar), technische levensduur, kosten voor afval, kosten voor ontmanteling en discontovoet.

In 2018 heeft TNO de kosten van een nieuwe kerncentrale (generatie 3) vergeleken met de kosten van verschillende andere vormen van elektriciteitsproductie (Gamboa Palacios S., 2018a) waarbij de LCOE methode is gebruikt met actuele kostencijfers (zie voor kostencijfers kerncentrale Tabel 6.1). De resultaten hiervan staan in Figuur 7.1. Omdat de kosten van wind- en zonne-energie de laatste jaren aanzienlijk zijn gedaald, zijn de cijfers voor wind- en zonne-energie aangepast voor 2020. De figuur toont voor alle opties een bandbreedte die ontstaat als verschillende parameters worden gevarieerd. De kosten voor windenergie liggen lager dan die van een kerncentrale. Ten opzichte van kolen- en gascentrales en van zonne-energie liggen de kosten van kernenergie op een vergelijkbaar niveau of daarboven. De verwachting is dat deze kostendaling voor wind- en zonne-energie zich de komende decennia zal voortzetten. Kalavasta en Berenschot (Berenschot, 2020b) gaan uit van een LCOE voor windenergie (op land en op zee) in 2050 van 2,3 cent per kWh en voor zonne-energie van 2,2 cent per kWh. Daarmee liggen de LCOE voor wind- en zonne-energie volgens Kalavasta en Berenschot 6,9, resp. 7 cent per kWh onder die van kerncentrales in 2050. De in deze studie veronderstelde kostendaling voor windenergie op zee is wel groter dan waar TNO van uit gaat in de scenariostudie (Scheepers, et al., 2020) die in het volgen hoofdstuk wordt besproken.



Figuur 7.1 LCOE voor verschillende vormen van elektriciteitsproductie in 2020 (Gamboa Palacios S., 2018a); de cijfers voor wind- en zonne-energie zijn geactualiseerd.

Ook de kostenvergelijking die ENCO heeft gemaakt (ENCO, 2020) laat zien dat de LCOE voor wind- en zonne-energie lager zijn dan die voor kerncentrales. ENCO heeft die kostenvergelijking gemaakt voor 2040. ENCO verhoogt de LCOE met systeemkosten (met name kosten voor flexibiliteit, zoals energieopslag), waarbij de kosten voor flexibiliteit aan de LCOE van wind- en zonne-energie worden toegerekend. Hierdoor komen de LCOE kosten voor wind- en zonne-energie boven die van kernenergie te liggen. Kalavasta heeft kritiek geuit op de door ENCO

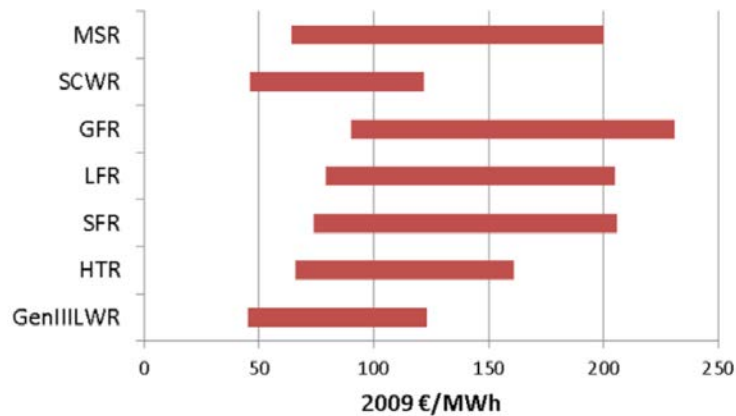
veronderstelde investeringskosten voor wind- en zonne-energie in 2040, die hoger zijn dan de huidige investeringskosten (Terwel, 2020). Daarnaast stelt Kalavasta dat ENCO ook geen analyse heeft gemaakt van de systeemkosten voor het Nederlandse elektriciteitsstelsel waarbij rekening is gehouden met variaties van elektriciteitsvraag en elektriciteitsproductie in de tijd. De systeemkosten die ENCO gebruikt zijn ontleend aan (IEA/NEA, 2015). Daarin zijn niet alle flexibiliteitsopties meegenomen, zoals vraagsturing met, in potentie, relatief lage kosten. Voor een kostenvergelijking waarbij rekening wordt gehouden met de systeemkosten is een andere methode nodig. Die wordt verderop in dit hoofdstuk besproken in de paragraaf Totale systeemkosten.

De LCOE kosten zijn met name gevoelig voor aannames over het aantal vollast draaiuren. TNO (Gamboa Palacios S., 2018a) gaat voor een kerncentrale uit van 7450 tot 7900 draaiuren per jaar, Kalavasta/Berenschot (Berenschot, 2020b) van 7900 uur per jaar en ENCO (ENCO, 2020) van 7900 tot 8300 uur per jaar. Hoewel er enig verschil is in het aantal vollastdraaiuren, wordt in alle drie studies er van uitgegaan dat de kerncentrale wordt ingezet als basislastcentrale. Een basislastcentrale produceert elektriciteit onafhankelijk van de variërende elektriciteitsvraag. Met eventuele concurrentie van andere vormen van elektriciteitsproductie, zoals die uit wind- en zonne-energie, is geen rekening gehouden. In de volgende paragraaf zal daarop worden ingegaan.

Figuur 7.2 toont een kostenvergelijking tussen kerncentrales met een generatie 4 reactor en een met een generatie 3 reactor, gebruik makend van de LCOE methode (Heek Alike I. van, 2012). Volgens deze publicatie zal de kostprijs voor stroom uit kerncentrales met een generatie 4 reactor vooralsnog hoger zijn dan die met een generatie 3 reactor, met uitzondering van de superkritisch water gekoelde reactor (SCWR).

Het Britse Energy Technology Institute (ETI) maakt in een recent rapport (ETI, 2020), LCOE kostenschattingen voor SMR en drie generatie 4 reactoren (High Temperature Gas Reactor (HTR), Molten Salt Reactor (MSR), Lead cooled fast reactors (LFR)). Bij deze kostenschattingen wordt er van uitgegaan dat er al met realisatie van een aantal reactoren leerervaringen zijn opgedaan. Hierdoor liggen LCOE lager dan die in (Heek Alike I. van, 2012), tussen 30 en 80 euro per MWh (of 3 en 8 cent per kWh).

Doordat de technologie van generatie 4 reactoren nog in ontwikkeling is, zijn de kostenschattingen daarvan nog onzeker (zie hoofdstuk 6). Daardoor kennen de LCOE schattingen voor generatie 4 reactoren ook een grote mate van onzekerheid.



Figuur 7.2 LCOE voor generatie 4 kerncentrales in vergelijking met generatie 3 Licht Water Reactor (GenIII LWR) uitgedrukt in euro's van 2009. MSR: Molten Salt Reactor, SCWR: Supercritical Water Cooled Reactor, GFR: Gas cooled Fast Reactor, LFR: Lead cooled Fast Reactor, SFR: Sodium cooled Fast Reactor, HTR: High Temperature Reactor (Heek Alike I. van, 2012).

Marginale productiekosten

Marginale productiekosten van het elektriciteitsproductiepark zijn van belang in een elektriciteitsmarkt waarbij verschillende elektriciteitsproductiemiddelen, in concurrentie met elkaar, aan de elektriciteitsvraag voldoen. De marginale productiekosten bepaalt de elektriciteitsprijs in de markt en volgt uit de variabele kosten van het productiemiddel dat de laatste gevraagd kilowattuur levert. Het is voor een elektriciteitsproducent economisch aantrekkelijk om met een bestaand productiemiddel elektriciteit te produceren als de variabele kosten van het productiemiddel onder de elektriciteitsprijs liggen. Liggen die kosten er boven, dan legt de producent geld toe. De variabele productiekosten worden bepaald door de brandstofkosten en kosten voor CO₂-credits (indien van toepassing), het omzettingsrendement, de variabele onderhoudskosten en op- en afschakelkosten. Elektriciteitsproductiemiddelen met de laagste variabele productiekosten zullen in principe het grootste deel van de tijd in productie zijn en daarmee de meeste opbrengsten realiseren. De variabele kosten voor wind- en zonne-energie (variabele onderhoudskosten) liggen ruim onder de 1 cent per kWh en zijn lager dan die voor kerncentrales. De variabele kosten van kerncentrales (variabele onderhoudskosten en front-end en back-end kosten) liggen tussen 0,8 tot 2,6 cent per kWh, zie Tabel 6.1. De variabele kosten van gascentrales en piekunits (gasturbines die snel kunnen worden opgestart om kortstondig in de piekvraag te voorzien) zijn het hoogst door de kosten van de brandstof.

De elektriciteitsvraag varieert gedurende de tijd waardoor het productiemiddel dat de laatste (marginale) kilowattuur produceert gedurende de dag steeds verandert. Het marginale productiemiddel wijzigt ook omdat het aanbod wind- en zonne-energie varieert. Door deze beide effecten veranderen de prijzen voor grootschalige elektriciteitsproductie van uur tot uur. Uit de scenario's voor een klimaatneutrale energievoorziening voor Nederland, die in het volgende hoofdstuk worden besproken, blijkt dat, ondanks fluctuaties in het aanbod, in de toekomst vaak sprake zal zijn van een groot aandeel wind- en zonne-energie. In zo'n elektriciteitssysteem zal de marktprijs voor elektriciteit zich regelmatig onder de variabele kosten van de kerncentrale bevinden. De exploitant kan de kerncentrale door laten draaien (met negatieve netto-opbrengst) of uit bedrijf nemen. In dit laatste geval wordt het aantal draaiuren, die bij de hiervoor besproken LCOE methode is verondersteld, niet

gehaald en moeten de vaste kosten gedekt worden door een kleinere hoeveelheid elektriciteit, met een stijging van de kostprijs tot gevolg.

Totale systeemkosten

Voor het laten functioneren van een elektriciteitssysteem is meer nodig dan alleen de productie-installaties. Naast de hoogspanningslijnen, transformatorstations en stroomkabels voor het elektriciteitstransport, is onder meer ook regel- en reservevermogen nodig en voorzieningen die er voor kunnen zorgen dat overschotten en tekorten worden opgevangen die ontstaan tussen veranderende elektriciteitsvraag en de variërende elektriciteitsproductie uit wind- en zonne-energie. Deze zogenoemde flexibiliteitsvoorzieningen bestaan uit een aantal opties: stroomuitwisseling met het buitenland, afschakelen van wind- en zonne-energieproductie, energieopslag (o.m. batterijen, perslucht), vraagsturing (bijvoorbeeld bij productie van waterstof en opladen van elektrische auto's) en piekcentrales. De omvang van deze flexibiliteitsvoorziening en de kosten daarvan hangen af van de samenstelling van het elektriciteitsproductiepark. De behoefte aan flexibiliteit neemt toe met een groter aandeel variabele productie uit wind- en zonne-energie. De totale systeemkosten worden beschouwd vanuit een maatschappelijk kostenperspectief, dat wil zeggen wat de kosten zijn voor de Nederlandse economie. In de scenariostudies II3050 (Berenschot, 2020a) en TNO (Scheepers, et al., 2020) die in het volgende hoofdstuk worden besproken, worden de systeemkosten van het gehele energiesysteem bepaald, waaronder het elektriciteitssysteem. Door de samenstelling van het productiepark te veranderen kan beoordeeld worden of de totale systeemkosten toe- of afnemen. Door kerncentrales op te nemen in het productiepark zal minder wind- en zonne-energie vermogen nodig zijn en zullen de kosten voor flexibiliteit dalen. Omdat afname van de totale productiekosten (vaste en variabele kosten) voor wind- zonne-energie samen met lagere kosten voor flexibiliteitsvoorzieningen kleiner kunnen zijn dan de toename van de totale productiekosten van een kerncentrale, zal dit niet leiden tot lagere totale systeemkosten. Ook dit wordt in het volgende hoofdstuk verder toegelicht.

Externe kosten en baten

Externe kosten en baten van elektriciteit zijn kosten en baten die niet in de kostprijs worden opgenomen. Externe kosten van kernenergie zijn bijvoorbeeld kosten die de overheid moet maken voor publieksvoorlichting over kernenergie, voor beveiliging van afvaltransporten en voor beveiliging tegen terroristische acties, hebben te maken met uitputting van uraniumvoorraden en gevolgen van proliferatie of betreffen kosten van kernongevallen boven de aansprakelijkheidsgrens van de exploitant. De externe kosten van milieueffecten die voor kernenergie zijn berekend liggen beneden 1 cent per kilowattuur en zijn qua orde van grootte vergelijkbaar met de externe kosten voor wind- en zonne-energie (Scheepers, Seebregts, Lako, Blom, & Gemert, 2007). Baten die voortkomen uit het vermijden van CO₂-emissies zijn met de introductie van het Europese emissiehandelssysteem geïnternaliseerd in de elektriciteitsprijs en niet langer een externe bate.

Ruimtebeslag

Het ruimtebeslag voor een kerncentrale is in de praktijk vergelijkbaar of iets groter dan die voor een kolencentrale¹². Evenals met een fossiele energie gestookte

¹² In een lifecycle analysis dient ook het ruimtebeslag betrokken te worden van de mijnbouw en afvalberging. Die is bij deze vergelijking buiten beschouwing gelaten.

elektriciteitscentrales is voor een kerncentrale veel koelwater nodig. De drie waarborgingslocaties voor een nieuwe kerncentrale zijn om die reden in een industriegebied gesitueerd waarbij voldoende koelwater uit zee beschikbaar is. Bij locaties in het binnenland zijn voor koeling van de kerncentrale grote koeltorens vereist.

Daarnaast heeft een kerncentrale vanwege het risico op een kernongeval een significante impact op de omgeving. Om de bevolking te beschermen tegen blootstelling van radioactieve straling zijn bijvoorbeeld in 2017 door het Ministerie van Volksgezondheid, Welzijn en Sport jodiumtabletten uitgedeeld tot in een straal van 100 km rond een kerncentrale (VWS, 2017)¹³.

Als uitgegaan wordt van dezelfde hoeveelheid geproduceerde elektriciteit, heeft windenergie op land, ongeveer 10 maal meer ruimte nodig dan zonne-energie, omdat rekening moet worden gehouden met de onderlinge opstelling van de windturbines. Het direct gebruikte grondoppervlak voor windenergie op land is echter aanzienlijk (45 tot 50 maal) kleiner dan voor zonne-energie¹⁴. Een zonnepark heeft 100 tot 1000 keer meer ruimte nodig in vergelijking met een kerncentrale die 8000 uur per jaar elektriciteit produceert (Stevens, 2017) (EPZ, 2020). Bij wind- en zonne-energie is vaak meervoudig ruimtegebruik mogelijk, hetgeen niet het geval is bij een kerncentrale. Zonnepanelen kunnen op daken en/of gevels van gebouwen worden geplaatst (bij voorkeur geïntegreerd) of bijvoorbeeld in een geluidswal. Bij windturbines op landbouwgrond blijft de grond beschikbaar voor veeteelt en akkerbouw. Hierdoor is wind- en zonne-energie zichtbaar in gebieden met andere gebruiksfuncties, zoals in de gebouwde omgeving en landbouw. In 2030 is de grootste elektriciteitsproductie voorzien op zee: in 2030 49 TWh uit wind op zee en 35 TWh uit wind op land, zonne-energie en andere hernieuwbare bronnen (Klimaatakkoord, 2019).

Samenvattend

Hoewel de Levelized Cost of Electricity (LCOE) methode laat zien dat elektriciteit geproduceerd uit wind- en zonne-energie lagere kosten heeft dan die uit kerncentrales van generatie 3, en de kosten van generatie 4 waarschijnlijk nog hoger zijn, zegt die methode niets over de opbrengsten voor een kerncentrale in een elektriciteitsmarkt met veel wind- en zonne-energie. Bij de LCOE methode wordt er meestal van uitgegaan dat de kerncentrale de meeste tijd van het jaar in productie is. In een elektriciteitsmarkt met veel wind- en zonne-energie zal het aantal draaiuren voor een kerncentrale veel lager zijn dan bij LCOE berekeningen wordt aangenomen, met een stijging van de kostprijs tot gevolg. Als het hele elektriciteitssysteem wordt beschouwd, inclusief de kosten voor elektriciteitstransport, back-up en zogenoemde flexibiliteitsvoorzieningen, dan zal in een elektriciteitssysteem met een kerncentrale minder kosten gemaakt worden voor productie van elektriciteit uit wind- en zonne-energie en kosten voor flexibiliteit. Echter, een elektriciteitssysteem zonder kerncentrale, met meer wind- en zonne-

¹³ Dit geldt voor Borssele, maar ook voor het Nederlandse grondgebied dat binnen de straal van 100 km ligt ten opzichte van de kerncentrales in Doel en Tihange (België) en Emsland (Duitsland).

¹⁴ Voor de direct benodigde ruimte wordt bij de SDE uitgegaan van 567 m²/MW voor windturbines op land en 8300-10.000 m²/MWp voor zonnepanelen, afhankelijk van de oriëntatie. Bij vergelijking op basis van elektriciteitsproductie (MWh) moet rekening worden gehouden met de capaciteitsfactor: voor windenergie is een capaciteitsfactor van 0,3 verondersteld en voor zonne-energie van 0,1.

energie en meer flexibiliteitsvoorzieningen kunnen nóg lagere totale systeemkosten hebben. De externe kosten, die niet zijn opgenomen in de elektriciteitsprijs, zijn voor kernenergie vergelijkbaar met die voor wind- en zonne-energie. Het directe ruimtebeslag voor een kerncentrale is vergelijkbaar met die van fossiele centrales, minder groot dan voor windenergie en aanzienlijk kleiner dan zonne-energie indien meervoudig ruimtegebruik buiten beschouwing wordt gelaten. Bij zonne-energie, maar ook bij windenergie, is doorgaans sprake van meervoudig ruimtegebruik, bijvoorbeeld door integratie van zonnepanelen in gebouwdelen.

8 Mogelijke rol van kernenergie in de energietransitie binnen het Nederlandse energiesysteem

Dit hoofdstuk is opgesteld door TNO

Er zijn de afgelopen jaren diverse scenariostudies uitgevoerd waarin, bij een verwachte toekomstige vraag naar energie, de rol van verschillende energiebronnen (zoals wind- en zonne-energie, biomassa, geothermie) en energiedragers (zoals elektriciteit, warmte) zijn onderzocht voor het Nederlandse energiesysteem tot 2050. Uitgangspunt bij deze scenariostudies is steeds dezelfde: het realiseren van een (nagenoeg) klimaatneutraal energiesysteem. In 2019 heeft TNO een aantal scenariostudies op een rij gezet (Sijm, et al., 2020). Daarna zijn nog twee studies gepubliceerd: een scenariostudie voor Netbeheer Nederland ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (I13050) (Berenschot, 2020a) en een scenariostudie van TNO (Scheepers, et al., 2020). Al deze studies laten een groei van de Nederlandse elektriciteitsproductie zien: een verdubbeling tot verdrievoudiging in 2050 ten opzichte van de huidige productie. Ook het belang van elektriciteit als energiedrager neemt in de scenario's toe. Het aandeel elektriciteit in het energieaanbod, exclusief energie voor grondstoffen, wordt twee tot drie keer zo groot dan nu het geval is. Hoewel de hoeveelheid elektriciteit in de scenario's verschillend is, laten de studies een vergelijkbare productiemix zien: in 2050 wordt zo'n 90% van de elektriciteit geproduceerd met wind- en zonne-energie, en in enkele scenario's ook met biomassa. In geen van deze scenario's speelt kernenergie een rol.

Kernenergie in de scenario's

Voor het opstellen van de energiescenario's worden energiemodellen gebruikt. In zo'n model kan het aandeel van een bepaalde optie voor elektriciteitsproductie zijn aangenomen (exogeen) of door het model worden bepaald (endogeen). In de studie van TNO (Scheepers, et al., 2020) zijn twee scenario's opgesteld waarbij de samenstelling van het elektriciteitsproductiepark endogeen is bepaald. Het gebruikte energiemodel rekent het energiesysteem en de bijbehorende emissies uit, gegeven een reductiedoel van 95% in 2050 ten opzichte van de broeikasgasemissie in 1990, tegen de laagste maatschappelijke kosten. Het model houdt rekening met de vraagfluctuaties gedurende een jaar en het variabele elektriciteitsaanbod uit wind- en zonne-energie. Het verschil tussen de elektriciteitsvraag en het wind- en zonne-energieaanbod – er kan zowel sprake zijn van een tekort als een overschot – wordt opgevangen met zogenaamde flexibiliteitsvoorzieningen (zie hoofdstuk 7). Hoewel nieuwe kerncentrales als optie in het model beschikbaar zijn, wordt deze optie niet ingezet. De reden hiervoor is dat kernenergie leidt tot hogere kosten voor het energiesysteem ten opzichte van elektriciteitsproductie met wind- en zonne-energie. De voordelen die in (ENCO, 2020) worden genoemd voor een systeem met kernenergie en minder wind- en zonne-energie, zoals minder investeringen in netuitbreiding en energieopslag, wegen volgens de TNO scenariostudie niet op tegen de kosten van kernenergie in het systeem.

In de I13050 studie (Berenschot, 2020a) zijn voor vier verschillende scenario's aannames gemaakt over de elektriciteitsproductiemix in 2050 (exogene methode). In het gebruikte energiemodel is ook rekening gehouden met fluctuerende

elektriciteitsvraag, variabele productie uit zon en wind en flexibiliteitsopties. In geen van de scenario's is kernenergie in de productiemix verondersteld.

Scenario's met kernenergie

Voor de I13050 studie zijn, op verzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat extra analyses uitgevoerd (Berenschot, 2020b), waarbij in één van de scenario's (exogeen) negen GW aan nieuwe kerncentrales in 2050 (generatie 3 reactoren van het type EPR) is opgenomen. Er zijn vier verschillende varianten onderzocht:

1. Als piekcentrale die alleen draait als er onvoldoende elektriciteitsproductie uit wind- en zonne-energie beschikbaar is om de elektriciteitsvraag te dekken.
2. Als piekcentrale, zoals onder 1), en in de overige tijd voor de productie van waterstof. De kerncentrale draait hierdoor feitelijk continue, zoals onder 3).
3. Als basiseenheid op basis van een lange-termijn contract. Een basiseenheid produceert continu elektriciteit behoudens uitbedrijfname voor onderhoud.
4. Voor productie van waterstof (dus niet voor de elektriciteitsvoorziening).

De varianten zijn beoordeeld op technische waarschijnlijkheid en op economische aantrekkelijkheid voor zowel een publiek-privaat perspectief als vanuit maatschappelijk perspectief. Het verschil tussen beide benaderingen zit in een verschil in rente op kapitaal. In het publiek-privaat perspectief wordt rekening gehouden met marktrisico's waardoor de rente hoger is dan bij het maatschappelijk perspectief. De studie concludeert dat de varianten technisch zouden kunnen, behalve de eerste variant waarbij de kerncentrale alleen als piekcentrale functioneert, omdat een kerncentrale niet snel op- en af te regelen is¹⁵. Ten opzichte van het scenario zonder kerncentrales leidt alleen de derde variant, waarbij de kerncentrale functioneert als basiseenheid, niet tot maatschappelijk hogere kosten. Vanuit publiek-privaat perspectief is deze variant wel duurder doordat met hogere kapitaalskosten wordt gerekend waarin risico's zijn verdisconteerd. Ook is een lange termijn contract nodig om de exploitant van de kerncentrale zekerheid te geven dat de kerncentrale in de basislast kan draaien. Het is echter de vraag of grootgebruikers van elektriciteit bereid zijn om een lange termijn contract af te sluiten. Het prijsrisico wordt in een lange termijn contract tussen producent en afnemer gedeeld op basis van een in de toekomst verwachte marktprijs. Omdat grootgebruikers hun elektriciteit op de markt kunnen blijven kopen, is een termijncontract voor hen niet per se voordeliger (Scheepers, Seebregts, Lako, Blom, & Gemert, 2007). In varianten 1, 2 en 4 zijn de kosten van het scenario met kerncentrales hoger dan die zonder kerncentrales, zowel vanuit publiek-privaat perspectief als maatschappelijk perspectief.

Kernenergie voor productie van waterstof en andere energetische toepassingen

Naast het produceren van elektriciteit kan met kernreactoren ook (hoge temperatuur) warmte worden geproduceerd, bijvoorbeeld ten behoeven van industriële processen of warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving. Omdat warmtetransport vanwege optredende warmteverliezen maar over een beperkte afstand kan plaatsvinden (enkele tientallen kilometers), dient de kerncentrale in de buurt te staan van industrie- en/of woongebieden. Bij de keuze van de 3 locaties (Borssele, Maasvlakte, Eemshaven) die in Nederland zijn aangewezen voor

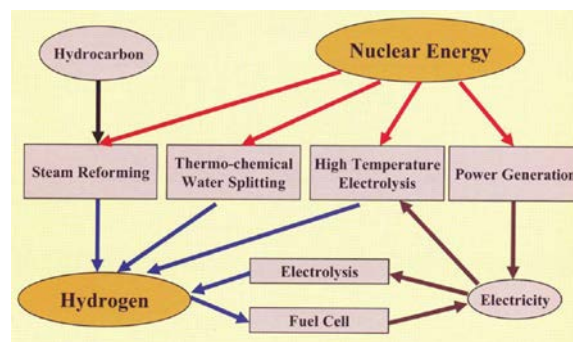
¹⁵ Dit is wel mogelijk als de kerncentrale wordt uitgevoerd met meerdere small modular reactors (SMRs), maar dat is niet in deze studie verondersteld.

vestiging van een kerncentrale (zie hoofdstuk 3) is geen rekening gehouden met warmtelevering.

Met een kerncentrale kan ook waterstof worden geproduceerd. In veel van de scenario's voor een toekomstige klimaatneutrale energievoorziening is waterstof een belangrijke energiedrager (als brandstof in de industrie, transportsector en gebouwde omgeving) en bouwsteen voor productie van vloeibare brandstoffen (voor vliegtuigen, schepen en zwaar wegtransport) en voor productie van chemicaliën. Een overzicht van energiescenario's voor Nederland laat zien dat de huidige waterstofvraag – voornamelijk de industrie, gedekt door uit aardgas geproduceerde waterstof – makkelijk kan verdubbelen in 2050 (Detz R., 2020). Afhankelijk van het scenario wordt waterstof geproduceerd met behulp van elektrolyse met duurzame elektriciteit of uit aardgas waarbij de vrijkomende CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee (CCS: carbon capture & storage).

Waterstof kan ook met kerncentrales worden geproduceerd. In de basis bestaan hiervoor vier routes (zie Figuur 8.1)¹⁶:

1. Stoom reforming: de warmte van een nucleaire reactor wordt gebruikt voor omzetting van fossiele brandstoffen in waterstof. Om broeikasgasemissies te vermijden, zal CCS moeten worden toegepast.
2. Hoge temperatuur thermochemische (ca. 950 °C) splitsing van water: de warmte van een nucleaire reactor wordt gebruikt voor het splitsen van water in waterstof en zuurstof.
3. Hoge temperatuur elektrolyse (800 – 1000 °C): de warmte van de reactor wordt, in combinatie met geproduceerde elektriciteit gebruikt voor splitsen van water in waterstof en zuurstof.
4. Elektrolyse: de met de kernreactor geproduceerde elektriciteit wordt gebruikt voor de productie van waterstof.



Figuur 8.1: Routes voor productie van waterstof vanuit kernenergie (IAEA, 2013), van links naar rechts: 1) Stoom reforming, 2) Hoge temperatuur thermochemische splitsing van water, 3) Hoge temperatuur elektrolyse en 4) Elektrolyse. Met een brandstofcel (fuel cell) kan waterstof in elektriciteit worden omgezet.

In de hiervoor aangehaalde I13050-studie, uitgevoerd in opdracht van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (Berenschot, 2020b), is bij de rol van kerncentrales ook gekeken naar de mogelijke productie van waterstof op basis van elektrolyse (route 4). Bij deze route concurreert de productie van waterstof uit wind- en zonne-energie met die uit een kerncentrale. De I13050-studie laat zien dat

¹⁶ Bij routes 2, 3 en 4 wordt ook zuurstof geproduceerd.

waterstof geproduceerd met elektriciteit uit een kerncentrale duurder is dan elektriciteit uit wind- en zonne-energie. De andere in Figuur 8.1 weergegeven waterstofproductieroutes in combinatie met een kernreactor, al dan niet met nieuwe reactortypen, bevinden zich nog in een experimentele fase.

Samenvattend

In veel van de energiescenario's die de afgelopen jaren zijn opgesteld om de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem voor Nederland te verkennen is kernenergie niet opgenomen. In een scenario dat is opgesteld met een optimalisatiemodel en de mogelijkheid van een nieuwe kerncentrale wel openhoudt, komt kernenergie niet voor omdat de kosten voor deze optie hoger zijn dan de extra kosten voor flexibiliteitsvoorzieningen die nodig zijn in een systeem zonder kernenergie maar met veel wind- en zonne-energie. Een andere scenariostudie, waarin in vier varianten is onderzocht of kernenergie in de toekomstige Nederlandse elektriciteitsvoorziening een rol kan spelen, laat zien dat kernenergie vrijwel in alle gevallen duurder is. Alleen wanneer een lange termijn contract wordt afgesloten met grootverbruikers kan dit tot vergelijkbare maatschappelijke kosten leiden met een systeem zonder kernenergie. Het is echter niet zeker of grootverbruikers bereid zijn een lange termijn contract af te sluiten. In twee van de vier varianten is gekeken naar de productie van waterstof waarbij waterstof geproduceerd wordt door middel van elektrolyse met de door de kerncentrale opgewekte stroom. Ook bij deze twee varianten zijn de kosten voor het energiesysteem hoger in vergelijking met waterstofproductie uit elektriciteit opgewekt met wind- en zonne-energie.

9 Kernenergie uit het buitenland

Dit hoofdstuk is opgesteld door TNO

De vraag naar elektriciteit in Nederland kan worden gedekt uit binnenlandse productie en uit import. Ook kan in Nederland geproduceerde elektriciteit worden afgezet in het buitenland. De elektriciteitsvraag beïnvloedt de totale productie, maar niet de opwekmethoden. Die wordt bepaald door de onderlinge concurrentie in de elektriciteitsmarkt, zie in hoofdstuk 7 de paragraaf over marginale productiekosten. Deze concurrentie beperkt zich niet tot de Nederlandse elektriciteitsmarkt, maar bepaalt ook hoeveel elektriciteit vanuit het buitenland naar Nederland komt, dan wel door Nederlandse producenten aan het buitenland wordt geleverd. Elektriciteit is een commodity, een ongespecificeerd product, waarvan de herkomst niet zondermeer kan worden vastgesteld. Als een certificatenstelsel wordt toegepast is in principe de herkomst wel herleidbaar.

Elektriciteitsimport en -export

Het Nederlandse elektriciteitsstelsel is verbonden met het Europese elektriciteitsnetwerk en maakt deel uit van de Europese elektriciteitsmarkt. Naast bestaande verbindingen met België en Duitsland, is het Nederlandse elektriciteitsnetwerk in de afgelopen jaren verbonden met dat van Noorwegen, Denemarken en het Verenigd Koninkrijk. In de in hoofdstuk 8 besproken scenariostudies wordt rekening gehouden met uitwisseling van stroom met de ons omringende landen, waarbij er ook van wordt uitgegaan dat de netwerkverbindingen met het buitenland, en de capaciteit daarvan, verder worden uitgebreid. In de scenariostudies is sprake van, over een heel jaar gemeten, netto stroomimport of -export. In drie van de vier I13050 scenario's (Berenschot, 2020a) wordt uitgegaan van netto-import, variërend van 2 tot 20% van de elektriciteitsvraag. Op basis van een analyse met betrekking tot de elektriciteitsprijzen in Nederland in vergelijking met andere Europese landen in 2050, wordt voor de twee TNO scenario's (Scheepers, et al., 2020) daarentegen uitgegaan van netto-export van elektriciteit: respectievelijk 8% en 13% van de Nederlandse elektriciteitsproductie.

De stroomtransporten tussen landen worden bepaald door prijsverschillen tussen de nationale elektriciteitsmarkten. Als de productiekosten in Nederland lager zijn dan die in het buitenland leidt dit tot export van stroom. Nederland importeert stroom als die in het buitenland goedkoper is. In een elektriciteitsmarkt met een sterk variërend aanbod van wind- en zonne-energie zullen de elektriciteitsprijzen per uur sterk fluctueren en tussen landen voortdurend verschillen. Dit zal leiden tot afwisselende import- en export van stroom. Deze uitwisseling is echter niet ongelimiteerd maar wordt beperkt door de capaciteit van de kabelverbindingen tussen de landen.

Kernenergie in de Europese elektriciteitsmarkt

Vanwege de elektriciteitsuitwisseling met het buitenland is het zinvol ook de rol van kernenergie te bezien in Europese energiescenario's. In Europa zijn op dit moment drie kerncentrales in aanbouw (Finland, Frankrijk en Verenigd Koninkrijk) en wordt in een aantal andere landen projecten voorbereid (o.m. Hongarije, Slowakije). In de energiescenario's van de IEA (IEA, 2020) wordt in twee verschillende scenario's

voor Europa echter een afname van de productiecapaciteit van kerncentrales geprojecteerd van 139 GW in 2019 naar respectievelijk 125 en 107 GW in 2040. In een scenario voor de EU tot 2050, opgesteld door Joint Research Centre van de Europese Commissie (Mantzos L., 2019), wordt 53 GW aan nieuwe kerncentrales voorzien, vooral na 2030, waarvan de helft in Frankrijk. Desondanks daalt de totale productiecapaciteit in de EU met 63 GW. De bouw van nieuwe kerncentrales kan in deze scenario's het uit bedrijf nemen van bestaande kerncentrales die aan het einde zijn van een technische levensduur niet compenseren.

In de IEA en JRC scenario's wordt nog geen klimaatneutraal energiesysteem gerealiseerd. Door de Universiteit Utrecht (Zuijlen B. van, 2019) (Turkenburg, 2019) is de mogelijke rol van kernenergie onderzocht in verschillende scenario's die wel leiden tot een klimaatneutrale elektriciteitsproductie in Europa in 2050. Het daarvoor gebruikte energiemodel optimaliseert een elektriciteitssysteem zonder broeikasgassen tegen de laagste maatschappelijke kosten, waarbij verschillende elektriciteitsproductieopties met elkaar in concurrentie zijn. Het model bepaalt daarbij zelf (endogeen) de productiemix. Er wordt rekening gehouden met uurlijkse variatie van de elektriciteitsvraag en van de productie van wind- en zonne-energie en met onder meer opslag van elektriciteit en uitbreiding van de netverbindingen tussen landen. In het basisscenario is in 2050 bijna 30% van de stroom afkomstig van kerncentrales en 34% van wind en zon. De in deze studie veronderstelde investeringskosten voor windturbines en zonnepanelen liggen een factor 2 hoger dan wat in de I13050 studie is aangenomen (Berenschot, 2020b). Als in (Zuijlen B. van, 2019) 50% hogere investeringskosten voor kernenergie worden verondersteld, een langere bouwtijd (van 7 naar 10 jaar) en een kortere economische levensduur (van 60 naar 40 jaar), dan daalt het kernenergie-aandeel naar 27%. Wordt exogeen een hoog aandeel elektriciteit uit wind en zon (70%) aangenomen, dan daalt de bijdrage van kerncentrales naar nul. Dalen de investeringskosten van wind- en zonne-energie (reducties variërend per technologie van -24% tot -43%), ten opzichte van de aannames in het basisscenario, dan daalt het aandeel kernenergie eveneens naar nul. De studie laat zien dat de rol van kernenergie afhankelijk is van de investeringskosten van wind- en zonne-energie ten opzichte van die van kernenergie. De variant met lagere investeringskosten voor wind- en zonne-energie leiden tot de zelfde uitkomst als de I13050 studie, namelijk geen rol voor kernenergie.

Importeren van stroom uit buitenlandse kerncentrales

Van stroom die door producenten via het elektriciteitsnet aan afnemers wordt geleverd is niet na te gaan op welke manier de elektriciteit is opgewekt, omdat alle opgewekte stroom fysiek via één net wordt getransporteerd. Dit geldt ook voor stroom die uit het buitenland komt. In 2004 is in Nederland voor duurzaam opgewekte elektriciteit (d.w.z. afkomstig van wind, zon, waterkracht) een systeem van garanties van oorsprong (gvo's) opgezet dat het mogelijk maakt om de herkomst te koppelen aan de stroom die een consument afneemt. Op grond van Europese regelgeving passen ook andere Europese lidstaten het systeem van garanties van oorsprong toe, waardoor het mogelijk is garanties van oorsprong uit het buitenland te verkrijgen voor duurzaam geproduceerde stroom. Vanaf 2020 heeft Nederland het systeem uitgebreid met certificaten van oorsprong voor fossiele en nucleaire elektriciteitsproductie. Dit verplicht Nederlandse elektriciteitsproducenten al hun geproduceerde stroom te laten certificeren en zo te laten vastleggen op welke wijze deze is geproduceerd. Daarmee is in Nederland

sprake van full disclosure. Voor full disclosure geldt echter geen EU verplichting. Lidstaten zijn vrij om te bepalen of ze over gaan op full disclosure. Naast Nederland hebben onder meer Oostenrijk en Zwitserland een systeem voor full disclosure ingevoerd. Er zijn ook landen, zoals Zweden, waar producenten hun stroom op vrijwillige basis kunnen laten certificeren. Met certificaten van oorsprong is het dus in principe mogelijk om in het buitenland geproduceerde kernstroom in Nederland te importeren, al zullen niet alle kernenergieproducenten over deze certificaten beschikken.

Als sprake is van schaarste van bepaalde certificaten (vraag is groter dan aanbod), krijgt een certificaat waarde, en kan dit de producent extra opbrengsten (bovenop de elektriciteitsprijs) opleveren. Daarmee wordt het inzet van het productiemiddel aantrekkelijker, hetgeen in theorie (kerncentrales draaien al continu, tenzij nieuwe capaciteit wordt gerealiseerd) kan leiden tot een grotere stroomproductie. Het kopen van certificaten kan dus in principe de productie van bepaalde opwekmethoden beïnvloeden. Als het productiemiddel, zoals een kerncentrale, in het buitenland staat, hoeft van de daadwerkelijke import van elektriciteit van de buitenlandse producent naar de Nederlandse afnemer overigens geen sprake te zijn (import wordt bepaald door verschil in marktprijs tussen de Nederlandse en buitenlandse elektriciteitsmarkten). Het (ver)kopen van de certificaten volstaat. Aankoop van deze certificaten heeft echter geen invloed op de CO₂-emissies in Nederland en ook niet in het buitenland, omdat verkoop van de certificaten in de praktijk geen invloed heeft op de inzet van productiemiddelen.

Samenvattend

Waarschijnlijk zal in de toekomst in een aantal Europese landen elektriciteit wordt opgewerkt met kerncentrales. Die stroom kan in principe met certificaten van oorsprong in Nederland worden gekocht, mits producenten van kernstroom deze certificaten laten registeren. Aankoop van kernstroom zal in de praktijk echter niet snel leiden tot een hogere productie van elektriciteit uit kerncentrales. Het beïnvloedt ook niet de elektriciteitsproductie in Nederland en heeft geen effect op de CO₂-emissies in Nederland.

10 Onderzoek naar innovatieve kernenergietechnieken voor bedrijven en onderzoeksinstellingen in Noord-Brabant

Dit hoofdstuk is opgesteld door NRG

Ontwikkeling van (nieuwe) reactortechnologie vraagt om een breed, grensoverschrijdend scala aan kennis, expertise, competenties en infrastructuur. Experimentele faciliteiten zijn in veel gevallen slechts op een beperkt aantal locaties in de wereld beschikbaar – en daarmee ook de kennisbasis die nodig is om binnen een overzienbare periode daadwerkelijk tot resultaten te kunnen komen. In het verleden, vaak op nationaal vlak, gemaakte keuzes hebben bijgedragen tot internationaal verspreide kennis ‘hot-spots’. Internationale samenwerking op bestuurlijk en technisch-wetenschappelijk vlak is daarom een vereiste. Het internationale onderzoek consortium rond ITER, de in aanbouw zijnde fusiereactor in het zuiden van Frankrijk, is hier een goed voorbeeld van. Een ander voorbeeld is de ontwikkeling van het MYRRHA reactor ontwerp (een LFR) in Mol, België. Het ontwerp van deze reactor wordt gedirigeerd vanuit Mol, maar vanuit heel Europa wordt expertise bijgedragen aan de ontwikkeling hiervan. Dikwijls vindt dit plaats in door de Europese Commissie gesponsorde projecten waarin deelnemende partijen ongeveer de helft van de onkosten vergoed krijgen uit fondsen van de Europese Commissie.

Nederland heeft een rijke historie op het gebied van kernenergie. In de jaren '50 van de vorige eeuw zijn de fundamenteen gelegd voor een uitgebreide nucleaire kennis- en onderzoekinfrastructuur. In 2016 is door het bureau Technopolis in opdracht van het ministerie van Economische Zaken de Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur in de kaart gebracht (Technopolis, 2016). Als sterktes benoemt het rapport de hoge kwaliteit van wetenschappelijk onderzoek en state-of-the-art onderzoeksfaciliteiten en de goede inbedding in internationale organisaties en samenwerkingsverbanden; sterktes die baanbrekend onderzoek en belangwekkende resultaten mogelijk maakten, voor de Nederlandse en internationale nucleaire gemeenschap. Daarmee heeft het Nederlandse nucleaire onderzoek zich een goede uitgangspositie verschaft bij het onderzoek naar innovatieve kernenergietechnieken. De ontwikkeling van nieuwe reactortechnologieën (zoals de gesmolten zout reactor - MSR) als bron voor duurzame energievoorziening wordt door Technopolis ook geïdentificeerd als een kans voor de Nederlandse nucleaire kennisinfrastructuur (Technopolis, 2016). In het recente verleden hebben de TU Delft/RID (hierna: TU Delft) en NRG een belangrijke rol gespeeld bij de ontwikkeling van de kennisbasis voor de Hoge Temperatuur Reactor (HTR). Sinds 2015 richten beide instellingen zich in hun onderzoek op het gebied van innovatieve reactoren op de MSR.

Kernfusie is destijds – in overleg met de opdrachtgever – door Technopolis niet meegenomen in haar studie, maar Noord-Brabant vormt met DIFFER en de TU Eindhoven ook een belangrijk onderdeel van de nationale nucleaire kennisinfrastructuur. Op beide instellingen zijn dezelfde kwalificaties als voor NRG en de TU Delft van toepassing. Vanuit het verleden zijn er verschillende vormen van samenwerking met NRG en de TU Delft tot stand gekomen op het snijvlak van

kernsplijting en kernfusie. Beide disciplines maken deels gebruik van dezelfde competenties en richten zich in hun onderzoeken op vergelijkbare aspecten van bijvoorbeeld materiaalonderzoek; alleen de uiteindelijke toepassing is meestal verschillend. Zo is de Hoge Flux Reactor in Petten één van de belangrijkste 'leveranciers' van experimentele data voor materialen met een toepassing in een fusiereactor.

Nederland beschikt op dit moment over zowel de onderzoekinfrastructuur als de kennis om met kernenergie bij te dragen aan een volledig CO₂-vrije elektriciteitsvoorziening waarbij Nederland in een goede positie verkeert om een vooraanstaande rol te spelen in de ontwikkeling van innovatieve kernenergietechnieken. Zoals gememoreerd, is het onderzoek naar nieuwe concepten zodanig omvangrijk en complex, en daarmee kostbaar, dat samenwerking met andere internationale kennisinstellingen met betrokkenheid van private partijen essentieel is. Het onderzoek naar kernfusie dat uitgevoerd wordt door ITER is een goed voorbeeld van een dergelijke samenwerking.

Succesvolle ontwikkeling van innovatieve kernenergietechnieken vraagt óók om betrokkenheid van de industrie. Uiteindelijk zal de industrie na afronding van een succesvol ontwikkeltraject de nieuwe type reactoren gaan realiseren. Hier liggen dus kansen voor het bedrijfsleven, ook in Noord-Brabant. Daarbij kan voortgebouwd worden op de bestaande samenwerking tussen Nederlandse onderzoeksinstellingen en de industrie, zie bijvoorbeeld het nationale Topsectorenbeleid. Ontwikkeling van innovatieve kernenergietechnieken vraagt om kennis en expertise vanuit sectoren op het gebied van onder andere materiaalkunde, chemie, koeltechniek en geavanceerde productietechnologieën (maakindustrie).

Consortia met een vergelijkbare sterkte als voor kernfusie (ITER) zijn voor generatie 4 kerncentrales nog niet aanwezig. Samen met een actieve rol van de overheid kan zo'n consortium zich ontwikkelen tot een platform dat niet alleen met kernenergie bijdraagt aan een klimaatneutrale energievoorziening, maar door spin-off, ook aan de bestending van de positie van Nederland als innovatie- en kennisland.

Samenvattend

De Nederlandse nucleaire onderzoekinfrastructuur heeft een goede uitgangspositie om een vooraanstaande rol te spelen bij de ontwikkeling van nieuwe, innovatieve reactor technologieën. Onderzoek naar innovatieve kernenergietechnieken biedt daarmee ook de nieuwe perspectieven voor bedrijven en onderzoeksinstellingen in Noord-Brabant. Hiervoor is het nodig dat kennis en expertise gebundeld worden in een consortium en dat samenwerking gevonden wordt met internationale partijen om zo toegang tot alle benodigde kennis, expertise, competenties en infrastructuur zeker te stellen. Een succesvol consortium zal uiteindelijk ook bijdragen aan de positie van Nederland als innovatie- en kennisland.

11 Handelingsperspectief Provincie Noord-Brabant

Dit hoofdstuk is opgesteld door TNO

Door de opdrachtgever is de vraag gesteld wat de Provincie Noord-Brabant kan doen om kernenergie en in het bijzonder thorium reactoren te stimuleren. Besluitvorming over de meest relevante incentives voor de ontwikkeling en bouw van nieuwe kerncentrales ligt echter bij de nationale overheid. Het gaat hierbij bijvoorbeeld om het stimuleringsbeleid (subsidies, verplichtingen) als ook het aanwijzen van gebieden waar een kerncentrale mag worden gebouwd. Wel kan de Provincie een rol spelen bij het agenderen van onderwerpen.

Allereerst wordt ingegaan op de belangrijkste aangrijpingspunten voor verbetering van de rentabiliteit van kernenergie.

Verbetering van de rentabiliteit van kernenergie

Hoofdstuk 7 laat zien dat bij de huidige inrichting van de elektriciteitsmarkt met een toenemende productie aan wind- en zonne-energie de elektriciteitsproductie met een kerncentrale niet rendabel mogelijk is doordat er te weinig draaiuren worden gemaakt. De rentabiliteit zal sterk verbeteren als de kerncentrale wel grotendeels continu in bedrijf kan zijn. Dit kan door de marktinzichting te wijzigen, maar vereist aanpassing van Europese elektriciteitsrichtlijn¹⁷. De overheid kan de productie van elektriciteit van een kerncentrale subsidiëren (analoog aan de SDE subsidie voor duurzame elektriciteit¹⁸) als sprake is van een non-marktconformiteit. Daarvan kan bijvoorbeeld sprake als de energievoorzieningszekerheid onvoldoende wordt gegarandeerd door een energieproductiepark dat voornamelijk uit wind- en zonne-energieproductie bestaat. Ook kan de gecombineerde productie van elektriciteit en waterstof en/of warmte voor de industrie de rentabiliteit van een kerncentrale verbeteren. De overheid kan de innovatierisico's die hiermee gepaard gaan helpen verkleinen met een investeringssubsidie.

Het stimuleren van de marktintroductie van nieuwe technologie die bijdraagt aan een sterke verlaging van de CO₂-emissies bij de productie van elektriciteit kan zowel generiek als ook technologie-specifiek worden geïnstrumenteerd. Bij een meer generieke stimulering, bijvoorbeeld door CO₂-beprijzing, wordt door de markt de meest kostenefficiënte optie gekozen om het doel te bereiken. Concurrerende opties van kernenergie, zoals bijvoorbeeld gascentrales met CO₂-afvang (en opslag) worden ook door dit type incentive gestimuleerd. Indien gekozen wordt voor een technologie-specifieke stimulering, dan is de vraag hoe specifiek de incentive wordt geformuleerd. Er kan zowel gekozen worden voor stimulering van kernenergie in zijn algemeenheid, waarbij het aan de markt wordt overgelaten via welke technologische route hier invulling aan wordt gegeven (uitgaande van een voldoende sterke incentive), maar ook voor een incentive waarbij een centrale van

¹⁷ In de EU elektriciteitsmarkt is sprake van een vrije markt voor elektriciteitsproductie. Hierdoor vindt concurrentie plaats tussen elektriciteitsproducenten. In landen buiten de EU kan sprake zijn van elektriciteitsmarkten zonder of beperkte concurrentie. Dat is van invloed op de rentabiliteit van een kerncentrale.

¹⁸ Als de kostprijs van elektriciteit uit een kerncentrale 4 cent per kWh boven de marktprijs ligt, gaat het jaarlijks om 320 miljoen euro voor een kerncentrale met een vermogen van 1000 MW en 8000 vollasturen per jaar.

een bepaald type (i.e. thoriumcentrale) wordt gestimuleerd. Hoe specifieker de regeling, hoe kleiner de ruimte voor marktpartijen om de vraag in te vullen met de goedkoopste optie.

Nieuwe generatie 3 kerncentrale

Voor een nieuwe kerncentrales zijn drie locaties aangewezen: Borssele, Maasvlakte II en Eemshaven. Om realisatie van een kerncentrale in Noord-Brabant mogelijk te maken zullen de waarborglocaties door de Rijksoverheid moeten worden aangepast. Ook zijn door de ANVS vergunningsvoorwaarden opgesteld voor een nieuwe generatie 3 kerncentrale. Een EPR kerncentrale kan, inclusief aanvraag voor een vergunning, in minimaal 11 jaar worden gerealiseerd (zie Hoofdstuk 3). Voor een generatie 3 SMR zullen de vergunningsvoorwaarden moeten worden aangepast. Dat zal zo'n 10 jaar in beslag nemen. De bouwtijd zal echter korter zijn dan een EPR, omdat de SMR een kleiner vermogen heeft.

Nieuwe generatie 4 kerncentrale

Realisatie van een commerciële generatie 4 kerncentrale vereist verdere ontwikkeling van de generatie 4 reactorconcepten. Hoofdstuk 2 noemt verschillende concepten en laat de voordelen zien ten opzichte van generatie 3 kerncentrales, maar benoemt ook de uitdagingen. Om uiteindelijk te komen tot een commerciële generatie 4 kerncentrale dienen de volgende stappen te worden doorlopen:

- Opzetten van een internationaal consortium van overheden, onderzoeksinstituten en bedrijven die een ontwikkelingsprogramma kunnen uitvoeren en financieren;
- Realiseren van een experimentele infrastructuur (o.m. demonstratiereactor);
- Uitvoeren van grootschalige experimenten met de experimentele infrastructuur;
- Uitvoeren van veiligheidsanalyses;
- Aanpassing van vergunningseisen;
- Vergunningaanvraag;
- Bouw commerciële generatie 4 kerncentrale.

Het tijdspad voor de eerste drie stappen is hoogst onzeker. Als deze stappen succesvol zijn doorgelopen is voor realisatie van een thorium MSR nog 15 tot 20 jaar nodig. Dit zal een first-of-a-kind kerncentrale zijn met een kleiner vermogen dan een generatie 3 kerncentrale.

Wat kan de Provincie Noord-Brabant doen?

De Provincie Noord-Brabant kan op verschillende manieren bijdragen aan de ontwikkeling en realisatie van kernenergie:

- Laten uitvoeren (of bij de Rijksoverheid daartoe bepleiten) van onderzoek naar de vraag of mogelijk sprake is van non-marktconformiteit bij kerncentrales in een elektriciteitsmarkt die bestaat uit enkel wind- en zonne-energie, bijvoorbeeld ten aanzien van energievoorzieningszekerheid. Indien hiervan sprake is, onderzoeken hoe de non-markconformiteit kan worden gecompenseerd en daarmee de rentabiliteit van een kerncentrale kan worden verbeterd.
- Laten uitvoeren (of bij de Rijksoverheid daartoe bepleiten) van onderzoek naar de maatschappelijke meerwaarde van innovatieve toepassing van kernenergie bij gecombineerde productie van elektriciteit en waterstof of warmte voor de industrie. Hierbij zou ook moeten worden bekeken of zo'n innovatie in

aanmerking kan komen voor financiële ondersteuning van de overheid (Rijk en of provincie).

- Het bepleiten bij de Rijksoverheid om de vastgestelde waarborgingslocaties voor kerncentrales te heroverwegen en een waarborglocatie in Noord-Brabant aan te wijzen indien de Provincie Noord-Brabant de realisatie van een kerncentrale in haar provincie wenst mogelijk te maken.
- Het ondersteunen van:
 - initiatieven voor opzetten van een internationaal consortium voor uitvoering van een ontwikkelingsprogramma voor generatie 4 reactoren;
 - realiseren van experimentele infrastructuur;
 - uitvoeren van grootschalige experimenten.

Hiertoe zou aansluiting gezocht kunnen worden bij het Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP)

- In gesprek gaan met bedrijven en onderzoeksinstituten (TUE, DIFFER) in de provincie Noord-Brabant om na te gaan of en hoe deze gestimuleerd en ondersteund kunnen worden tot deelname aan het hiervoor genoemde ontwikkelingsprogramma.

Geraadpleegde bronnen

- Berenschot, K. e. (2020a). *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*.
- Berenschot, K. e. (2020b). *Systeemeffecten van nucleaire centrales in klimaatneutrale energiescenario's 2050*.
- De Leede, G., & Schalijs, R. (2020). *Inzet van innovatieve technologie bij het beheersen van de energiesysteemkosten op weg naar een energieneutraal Noord-Brabant*. eRisk en Universiteit Tilburg.
- Detz R., W. M. (2020). *Hydrogen in the Netherlands - A review of recent Dutch scenario studies*. TNO.
- ENCO. (2020). *Possible role of nuclear in the dutch energy mix in the future*.
- Entler S., H. J. (2018). Approximation of the economy of fusion energy. *Energy*, 152, 489-497.
- EPZ. (2020). *Visie EPZ op Kernenergie in Nederland na 2033*.
- ETI. (2020). *The ETI Nuclear Cost Drivers Project - Full Technical Report*.
- Gamboa Palacios S., J. J. (2018a). *Nuclear energy economics: An update to Fact Finding Nuclear Energy*. TNO.
- GIF, U. E. (2002). *A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems*.
- Heek Alike I. van, R. F. (2012). Cost estimation with Ge-econs for generation IV reactor designs. *GIF Symposium 2012, San Diego, United States*.
- IAEA. (2013). *Hydrogen production using nuclear energy*.
- IAEA. (2020). *Nuclear Power Reactors in the World - Reference Data Series 2*.
- IEA. (2020). *World Energy Outlook 2020*.
- IEA/NEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*.
- IRSN. (2015). *Review of Generation IV Nuclear Energy Systems*.
- Klimaatakkoord. (2019).
- Kloosterman, J. L. (2016). *Kernenergie van eigen Kweek - introereede*. TU Delft.
- Mantzos L., W. T. (2019). *The POTEnCIA Central scenario - An EU energy outlook to 2050*. JRC.
- Nuclear Nederland. (2017). *Kernenergie voor onze toekomst - Roadmap voor de rol van kernenergie binnen een CO₂-vrije energievoorziening in Nederland*.
- OECD-IAEA. (2018). *Uranium Resources Production and Demand*.
- Priolo I. (2016). *Handbook of Generation IV nuclear reactors*. Woodhead Publishing, Elsevier.
- Scheepers, M., Faaij, A., & Brink van den, R. (2020). *Scenario's voor Klimaatneutraal energiesysteem*. TNO.
- Scheepers, M., Gamboa Palacios, S., Jegu, E., Pupo Nogueira De Oliveira, L., Rutten, L., Stralen van, J., . . . West, K. (2020). *Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050*. TNO 2020 P10338.
- Scheepers, M., Seebregts, A., Lako, P., Blom, F., & Gemert, F. (2007). *Fact Finding Kernenergie t.b.v. de SER-Commissie Toekomstige Energievoorziening*. ECN/SER.
- SET. (2019). *Strategic Energy Technology Plan - Key Action 10 Implementation Plan*.
- SEV III. (2009). *Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening*. Rijksoverheid.
- Sijm, J., Beurskens, L., Marsidi, M., Niessink, R., Scheepers, M., Smekens, K., . . . Wilde de, H. (2020). *Review of energy transition scenario studies of the Netherlands up to 2050*. TNO.

- Sijm, J., Gockel, P., Van Hout, M., Özdemir, Ö., Van Stralen, J., Smekens, K., . . . Musterd, M. (2017). *Demand and supply flexibility in the power system of the Netherlands 2015-2050*. ECN.
- SNETP. (2007). *The Sustainable Nuclear Energy Technology Platform - A vision report*. European Commission.
- SNETP. (2011). *SNETP Strategic Research Agenda - Annex: Thorium cycles and Thorium as a nuclear fuel component*.
- SNETP. (2012). *SNETP Strategic Research Agenda - Annex: Molten Salt Reactor Systems*.
- Stevens, L. (2017). *The footprint of energy*. Strata.
- Technopolis. (2016). *Nucleaire kennisinfrastructuur in Nederland - Inventarisatie en relatie met publieke belangen*.
- Terwel, R. e. (2020). *Vergelijking van twee rapporten over de kosten van nucleaire en zon- & windstroom in het Nederlandse energiesysteem*. Kalavasta.
- TNO. (2018b). *Factsheet Generation III Nuclear Reactors*. Opgehaald van www.energy.nl
- TNO. (2018c). *Factsheet Small Modular Reactor*. Opgehaald van www.energy.nl
- Turkenburg, W. (2019). *Vise op de toekomst van kernenergie in de energietransitie*. KNAW.
- VWS. (2017). *Verspreiding Jodiumtabletten*.
- Wealer, B., Bauer, S., Göke, L., von Hirschhausen, C., & Claudia, K. (2019). *High-priced and dangerous: nuclear power is not an option for the climate-friendly energy mix*. DIW.
- Zuijlen B. van, Z. W. (2019). *Cost-optimal reliable power generation in a deep decarbonisation future*. (Elsevier, Red.) *Applied Energy*.

A Vragen van de provincie Noord-Brabant

1. Welke rol kan kernenergie in brede zin (kernfusie en kernsplijting, waaronder generatie III en IV reactoren zoals de ThoriumMSR) spelen in de energievoorziening van Noord-Brabant en hoe past dat in een compleet en robuust energiesysteem?
2. Op welke termijn kan (extra) kernenergie op commerciële schaal beschikbaar komen?
3. Is het mogelijk kernenergie in te kopen in het buitenland, en leidt dat dan tot minder vraag naar elektriciteit afkomstig van andere opwekmethoden (fossiel, biomassaverbranding, wind, zon), ongeacht het land van herkomst?
4. Wat zijn de ontwikkelingen rond de generatie IV kerncentrales sinds 2015? Geldt de ThoriumMSR op dit moment als het meest kansrijke concept?
Meer specifiek:
 - Hoe ziet (mondiaal, Europees of nationaal) de roadmap er uit om de ThoriumMSR gerealiseerd te krijgen?
 - Met welke snelheid kan dit?
 - Wat kan de rol van de Provincie Noord-Brabant hierin zijn, en welke
 - partners / stakeholders zijn hierbij nodig?
5. Hoe is internationaal de inschatting van het risico op een ongeval met een inherent veilige reactor?
6. Wat zijn de voordelen en nadelen van de thoriumreactor (of andere generatie IV-reactor) ten opzichte van een conventionele (generatie III) uranium reactor?
7. Wat is de verwachting ten aanzien van de kostprijs van elektriciteit uit thoriumcentrales ten opzichte van andere bronnen? Welke andere overwegingen zijn er om kernenergie al dan niet een plek te geven in de energiemix?
8. Heeft u (naast wat al bij punt 3, laatste streepje is gevraagd) een advies hoe Noord-Brabant actief werk kan maken van de mogelijkheden van kernenergie (waaronder Thorium MSR techniek en kernfusie)? Kan dat de provincie op andere terreinen technologisch of economisch voordeel geven?