

Scenariostudie kernenergie

Rapport

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

7 september 2022

Project Scenariostudie kernenergie
Opdrachtgever Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Document Rapport
Status Definitief
Datum 7 september 2022
Referentie 130675/22-012.735

Projectcode 130675

Projectleider

Projectdirecteur

Auteur(s)

Witteveen+Bos:

eRisk Group:

HCSS:

Rethink Zero:

Gecontroleerd door

Goedgekeurd door

Paraaf

Adres

Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.
Leeuwenbrug 8
Postbus 233
7400 AE Deventer
+31 (0)570 69 79 11
www.witteveenbos.com
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veelevoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

INHOUDSOPGAVE

	VOORWOORD	7
1	INTRODUCTIE	9
2	CONCLUSIES EN SAMENVATTING	12
2.1	Doelstelling van deze scenariostudie	12
2.2	Conclusies	12
2.3	Kosten en financiering	13
2.4	Modellering en scenario's	16
	2.4.1 Analyse van het jaar 2035	16
	2.4.2 Energiesysteemoptimalisatie 2040 en 2050	17
2.5	Grondstof- en energiezekerheid	21
2.6	Ruimtelijke inpassing	22
2.7	Maatschappelijke afweging van kernenergie	24
3	KOSTEN EN FINANCIERING	25
3.1	Overzicht technologieën en referentieprojecten	25
	3.1.1 Technologische ontwikkelingen	25
	3.1.2 Technologische en operationele kernaspecten	26
	3.1.3 Ontwikkelingen	29
	3.1.4 Overzicht en evaluatie referentieprojecten	30
3.2	Financieringsbronnen en kosten	33
	3.2.1 Analyse kosten en bronnen van financiering	33
	3.2.2 Projectfasen en financieringsbehoefte	35
3.3	LCOE van kernenergie	37
	3.3.1 Inleiding	37
	3.3.2 Modellering	38
	3.3.3 Modelparameters	39
	3.3.4 Financiële parameters voor de optimalisatie scenario's	40
3.4	Financieringsstructuren	41
	3.4.1 Analyse invloed overheidsparticipatie	41
	3.4.2 Analyse invloed financieringsmodellen en afnamecontracten	46
	3.4.3 Financieringsmodellen	49
	3.4.4 Kwalitatieve analyse toepasbaarheid van de financieringsmodellen	61

3.4.5	Kwantitatieve analyse financieringsmodellen	63
3.4.6	Afsluitende conclusies financieringsmodellen	67
4	MODELLERING EN SCENARIO'S	68
4.1	Modellering 2035	68
4.1.1	PPSGen energiemarktmodellering	68
4.1.2	Aannames energielandschap 2035	70
4.2	Resulterende effecten van 2 kerncentrales in 2035	73
4.2.1	Resultaten analyse 2035	74
4.2.2	Sensitiviteit voor het gekozen weerjaar	77
4.3	Conclusie analyse 2035	80
4.4	Energiesysteemoptimalisatie voor 2040, 2050 en 2070	80
4.4.1	PyPSA-Eur energiesysteemoptimalisatiemodel	81
4.4.2	Randvoorwaarden en aannames optimalisatie	82
4.5	Resulterende geoptimaliseerde scenario's	84
4.5.1	Geoptimaliseerde scenario's voor 2040	85
4.5.2	Geoptimaliseerde scenario's voor 2050	86
4.5.3	2050 geoptimaliseerd zonder kernenergie	87
4.5.4	2050 geoptimaliseerd met grootschalig kernenergie	89
4.5.5	2050 geoptimaliseerd met SMR	90
4.5.6	Effecten kernenergie voor opslag en netwerken	91
4.5.7	Effecten kernenergie op kosten energiesysteem	94
4.6	Gevoeligheidsanalyse onzekerheden en beleidskeuzes	96
4.6.1	Kosten van kernenergie	97
4.6.2	Discontovoet	98
4.6.3	Import/export meer in balans	99
4.6.4	Brownfield 2030 startpunt en greenfield	100
4.6.5	Gevoeligheid regionale, Europese en internationale beleidssturing	103
4.6.6	Doorkijk 2070	106
4.7	Conclusies energiesysteemoptimalisatie	109
5	GRONDSTOFFEN EN ENERGIEZEKERHEID	111
5.1	Introductie	111
5.1.1	Methodologie	111
5.2	Kernenergie in Europa	113
5.3	Materiaal gebruik en geopolitieke risico's	114
5.3.1	Leveringszekerheid van materiaal	115
5.3.2	Leveringszekerheid van energie	123
5.4	Conclusie grondstof- en energiezekerheid	126
6	RUIMTELIJKE INPASSING EN RANDVOORWAARDEN	128

6.1	Ruimtelijke impact van de scenario's	128
6.1.1	Uitgangspunten	128
6.1.2	Resultaten per scenario	132
6.1.3	Vergelijking ruimtegebruik in Nederland en Noordwest-Europa	135
6.1.4	Conclusie ruimtegebruik	136
6.2	Potentiële heroverweging vestigingsplaatsen voor kernenergie	137
7	MAATSCHAPPELIJKE AFWEGING VAN KERNENERGIE	139
7.1	Inleiding	139
7.2	Relevante resultaten uit deze studie voor nieuwe elementen in de maatschappelijke afweging van kernenergie	139
7.3	Methoden en aandachtspunten bij maatschappelijke afweging van kernenergie	140
	Laatste pagina	144
	Bijlage(n)	Aantal pagina's
I	Grondstof en energiezekerheid	26
II	Technologie-aanname	6
III	Randvoorwaarden bij de ruimtelijke inpassing van kernenergie	4

VOORWOORD

De Scenariostudie kernenergie is het product geweest van een intensieve samenwerking over de periode maart 2022 - september 2022 tussen de consortiumpartners Witteveen+Bos, the Hague Center for Strategic Studies (HCSS) en eRisk Group, waarin eenieder zijn expertise heeft ingebracht. De verschillende deelvragen haken in elkaar in en wij hebben veel aandacht besteed aan de samenhang en consistentie in de analyse.

De Nederlandse overheid is de afgelopen jaren bezig geweest om verschillende aspecten rondom kernenergie uit te diepen. Na de marktconsultatie van KPMG moet deze scenariostudie een antwoord geven op de vraag wat de rol van kernenergie zou kunnen zijn in de mogelijke toekomstige energiemix in Nederland tussen 2030 en 2050 en daarna.

Naast het onderzoek naar de financieringsaspecten van kernenergie, de impact van kernenergie op grondstoffen en energiezekerheid, de gevolgen van kernenergie op de ruimtelijke inpassing van energieproductie en een beschouwing over de maatschappelijke afweging, gaat deze studie vooral over de toekomstige optimale elektriciteitsproductiemix. Om deze mix te kunnen analyseren zijn twee verschillende modellen ingezet.

De resultaten van deze scenariostudie kunnen worden ingebracht in een integrale maatschappelijke afweging van kernenergie, waarbij naast de in deze studie onderzochte aspecten, ook aspecten zoals draagvlak, veiligheid, afvalverwerking en non-proliferatie relevant zijn.

Allereerst is met het model PPSGen het jaar 2035 in kaart gebracht op basis van alle plannen en ambities van de landen België, Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk die nu reëel worden geacht. PPSGen is een model dat de elektriciteitsvraag matcht met het aanbod per uur en de meest optimale asset mix bepaalt om aan de vraag te voldoen. PPSGen gebruikt alle beschikbare productie assets (centrales, windmolenparken, PV etc.) en assets die flexibiliteit kunnen leveren (bijv. batterijen, elektrisch vervoer en warmtepompen). De marginale prijs van de duurste centrale die moet produceren om aan de vraag te kunnen voldoen bepaalt de prijs voor enig uur. Het model maakt realistische analyses door historische weerdata te gebruiken om de weersafhankelijke vraag en het aanbod als uitgangspunt te nemen. Het model kan aannames voor de groei van wind en PV aan de aanbodkant, maar ook de verwachtingen rondom bijv. elektrisch vervoer, warmtepompen en elektriciteitsvraag van de industrie meenemen om de gevolgen voor het energiesysteem in kaart te brengen. Met PPSGen wordt in kaart gebracht wat de rol van twee grootschalige kerncentrales in het energiesysteem in 2035 kan zijn.

Vanaf 2040 kijken we met het PyPSA model naar een optimale invulling van het energiesysteem. Optimalisatie is hierbij een minimalisatie van integrale kosten, dus van opwek, opslag en infrastructuur (systeemkosten). Het openbare PyPSA model leent zich voor een optimalisatie op verschillende niveaus, waar zowel kan worden gekeken naar nationale als internationale afhankelijkheid en samenwerkingsverbanden. Het startpunt van PyPSA is de analyse van 2035 die uit PPSGen komt.

De aannames zijn begin april 2022 vastgesteld in een tijd van grote veranderende geopolitieke omstandigheden. Deze studie richt zich op centrales die in 2035 op zijn vroegst operationeel zouden zijn, wij denken daardoor dat het effect op de resultaten voor de lange termijn beperkt zijn of worden hiernaast deels ondervangen door de analyse van verschillende sensitiviteiten.

Tenslotte willen wij het expertteam bestaande uit Paul Koutstaal van het PBL en Martin Scheepers van TNO bedanken voor het uitvoerige commentaar en hun suggesties voor verbeteringen. Het commentaar en onze respons is te downloaden¹. Vanzelfsprekend is de inhoud van de studie volledig de verantwoordelijkheid van de consortiumpartners.

Wij hopen met dit rapport een steentje te hebben bijgedragen aan de discussie over de toekomst van ons energiesysteem en de keuzes die de Nederlandse overheid hierin moet maken.

¹ Review conceptrapport expertteam |

https://www.witteveenbos.com/fileadmin/Downloads/Div._documenten/220914_Review_conceptrapport_kernenergiestudie_EZ_K_PBL_TNO.pdf

1

INTRODUCTIE

Na de marktconsultatie kernenergie¹, waarin inzichtelijk is gemaakt onder welke voorwaarden marktpartijen bereid zouden zijn om te investeren in de bouw van kerncentrales in Nederland, welke publieke ondersteuning daarvoor nodig is en in welke regio's er belangstelling is voor de realisatie van een kerncentrale, heeft de voormalige Staatssecretaris voor Klimaat en Energie toegezegd een Scenariostudie te laten uitvoeren. In opdracht van het ministerie van Economische Zaken is deze scenariostudie kernenergie uitgevoerd door het consortium bestaande uit Witteveen+Bos, eRisk Group en The Hague Centre for Strategic Studies (HCSS).

Doelstelling van deze scenariostudie

De doelstelling van de studie is te achterhalen op welke manier kernenergie in de toekomstige Nederlandse energiemix een onderdeel kan zijn van het energieaanbod en wat hiervan de kosten en baten zijn. Deze Scenariostudie richt zich op een optimalisatie van de verhoudingen binnen de energiemix in Nederland tussen 2030 en 2050 en erna.

Tijdens de studie zijn deelvragen onderzocht omtrent integrale kosten, het energiesysteem, grondstoffen, ruimtegebruik en maatschappelijke inbedding. Deze deelvragen staan hieronder vermeld.

Integrale kosten

De inzet van kernenergie kan de integrale kosten van het energiesysteem beïnvloeden vanwege een andere invulling van de uitgaven aan onder andere systeemkosten en de invloed op de gediscoteerde kosten van het opwekken van elektriciteit, de Levelized Cost of Electricity (LCOE). Om een antwoord te vinden op deze veronderstelling, worden de volgende deelvragen beantwoord:

- 1 wat wordt de LCOE (Levelized Cost Of Electricity) van kernenergie en hoe verhoudt die zich tot andere CO₂-vrije energiebronnen? Hierbij wordt rekening gehouden met bouwkosten, financiering, brandstof, afvalverwerking, bedrijfsvoering, onderhoud en ontmanteling;
- 2 wat is de mogelijke invloed van door de overheid te hanteren financieringsstructuren (onder andere subsidies, garanties, overheidsdeelname, contracts for difference (CfD), Mankala principe, Regulated Asset Base (RAB) model, lening vanuit de overheid voor 'weighted average cost of capital' (WACC) verlaging) voor de kosten van kernenergie ten behoeve van een level playing field binnen het gehele energiesysteem?
- 3 wat is de invloed van kernenergie op de integrale kosten van het Nederlandse energiesysteem tussen 2030 en 2050 en daarna wanneer hiervoor gekozen zou worden?

Leveringszekerheid en importafhankelijkheid

Een aandeel kernenergie in de energiemix kan leiden tot optimalisatie van de systeemkosten en bijdragen aan de leveringszekerheid. Om deze mogelijke impact op het energiesysteem te onderzoeken wordt niet alleen de invloed van kernenergie op de productie van elektriciteit geanalyseerd, maar ook de impact op de perspectieven voor de productie van waterstof. Een ander aspect in het onderzoek is de mogelijke verandering in importafhankelijkheid door de uitfasering van elektriciteitsproductie uit kolen en de langzaam afnemende beschikbare capaciteit van gascentrales. Importafhankelijkheid heeft niet alleen betrekking op elektriciteit maar ook op geopolitiek gevoelige energiedragers/bronnen zoals gas, waterstof en uranium. Het toepassen van kernenergie in de energiemix kan die afhankelijkheden beïnvloeden. Om een antwoord te

¹ Marktconsultatie kernenergie | Rapport | Rijksoverheid.nl.

vinden op de mogelijke bijdrage van kernenergie in het Nederlandse energiesysteem aan de leveringszekerheid en het beperken van importafhankelijkheid, zijn de volgende deelvragen beantwoord:

- 4 wat is de invloed van kernenergie op de leveringszekerheid van het Nederlands energiesysteem tussen 2030 en 2050 en daarna?
- 5 wat is de invloed van kernenergie op de importafhankelijkheid van het Nederlands energiesysteem tussen 2030 en 2050 en daarna?

Grondstoffen

Het inzetten van één of meerdere kerncentrales in plaats van andere niet-fossiele energiebronnen kan gevolgen hebben voor het gebruik van (kritieke) grondstoffen en halffabricaten die belangrijk zijn voor de levering van onze energie. Gelet hierop is de volgende deelvraag beantwoord:

- 6 wat is de invloed van kernenergie op het grondstofgebruik van het Nederlands energiesysteem tussen 2030 en 2050 en daarna?

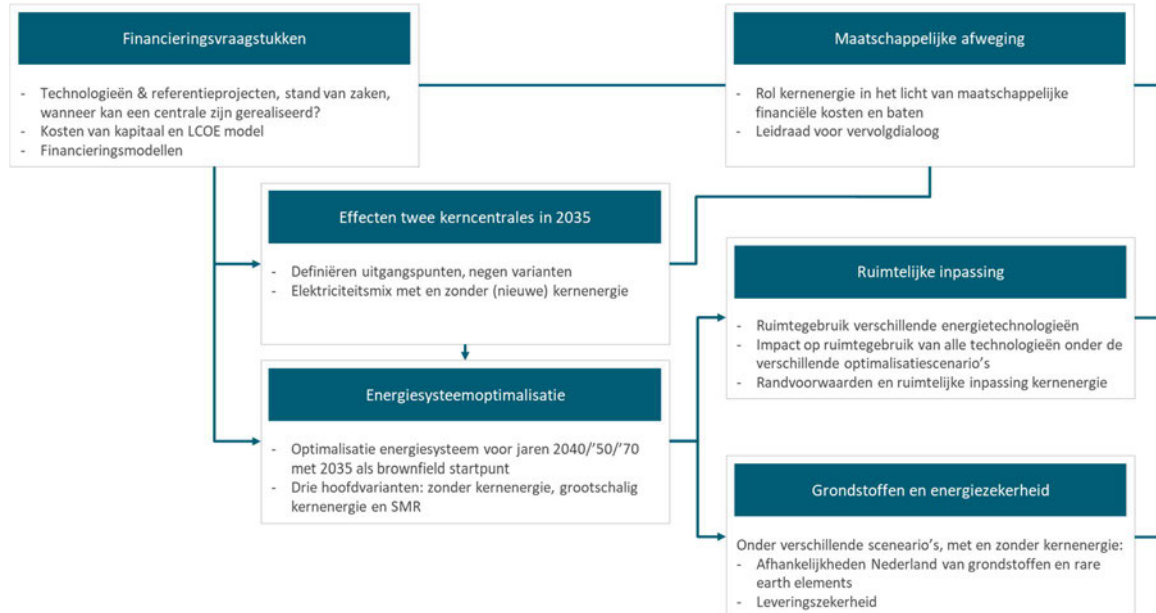
Ruimtegebruik en maatschappelijk inbedding

De volgende deelvraag heeft betrekking op het ruimtegebruik tijdens de exploitatiefase. Het toevoegen van één of meerdere kerncentrales aan de energiemix kan leiden tot een andere invulling van de ruimtelijke plannen van energieproductie en infrastructuur in Nederland:

- 7 wat is de invloed van kernenergie op de ruimtelijke impact van het energiesysteem tussen 2030 en 2050 en daarna?

Tenslotte is op basis van de onderzoeksbevindingen geanalyseerd hoe de mogelijke rol van kernenergie in de Nederlandse energiemix maatschappelijk kan worden ingebed als rekening wordt gehouden met de impact op de brede maatschappelijke discussie en op de maatschappelijke kosten en baten voor de samenleving. Afbeelding 1.1 geeft de onderwerpen in hun samenhang weer.

Afbeelding 1.1 Overzicht van de onderwerpen in hun samenhang



Leeswijzer

Hoofdstuk 3 bespreekt de kosten en financieringsvraagstukken. Tevens wordt hier stilgestaan bij de vraag welke technologieën op dit moment marktrijp zijn en welke in de toekomst een rol kunnen gaan spelen. Vervolgens wordt in hoofdstuk 4 de scenarioanalyse gepresenteerd. Allereerst wordt de impact van kernenergie in het jaar 2035 gemodelleerd en geanalyseerd en worden de resultaten in detail besproken. Het jaar 2035 is gekozen omdat door experts wordt verwacht dat het dan technisch en commercieel mogelijk is om 3 GW aan kerncentrales operationeel te hebben. De modelanalyse voor het jaar 2035 dient als startpunt voor een optimalisatieanalyse van het energiesysteem voor de jaren 2040, 2050 met een

doorkijk naar 2070. Voor die jaren wordt een aantal varianten geanalyseerd. Op basis van de uitkomsten van de optimalisatieanalyse kan worden bepaald wat de impact van kernenergie op de integrale energiesysteemkosten, leveringszekerheid en grondstoffenafhankelijkheden is (hoofdstuk 5). Daarnaast kan worden bepaald (ook weer op basis van de uitkomsten van de optimalisatieanalyse) welke impact kernenergie heeft op ruimtegebruik in Noordwest-Europa en Nederland in het bijzonder (hoofdstuk 6). Tenslotte wordt in hoofdstuk 7 aan de hand van relevante inzichten uit het (recente) verleden ingegaan op de maatschappelijke afweging van kernenergie.

2

CONCLUSIES EN SAMENVATTING

2.1 Doelstelling van deze scenariostudie

De doelstelling van de studie is te achterhalen op welke manier kernenergie in de toekomstige energiemix van Nederland en Noordwest-Europa onderdeel kan zijn van het energieaanbod en wat hiervan de kosten zijn. Deze studie kijkt, naast de vraag of er een economische rol is voor kernenergie in het elektriciteitssysteem, ook naar grondstoffen en ruimtegebruik.

De resultaten van deze scenariostudie kunnen worden ingebracht in een integrale maatschappelijke afweging van kernenergie, waarbij ook aspecten zoals maatschappelijk draagvlak, veiligheid, afval en non-proliferatie relevant zijn.

2.2 Conclusies

De scenariostudie kernenergie komt tot een aantal conclusies. Deze conclusies gelden onder de gemaakte aannames voor de toekomstige kostenverwachtingen van de technologieën die voor de energietransitie centraal staan, zoals windmolens, zonnepanelen, batterijen, diverse flexibiliteitsopties en elektrolyzers en voor deze studie ook kerncentrales. Hiernaast zijn er ook gevoeligheidsanalyses gemaakt ten aanzien van de belangrijkste aannames.

De invloed van kernenergie op de totale kosten van het Noordwest-Europese energiesysteem is minder dan 1 % per jaar

Deze studie onderzoekt eerst de effecten van twee kerncentrales in Nederland in 2035, rekening houdend met de uitvoering van energietransitiebeleid in Noordwest-Europa en Nederland tot 2035. Daarna wordt onderzocht of er richting 2040, 2050 en 2070 nog een economische rol is voor nieuwe kerncentrales in de elektriciteitsmix. De kosten van nu in aanbouw zijnde kerncentrales in Europa liggen een stuk hoger dan verwacht. Indien met die kosten zou worden gerekend, volgt uit de optimalisatie dat de inzet van kernenergie niet kostenoptimaal is op systeemniveau. De energiesysteemoptimalisatie laat zien dat, indien grootschalige kernenergie zonder overschrijding van budget en bouwperiode gerealiseerd kan worden en indien SMR's hun kostenambitie waarmaken, er een significante rol voor kernenergie in het Nederlandse energiesysteem kan zijn, zowel voor grootschalige als op langere termijn voor SMR's.

Wanneer er geen kernenergie voorkomt in de Nederlandse productiemix, neemt de afhankelijkheid voor import van energie toe

Kerncentrales in Nederland dragen ertoe bij dat Nederland op jaarbasis een overschot aan elektriciteit heeft. Uit de analyse blijkt dat als in Nederland geen kerncentrales worden gebouwd, het kostenoptimaal is om elektriciteit te importeren.

Kernenergie draagt bij aan het verminderen van de afhankelijkheid van import van zeldzame grondstoffen

De directe en indirecte (in de vorm van producten) grondstoffenbehoefte van Nederland is groot. Deze grondstoffen zijn vooral noodzakelijk om de grote hoeveelheden wind, zon, batterijen, elektrolyzers en elektrische auto's te kunnen realiseren. Kernenergie heeft vergelijkbare grondstoffen nodig, maar per kWh aanzienlijk minder. Indien naar 2035 wordt gekeken zal tegen die tijd 3 GW kernenergie gerealiseerd kunnen

zijn, ten opzichte van 38 GW wind en 56 GW zon en 15 GW elektrolyzers. Op langere termijn kan de relatieve impact van kernenergie toenemen en daarmee de afhankelijkheid van deze grondstoffen afnemen.

Kernenergie leidt tot minder ruimtegebruik voor het produceren van elektriciteit in Noordwest Europa

Kerncentrales hebben een aanzienlijke veiligheidscontour waarin geen dichtbevolkt gebied mag liggen, wat zorgt voor indirect ruimtegebruik. Een kerncentrale heeft een hoge energiedichtheid, dat wil zeggen dat het directe ruimtegebruik per hoeveelheid opgewekte elektriciteit laag is. Netto neemt het ruimtegebruik (direct+indirect) af in de scenario's met kernenergie in de energiemix.

Voor de ontwikkeling van kernenergie is actieve participatie van de rijksoverheid essentieel

Kerncentrales vereisen forse investeringen en de totale ontwikkelperiode waarin er geen inkomsten zijn is lang. Uit de analyse van de verschillende financieringsmodellen blijkt dat het tot lagere kosten leidt voor elektriciteitsconsumenten, als de overheid niet alleen als contractpartij voor een lange termijn afname zorgdraagt, maar tevens actief participeert in de ontwikkelfases. Dit zorgt er met name voor dat de financieringslasten lager zijn.

2.3 Kosten en financiering

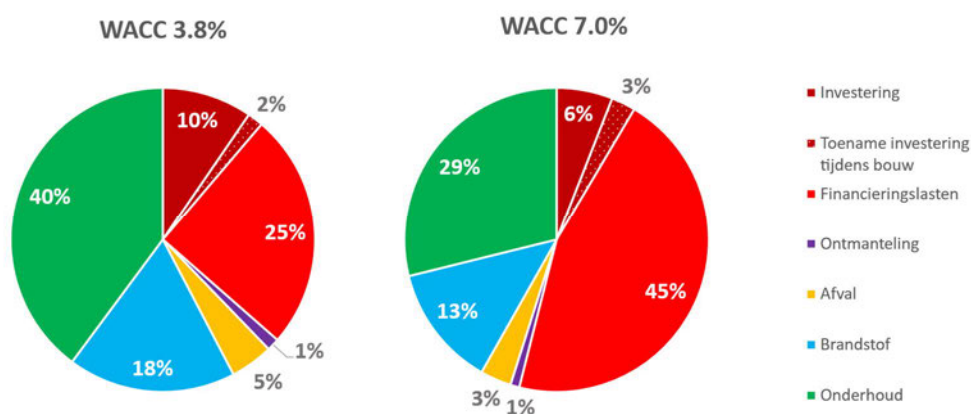
Het hoofdstuk 'Kosten en financiering' bespreekt de samenhang tussen kosten van kerncentrales, financieringsstructuren en de rol van de overheid en van de technologie.

De LCOE van kernenergie

Er is een grote wisselwerking tussen de scenario's en de financieringsstructuren. Een model kan goed berekenen dat het toevoegen van kernenergie voor- of nadelig kan zijn voor het energiesysteem, maar is wel gebaseerd op aannames. Deze aannames vertalen zich in de LCOE: de gemiddelde prijs per MWh waartegen een centrale kan produceren. Een specifieke LCOE kan alleen worden gerealiseerd binnen een specifieke financieringsstructuur. Bij een kerncentrale is dit nog sterker het geval dan bij andere technologieën. Een kerncentrale ontwikkelen en bouwen is een aanzienlijke investering en neemt in de regel minimaal 10 jaar in beslag. Vervolgens moet de centrale gedurende ongeveer 60 jaar in bedrijf blijven en de investering en alle andere kosten terugverdienen over deze lange periode.

Afhankelijk van hoe riskant de financiers het ontwikkelen en opereren van een kerncentrale vinden, zullen de financieringskosten hoger of lager uitvallen. Deze financieringskosten worden uitgedrukt als Weighted Average Cost of Capital (WACC). Zoals in onderstaande afbeelding wordt geïllustreerd, is de invloed van de WACC op de LCOE groot.

Afbeelding 2.1 Kostenverdeling bij een lage en een hogere WACC



Gezien de relatief grote omvang van de financieringskosten ten opzichte van de totale kosten ligt het voor de hand dat investeerders alleen in een stabiele omgeving (regelgeving, overheid) met inkomsten door redelijk zekere energieprijzen mogelijk bereid zijn om in kernenergie te investeren. Vooral in de periode

voorafgaand aan de operationele fase, waarin geen inkomsten worden gegenereerd, worden de grootste risico's gelopen. De drie projecten die momenteel in Europa worden gerealiseerd, hebben met tegenslagen te maken gehad, waardoor de bouwtijd fors is uitgelopen. Dat betekent dat er over een nog langere periode geen inkomsten staan tegenover een groot deel van de gedane investeringen. De LCOE neemt dan door de extra financieringskosten fors toe.

Binnen de huidige marktcontext met onzekere energieprijzen is het daarom - in het geval dat de overheid kiest voor kernenergie als onderdeel van het energiesysteem - aan te bevelen dat de overheid nauw betrokken is bij de ontwikkeling en financiering van kernenergieprojecten. Door mee te investeren zal het vertrouwen van marktpartijen groter zijn en kunnen de financieringskosten lager blijven, wat resulteert in lagere energieprijzen. Ook als de overheid als co-investeerder optreedt is het gezien de onzekere energieprijzen gedurende de operationele fase nog steeds van belang om een zekere omzetgarantie te bieden (dat kan door een structuur te creëren waarin een prijs wordt afgesproken waartegen een centrale haar productie geheel of gedeeltelijk kan leveren).

In het hoofdstuk Financiering en kosten wordt de impact van de financieringsstructuren verder uitgewerkt.

Technologie kernenergie

De voor dit onderzoek geraadpleegde literatuur en studie van referentieprojecten maakt duidelijk dat op dit moment alleen grootschalige, 3^e generatie kerncentrales (in het algemeen groter dan 1 GW per reactor) een volwassen stadium hebben bereikt en kunnen opschalen van FOAK (First Of A Kind) naar NOAK (Nth Of A Kind). Alle andere technologieën moeten op basis van hun ontwerp nog een eerste werkende centrale realiseren en de medewerking en goedkeuring hiervoor krijgen van lokale wetgevers. De meer geavanceerde opties (4^e generatie en kernfusie) moeten de technologie nog demonstreren of tenminste op schaal demonstreren. Naast grootschalige centrales worden ook SMR's regelmatig besproken. Onder een SMR - Small Modular Reactor - wordt in het algemeen een kerncentrale kleiner dan 300MW elektrisch verstaan die seriematig geproduceerd kan worden en vervolgens een korte bouwtijd heeft. Waar een aantal 3^e generatie SMR's veelbelovend zijn en dichtbij realisatie komen, zullen ook deze projecten te maken krijgen met technische uitdagingen die samenhangen met eerste versies (FOAK). De verwachting is dat die problemen begin jaren '30 opgelost zullen zijn en dat SMR's als competitief alternatief voor grootschalige centrales vanaf de tweede helft van de jaren '30 beschikbaar gaan komen. Voor de eerste centrales die mogelijk gerealiseerd kunnen gaan worden als uitvloeisel van het huidige Coalitieakkoord, komt dat te laat. In het NEA rapport 'Meeting Climate Change Targets: The Role of Nuclear Energy' uit 2022 worden vergelijkbare conclusies getrokken. Voor de 4^e generatie SMR's moeten nog uitdagingen worden overwonnen om op te kunnen schalen naar commercialisering. Op korte termijn zal de rol en het succes van de eerste demonstratieprojecten cruciaal zijn, niet alleen om investeringen op gang te krijgen maar ook om een selectie te krijgen van concepten die werken zoals ook het GEN IV International Forum in haar jaarrapport 2020 concludeerde. Voor kernfusie is de conclusie dat, ondanks positieve ontwikkelingen bij verschillende initiatieven, een significante bijdrage pas op grote schaal tussen 2040 en 2070 te verwachten valt. In de energiesysteemoptimalisatie is kernfusie daarom meegenomen in de doorkijk naar 2070.

Bouwtijd

Op basis van de voor dit onderzoek geraadpleegde bronnen wordt een totale ontwikkel- en bouwperiode van 11 jaar voor een grootschalige 3^e generatie centrale in Nederland realistisch geacht. Die vergunning, ontwikkel- en bouwperiode wordt hierbij in de volgende ruwe indeling per fase opgedeeld: 3 jaar voor de eerste fase van verkenning en vergunning, 2 jaar voor de tweede fase waarin onder andere het ontwerp definitief wordt vastgesteld en nog eens 6 jaar voor de daadwerkelijke bouw (derde fase).

Financieringsstructuren

Het financiële risiconiveau van een kernenergiecentrale verschilt sterk per fase in de levenscyclus van de centrale. Het risico is maximaal in de eerste 2 fasen van een project omdat het nog onzeker is of het project inkomsten gaat genereren om rentebetalingen te kunnen doen. Vanwege het hoge risico zullen die fasen vaak met aandelenkapitaal gefinancierd moeten worden (of eventueel met subsidies) in ruil voor een deel van de potentiële winst van het project na realisatie. De kapitaalbehoefte in deze fasen is dan nog beperkt. In fase drie, de bouwfase, neemt de kapitaalbehoefte sterk toe. Met de aanvang van de bouw van de centrale is de kans vergroot dat de centrale energie zal gaan produceren en daarmee neemt de zekerheid over

inkomsten toe en zullen meer kapitaalverstrekkers in de kapitaalbehoefte willen voorzien. Tenslotte is de lengte van de vierde fase, waarin de centrale operationeel is en een prijsrisico wordt gelopen, lang (In deze studie wordt uitgegaan van een economische levensduur van 60 jaar).

Het overdragen van delen van die risico's tijdens de eerste 3 fasen van een project aan de overheid zal, als alle andere factoren gelijk blijven, de risicocompensatie en daarmee de financieringslasten van het project verlagen. Dit verlaagt de risico's voor private investeerders, aangezien ze ook bij relatief lage verkoopprijzen hun gewenste rendementen kunnen realiseren.

De volgende financieringsmodellen voor de realisatie van kernenergiecentrales zijn onderzocht:

- Regulated Asset Base (RAB);
- Public Private Partnership;
- Mankala (Fins coöperatief model);
- SaHo (Poolse variant op Mankala model).

Verder is een aantal ondersteunende instrumenten beschreven, zoals een afname overeenkomst (PPA), een Contract for Difference (CfD), overheidsgaranties en leningen, exportkrediet en leveranciersfinanciering.

Bij een Regulated Asset Base (RAB) model, een Public Private Partnership (PPP) model en bij combinaties van beiden kan bij de financiering de overheid als hefboom worden gebruikt hetgeen tot de laagste kapitaalkosten van projecten leidt. Bovendien kunnen deze modellen al tijdens de bouw inkomsten genereren en bieden relatief veel duidelijkheid over de vergoeding, risicoverdeling en rendement zoals eerder is geconcludeerd. Het PPP-model is goed toepasbaar, maar er moet gekeken worden naar risico en rendement verdeling tussen private en publieke partijen. De inzet van een toezichthouder kan ervoor zorgen dat private partijen meer gaan sturen op de creatie van lange termijn maatschappelijke waarde (leveringszekerheid, sociale- en welzijnsresultaten).

De inschatting is dat voor de noodzakelijke onderlinge vertrouwensbasis en afhankelijkheid in het competitieve Nederlandse bedrijfsleven en de onzekerheid op de elektriciteitsmarkt de inzet van de Mankala- en SaHo-modellen waarschijnlijk moeilijk van de grond komen, zoals als ook in de KPMG-marktconsultatie wordt aangegeven. Voor het Mankala-model geldt dat voor lage kapitaalkosten het model nog steeds afhankelijk is van goedkoop extern kapitaal zoals leveranciers- en exportkrediet. Het SaHo-model is nog niet in de praktijk getoetst en er dient nog beoordeeld te worden of dit door de EU niet gezien wordt als een vehicle om ongeoorloofde staatsteun te verlenen.

Afgezien van het volume- en prijsrisico lijken voor Nederland, door de relatief lage kapitaalkosten en mogelijkheid tot bijsturen door de overheid, de modellen RAB of een combinatie van RAB en PPP het best toepasbaar. Het in de analyse geconstateerde financieringskostenvoordeel van het RAB-model sluit aan bij de bevindingen van analyses die door het Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) in het VK zijn gemaakt. Die analyses laten zien dat de lage financieringskosten van het RAB-model een kostenbesparing voor eindverbruikers kan opleveren ten opzichte van andere in het VK gebruikte financieringsmodellen voor kerncentrales. Het feit dat er reeds tijdens de bouw inkomsten zijn en er relatief veel duidelijkheid bestaat over vergoeding, risicoverdeling en rendement, maakt het RAB-model of RAB/PPP-model aantrekkelijk voor private financiers, zoals ook wordt geconstateerd in de marktconsultatie van KPMG.

Om een kerncentrale rendabel te laten opereren blijven, ondanks mogelijkheden om in de ontwikkel- en bouwfase dankzij overheidsinstrumenten de financieringskosten te drukken, afnamecontracten essentieel in de exploitatiefase. Het Contract-for-Difference model leent zich daar goed voor, ook in de Nederlandse context. Bij de toepassing van een CfD moet wel een afweging worden gemaakt tussen een meer privaat project met een aanzienlijk hogere CfD-prijs en een project waarbij de overheid vooral in de eerste 3 fasen voorafgaand aan de operationele fase aanzienlijke risico's overneemt met veel lagere CfD-prijs. Vermeden moet worden dat een uiteindelijk privaat project een hoge CfD-prijs nodig heeft omdat beleggers een rendement eisen dat geen recht doet aan de risicomitigatie door de overheid.

2.4 Modelling en scenario's

2.4.1 Analyse van het jaar 2035

De analyse voor 2035 van verschillende varianten (ten aanzien van onder meer vraag en opwekcapaciteiten) en weerjaren (onder weerjaar wordt verstaan het simuleren van vraag en opwek van het basisjaar met historische weerdata) geeft een beeld over hoe in de vraag naar elektriciteit wordt voorzien door een productiemix van zon, wind, kernenergie en gas- en waterstofgascentrales. Het blijkt dat onder de gedane aannames Nederland in 2035 goed geëquipeerd is om met het sterk fluctuerende aanbod van elektriciteit om te gaan. De grote capaciteit elektrolyse, batterijen en de elektrificatie van een groot deel van de energievraag spelen daarbij een belangrijke rol. In het model wordt ook rekening gehouden met verschillende soorten van vraagflexibiliteit uit warmtepompen, industriële power to heat en elektrisch vervoer.

Het jaar 2035 is gekozen met een reden: experts achten dat in dit jaar de kerncentrales uit het coalitieakkoord kunnen zijn gebouwd tegen commerciële voorwaarden. Voor het energiesysteem 2035 worden de basisuitgangspunten en een aantal varianten gebaseerd op een aantal studies van onder andere PBL, Berenschot, Guidehouse en TenneT. Deze vormen vervolgens het vertrekpunt voor de lange termijn optimalisatie.

Voor 2035 is gebruik gemaakt van een model (PPSGen¹) dat de elektriciteitsvraag afzet tegenover de mogelijkheden om elektriciteit op te wekken met verschillende bronnen. Dit wordt gedaan voor de Noordwest-Europese markt (België, Duitsland, Frankrijk, Luxemburg, Nederland en het Verenigd Koninkrijk). Daarnaast wordt rekening gehouden met import en export met de landen om deze Noordwest-Europese markt heen. De elektriciteitsvraag en de mogelijkheden deze te beïnvloeden (met batterijen bijvoorbeeld) wordt geleverd uit duurzame opwekmogelijkheden, met name zon en wind, aardgas en waterstofcentrales en wel of geen kerncentrales. Verder spelen nog een aantal kleinere technologieën een rol. Het model berekent de prijzen per uur in de verschillende landen en of er onder alle varianten voldoende of te veel of te weinig elektriciteit wordt geleverd om aan de vraag in alle landen te voldoen. Omdat het model deze analyse voor Noordwest-Europa doet, wordt ook meegenomen in hoeverre de Nederlandse elektriciteitsproductie andere landen voorziet en wanneer het andersom is.

Uit de resultaten blijkt dat er intensief van alle interconnectoren (de elektriciteitstransmissie kabels tussen de landen) gebruik wordt gemaakt en de 2 kerncentrales intensief worden ingezet. Bedacht moet worden dat dit in een speelveld gebeurt waarin Duitsland en België bijvoorbeeld veel capaciteit afgeschakeld hebben (zowel kernenergie als, in Duitsland, ook kolen en bruinkolencentrales). Het elektriciteitssysteem als geheel heeft altijd back-up nodig, ondanks de maximale inzet van andere flexibele capaciteit zoals batterijen, om periodes van langdurig te weinig zon of wind op te kunnen vangen. In de uitgangssituatie voor 2035 heeft Nederland 15 GW aan gascentrales. Deze centrales produceren op aardgas of op waterstofgas en zijn belangrijke leveranciers van flexibiliteit in de Noordwest-Europese markt, hetgeen een consequentie is van de vergoederde interconnectie van de Europese elektriciteitsmarkten.

Een verschil tussen varianten met en zonder nieuwe kernenergie is dat Nederland zonder kernenergie jaarlijks elektriciteit zal importeren en met kernenergie een netto exporteur wordt (zij het beide in beperkte mate). De waterstof- en aardgascentrales in Nederland, die sowieso als back-up noodzakelijk zijn, zullen in geval er in Nederland kernenergie is gerealiseerd, meer gaan produceren (en dus efficiënter worden ingezet) voor de buurlanden. Daar staat tegenover dat als onze buurlanden uiteindelijk voor een andere strategie kiezen, de uitkomsten vanzelfsprekend anders kunnen zijn.

Een ander direct gevolg van de verbindingen (interconnectie-capaciteit) die Nederland met haar buurlanden heeft, is dat de eventuele nieuwe kerncentrales veel draaiuren kunnen maken in een open markt. Als gevolg van de hoge elektriciteitsvraag, die voor een deel bestaat uit elektrolyse en een deel industriële elektrische boilers die een groot deel van de fluctuaties van de wind en zonne-energie op kunnen vangen, zullen de kerncentrales onder deze aannames veel kunnen produceren.

¹ PPSGen is een fundamenteel merit-ordermodel van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten ontwikkeld door eRisk Group.

2.4.2 Energiesysteemoptimalisatie 2040 en 2050

Modelbenadering

Deze analyse is uitgevoerd vanuit brownfield 2035 als vertrekpunt. Dit betekent dat de duurzame technieken die tot 2035 al gepland zijn als uitgangspunt dienen voor de analyse. Vervolgens wordt de vraag beantwoord of er daarna met verdere elektrificatie richting 2040 en 2050 nog een economisch optimale rol is voor nieuwe kerncentrales naast de reeds aangenomen 3 GW. Voor deze optimalisatie is een optimalisatiemodel ingezet dat is ontwikkeld door wetenschappers van TU Berlin en andere Europese universiteiten (PyPSA¹) en open source beschikbaar is gesteld. In een kostenoptimaal energiesysteem zijn de jaarlijkse uitgaven aan de voorziening in de vraag naar elektriciteit en waterstof, inclusief transport en opslag van elektriciteit en waterstof, geminimaliseerd.

Het is mogelijk om met PyPSA de optimale inzet en investeringen in energieopwekking, -opslag, -conversie en -transmissie te onderzoeken. Dit heeft als doel om inzicht te verkrijgen in de kostenoptimale investering voor de invulling van onze toenemende elektriciteitsvraag en tegelijkertijd een 100 % CO₂-reductiedoelstelling in 2040 en 2050 een netto negatieve emissies richting 2070. Bij implementatie van deze componenten optimaliseert het model voor alle uren van het jaar de inzet van energietechnieken en zorgt zo dat voor alle uren aan de energievraag voldaan wordt. Het gaat hierbij om investeringen in opwek, opslag en transport van waterstof en elektriciteit op hoogspanningsniveau.

Noordwest-Europa is zo gemodelleerd dat het model binnen verschillende regio's elektriciteitscentrales kan bouwen. Transport van elektriciteit en waterstof tussen regio's is mogelijk en PyPSA kan hiervoor investeren in netwerkuitbreiding en de aanleg van waterstofleidingen. Nederland is ingedeeld in zes regio's waardoor onderzocht kan worden of vanuit het energiesysteem bezien in bepaalde regio's kernenergie gunstiger is dan in andere regio's. Het model doet een optimalisatie over Noordwest-Europa waardoor de resultaten mede bepaald worden door beperkingen die worden opgelegd, zoals het niet kunnen realiseren van kernenergie in België en Duitsland.

De elektriciteitsvraag van de 6 regio's in Nederland is gebaseerd op het I13050 scenario Nationale Sturing. De elektriciteitsvraag van omliggende landen is opgesteld in PPSGen op basis van gezaghebbende rapporten per land. In deze elektriciteitsvraagprofielen is flexibele inzet van power-to-heat en slim laden van voertuigen voor het absorberen van zon- en windpieken reeds meegenomen. De inzet van batterijen en elektrolyzers wordt binnen PyPSA geoptimaliseerd. De waterstofvraag waarin de elektrolyzers moeten voorzien betreft een aangenomen basislast vraag van met name de industrie en de benodigde waterstof voor waterstofcentrales die door PyPSA bepaald wordt.

Resultaten energiesysteemoptimalisatie

De energiesysteemoptimalisatie laat zien dat, indien grootschalige kernenergie zonder overschrijding van budget en bouwperiode gerealiseerd kan worden en indien SMR's hun kostenambitie waarmaken, er een significante rol voor kernenergie in het Nederlandse energiesysteem kan zijn. In 2050 is er voor grootschalige kernenergie, bij een prijs van EUR 4.100 per kW voor de bouwkosten plus rentelasten over bouwperiode bij 3,8 % WACC, een kostenoptimale uitbreiding van 5,5 GW in kernenergie in Nederland bovenop de 3 GW. Bij lagere kosten van kernenergie wordt meer kernenergie kostenoptimaal. Zo is er voor het SMR-scenario, indien deze een kostprijs van EUR 2.700 per kW kunnen waarmaken, een kostenoptimale rol voor SMR's van 14,5 GW in Nederland tegen 2050.

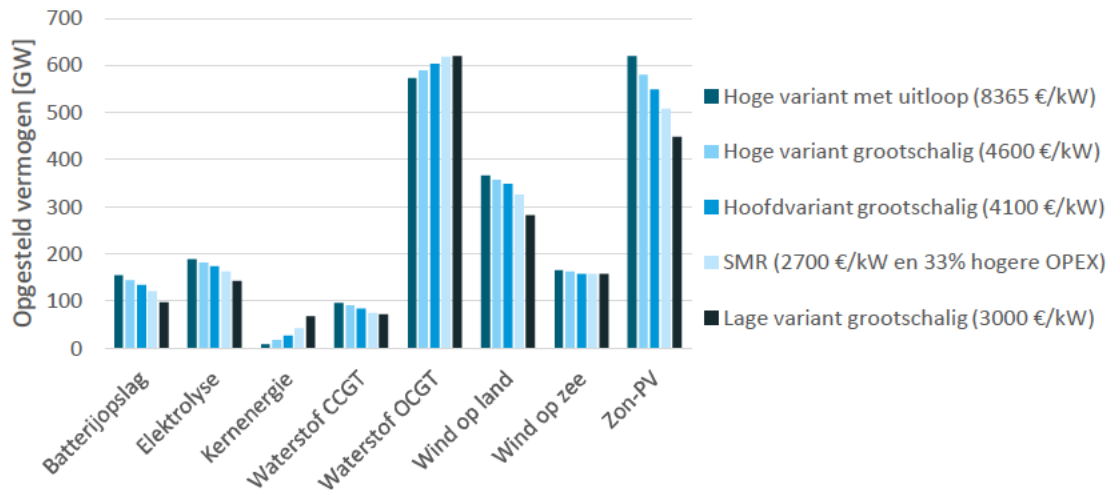
Dat het reduceren van risico's, en de bijbehorende WACC, een grote invloed heeft, blijkt uit de gevoeligheidsanalyse voor de kosten van kernenergie. Voor grootschalige kernenergie bij de hoge kostenvariant van EUR 4.600/kW bij 7 % WACC (waarbij de WACC voor andere technologieën niet worden gevarieerd) bestaat niet langer een kostenoptimale rol voor kernenergie. Het omslagpunt ligt tussen EUR 4.100 en EUR 4.600 per kW.

Op hoofdlijnen is bij een toename van kernenergie in afbeelding 2.2 op Noordwest-Europese schaal een afname van opwek met zon en wind te zien. Ook neemt de hoeveelheid batterijen, elektrolyzers en

¹ Python for Power System Analysis <https://pypsa.org/>

waterstofopslag af. Bij waterstofcentrales is bij een toenemende hoeveelheid kernenergie een verschuiving van waterstofcentrales van het efficiënte type CCGT centrales naar OCGT piekcentrales te zien.

Afbeelding 2.2 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Noordwest-Europa in 2050 voor de verschillende kostenvarianten



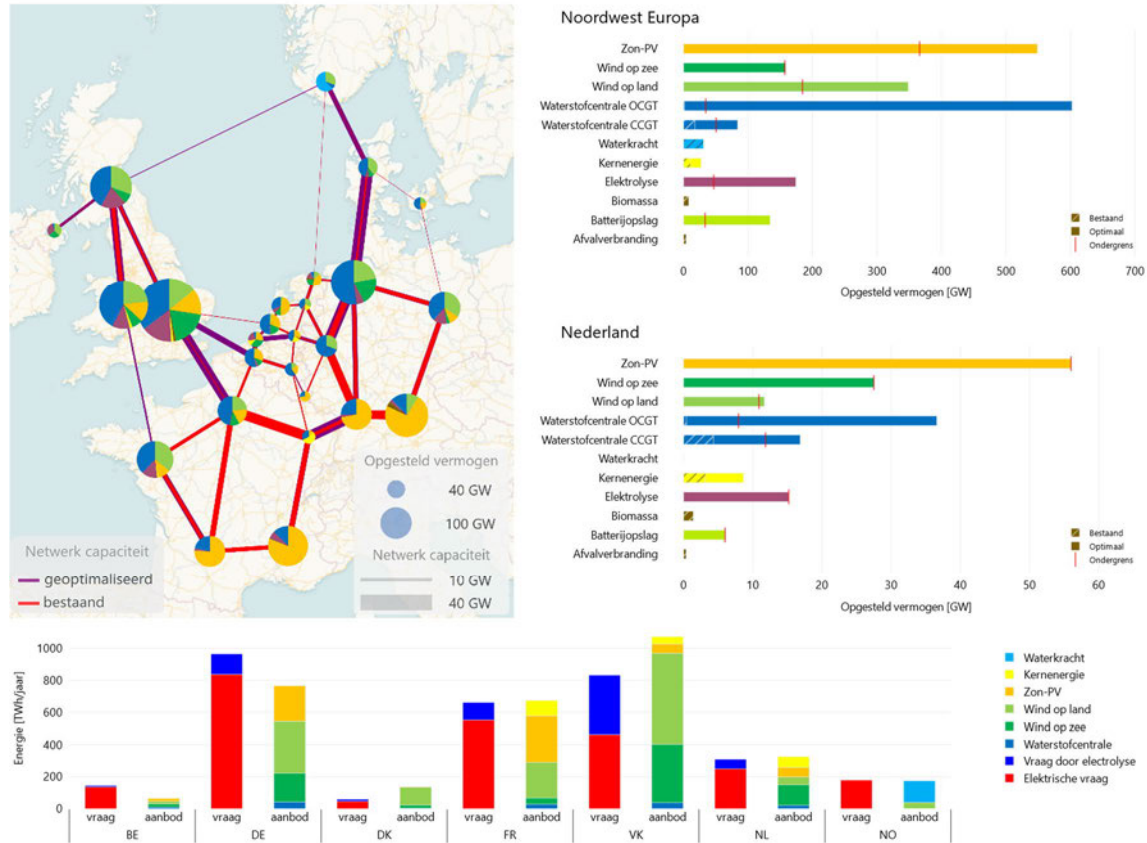
Nederland heeft in 2050 een elektriciteitsbehoefte van 250 TWh plus 56-64 TWh voor waterstofproductie. Nederland gaat van 39 TWh (13 %) netto elektriciteitsimport in het scenario zonder kernenergie naar 16 TWh (5 %) netto export bij grootschalig kernenergie en naar 83 TWh (26 %) netto export bij het SMR scenario. De optimalisatie met kernenergie resulteert in minder zon en wind in met name Duitsland en België omdat dan meer kernenergie uit Nederland en Noord-Frankrijk kan worden geïmporteerd.

Uit de berekeningen volgt dat de laagste kosten worden gerealiseerd indien kernenergie eerst in het zuidoosten van Nederland en daarna ook in oosten wordt geplaatst. Dit valt enerzijds te verklaren doordat deze regio's de enige zijn waar geen wind op zee aanlandt. Anderzijds geldt ook dat deze regio's verbindingen hebben met het oosten van België en het westen van Duitsland.

Sterke gevoeligheid voor beleid omringende landen

Naast de gevoeligheid voor de kostprijs van kernenergie zelf hebben ook andere randvoorwaarden van de optimalisatie een behoorlijke gevoeligheid. Hierbij is vooral het beleid van omringende landen erg van invloed. De energiesysteemoptimalisatie is gedaan vanuit een optimalisatie voor Noordwest-Europa vanuit een brownfield 2035 vertrekpunt, dus dat uitgaat van het bestaande beleid van Nederland en omringende landen en de hoeveelheid hernieuwbare opwek die tegen 2035 al zou staan. Vervolgens wordt de vraag beantwoord of er richting 2040 en 2050 met verdere elektrificatie en volledige decarbonisatie van elektriciteit nog een kosteneffectieve rol voor kernenergie is. Wanneer als startpunt niet de geplande en voorziene energietransitie tot 2035 maar slechts tot 2030 wordt gekozen (brownfield 2030) of zelfs greenfield wordt gekozen is het kostenoptimaal om aanzienlijk meer kernenergie in Nederland te plaatsen. Deze toename gaat echter wel vooral om extra netto export en ten koste van minder zon en wind in België en Duitsland. Opvallend aan greenfield zonder kernenergie is dat het in Nederland optimaal is om 46 GW wind op zee te realiseren (meer dan de 28 GW in brownfield 2035), waaruit kan worden opgemaakt dat Nederland relatief gunstige wind op zee en aanlandingscondities heeft.

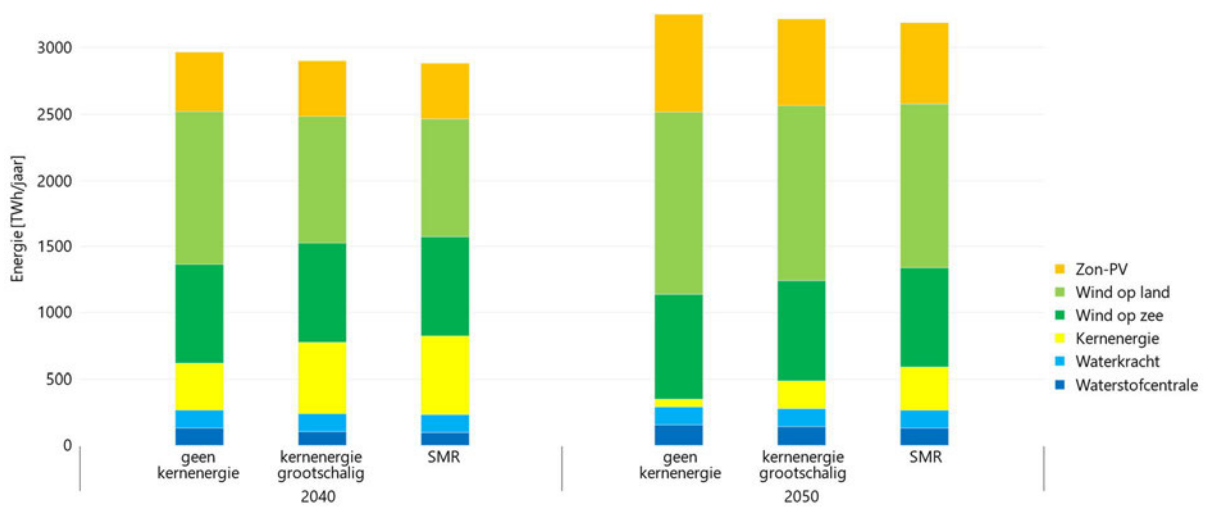
Afbeelding 2.3 Opgestelde vermogens (boven) en energie (onder) voor 2050 met grootschalige kernenergie



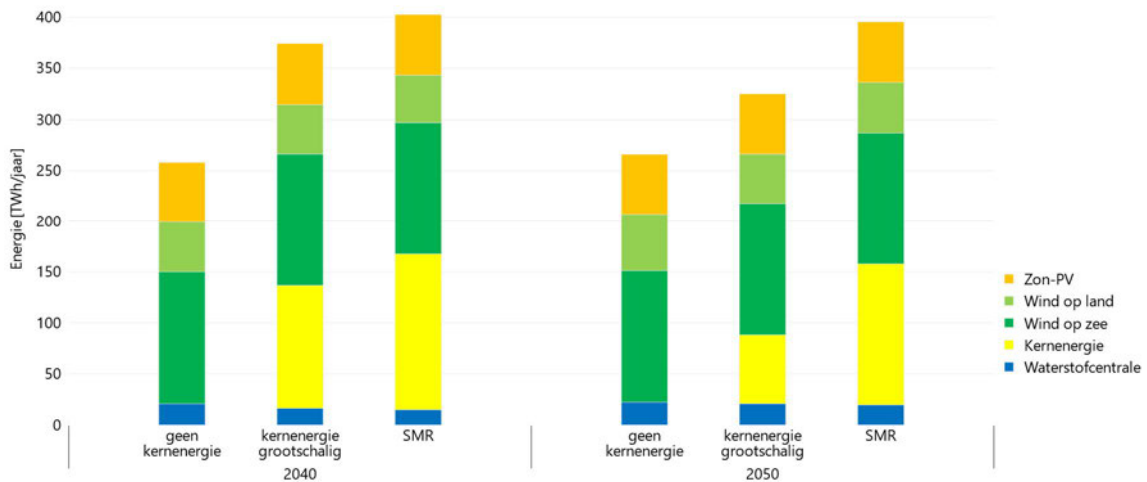
Nederland gaat minder netto exporteren en komt dichterbij een import/export balans indien wordt aangenomen dat landen ten minste 80 % zelfvoorzienend willen worden in hun elektriciteitsbehoefte. Dan neemt de kosteneffectieve uitbreiding van kernenergie bovenop de 3,2 GW in Nederland in 2050 af naar 2,4 GW voor grootschalige kerncentrales en 8 GW voor SMR. Indien SMR's niet enkel in Nederland, Frankrijk en het VK geplaatst mogen worden maar in alle landen dan is er nog 1 GW in Zuidoost-Nederland kostenoptimaal. SMR's komen dan in regio's ver uit de kust, met gematigde windcondities en een relatief hoge vraag, zoals in het zuiden en westen van Duitsland, oosten van België en Luxemburg.

De energiesysteemoptimalisatie resulteert voor 2040 in een grotere rol voor kernenergie dan in 2050. Dit is het resultaat van de aanname dat de kosten van zon, wind en opslag blijven dalen terwijl voor kernenergie in beide jaren met dezelfde kostenscenario's wordt gerekend. Daarbij wordt opgemerkt dat de kosten voor het SMR scenario voor 2040 ambitieus zijn en wellicht pas in 2050 worden gehaald. Deze grotere rol voor kernenergie in 2040 geldt zowel voor Noordwest-Europa zoals te zien in afbeelding 2.4 als in afbeelding 2.5 voor Nederland. In het scenario zonder kernenergie staan er in 2040 in Frankrijk nog 40 GW aan bestaande kerncentrales en 6 GW in het VK.

Afbeelding 2.4 Geoptimaliseerde energieproductie [TWh/jaar] voor Noordwest-Europa in 2040 en 2050 voor de 3 scenario's



Afbeelding 2.5 Geoptimaliseerde energieproductie [TWh/jaar] voor Nederland in 2040 en 2050 voor de 3 scenario's



Opvallend is dat de optimalisatie, hoewel dat wel tot de mogelijkheden behoort in het optimalisatiemodel, niet in kerncentrales in het Verenigd Koninkrijk voorziet. De windcondities zijn er zodanig goed dat er geen kostenoptimale rol voor kernenergie is. In het VK wordt veel windcapaciteit gerealiseerd die voor een belangrijk deel wordt ingezet om waterstof te produceren en via de pijpleiding over de Noordzee te exporteren naar Nederland en gedeeltelijk door naar Duitsland. Nederland produceert ongeveer de helft van de groene waterstofbehoefte zelf en in de scenario's met kernenergie iets meer omdat de elektrolyzers dan meer draaiuren maken.

Het al dan niet inzetten van kernenergie als bron in de toekomstige energiemix is in beperkte mate terug te vinden in de totale kosten van het Noordwest-Europese energiesysteem. Het kunnen plaatsen van kerncentrales in regio's met beperkte hernieuwbare potentie en hoge energievraag kan netwerkinvesteringen voorkomen. De integrale kostprijs van energie gemiddeld over elektriciteit en waterstof en inclusief transport en opslag is voor 3 scenario's zonder kernenergie, grootschalig kernenergie en SMR respectievelijk EUR 38,4, EUR 38,2 en EUR 38,0 per MWh. De gevoeligheidsanalyses met kernenergie kennen daarmee dus lagere kosten voor het Noordwest-Europese energiesysteem dan de analyse zonder kernenergie, hoewel de verschillen gering zijn. De totale jaarlijkse kosten voor het scenario zonder kernenergie bedragen EUR 106 miljard per jaar. Om tot dit kostengetal te komen zijn investeringskosten in

opwek, netwerkinfrastructuur en opslag geannualiseerd tot jaarlijkse kosten en alle jaarlijkse variabele en vaste kosten meegerekend. Scenario's met grootschalig kernenergie en SMR tonen een kostenreductie van respectievelijk EUR 0,6 en 0,9 miljard per jaar of 0,5 % en 0,8 % relatief tot het scenario zonder kernenergie. De kosten van het energiesysteem in Nederland zijn respectievelijk EUR 9, 11 en 13 miljard per jaar. Deze toename is het directe gevolg van de investeringen in kernenergie. Vanzelfsprekend staan tegenover die uitgaven dan ook inkomsten zoals uit exporteren van elektriciteit en minder importeren van waterstof.

Samenvattend kan kernenergie met de gemaakte aannames in Nederland een kostenoptimale rol in het energiesysteem vervullen. Kernenergie voorziet in een basislast binnen de Nederlandse energiemix en draagt er daarmee toe bij dat met zon en wind meer waterstof geproduceerd kan worden en er geen importafhankelijkheid voor elektriciteit is. De optimale hoeveelheid is mede afhankelijk van de mate waarin Nederland zelfvoorzienend wil zijn. Tenslotte is ook het beleid van en afstemming met omliggende landen van belang.

2.5 Grondstof- en energiezekerheid

De weg naar klimaatneutraliteit zal leiden tot aanzienlijke geopolitieke concurrentie om grondstoffen en technologieën. Nederland en de EU zijn afhankelijk van de import van grondstoffen, zowel halffabricaten als eindproducten. Van alle grondstoffen die zijn beoordeeld op leveringszekerheid, voorzieningszekerheid en geopolitieke risico's staan er veel reeds op de EU lijst van kritische materialen. De verwachting is dat de lijst de komende jaren verder zal groeien zoals dat sinds 2017 reeds het geval is omdat er eerder meer verschillende materialen bijkomen.

Deze afhankelijkheid wordt met name problematisch wanneer het leveringsrisico van een materiaal hoog is en de impact van een mogelijke verstoring ernstige gevolgen zou hebben voor de Europese economie en energietransitie. Daarnaast worden deze materialen veelal ook in andere toepassingen dan klimaatneutrale technologieën gebruikt. Bepaalde technologieën en energiedragers zullen door Nederland geïmporteerd moeten worden. Hoewel er elektrolyzers worden geïnstalleerd, zal veel van de groene waterstof die in Nederland wordt verbruikt, moeten worden geïmporteerd. Bovendien zullen de permanente magneten die nodig zijn voor windturbines waarschijnlijk in hun definitieve vorm worden geïmporteerd in plaats van op Nederlandse bodem te worden geproduceerd. In die zin worden geopolitieke risico's en afhankelijkheid van Nederland tot op zekere hoogte verschoven van de grondstoffen naar halffabricaten.

Tot 2035 - 2040 worden leveringstekorten voor de meest kritieke grondstoffen en technologieën verwacht, aangezien vele landen tegelijkertijd stappen zullen zetten richting de klimaatdoelstellingen. Alle technologieën hebben kritische grondstoffen nodig. Voor kernenergie geldt dit in mindere mate, onder meer als gevolg van de beschikbaarheid van uranium. Ondanks kleine verschillen zal de kritische metalenbehoefte voor Nederland substantieel zijn in alle drie de elektriciteitsmixen die in de geanalyseerde scenario's zijn weergegeven. Dit komt onder meer omdat de hoeveelheid kernenergie in alle scenario's gering is ten opzichte van de hoeveelheid overige technologieën die een beroep doen op voor een deel dezelfde grondstoffen. De komende jaren zullen worden gekenmerkt door prijsvolatiliteit, waardoor aanbodknelpunten en prijsspieken voor energietechnologieën ontstaan. Verzachtende factoren zoals substitutie door andere materialen of de beschikbaarheid van reserves in partnerlanden kunnen de leveringszekerheid versterken.

De concentratie van winning en verwerking van erts en metalen in één land is één van de belangrijkste indicatoren voor geopolitieke risico's. Andere risicofactoren zijn bezit van mijnen door derde landen ter controle van de beschikbaarheid van de metalen en mineralen, geopolitiek gemotiveerde exportbeperkingen of de opschorting van handelsbetrekkingen. De Chinese dominantie van kritieke toeleveringsketens voor mineralen is opvallend, variërend van zeldzame aardelementen tot silicium, indium, grafiet en vanadium. De Chinese overheid heeft het vermogen om het wereldwijde aanbod te beïnvloeden en prijsspieken te veroorzaken door eenvoudige veranderingen in binnenlands beleid. Consumenten over de hele wereld kunnen worden beïnvloed door een verandering in de normen voor de verwerking van vanadium (nodig voor o.a. kerncentrales en carbon capture technologie), wat leidt tot onderbrekingen in de productie en dus tot tekorten in het aanbod. De sterke toename van de vraag, de ontwikkeling van duurzamere mijnbouw- en

verwerkingsmethoden en de constante ontdekking van nieuwe reserves zullen de exploitatie van wereldwijde hulpbronnen op de lange termijn versnellen. Er zijn van veel materialen ook reserves in Europa; politieke wil en sociale acceptatie zullen de bepalende factoren zijn voor het starten van binnenlands-Europese mijnexploratieprojecten.

De geopolitieke risico's op het gebied van materiaalverwerving zijn bij kernenergie vrij beperkt. De wereldwijd voldoende uraniumvoorraden, de diversiteit aan (betrouwbare) leveranciers, de relatief kleine hoeveelheid uranium die nodig is om elektriciteit te produceren en de mogelijkheid om uranium geruime tijd op te slaan zonder degradatie van het materiaal, zijn risico-mitigerende factoren voor de afhankelijkheid van Europa van uraniumimport. In de uraniumbrandstofcyclus worden verrijking, productie van splijtstofstaven, opwerking van gebruikte splijtstof en radioactieve materialen opslag grotendeels verzorgd door verschillende Europese bedrijven op Europees grondgebied.

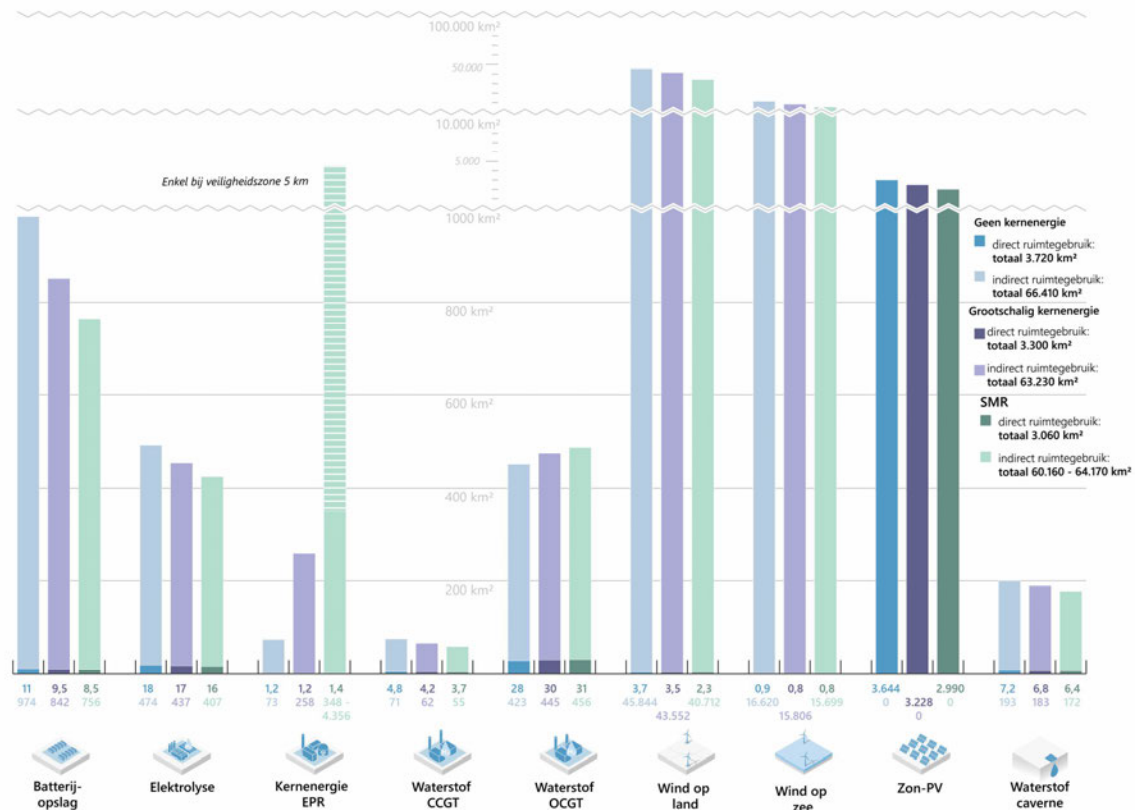
2.6 Ruimtelijke inpassing

Per scenario is het direct ruimtegebruik (ruimtegebruik van enkel de energietechniek) en indirect ruimtegebruik (belemmeringen die de aanwezigheid van de energietechniek veroorzaken voor zijn omgeving) inzichtelijk gemaakt. Voor de scenario's geldt dat het indirect ruimtegebruik het meeste bijdraagt aan de ruimtevrage. Vooral bij wind is er veel ruimte nodig, hoewel het grootste deel hiervan op zee is en er nog wel onder andere landbouw mogelijk is bij wind op land. Voor zon-PV is er enkel direct ruimtegebruik, maar dat is wel aanzienlijk. De analyse op Noordwest-Europese schaal laat zien dat kernenergie (onder de aannames van deze scenariostudie) ruimte bespaart, zoals in afbeelding 2.6 te zien is. Over alle energietechnieken bespaart kernenergie circa 180 km²/GW (22 km²/GW direct ruimtegebruik en 164 km²/GW indirect ruimtegebruik), door een combinatie van minder benodigde wind, zon-PV, batterijen en elektrolyzers. In het oppervlak van indirect ruimtegebruik is wel de mogelijkheid tot onder andere landbouw, veeteelt, recreatie- en natuurontwikkeling of andere energietechnieken zoals zon-PV, wind, batterijen of infrastructuur.

Voor kernenergie-scenario's geldt bij grootschalige kernenergie en geclusterde SMR's dat de ruimtevrage te overzien is binnen de mogelijke locaties (Borssele en Maasvlakte). Voor individuele SMR's is de daadwerkelijke ruimtelijke impact afhankelijk van de (herziene) veiligheidszone rondom kerncentrales. Indien een veiligheidszone van 5 km rondom iedere kerncentrale wordt aangehouden waarin geen dichtbevolkt gebied mag liggen (zoals momenteel voortvloeit uit SEV III voor grotere centrales), is de impact aanzienlijk.

Als uit nader onderzoek blijkt dat de veiligheidszone rond centrales lager kan zijn dan 5 km, zal dit oppervlak verkleinen. Dit kan per SMR variëren, afhankelijk van de technologie en de grootte van de betreffende SMR.

Afbeelding 2.6 Totaal ruimtegebruik (direct+indirect) voor Noordwest-Europa in 2050 voor de 3 scenario's



Uit verschillende rapporten blijkt dat een locatie aan een aantal randvoorwaarden moet voldoen om geschikt te zijn voor kernenergie:

- 1 een kerncentrale moet op ruime afstand (minimaal 5 km) van een dichtbevolkt gebied staan;
- 2 een locatie dient te voldoen aan bepaalde veiligheidsvoorschriften, onder meer op het gebied van de nabijheid van gevoelige objecten, de beschikbare infrastructuur, en vluchtwegen;
- 3 er dient rekening te worden gehouden met de opslagcapaciteit van het radioactieve afval;
- 4 bij de locatiekeuze moet rekening worden gehouden met het risico op natuurlijke ongevallen (weersomstandigheden en bodemstabiliteit) en door de mens veroorzaakte ongevallen (onder andere in verband met nabijgelegen land, rivier, zee of luchtvaart, vuur, explosies, de ontwikkeling van wapens en het vrijkomen van gevaarlijke gassen uit industriële installaties, en elektromagnetische interferentie);
- 5 afhankelijk van de omvang van de kerncentrale en de toegepaste koeltechniek moet er voldoende koelwater aanwezig zijn op de locatie;
- 6 de locatie dient aangesloten te zijn op infrastructuur die een veilig transport van nucleaire brandstof en radioactief afval mogelijk maakt;
- 7 er moet bij de locatiekeuze van een kerncentrale rekening worden gehouden met gevolgen voor beschermde natuurgebieden en de bodem- en waterkwaliteit en de daarbij behorende regelgeving;
- 8 er dient bij de ruimtelijke inpassing van kernenergie rekening te worden gehouden met op de locatie aanwezige archeologische en landschappelijke waarden.

De regio's die de energiesysteemoptimalisatie (zie paragraaf 2.3 hierboven) onder de aannames van het model aanwijst als optimaal voor het plaatsen van kernenergie zijn nog niet getoetst op bovenstaande randvoorwaarden.

2.7 Maatschappelijke afweging van kernenergie

De maatschappelijke discussie rondom (de uitbreiding van) kernenergie in Nederland is al decennia gaande. De gebeurtenissen in onder andere Tsjernobyl en Fukushima speelden hier een rol in, alsmede de discussie rondom het kernafval. In de huidige geopolitieke context is er ruimte om te onderzoeken of kernenergie een rol zou kunnen spelen om aan de 3 pijlers (betaalbaarheid, betrouwbaarheid, duurzaamheid) van het Nederlandse energiebeleid bij te dragen. Relevante aspecten die in deze studie zijn geanalyseerd zijn onder andere:

- de impact die de toevoeging van twee kerncentrales in 2035 heeft op de Noordwest-Europese markt;
- de totale systeemkosten in 2050 in Noordwest-Europa met en zonder kernenergie;
- de verandering van afhankelijkheden en risico's die deze afhankelijkheden met zich meebrengen van grondstoffen en rare earth elements in scenario's met en zonder kernenergie;
- de impact van de inzet van kernenergie op ruimtegebruik versus alternatieven.

Maatschappelijke kosten en batenanalyses rondom kernenergie gaan terug naar de jaren 2004 - 2009, rondom de nieuwe bouwbesluiten in Frankrijk, het VK en Finland. Een mogelijk vervolg zou kunnen zijn om een nieuwe (MKBA) analyse uit te laten voeren waarin alle elementen qua kosten en baten, zoals die in deze studie worden geëvalueerd, worden vertaald naar een kwantificeerbare maatschappelijke impact. Er zijn ook alternatieven ontwikkeld om een maatschappelijke discussie te voeren. De Participatieve Waarde Evaluatie is één van deze alternatieven. Daarin worden burgers niet gevraagd om ja of nee te zeggen tegen beleidsopties maar krijgen zij een totaalbeeld aangeboden waarmee beleidsopties in samenhang moeten worden beoordeeld. De lessen uit de PWE-klimaatraadpleging leiden ons inziens tot de volgende implicaties voor het bereiken van een maatschappelijke inpassing van kernenergie:

- een samenhangend beleid is nodig waarin duidelijk wordt gemaakt hoe de verschillende sectoren bijdragen aan CO₂-reductie: wat gaat de industrie doen en hoe? Zichtbaarheid wordt benadrukt als een belangrijke factor hierbij;
- het effect op energieprijzen en hoe het effect wordt verdeeld over de verschillende energiegebruikers zal ook geëxpliciteerd moeten worden;
- mocht een kerncentrale mede met publieke middelen worden gefinancierd, moet duidelijk worden gemaakt hoe gebruikers die van oudsher minder bijdragen aan bijvoorbeeld duurzame subsidies nu hun deel betalen.

Waar de afgelopen jaren niet direct met de burger over kernenergie is gesproken in Nederland, is er in het licht van andere discussies rondom keuzes in het klimaatbeleid (biomassa, windenergie op land) veel kennis vergaard over hoe de burger betrokken kan worden. Hierbij kan worden gedacht aan procescriteria zoals het zorgdragen voor een respectvolle en eerlijke behandeling van de te betrekken burgers, duidelijkheid creëren over het proces maar ook over wat er met de inbreng uit een discussie of participatie zal gebeuren. Het is raadzaam om deze kennis in het kader van de maatschappelijke inpassing van kernenergie toe te passen.

3

KOSTEN EN FINANCIERING

In dit deel van het onderzoek worden de (kosten)ontwikkelingen van kernenergiecentrales beschreven en geanalyseerd. Ook wordt besproken hoe de inzet van financiële modellen de financieringsrisico's kunnen beperken om de business case van kernenergieprojecten te verbeteren. De analyses hiervoor zijn opgedeeld in vier paragrafen. Allereerst wordt een overzicht gepresenteerd van de huidige beschikbare technologieën en de technologieën die in de toekomst worden verwacht. Dit is relevant om ook inzicht te verkrijgen over het tijdstip waarop realiter een kerncentrale in Nederland gerealiseerd zou kunnen worden en of er bijvoorbeeld een versnelling zou optreden als er gekozen wordt voor Small Modular Reactors (SMR's). Vervolgens wordt ingegaan op de verschillende financieringsvormen die mogelijk zijn voor kerncentrales per projectfase. Dit is belangrijke input voor het bepalen van de Levelized Cost of Electricity (LCOE) van kernenergie. Er wordt een paragraaf (3.3) gewijd aan het bepalen van de LCOE en er worden een aantal gevoeligheden voor relevante parameters gegeven, zoals de bouwtijd en de Weighted Average Cost of Capital (WACC). Tenslotte wordt ingegaan op verschillende modellen die kunnen worden toegepast om kerncentrales te financieren.

3.1 Overzicht technologieën en referentieprojecten

3.1.1 Technologische ontwikkelingen

Deze paragraaf gaat in op enkele technologische aspecten van kernenergie, waarbij de focus ligt op het beantwoorden van de vraag wanneer bepaalde technologieën een betekenisvolle rol kunnen spelen bij de decarbonisatie van het energiesysteem in Nederland.

In de jaren 50 is door verschillende overheden geëxperimenteerd met kernenergie voor de productie van elektriciteit. Alhoewel er verschillende veelbelovende reactorconcepten waren, werd er al vrij snel gekozen voor de lichtwaterreactor (LWR), die water als koelmiddel en moderator (een medium die vrijgekomen neutronen afremt en daarmee de kans op kernsplijting verhoogt) gebruikt. De ontwikkeling van kerncentrales op basis van kernsplijting wordt in vijf generaties onderscheiden¹. Parallel daaraan loopt de ontwikkeling van kernfusie. Het onderscheid tussen Gen II, Gen III en Gen III+ is enigszins arbitrair omdat de gebruikte technologie vaak dezelfde is. De keuze van de brandstof, soort reactie (snel of langzame neutronen), moderator, koelingsmiddel, en brandstofbeheer zijn vijf manieren om een kernsplijtingsreactor type te categoriseren:

- generatie I: vroege niet-commerciële prototypes met veel verschillende reactor types (1950 - 1970);
- generatie II: de meeste huidige commerciële reactoren behoren tot deze generatie. Lichtwaterreactoren zijn de meest voorkomende soort (1965 - 1996);
- generatie III: een verder ontwikkeling van Generatie II reactoren met verbeterde brandstof techniek, passieve veiligheid en brandstofefficiëntie (1996 - 2016);
- generatie III+: deze centrales hebben meer veiligheidssystemen en betere standaardisatie om zo de kosten te drukken. Deze waren al voor Fukushima in ontwikkeling maar de veiligheidseisen werden hierdoor nog verder aangescherpt² (2017 - heden);

¹ GEN IV International Forum (2002), A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems.

² https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore/_Public/44/078/44078364.pdf.

- generatie IV: dit zijn technieken die nog in ontwikkeling zijn en op zijn vroegst in de jaren dertig commercieel beschikbaar komen. Door radicaal andere reactorontwerpen is het verschil met Gen II/III reactoren groot.

Tenslotte bestaat er ook kernfusie. De natuurkunde en techniek achter kernfusie is enerzijds compleet anders dan kernsplijting maar er zijn ook raakvlakken. Fusie vindt plaats onder extreem hoge temperaturen waardoor de kernen van 2 waterstofatomen samen 1 nieuw, zwaarder, helium atoom kunnen vormen. De energie die daarbij vrijkomt wordt omgezet in warmte en daarmee kan net als bij kernsplijting middels stoom elektriciteit gemaakt worden. De technologie is sterk in ontwikkeling. Desondanks is een commerciële bijdrage op relevante schaal niet te verwachten vóór 2040 volgens optimistische en pas na 2060 volgens meer pessimistische inschattingen¹.

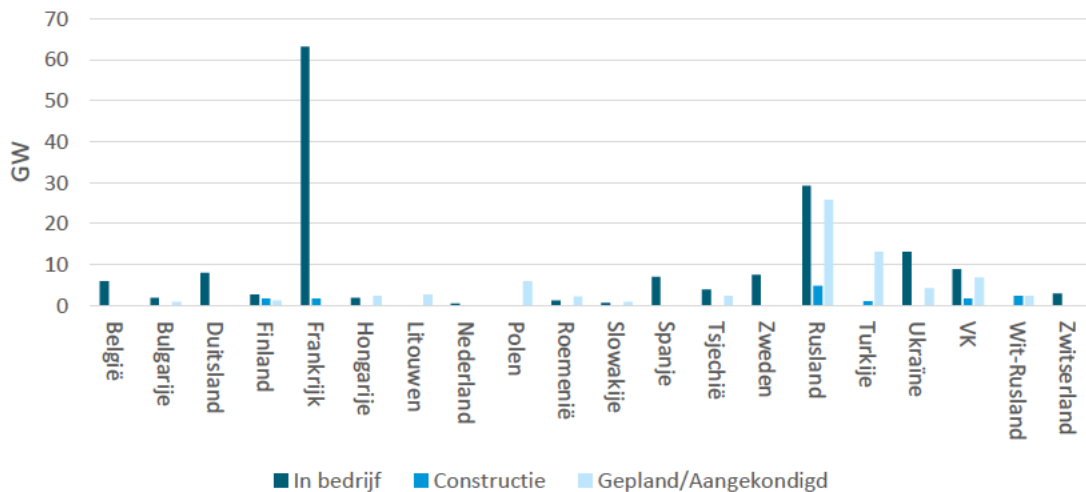
3.1.2 Technologische en operationele kernaspecten

De situatie vandaag

De meerderheid van de kernreactoren die vandaag in bedrijf zijn werd tussen 1965 en 1996 gebouwd en horen bij de Generatie II kernreactoren. Dit waren voornamelijk LWR's, van het type Pressurised Water Reactor (PWR) en Boiling Water Reactor (BWR).

Een aantal landen zoals Duitsland hebben aangekondigd kerncentrales vervroegd te willen sluiten. Andere landen hebben juist aangekondigd nieuwe kerncentrales te willen bouwen en/of van bestaande centrales de levensduur te willen verlengen. De centrales die momenteel in het VK, Frankrijk en Finland worden gerealiseerd zijn allemaal van de Generatie III+. Hierbij zijn de lessen uit Fukushima verwerkt in de European Pressurized Reactor (EPR), welke een verbeterd ontwerp is van de PWR.

Afbeelding 3.1 Kerncentrales in Europa 2020²



Generatie III/III+

Generatie III is een doorontwikkeling van Generatie II³. De eerste Gen III reactoren werden in 1996 in Japan gebouwd. Reactorontwerpen voor de 3^e generatie bestaan uit de 2 voornaamste type reactoren van de 2^e generatie: PWR en BWR. Het grootste verschil tussen de 2 generaties is dat de meeste nieuwe ontwerpen gebruik maken van passieve of inherente veiligheidssystemen. Dit soort veiligheidssystemen berusten niet op technische mechanismen maar natuurlijke processen zoals zwaartekracht, natuurlijke warmte stroming of hitte resistentie. Ze behoeven daarom geen actieve input van een operator. Passieve veiligheidssystemen

¹ Towards Fusion Energy: The UK Government's Fusion Strategy-2019.

² World Nuclear Association (2020), Nuclear Power in the European Union.

³ World Nuclear Association, Advanced Nuclear Power Reactors | Generation III+ Nuclear Reactors.

kunnen ook bij Gen II reactoren achteraf ingezet worden. Een ander belangrijk verschil is dat Gen III reactoren ontworpen zijn om meer flexibel te kunnen produceren. De meeste oudere kerncentrales kunnen dit ook tot op bepaalde hoogte, maar de nieuwe Gen III kerncentrales kunnen sneller aan en uit schakelen met minder slijtage.

Gen III+ reactoren zijn in zijn algemeenheid Generatie III reactoren met extra (veiligheids)aanpassingen naar aanleiding van de ramp bij Fukushima. De European Pressurized Reactor (EPR), ontwikkeld door Framatome, EDF en Siemens, wordt bijvoorbeeld als een Gen III+ reactor beschouwd, waarbij moet worden opgemerkt dat de lessen uit Fukushima gaandeweg zijn meegenomen¹.

SMR 3^e generatie

Kleine Modulaire Reactoren of wel Small Modular Reactors (SMR's) zijn reactoren die in ontwikkeling zijn met een beoogde elektrische productiecapaciteit die meestal tussen de 10 en 300 MW ligt maar sommige individuele reactoren hebben ook kleinere en grotere productiecapaciteiten hebben². De benaming heeft met grootte en bouwmethode te maken en niet met de technologie van de kerncentrale. Modularisatie is een ontwerp- en bouwproces aanpak waarbij modules van systemen en onderdelen fabrieksmatig gemaakt worden en dan verscheept worden als complete assemblages³. SMR's verliezen wel de schaalvoordelen van grote reactoren inzake de operationele activiteiten van energieproductie maar hebben andere voordelen die hiervoor compenseren⁴. De nadelen komen vooral naar voren in de variabele kosten van de kerncentrale (bijvoorbeeld het personeel dat voor de operationele activiteiten nodig is, is voor een SMR en een grote reactor ongeveer hetzelfde). Dat nadeel kan worden gecompenseerd door meerdere SMR's op een plek te bouwen of door de SMR's vanuit een centraal punt aan te sturen⁵. Die laatste mogelijkheid wordt genoemd als een optie voor de toekomst. De voordelen van de 3^e generatie SMR zijn hieronder samengevat:

- door de kortere bouw tijden kunnen financieringskosten lager zijn;
- seriematige productie in een gespecialiseerde fabriek is kosten-effectiever dan eenmalig maatwerk op de bouwplaats;
- door grotere aantallen gestandaardiseerde kleinere centrales te bouwen kunnen innovaties en leereffecten sneller worden gerealiseerd;
- als gevolg van de omvang van de centrale kunnen efficiëntere passieve veiligheidssystemen worden toegepast;
- er treden voordelen op door dat SMR's lokaal het net kunnen ontlasten (betere spreiding van productievermogen) doordat de individuele SMR reactoren door hun geringere grootte decentraal kunnen worden ingezet bijvoorbeeld voor de levering van industriële warmte en elektriciteit.

SMR 4^e generatie

Het Generatie IV Forum⁶, een samenwerking van 40 landen, heeft 6 kansrijke 4^e generatie kernreactorconcepten geïdentificeerd:

- high-temperature reactor (HTR), een veelal gasgekoelde reactor met een temperatuur van 750 - 950 °C;
- very high-temperature cooled reactor (VHTR), veelal gasgekoelde reactor met een zeer hoge uitgangstemperatuur (>1.000 °C). De VHTR is een doorontwikkeling van de HTR;
- gas-cooled fast reactor (GFR), ofwel gasgekoelde snellekweekreactor;
- sodium-cooled fast reactor (SFR), ofwel natrium gekoelde snellekweekreactor;
- lead-cooled fast reactor (LFR), ofwel lood gekoelde snellekweekreactor;
- supercritical water-cooled reactor (SCWR), ofwel superkritische water reactor;
- molten salt reactor (MSR), ofwel gesmolten zout reactor.

¹ <https://www.amacad.org/sites/default/files/academy/pdfs/nuclearReactors.pdf>.

² <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs>.

³ Giorgio Locatelli, Chris Bingham, Mauro Mancini (2014). Small modular reactors: A comprehensive overview of their economics and strategic aspects, Progress in Nuclear Energy.

⁴ OECD NEA (2020), Unlocking Reductions in the Construction Cost of Nuclear, p. 99-104.

⁵ Het bedrijf Last Energy geeft bijvoorbeeld aan dat dit goed mogelijk is. De vraag is wel of deze kerncentrale aansturing vanaf het begin mogelijk zal zijn. Het lijkt redelijk te veronderstellen dat aanpassingen in wet- en/of regelgeving dit mogelijk maken nog enige tijd zal vergen.

⁶ <https://www.gen-4.org/gif/>.

Dit zijn zes concepten die sterk verschillen met de gangbare generatie II en III lichtwaterreactoren. Ze bieden voordelen zoals passieve veiligheid, minder brandstofgebruik, minder langdurig kernafval, lagere kans op proliferatie, en bij een aantal, hoge temperatuur warmteproductie voor industriële toepassingen. In onderstaande tabel 3.1 zijn de eigenschappen van de SMR Generatie IV op basis van beoordelingen van verschillende experts en onderzoeksgroepen samengevat¹.

Tabel 3.1 Potentiële voordelen van SMR Generatie IV

	HTR/VHTR	GFR	SFR	LFR	SWCR	MSR
elektrische efficiëntie	42 - 50 %	42 - 50 %	35 - 40 %	34 - 45 %	42 %	40 - 42 %
uitstoot temperatuur (°C)	700 -850/1.000	850	550	300 - 570	500 - 625	700
duurzaamheid splijtstof	medium/ laag	hoog	hoog	hoog	laag	medium/hoog
vervaltijd afval	medium	zeer hoog	zeer hoog	hoog	laag	medium/hoog
passieve veiligheid	zeer hoog	laag	medium	medium/ laag	laag	medium
TRL ²	5 - 7	2	2 - 7	3 - 4	3	3 - 4

Kernfusie

De techniek achter kernfusie is radicaal anders dan kernsplijting technologie toegepast bij de beschreven Generatie III en IV reactoren. Fusie vindt plaats onder extreem hoge temperaturen waardoor de kernen van 2 waterstofatomen samen 1 nieuw zwaarder atoom kunnen vormen. De energie die daarbij vrijkomt wordt omgezet in warmte. Kernfusie produceert minder en geen langdurig radioactief afval.

De frequentie van fusie reacties (en dus de energieproductie uit fusie) is gekoppeld aan de temperatuur, dichtheid en (opsluitings)tijd. Het product van de drie parameters is een maat voor de verhouding fusie energieproductie tot energieverlies van het systeem. Zolang dit product hoog genoeg is, kunnen de onderlinge waarden in bepaalde maten tegen elkaar uitgeruild worden. Er is een spectrum aan combinaties mogelijk maar in essentie zijn er twee kernfusie concepten waar in projecten gebruik van gemaakt wordt:

- Magnetic Confinement Fusion (MCF), ofwel Magnetische opsluiting: MCF houdt het plasma vast in een magnetisch veld dat zo ontworpen is dat de warmte die uit de fusie ontstaat zo lang mogelijk wordt vastgehouden;
- Inertial Confinement Fusion (ICF), ofwel Traagheidsopsluiting: bij ICF is de brandstof opgesloten in een omhulsel die in korte tijd samengeperst en verhit wordt. Het plasma wordt dan tegengehouden door de massastraaligheid van het imploderende omhulsel.

De voorkeursbrandstof voor kernfusie zijn 2 isotopen van waterstof: deuterium (D) en tritium (T). Die zijn onder de (relatief) makkelijkste omstandigheden met elkaar te fuseren (van alle bekende fusie reacties). Langs de lijnen van de twee kernfusie concepten zijn een aantal bedrijven technologieën aan het ontwikkelen³.

¹ T. Abram and S. Ion (2008), Generation IV nuclear power: A review of the state of the art. Locatelli et al (2013), Generation IV nuclear reactors: Current status and prospects. INL (2015) Assessment of the Technical Maturity of Generation IV Concepts for Test or Demonstration Reactor Applications Nuclear Innovation and Research Office (2021) Advanced Modular reactors Technical Assessment.

² TRL, of wel Technology Readiness Level is een schaal van 1 tot 9 die stand ontwikkelingstoestand van een techniek voorstelt. Hierbij zijn 1 - 2 de concept stadia, 3 - 5 zijn experimenten van componenten, 6 - 8 zijn grootschalige componenten en 9 is een in bedrijf genomen door ontwikkelde techniek. Wereldwijd is er al een HTR en 2 commerciële SFRs in bedrijf genomen. De VHTR, MSR en LFR zitten daarna in een relatief gevorderde ontwikkelingsstadium met zowel commerciële als onderzoeks initiatieven.

³ Fusion Industry Association (2022): The global fusion industry in 2022.

- (MCF) Magneetvelden (in bol- of torusvorm)- voorbeelden: ITER, Stellarator -Wendelstein 7-X, Tokamak Energy en Commonwealth Fusion Systems, General fusion;
- (ICF) Laserstralen - voorbeelden: Helion Energy, TAE Technologies en First Light.

3.1.3 Ontwikkelingen

Lange termijn exploitatie (Long Term Operation, LTO) van Generatie II reactoren

Er is in principe geen (bekende) maximale technische levensduur voor de meeste 2^e generatie reactoren. Kerncentrales zijn veelal vergund op een 40 jaar basis. De vergunning kan met 10 of 20 jaar verlengd worden mits de centrale voldoet aan de meest recente regelgeving. Hiervoor is het belangrijk om te zorgen dat de Systemen, Structuren en Componenten (SSC's) goed onderhouden worden en voldoen aan de meest recente veiligheidsnormen¹. Het wel of niet verlengen van de levensduur van een reactor is uiteindelijk ook een bedrijfseconomische afweging, indien verlenging technisch mogelijk is. Aan de hand van ervaringen en ontwikkelingen in de afgelopen decennia concludeerde de ad hoc expert groep van de Nuclear Energy Agency (NEA) voor LTO's (EGLTO), dat de gemiddelde investering voor een LTO in de toekomst tussen de 450 en 950 dollar/kW zal kosten. Het EU Nuclear Illustrative Programme (PINC1) komt op gemiddelde LTO-investeringen in de jaren 2000 tot 2025 van ongeveer EUR 630/kW².

First-Of-A-Kind (FOAK) projecten en ontwikkelingen

Op dit moment zijn er wereldwijd 53 kernreactoren in aanbouw³. Verder zijn er 100 reactoren besteld of in de planning⁴. China bouwt op dit moment met 15 stuks de meeste reactoren. In de VS wordt de 3^e generatie AP1000 drukwaterreactor (PWR) gebouwd door Westinghouse. In Europa wordt de European Pressurised Reactor (EPR) gebouwd in Frankrijk, het VK en Finland. Van beide types zijn er voltooide centrales in China. In de VS en Europa kennen deze projecten vertragingen tegenover de oorspronkelijke planning wat resulteerde in kostenoverschrijdingen. Deze GenIII/III+ First-Of-A-Kind (FOAK) projecten kampten met vergelijkbare problemen⁵, vooral door veranderde veiligheidseisen en ontwerpseisen na Fukushima, maar ook doordat er in de EU en de VS er sinds de jaren 90 nauwelijks kerncentrales (twee in de VS en vier in de EU vanaf 2005⁶) zijn gebouwd, waardoor er veel kennis en ervaring verloren is gegaan⁷. Hierdoor zijn de toeleveringsketens deels verdwenen.

Zoals aangegeven is een belangrijke oorzaak van de FOAK-problemen het ontwerp. De impact hiervan is vooral terug te vinden in de sterk toegenomen indirecte kosten, van minder dan 15 % in 2005 naar meer dan 50 % bij de recente Europese projecten. De arbeidskosten vormen 40 % van de directe kosten (o.a. materialen en reactor onderdelen) en 80 % de indirecte kosten (o.a. engineering en reactor ontwerp). De directe kosten zijn over dezelfde periode vrij stabiel gebleven (2.000 - 2.500 EUR/kW)⁸. China heeft een goede nucleaire infrastructuur en heeft inmiddels veel ervaring opgebouwd bij de ontwikkeling van Generatie III projecten. Er zijn daarom duidelijke leereffecten bij de bouw van nieuwe kerncentrales waar te nemen. Volgens de Enerdata's Power Plant Tracker database is de gemiddelde CAPEX gedaald van 4.200 EUR/kW in 2015 tot 2.800 EUR/kW in 2018, wat zich vertaalt naar een daling in LCOE van 88 EUR/MWh in 2015 naar 67 EUR/MWh in 2018⁹. Een voorbeeld van een duidelijk zichtbaar leereffect uit een ander land is de Barakah centrale in de Verenigde Arabische Emiraten. Hier worden 4 Koreaanse APR1400 reactoren in serie gebouwd. De bouwkosten van de vierde reactor was 50 % lager dan de eerste volgens de ETI Nuclear Cost

¹ <https://www.oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/6105-npp-life-management.pdf>.

² Foratom, the importance of long-term operation of the existing nuclear fleet, December 2021.

³ <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>.

⁴ World Nuclear Association, Plans for new reactors worldwide.

⁵ Jukka Laaksonen, STUK, 'Lessons learned from Olkiluoto 3 plant' OECD NEA, 'Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear'. World Nuclear News 'US governor releases report on VC Summer flaws'. Cour des Comptes, la Filière EPR. Locatelli, 'Why are Megaprojects, Including Nuclear Power Plants, Delivered Overbudget and Late? Reasons and Remedies'.

⁶ https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_commercial_nuclear_reactors.

⁷ NEA – 2020 – Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear // Cour des comptes – juli 2020 – La filière EPR - Rapport public thématique.

⁸ NEA – 2020 – Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear.

⁹ Xu, Y.; Kang, J.; Yuan, J. (2018) The Prospective of Nuclear Power in China. *Sustainability* <https://doi.org/10.3390/su10062086>.

driver report¹. Dit komt onder andere door sterk projectmanagement, een bewezen supply chain en het bouwen van meerdere units op 1 locatie. Door vaker te bouwen gaan de kosten omlaag. In vakliteratuur wordt er over het algemeen geschat dat de een reactor model na 8 iteraties als Next-of-a-Kind (NOAK), met andere woorden als volwassen techniek gezien kan worden².

Een recente analyse van MIT³ analyseerde de FOAK-effecten en eenmalige kosten escalaties bij de bouw van de AP1000 bij de Vogtle centrale in de VS. De conclusie was dat significante kostenreducties kunnen worden bereikt; van FOAK naar de tiende centrale (NOAK) meer dan een halvering van de investeringen en de bouwtijd. Deze ontwikkelingen geven aan dat er buiten Europa significante kostenreducties zijn gerealiseerd en dat kostenreducties mogelijk zijn maar of deze reducties binnen de Europese markt kunnen worden gerealiseerd is niet onderzocht.

3.1.4 Overzicht en evaluatie referentieprojecten

Eén van de onderzoeksvragen is of een kerncentrale binnen 10 jaar kan worden gerealiseerd zoals in de motie (35925-45) d.d. 23 september 2021 van het kamerlid Eerdmans is verzocht.

Er bestaan 4 mogelijke routes naar de realisatie van een kerncentrale die zullen worden beoordeeld op maturiteit en verwachte realisatie:

- grootschalige centrale 3e generatie;
- SMR 3e generatie;
- SMR 4e generatie;
- kernfusiecentrale.

Grootschalige kerncentrale

Er zijn een aantal leveranciers die in staat mogen worden geacht een centrale te kunnen leveren en realiseren. Leveranciers uit China en Rusland buiten beschouwing gelaten gaat het met name om de EPR van EDF uit Frankrijk, de AP1000 van Westinghouse uit de VS en de APR1400 van KEPCO uit Zuid-Korea. Deze 3 leveranciers hebben alle 3 projecten die op dit moment worden gerealiseerd in Europa, de VS, Zuid-Korea of de VAE, zoals in tabel 3.2 te zien in.

Tabel 3.2 Overzicht van kernenergieprojecten in Europa, de VS, Zuid-Korea en de VAE

Ontwikkelaar (Type)	Land	Reactor	Start van bouw	Operationeel	Capaciteit (MW)	Project kosten (M€)	Project kosten (€/kW)
EDF (EPR)	Finland	Olkiluoto 3	2005	2021	1.600	8.500	5.300
	Frankrijk	Flamanville 3	2007	2023	1.600	19.000	11.880
	VK	Hinkley Point C1	2018	2026	1.600	25.000	10.780
	VK	Hinkley Point C2	2019	2027	1.600		
Westinghouse (AP1000)	VS	Vogtle 3	2013	2021	1.117	24.000	10.780
	VS	Vogtle 4	2013	2022	1.117		
KEPCO (APR1400)	VAE	Barakah 1	2012	2020	1.345	21.800	4.050
	VAE	Barakah 2	2013	2021	1.345		
	VAE	Barakah 3	2014	2022	1.345		

¹ K. Gogan (jaartal), ETI Nuclear Cost Drivers Project <https://es.catapult.org.uk/report/nuclear-cost-drivers>.

² Small modular reactor: First-of-a-Kind (FOAK) and Nth-of-a-Kind (NOAK) Economic Analysis (Technical Report) | OSTI.GOV.

³ K. Shirvan, Overnight Capital Cost of the Next AP1000, Final Report – CANES ANP-TR-193 March 2022.

Ontwikkelaar (Type)	Land	Reactor	Start van bouw	Operationeel	Capaciteit (MW)	Project kosten (M€)	Project kosten (€/kW)
	VAE	Barakah 4	2015	2023	1.345		

Plans for new reactors worldwide, World Nuclear Association (<https://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide.aspx/>). Start van de bouw = 3e ontwikkelingsfase (constructie)

Uit de cijfers van deze en andere projecten blijkt dat de eerste versies van generatie III+ reactoren (FOAK) veel tegenslagen hebben gekend, maar ook dat er landen zijn die wel in staat blijken de projecten binnen de gestelde doelen te realiseren. Deze studie rekent met de aanname dat een bewezen concept, zoals de drie concepten die hier zijn genoemd (EPR, AP1000, APR1400), binnen een periode van 11 jaar (1^e fase 3 jaar, 2^e fase 2 jaar en 3^e fase 6 jaar (zie tabel 3.6)) moet kunnen worden gerealiseerd (10 jaar lijkt in dat kader niet onmogelijk maar wel ambitieus). Hoe het in de Nederlandse context zou uitpakken moet verder worden onderzocht (maatschappelijke discussie, vergunningstraject en vaststellen ontwerpseisen bijvoorbeeld).

SMR 3^e generatie

Hoewel SMR's veel worden besproken, zijn er geen bedrijven die nu deze centrales kunnen leveren. Een aantal grote bedrijven zoals GE-Hitachi, Rolls-Royce en EDF hebben ambitieuze plannen om de eerste concepten eind jaren 20 te hebben gerealiseerd. Daarnaast is een start-up als NuScale uit Amerika vergevorderd in het ontwikkelen van een SMR. Aangezien dit First-Of-A-Kind (FOAK) centrales zijn, zullen deze nog aanzienlijk duurder zijn dan de uiteindelijke (kosten)ambitie. Verschillende landen, waaronder ook Europese, hebben zich gecommitteerd aan het ondersteunen van de ontwikkeling van de eerste centrales. De 3^e generatie SMR's van enkele bedrijven lijken nu tot de meer kansrijke te behoren zoals de LWR op basis van verrijkt uranium van Nuscale, BWRX-300 van GE-Hitachi, de schaalbare SMR van Rolls-Royce en het uit 2 integrale SMR's opgebouwde ontwerp van Nuward. Het wil echter geenszins zeggen dat er niet mogelijke andere bedrijven zijn die uiteindelijk binnen hetzelfde tijdspad ook SMR's ontwikkelen. Aangezien de eerste operationele kerncentrales FOAK zijn, zullen deze normaal gesproken ook met de eerder genoemde FOAK-problemen te maken krijgen. De verwachting is dat opschaling naar NOAK-centrales door modularisatie sneller zal verlopen dan bij de grote centrales en dat kostprijs wanneer de centrales in grotere aantallen worden geproduceerd snel kan dalen.¹

SMR 4^e generatie²

Rondom 4^e generatie kerncentrales is nog veel onduidelijk. Ten eerste hoeft een 4^e generatie centrale geen SMR te zijn, maar de concepten die nu in de belangstelling staan zijn dat wel. Verder bestaan er zoals beschreven een groot aantal verschillende technologieën die 4^e generatie worden genoemd waarvan enkele grote voordelen kunnen hebben ten opzichte van de 3^e generatie. Met name brandstofgebruik, koeling en veiligheid kunnen significant verbeteren. Daarnaast kunnen sommige technologieën hogere temperaturen produceren waardoor ze ook geschikt kunnen zijn om ook warmte aan de industrie te leveren bijvoorbeeld. Er zijn wereldwijd een zeer groot aantal initiatieven. Voor wat betreft tijdspad tot realisatie ontlopen deze elkaar niet veel.

Kernfusie³

Kernfusie kent uitdagingen zoals plasmafysica bij hoge temperaturen, opsluiting in magneetvelden, de brandstofcyclus, stabiliteit van het plasma hitte- en neutron resistente materialen. Na meer dan 60 jaar onderzoek heeft de wetenschap grote stappen gemaakt om deze problemen tot een oplossing te brengen. Dit komt onder andere door de vooruitgang in rekenkracht van computers, plasmafysica en nieuwe supergeleidende magneten.

In de kernfusiewereld bestaan er twee stromingen. De eerste is de door een groot aantal landen uitgezette route die met het project ITER in Zuid-Frankrijk rond 2035 waarschijnlijk gaat leiden naar de eerste

¹ IAEA (2020), Advances in small modular reactor technology developments.

² NEA (2021) Small Reactors: challenges and Opportunities.

³ <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-fusion-power.aspx> plus informatie uit bronnen van bedrijven.

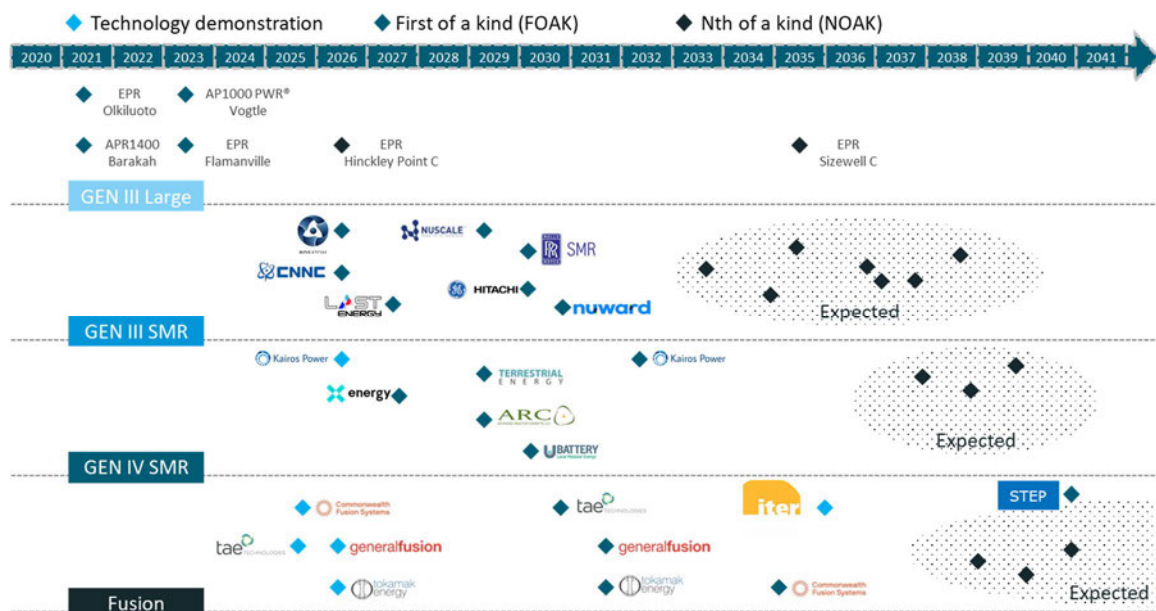
demonstratie op grote schaal van de technologie. Naast de projecten van de landen die meedoen met ITER zijn er inmiddels een groot aantal private initiatieven. Bedrijven die op basis van een specifieke technologie een versnelling proberen te bereiken. Tot nu toe bestaat er echter nog geen enkel concept (privaat of publiek) met een bewezen techniek of zelfs een wetenschappelijk break-even, dat wil zeggen dat de energie geproduceerd door fusiereacties groter is dan de externe energietoevoer naar het plasma die nodig is om de fusiereacties in stand te houden.

Er moeten nog veel technische problemen worden overwonnen voordat het doel om fusie-elektriciteit op het net te zetten kan worden gerealiseerd. Hoewel er bijvoorbeeld in het VK een proefopstelling is goedgekeurd, is er momenteel nog geen regelgeving/wettelijk kader waarbinnen het zou passen. De technologie is wel sterk in ontwikkeling en die vooruitgang brengt een werkende fusiereactor langzaam dichterbij maar een significante bijdrage aan de energietransitie is volgens de meest optimistische inschattingen niet te verwachten voor 2040 en volgens meer pessimistische verwachtingen voor 2060¹.

Samenvatting technologieontwikkeling

In een overzicht kan het tijdspad voor de ontwikkeling van de verschillende technologieën in afbeelding 3.2 worden weergegeven.

Afbeelding 3.2 Overzicht kan het tijdspad voor de ontwikkeling van de verschillende technologieën



De aannames voor het overzicht zijn gebaseerd op informatie uit de geraadpleegde literatuur en informatie die door de genoemde bedrijven zelf wordt gepubliceerd. Vervolgens is op basis van die informatie een inschatting gemaakt van het realiteitsgehalte van de ontwikkelingstijdspaden en plannen. De tijdlijn is vanzelfsprekend speculatiever wanneer de 'technology demonstration' nog in de toekomst ligt, zoals voor Generatie IV en kernfusie bedrijven het geval is.

De inschatting maakt duidelijk dat alleen grootschalige centrales (Gen III large) een volwassen stadium hebben bereikt en kunnen opschalen van FOAK naar NOAK. Alle andere technologieën moeten op basis van hun ontwerp nog een eerste werkende centrale realiseren (en door regelgevers goedgekeurd krijgen). De meer geavanceerde opties (Generatie IV en Kernfusie) moeten ook de technologie nog op schaal demonstreren.

¹ Towards Fusion Energy: The UK Government's Fusion Strategy-2019.

Als een eerste centrale nog moet worden gerealiseerd wil dat dus zeggen dat de technologie wellicht binnen handbereik is, zoals voor een aantal van de 3^e generatie SMR's, maar er kan niet worden verwacht dat deze centrales kunnen concurreren met grootschalige 3^e generatie centrales. Zoals in de literatuur wordt aangegeven zullen de projecten onder andere te kampen krijgen met technische uitdagingen van het bouwen van een concept dat nog nooit eerder is gebouwd. De verwachting is dat die problemen opgelost zullen zijn aan het begin jaren 30 en dat de centrales als competitief alternatief voor grootschalige centrales vanaf de tweede helft van de jaren 30 beschikbaar zullen komen. In het NEA rapport Meeting Climate Change Targets: The Role of Nuclear Energy¹ worden vergelijkbare conclusies getrokken. Voor de Generatie IV SMR moeten nog veel verschillende uitdagingen worden overwonnen (zoals o.a. de brandstofvoorziening die vaak fundamenteel van Generatie III verschilt) om op te kunnen schalen naar commercialisering. Op korte termijn zal de rol en het succes van de eerste demonstratie projecten cruciaal zijn, niet alleen om investeringen op gang te krijgen maar ook om een uiselectering te krijgen van concepten die echt werken zoals ook het GEN IV International Forum concludeerde².

3.2 Financieringsbronnen en kosten

De financieringsbronnen die beschikbaar zijn bij kapitaalverstrekkers voor kernenergieprojecten zijn op te splitsen in twee componenten: bronnen ter financiering van het eigen vermogen (EV) in de vorm van aandelenkapitaal en bronnen voor het vreemd vermogen in de vorm van leningen. Daarnaast zijn er hybride financieringsbronnen die een combinatie zijn van aandelenkapitaal en leningen. Welke vorm van financiering nodig is hangt mede af van de fase waarin een project zich bevindt.

3.2.1 Analyse kosten en bronnen van financiering

Aandelenkapitaal

De kostenvergoeding voor aandelenkapitaal bestaan uit verschillende componenten. Voor de private sector liggen die kosten veel hoger dan voor de publieke sector in OECD-landen, omdat die sector doorgaans risicovoller is en kapitaalverschaffers een hogere kostenvergoeding eisen. Tabel 3.3 geeft een moment opname van kosten van aandelen op basis van verschillende bronnen uit eind 2021. Het laat de verschillen zien tussen de kosten voor energiebedrijven en de Nederlandse overheid³.

¹ NEA (2022), Meeting Climate Change Targets: The Role of Nuclear Energy.

² GEN IV International Forum (2020) Annual Report 2020, Hoofdstuk 7. Market and industry perspectives.

³ De kostenvergoeding voor aandelenkapitaal bestaat uit de volgende kosten componenten: de risicovrij rente (R_f), de aandelen bèta (β), de marktrisicopremie (MRP) en asset specifieke factoren alfa (α). De kostenvoet voor aandelenkapitaal is dan gelijk aan: $R_f + \beta * MRP + \alpha$:

- de risicovrije rente (R_f): de rente betreft het geëiste rendement op een investering zonder enige vorm van risico. Aangezien een volledig risicovrije investering niet bestaat wordt deze in de praktijk doorgaans benaderd door uit te gaan van het rendement op een 10 jaar staatsobligatie van de Nederlandse Staat;
- de aandelen bèta (β): de Bèta is een statistische maatstaf die de volatiliteit van een aandeel vergelijkt met de volatiliteit van de bredere markt, die doorgaans wordt gemeten door een referentie marktindex. Aangezien de markt de benchmark is, is de bèta van de markt altijd 1. Wanneer een aandeel een bèta van meer dan 1 heeft, betekent dit dat het aandeel naar verwachting meer zal stijgen dan de markt in opwaartse markten en meer zal dalen dan de markt in neerwaartse markten. Omgekeerd wordt verwacht dat een aandeel met een bèta lager dan 1 minder stijgt dan de markt wanneer de markt stijgt, maar minder daalt dan de markt wanneer de markt daalt. In de praktijk is een bedrijfsaandeel met een bèta < 1 minder risicovol en zal de belegger minder rendement eisen en vice versa;
- de marktrisicopremie (MRP) is het verwachte rendement dat beleggers eisen voor het extra risico dat investeren in de marktportefeuille oplevert ten opzichte van een risicovrije investering (de risicovrije rente);
- asset specifieke factoren alfa (α): alfa is een activa specifieke aanpassingsfactor die mogelijk moet worden toegepast om een aantal verschillende redenen bijvoorbeeld wanneer een financiële prognose te weinig rekening houdt met bepaalde operationele risico's zoals bij kernenergieprojecten. In de praktijk is een bedrijfsaandeel met risicovolle assets, risicovoller waardoor de belegger meer rendement zal eisen en vice versa.

Tabel 3.3 Verschillen tussen kosten van aandelen voor energiebedrijven en Nederlandse overheid (eind 2021¹)

	Rating	Risicovrije rente	Beta	Marktrisico-premie	Asset specifiek	Vereist rendement*
Ørsted	BBB+	0,8 %	1,32	5,0 %	1,0 %	8,4 %
Fortum	BBB	0,8 %	0,82	5,0 %	1,0 %	5,9 %
Engie	A-	0,8 %	0,45	5,0 %	1,0 %	4,1 %
NL overheid	AAA	0,8 %	0,35	5,0 %	1,0 %	3,6 %

* = Risicovrije rente + Beta * marktrisicopremie + Asset specifieke premie.

Leningen

Er zijn verschillende vormen van vreemd vermogen beschikbaar zoals (obligatie)leningen en leverancierskrediet. De vergoeding voor vreemd vermogen wordt uitgedrukt in een kredietopslag over de risicovrije rente. Die opslag verschilt per land en per project en is afhankelijk van de kredietrisico-inschatting van een land en een bedrijf of project door een kredietbeoordelaar in de vorm van een rating. Projecten met de hoogste rating (AAA) hebben de laagste kredietopslagen. De ratings van obligatieleningen van Europese energiebedrijven variëren eind 2021 tussen de BB- en A- en hebben gemiddeld een BBB rating². De onderstaande tabel 3.4 geeft een beeld van de kosten van obligatieleningen van energiebedrijven met verschillende ratings en de Nederlandse staat.

Tabel 3.4 Kosten van obligatieleningen van energiebedrijven en van de Nederlandse overheid

	Opslag (op risico vrije rente)	Kosten vreemd vermogen
Ørsted	2,3 %	3,1 %
Fortum	2,5 %	3,3 %
Engie	2,0 %	2,8 %
Nederlandse overheid	0,0 %	0,8 %

Verschillen financieringskosten privaat en publiek

Projecten worden gefinancierd met een mix van bovenstaande financieringsbronnen. De gewogen gemiddelde kosten van die bronnen bepalen de financieringslasten van een project. Die worden de gewogen gemiddelde kapitaalkosten genoemd of wel de WACC. De WACC is een maatstaf voor de kapitaalkosten van een bedrijf of project. Bedrijven gebruiken vaak hun interne WACC ook als proxy voor de disconteringsrente waarmee de netto contante waarde (NPV) van kasstromen van een project wordt berekend. Een te lage of te hoge WACC zal in theorie ook het interne rendement (IRR) van een project over- of onderschatten omdat het de projectkastromen van de kapitaalkosten te laag of te hoog inschat. Om een project economisch aantrekkelijk te maken voor investeerders moet er een verschil tussen de IRR en de WACC van een project zijn. Hoe hoger het risicoprofiel van het project hoe groter risico-rendementsverhoudingen die private investeerders voor verschillende energieprojecten eisen.³ Empirische analyses laten zien dat grote, beursgenoteerde bedrijven investerings-drempels (IRR hurdles rates) hanteren

¹ Research Fitch company ratings Ørsted, Fortum en Engie 2021, KPMG risk premiums 2021, CBS/DNB: staatsleningen, Brattle prepared for the ACM 'The WACC for drinking companies in the Netherlands' 2021 en eRiskGroup analyses, Uni Twente 'An Equity Risk Premium for Business Valuation of Dutch Companies' 2021.

² Fitch utility coverage Europe 2021.

³ Paper Imperial college London _the-cost-of-capital-and-how-it-affects-climate-change-mitigation-investmen-2016/ *Het verwachte risico wordt bepaald door de risicoscores die door banken en ratingbureaus aan activa worden toegekend, **Verwacht rendement wordt gedefinieerd als gemiddeld jaarlijks rendement.

die hun WACC met 750 basispunten (7,5 %) overschrijden¹. In onderstaand overzicht zijn voorbeelden uitgewerkt op basis van verschillende bronnen uit 2021 die een indicatie geven van de verschillen tussen de gemiddelde gewogen financieringskosten van diverse private en publieke bedrijven².

Tabel 3.5 Verschil tussen de gemiddelde gewogen financieringskosten private en publieke bedrijven

Variabelen	Overheidsbedrijven		Energiebedrijven			Merchant project	
	Gemiddeld	RNB'S ³	A	BBB	CCC	Low	High
risk free rate (10 jaars staat)	0,8 %	0,8 %	0,8 %	0,8 %	0,8 %	0,8 %	0,8 %
risico-opslag VV	2,5 %	1,1 %	1,9 %	2,5 %	3,0 %	1,9 %	1,9 %
kosten schuld	3,3 %	1,9 %	2,7 %	3,3 %	3,8 %	2,7 %	2,7 %
EV spread*	5,0 %	3,2 %	11 %	11 %	14 %	11 %	14 %
kosten EV	5,0 %	4,0 %	11,4 %	11,4 %	15,0 %	11,4 %	15,0 %
VV %	70 %	43 %	75 %	40 %	50 %	40 %	50 %
EV %	30 %	57 %	25 %	60 %	50 %	60 %	50 %
marg. tax rate	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %	25 %
inflatie	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
WACC nominaal	35 %	2,9 %	4,4 %	7,8 %	8,9 %	7,7 %	8,5 %
extra project opslag**	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	7,2 %	8,1 %
WACC nom. + opsg.	3,5 %	2,9 %	4,4 %	7,8 %	8,9 %	14,9 %	16,6 %
WACC reëel	3,4 %	2,9 %	4,3 %	7,7 %	8,8 %	14,6 %	16,3 %

* Incl. standaard spreiding en BETA/ KPMG Corporate Finance NL raadt aan een Market Risk premium toe te passen. (MRP = marge over de risicovrije rente) van 5.0 % voor eigen vermogen vanaf 31 december 2021.

** By assigning a project-specific cost of capital to each investment, firms seek to overcome the potential errors of capital misallocation. Empirical analyses have demonstrated that large, stock-market-listed companies apply investment hurdle rates that exceed their WACC by as much as 750 basis points⁴

3.2.2 Projectfasen en financieringsbehoefte

Voor de financiering zijn per fase in de ontwikkelings- en levenscyclus van een kernenergiecentrale andere vormen van kapitaal nodig⁵. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de kapitaalvormen⁶ die per fase worden gebruikt.

¹ Body of European regulators (BEREC) 'Report on WACC parameter calculations according to the European Commission's WACC Notice of 6th November 2019'.

² Rebel WACC for TSO en DSO's 2016, ACM uitwerking Brattle prepared for the ACM 'The WACC for drinking companies in the Netherlands' 2021, EU-BerEC WACC-parameters report 2021, KPMG Cost of Capital study 2021, IEA article cost of capital in clean energy transition 2021, S&P Global 'Credits Markets Update Q4 2021 en FRED economic data 2021/2022, EU Aures III, Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis 2021.

³ Publieke Regionale Netwerk Bedrijven.

⁴ Imperial College, The cost of capital and how it affects climate change mitigation investment 2016

⁵ IAEA report Financing nuclear power plants 2021, KPMG Marktconsultatie Kernenergie 2021, IAEA unlocking cost reductions of nuclear 2020.

⁶ IAEA report Financing nuclear power plants 2021, KPMG Marktconsultatie Kernenergie 2021, IAEA unlocking cost reductions of nuclear 2020.

Tabel 3.6 Ontwikkel- en bouwfasen kernenergieproject¹

Grootschalig kernenergie	Fase 1 (3 jaar)	Fase 2 (2 jaar)	Fase 3 (6 jaar)	Fase 4 (60 jaar)	Fase 5 (10 jaar)
SMR	fase 1 (1 jaar)	fase 2 (1 jaar)	fase 3 (3 jaar)	fase 4 (60 jaar)	fase 5 (10 jaar)
activiteiten	haalbaarheidsstudie	finale ontwerp	constructie	operatie	ontmanteling
	site selectie	contracting	commissioning	onderhoud	
	infrastructuuronderzoek	financiële structuur		ontmanteling (na 60 jaar)	
	vergunningen	garanties		opslag afval	eindberging
	projectmanagement				
	globale ontwerp				
financieringsmogelijkheden	subsidies, eigen vermogen	subsidies, eigen vermogen	subsidies, garanties, hybride- en eigen vermogen	garanties, hybride-, eigen- en vreemd vermogen	financiering uit opgebouwd fonds
financieringsbehoefte	1 % van OCC	4 % van OCC	95 % van OCC	aflossing	
projectrisico	hoog	hoog	gemiddeld	laag	laag

Het risiconiveau van een kernenergiecentrale verschilt sterk per fase in de levenscyclus van de centrale. Het risico is maximaal in de eerste 2 fasen van een project omdat het nog onzeker is of het project inkomsten gaat genereren om rentebetalingen te kunnen doen. Vanwege het hoge risico zullen die fasen vaak met aandelenkapitaal gefinancierd moeten worden (of eventueel met subsidies) in ruil voor een deel van de potentiële winst van het project na realisatie. De kapitaalbehoefte in deze fasen is dan nog beperkt (ongeveer 5 %). In fase 3, de bouwfase, neemt de kapitaalbehoefte sterk toe. Met de aanvang van de bouw van de centrale is de kans vergroot dat de centrale energie zal gaan produceren en daarmee neemt de zekerheid over inkomsten toe en zullen meer kapitaalverstrekkers in de kapitaalbehoefte willen voorzien. Er is dan ook een grotere mix van kapitaalbronnen voor een kernenergieproject beschikbaar, zoals verschillende hybride vormen van aandelen kapitaal en commerciële financiering (in de vorm van bank- of obligatieleningen).

Afhankelijk van de kosten van het aantrekken van kapitaal in de ontwikkelingsfasen kunnen de financieringskosten (WACC overheid (3,8 %) vs. WACC merchant project (>9 %)) gedurende de ontwikkelingsfasen (zonder vertraging) van een kerncentrale oplopen tot ongeveer 10-50 % van de initiële investering (OCC)² zoals ook in afbeelding 3.4 en tabel 3.8 (kapitaalskosten OCC) duidelijk wordt gemaakt. In het geval dat een project uitloopt en zeker als er additioneel kapitaal nodig is, worden de financieringskosten en daarmee die percentages hoger. Ceteris paribus zijn de financieringskosten van een project dat op basis van publieke financieringskosten het laagst rond 10 % van de OCC.

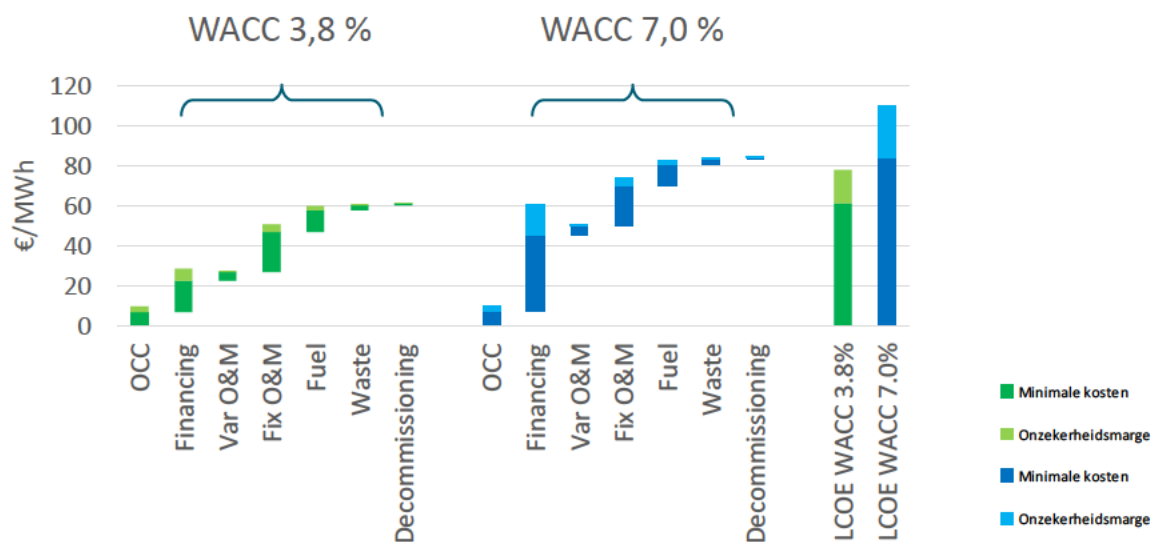
In fase 4, de operationele fase, daalt het (financierings)risiconiveau aanzienlijk. De financieringsmogelijkheden worden dan groter en is ook herfinanciering van het aangetrokken kapitaal tegen beter voorwaarden mogelijk. Gedurende de operationele fase bestaan de risico's voornamelijk uit marktprijsrisico's oftewel het verschil tussen de integrale productiekosten (OPEX en CAPEX) en de prijzen waartegen de elektriciteit op de elektriciteitsmarkt kan worden verkocht. Die prijzen in euro's per megawattuur (EUR/MWh) moeten hoog genoeg zijn om de variabele en vaste OPEX en CAPEX terug te verdienen. Die risico's kunnen worden beperkt met lange termijn elektriciteitscontracten waarin bijvoorbeeld prijsgaranties zijn opgenomen. Deze wordt besproken onder 3.4.2.

¹ IAEA: Project Management in Nuclear Power Plant Construction: Guidelines and Experience-2020.

² IAEA unlocking cost reductions of nuclear 2020, MIT future of nuclear energy in a carbon constrained world 2021.

De onderstaande grafiek maakt de impact van hogere financieringskosten, uitgedrukt in een hogere WACC, inzichtelijk door die impact zowel te vertalen naar de kosten voor kapitaal als voor alle andere kosten uitgedrukt in een prijs per MWh uitgaande van een centrale die 7.900 uren per jaar produceert. Door een 7 % hogere WACC stijgen de totale kosten per MWh met ongeveer 40 %. De gearceerde vlakken geven de onzekerheidsmarge weer zoals die uit de literatuur¹ naar voren komt.

Afbeelding 3.3 LCOE van kernenergie bij een WACC van 3,8 % en 7,0 %



3.3 LCOE van kernenergie

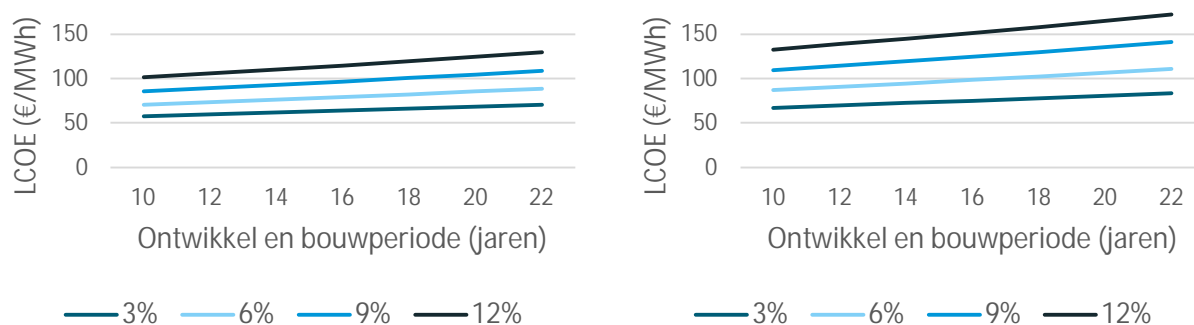
3.3.1 Inleiding

De LCOE (levelized cost of energy) ofwel gemiddelde kostprijs per kWh, zet voor de levenscyclus van een energiebron de economische aspecten zoals kapitaal-, materiaal- en brandstofkosten af tegen de totale geschatte energieproductie. De LCOE is een berekende waarde van de genivelleerde kosten van energieproductiebronnen in een geïsoleerde conditie waarin geen additionele baten zoals systeemkosten worden meegenomen. In een formule is het de contante waarde van alle cash flows vanaf het moment dat de kerncentrale elektriciteit gaat produceren (en met de opbrengsten de gemaakte kosten terugbetaald gaan worden) gedeeld door de contante waarde van de elektriciteitsproductie (de aanname is basislastproductie over de gehele commerciële looptijd). Dit levert een bedrag in euro's per MWh op in het basisjaar. Variaties in LCOE- parameters zoals inflatie, brandstofprijzen, marktprijzen en vooral kapitaalkosten kunnen de hoogte van de LCOE sterk beïnvloeden.

In onderstaande afbeelding 3.4 komt het effect van kapitaalkosten en bouwtijd op de Levelized Cost of Energy (LCOE) van kernenergieprojecten tot uitdrukking. De LCOE van kerncentrales wordt sterk beïnvloed door de kapitaalkosten, maar ook door de lengte van de ontwikkel- en bouwperiode en vooral door de invloed op de financieringskosten zoals onderstaande figuur duidelijk maakt. Hoe langer de bouwperiode hoe groter dat effect op de netto contante waarde en dus op de LCOE.

¹ eRisk Group Analyses op basis van diverse studies van MIT en IEA.

Afbeelding 3.4 LCOE van kernenergie bij verschillende WACC en een bouwperiodes en een lage en hogere investering



Als tijdens de bouw de initiële investeringskosten veel hoger blijken te zijn dan is het effect daarvan bij de langere bouwperiode en mogelijk hogere WACC nog eens extra groot. De rechtergrafiek in afbeelding 3.4 illustreert een hogere investering van 6,000 \$/kW in plaats van 4,000 \$/kW.

3.3.2 Modellering

Het voor deze studie gebruikte LCOE-model is een Discounted Casflow (DCF) model dat op basis van modelaannames voor de modelparameters de LCOE (EUR/MWh) en een aantal andere belangrijke kengetallen berekent: WACC per fase, de aanvangsprijs waarbij de NPV nul is en de IRR dus wordt gerealiseerd (Contract for Difference prijs die toeneemt met inflatie), project en aandelenrendement (IRR), de netto contante waarde en de terugverdientijd. Die andere kengetallen zijn vooral van belang bij de analyse voor de financiële structuren in paragraaf 3.4. Onderstaande tabel 3.7 geeft een voorbeeld van de model output op basis van de aannames uit de MIT studie uit 2022 over de Generatie III+ AP1000 reactor.

Tabel 3.7 Kengetallen MIT studie over de AP1000 reactor

Kengetallen		Vogtle	AP1000 nu	AP1000 zoals mogelijk	GE-Hitachi BWRX300
LCOE	EUR/MWh	242,41	126,87	90,83	72,29
ontwikkeltijd	Jaren	22	12	7	5
OCC	EUR/kW	8,154	5,469	3,772	2,412
WACC (na constructie)	%	7,0 %	7,0 %	7,0 %	7,0%
ontmantelingsfonds percentage	%	4,0 %	4,0 %	4,0 %	4,0 %
disconto voet	%	8,00 %	8,00 %	8,00 %	8,00 %
IRR investeerders	%	8,6 %	8,3 %	8,1 %	8,0 %
IRR eigen vermogen	%	6,4 %	7,2 %	8,0 %	9,2 %
CfD prijs*	EUR/MWh	226,03	120,68	87,27	69,74
RAB bijdrage**	EUR/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00
NPV gecorrigeerd voor inflatie	EUR	0	0	0	0
terugbetaal periode	jaren	14	14	14	13

* De door het model berekende CfD prijs waarbij de contante waarde nul is.

** RAB bijdrage indien project binnen een RAB (of combinatie met PPP) structuur is ontwikkeld.

3.3.3 Modelparameters

Om de LCOE van kernenergie te bepalen moeten de volgende aannames worden gemaakt voor verschillende parameters. Voor de aannames van modelparameters die voor deze studie zijn gebruikt, zijn een groot aantal verschillende bronnen geraadpleegd om tot een objectieve schatting te komen. In de onderstaande tabel 3.8¹ met de modelparameters worden de belangrijkste hiervan weergegeven.

Tabel 3.8 Belangrijkste modelparameters

	Eenheden	WACC 3,8 %	WACC 7,0 %	SMR WACC 3,8 %	Bronnen en Commentaar
eigen vermogen	%	11,0			Financieringskosten zijn ingeschat op basis van diverse openbare bronnen. ² Het doel is om enkele varianten te creëren. Eén met grote betrokkenheid van de overheid (variant I), één met een beperkte betrokkenheid (variant II). Verder wordt variant I ook onderzocht voor het geval het een SMR betreft
eigen vermogen overheid	%	4,6		4,6	
Debt/Equity (operationeel)		2,3	2,3	2,3	
risicovrije rente	%	0,8	0,8	0,8	
overheidsleningen	%	1,8		1,8	
achtergestelde leningen	%	9,0			
obligatieleningen	%	6,2	6,3	6,2	
OCC of Overnight Construction Cost*	EUR/kW	3.520	3.520	2.412	schatting 2020 IEA/NEA voor de overnight investeringskosten per 2025. De SMR is gebaseerd op informatie van GE-Hitachi (BWRX300)
ontmantelingskosten	EUR/kW/jr	528	528	362	IEA/NEA schat de ontmantelingskosten in op 15 % van de OCC. De aanname is dat het geld in een ontmantelingsfonds gaat met een rendement van 4 %
verkenning, vergunning	jaren	3	3	1	uit diverse bronnen ³ en praktijkverwachting
engineering	jaren	2	2	2	
bouw, commissioning	jaren	6	6	4	
operationeel	jaren	60			
afval	EUR/MWh	1,6			IEA/NEA totale variabele kosten per jaar. Opsplitsing op basis van meerdere bronnen o.a. MIT 2018: The Future of Nuclear Energy in a Carbon Constrained World, LAZARD 2021: LCOE Analysis, Berenschot/Kalavasta: Systeemeffecten van nucleaire kerncentrales, in Klimaatneutrale Energiescenario's 2050
brandstof	EUR/MWh	8,2			
OPEX variabel	EUR/MWh	2,6			
OPEX vast	EUR/kW/jr	90	90	180	
inflatie algemeen	%	1,5			KEV2021
inflatie brandstof	%	0,8			

¹ Waar wordt gerefereerd aan IEA/NEA wordt de volgende publicatie bedoeld: Projected Costs of Generating Electricity 2020 Edition.

² KPMG-Marktconsultatie Kernenergie 2021/ MIT the future of nuclear energy in a carbon constraint world 2018/ IAEE Cost Estimates and Economics of Nuclear Power Plant Newbuild: Literature Survey and Some Modeling Analysis/ OECD/NEA – 2020 – Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear/IAEA 2021- financing nuclear plants

³ IAEA_2012_Project Management Nuclear Power Plant Construction: Guidelines and Experience IAEA 2020 Management of Nuclear Power Projects

	Eenheden	WACC 3,8 %	WACC 7,0 %	SMR WACC 3,8 %	Bronnen en Commentaar
inflatie elektriciteit	%			0,2	eigen aanname
WACC (operationeel)	%	3,8	7,0	3,8	de WACC is de resultante van de aannames voor financieringskosten en leverage
capaciteitsfactor	%			90	eigen aanname
LCOE	EUR/MWh	61,2	84,4	70,0	de prijs waarbij de netto contante waarde van het project 0 is
de investering aan het begin van de operationele periode	EUR/kW	4.131	5.039	2.703	de investering op moment dat de kerncentrale is gebouwd (inclusief opgelopen financieringslasten)
kapitaalkosten OCC	EUR/kW	611	1573	291	de rente-/vermogenskosten tijdens de ontwikkelingsfasen
IRR	%	4,7	8,8	5,7	het rendement indien de kerncentrale de LCOE op de markt realiseert

* OCC: alle investeringskosten voor de kerncentrale zonder de financieringslasten gedurende de fase voorafgaand aan de productie.

3.3.4 Financiële parameters voor de optimalisatie scenario's

Op basis van de waarden zoals in de voorgaande paragraaf bepaald zijn drie basisvarianten met het LCOE-model berekend die voor de scenario's in de optimalisatie analyses worden gebruikt. Een WACC zonder overheidssteun zoals bij een merchant-project is geen realistische aanname omdat de ervaring leert dat kernenergieprojecten dan niet van de grond komen. Voor de optimalisatie-analyse is daarom voor de scenario's een bandbreedte, lage WACC (3,8 %) en een hoge WACC (7 %), gebruikt om de verschillen in kapitaalkosten door te rekenen.

De voor de optimalisatie-analyse gebruikte discontovoet is afkomstig uit het rapport Factsheets Discontovoet¹. De discontovoet is van toepassing op kosteneffectiviteitsanalyses (zie overzicht), zoals de optimalisatieanalyse voor dit onderzoek. Deze discontovoet wordt gebruikt om de kastromen van alle energie technologieën op een zelfde basis te beoordelen. Het effect van de toepassing van deze lage discountfactor is niet geheel neutraal. De effecten van de discontovoet voor deze analyse zijn als volgt samen te vatten: een relatief lage discontovoet leidt tot een hogere LCOE als de aanvangsinvestering hoog is en de variabele kosten laag, zoals het geval is bij kerncentrales. Voor gascentrales is het andersom. De aanvangsinvestering is relatief laag en de variabele kosten zijn veel hoger. Dat leidt bij een lage discontovoet tot een relatief lagere LCOE.

Tevens dient te worden opgemerkt dat individuele private energieprojecten doorgaans hogere discontovoeten gebruiken omdat ze vaak een geheel of gedeeltelijke afspiegeling zijn van corporate WACC's van private projecten. In onderstaande tabel² staan de voor de optimalisatie gebruikte parameters. De parameter investering na constructie is met het LCOE-model berekend op basis van de vigerende kapitaalkosten voor de ontwikkelingsfasen.

Tabel 3.9 Varianten aannames optimalisatiemodel

	Eenheden	Lage WACC	Hoge WACC	SMR - 2040	Lage WACC variant
benchmark		EPR Frankrijk	EPR Frankrijk	BWRX300	AP1000

¹ SEO en Stratelligence 'Factsheets Discontovoet' december 2021.

² eRisk Group analyse op basis van verschillende bronnen.

	Eenheden	Lage WACC	Hoge WACC	SMR - 2040	Lage WACC variant
OCC	\$/kW	4.013	4.013	2.750	2.900
OCC	EUR/kW	3.520	3.520	2.412	2.544
ontwikkel en bouwperiode	jaren	8	8	6	7
investering aan het begin van de operationele periode	EUR/kW	4.311	4.810	2.770	3.008
WACC	%	3.8	7	3.8	3.8
discontovoet	%	2,25	2,25	2,25	2,25
bron (OCC)		IEA/NEA - Projected Costs of Generating Electricity – 2020 Edition		GE-Hitachi*	MIT - Overnight Capital Cost of the Next AP1000 – March 2022

3.4 Financieringsstructuren

In deze paragraaf worden de voor- en nadelen van verschillende financieringsmodellen en de toepasbaarheid daarvan geanalyseerd. Een belangrijk aspect is de mate van overheidsparticipatie in de verschillende modellen in verschillende fasen van kernenergieprojecten. Vervolgens zal een kwalitatieve analyse van de verschillende modellen worden gedaan en daarna een kwantitatieve analyse. De kwantitatieve analyse van de financieringsmodellen wordt gedaan op basis van literatuur en eigen analyses. De voor- en nadelen, de risico's, kosten, financieringsbereidheid (op basis van inzichten de KPMG-markconsultatie) en de toepasbaarheid voor Nederland wordt in kaart gebracht en samengevat in een overzichtsmatrix. De kwantitatieve analyse van de financieringsmodellen bestaat uit een gevoeligheidsanalyse met het financiële model om de impact te bepalen van de inzet van de verschillende modellen.

3.4.1 Analyse invloed overheidsparticipatie

Zowel de absolute omvang van het te financieren bedrag (project van 1.600 MW, standaard EPR, rond de EUR 6 miljard¹. Als de financieringsrisico's die er aan verbonden zijn, worden door financiële marktpartijen als grote barrières beschouwd hetgeen de WACC sterk verhoogd². Private partijen financieren deze projecten daarom niet of zullen hoge risico-opslagen voor vreemd en eigen vermogen rekenen hetgeen de WACC sterk verhoogd. Dat laatste maakt de businesscase voor kernenergieprojecten weer onrendabel. Het is ook om deze reden dat alle kernenergieprojecten in aanbouw een vorm van overheidssteun ontvangen (zie tabel 3.10)³.

¹ De benchmark voor de Overnight Cost of Capital (OCC) van kernenergieprojecten wordt op dit moment geschat op EUR/kW 3520. Voor een EPR (1.600 MW) betekent dat een kapitaalbehoefte van 5,6 miljard gedurende eerste 3 ontwikkelingsfasen voor een periode van zo'n 10 jaar terwijl er geen inkomsten tegenover staan.

² eRisk analyse op basis verschillende bronnen.

³ eRisk analyse op basis verschillende bronnen.

Tabel 3.10 Overzicht kernenergieprojecten en financieringstype

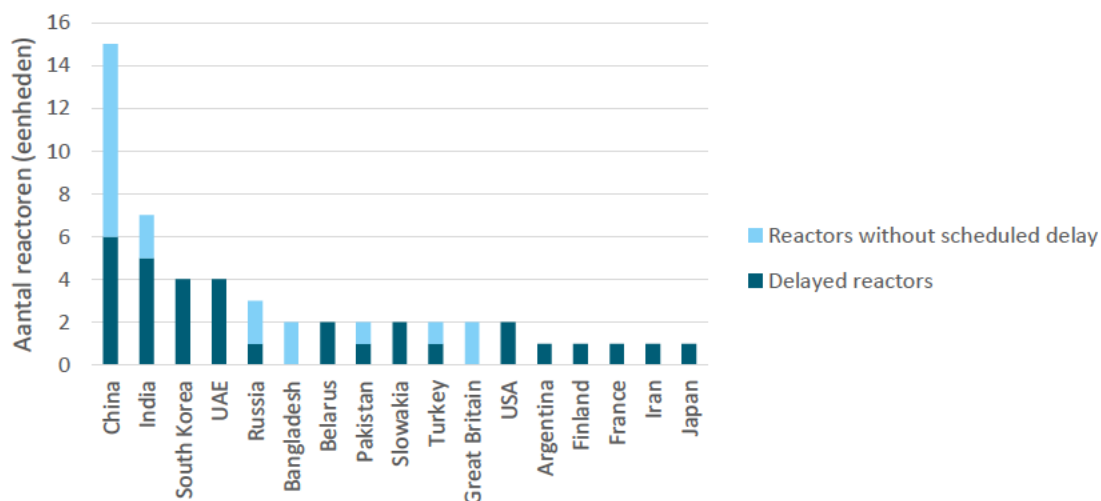
Land	Aantal projecten	Start bouw	Financieringstype
China	22	2000 - 2015	Overheid-Vendor
Rusland	7	1983 - 2010	Overheid
India	5	2022 - 2011	Overheid-Vendor
VS	4	1972 - 2013	Overheid-private financiers
VAE	4	2012 - 2016	Overheid-Vendor
Zuid-Korea	3	2008 - 2013	Overheid
Pakistan	3	2011	Overheid-Vendor
Wit-Rusland	2	2013 - 2014	Overheid-Vendor
Japan	2	2007 - 2010	Overheid-ander
Slowakije	2	1985	Overheid-corporate
Oekraïne	2	1996 - 1987	Overheid-Vendor
Argentinië	1	2014	Overheid
Brazilië	1	2010	Overheid-Vendor
Finland	1	2005 - 2021	Overheid-Vendor-corporate/ projectfinanciering (Mankala)
Frankrijk*	1	2007	Corporate
UK	1	2018	Overheid-Corporate
Turkije	1	2018	Overheid-Corporate

* indirect door de staat als grootste aandeelhouder in EDF

De hoge vaste initiële investeringskosten tijdens de vroege ontwikkelings- en constructiefasen en de relatief lange tijdsduur van deze fasen, maken nucleaire projecten bijzonder risicogevoelig. Dat risico wordt bij de huidige first of a kind (FOAK) 3^e generatie kernenergie versterkt door vaak lange levertijden van onderdelen en de kans op uitstel door constructie- en ontwerpfouten/of veranderende eisen die de bouw van de centrale vertragen. Dat laatste komt veel voor bij de meest recente nucleaire projecten in OESO-landen (zie onderstaande afbeelding 3.5¹) en heeft een enorme impact op de financiële haalbaarheid van dit soort projecten.

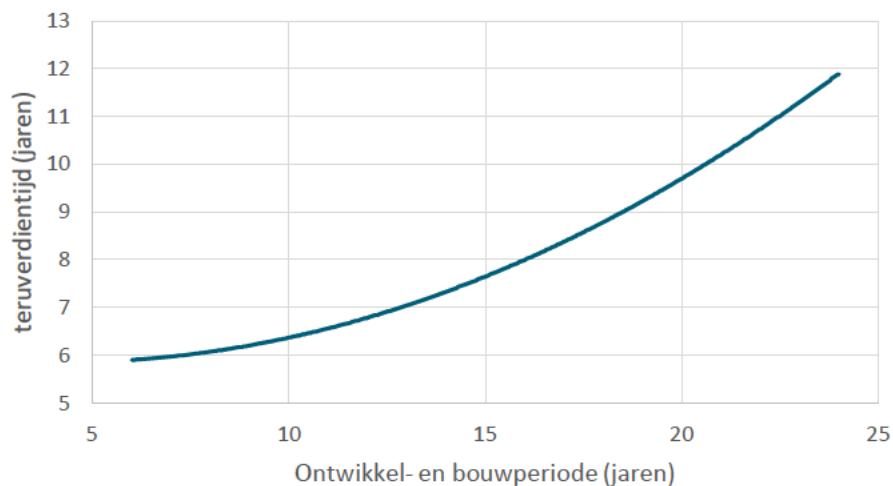
¹ National Research Moscow State University of Civil Engineering (NIU MGSU), Moscow 'Reliability of construction of nuclear power facilities in the global energy market' 2021.

Afbeelding 3.5 Overzicht van recente projecten met of zonder vertraging¹



Vooraf ook omdat de kastromen uit de verkoop van elektriciteit, verder naar de toekomst schuiven. Door vertragingen in de eerste drie ontwikkelingsfasen van een project lopen de kosten (OCC plus kapitaalkosten) en vooral de kapitaalkosten op terwijl daar geen inkomsten tegen over staan. Deze twee effecten leiden tot een verschuiving in de terugverdientijd en verhogen zo de financieringsrisico's. Dit wordt geïllustreerd door onderstaande afbeelding 3.6² waarin de OCC en WACC gelijk zijn gehouden en ontwikkelings- en bouwperiode steeds een jaar uitloopt.

Afbeelding 3.6 Terugverdientijd uitgezet tegen de ontwikkel- en bouwperiode



De financieringskosten en vooral de kosten van eigen vermogen zijn door het risicovolle investeringsprofiel een belangrijke bepalende factor in de LCOE en voor het gewenste private drempelprojectrendement. Op de huidige korte termijn gedreven energy only elektriciteitsmarkt zijn dat soort projecten zonder risicodekking van derde partijen zoals de overheid, moeilijk van de grond te krijgen. De meeste in bedrijf zijnde kernenergiecentrales werden dan ook gefinancierd op gereguleerde energiemarkten, waar het rendement

¹ In het overzicht wordt niet duidelijk gemaakt dat de kerncentrales van verschillende generaties zijn. Sommigen hebben daardoor vertragingen opgelopen als gevolg van FOAK problematiek terwijl anderen NOAK's (nth of a kind) zijn die geen vertragingen kennen.

² eRiskGroup analyse op basis verschillende bronnen.

op investeringen over het algemeen zekerder was. Om de ontwikkeling van nieuwe kernenergieprojecten mogelijk te maken en private partijen daarbij te betrekken, is een actieve rol van de overheid gewenst. Die rol wordt door de verwachting van afnemende leveranciersfinanciering (zie paragraaf leveranciers (vendor) financiering) tijdens de bouwfase van nieuwe projecten nog belangrijker. De overheid kan vorm geven aan die rol met verschillende regelingen, zoals:

- directe financiële participatie van de overheid door middel van leningen en aandelenkapitaal (public private partnerships, PPP's met fase-financiering);
- indirecte overheidssteun voor volume en prijsrisico's via langlopende PPA's en/of CfD's of het verstrekken van subsidies voor de investeringsrisico's van een project;
- indirecte overheidssteun via gereguleerde modellen die garanties op rendement en investeringsomvang bieden (bijvoorbeeld gereguleerde activabasis [RAB]).

Onderstaande tabel 3.11 geeft een beeld op welke wijze lopende projecten worden gefinancierd en hoe de verschillende overheden die projecten ondersteunen.¹

¹ eRisk Group analyse op basis verschillende bronnen.

Tabel 3.11 Wijze van financiering voor huidige projecten in aanbouw¹

Project	Status	FOAK	Financieringsstructuur			Mitigatie marktrisico			Mitigatie ontwikkelingsrisico			
			merchant	project	hybride	eind- verbruikers	overheid	energiebedrijf	eind- verbruikers	ontwikkelaar/ energiebedrijf	leverancierskrediet	leninggarantie
Olkiluoto 3	in aanbouw	V			V	E/AC				E	VC	EK
Flamanville 3	in aanbouw	V	V			AC		E		E	VC	
Taishan 1 & 2	in bedrijf	V		V		RO			RO			
Vogtle 3 & 4	in aanbouw	V		V		RO	S		RO		VC	GO
Hinkley point C	in aanbouw	V		V			AC				VC	GO
Wylfa Newydd	uitgesteld	V		V			AC			E		EK
Akkuyu 1 & 2	in aanbouw	X		V			AC			C	VC	
Shin Kori 3 & 4	in bedrijf	V		V		RO			AC			
Barakah 1 - 4	in aanbouw	X		V			AC				VC	EK

V = Ja, X = geen FOAK meer, E = Eigenaar, RO = Regelgeving Overheid, S = Subsidie, AC + Afnamecontract, C = contract, VC = vendor contract GO = Garantie overheid, EK = Exportkrediet.

¹ NEA 2020 – Unlocking Reductions in the construction Costs of Nuclear

Het is vooral belangrijk dat de overheid een directe betrokkenheid heeft bij de financiering van kernenergieprojecten tijdens de eerste drie risicovolle fasen van het project. Tijdens die fasen zijn de financieringsrisico's namelijk het hoogst. De meeste projecten zijn nu nog FOAK-projecten of zitten in een overgangsfase naar NOAK (n-th of a kind)-projecten. Op weg naar industriële volwassenheid van GEN III en GEN III+ kernenergieprojecten zullen zowel de risico's als de kosten van projecten in de eerste 3 fasen maar vooral in de bouwfase door leereffecten minder worden zoals is toegelicht. Hierdoor zal de behoefte aan directe financiële overheidssteun op de lange termijn afnemen maar zal indirecte steun door prijsgaranties nog wel belangrijk blijven als het project moet opereren in een vrije markt.

Die overheidssteun kan worden gelegitimeerd omdat marktpartijen maatschappelijk rendement (zoals rendement uit hoofde van leveringszekerheid of CO₂ reductie) niet of onvoldoende mee laat wegen. Door publieke financiële middelen via financiële structuren ter beschikking te stellen voor kernenergieprojecten kunnen de financieringskosten voor deze projecten verlaagd worden en wordt het maatschappelijk rendement gerealiseerd door hun bijdrage aan bijvoorbeeld leveringszekerheid. Door de Oekraïne- en klimaatcrisis lijkt er ook binnen Europa meer ruimte voor overheidssteun¹. Tegelijkertijd moet worden voorkomen dat hierdoor te hoge private projectrendementen ten opzichte van het projectrisico ontstaat.

3.4.2 Analyse invloed financieringsmodellen en afnamecontracten

Kwalitatieve analyse: beschrijving financieringsmodellen en vergelijkende analyse

Er zijn in de praktijk een aantal opties voorhanden om een kerncentrale te realiseren. Ten eerste kan het ontwikkelrisico volledig liggen bij private partijen, maar er is vervolgens een vorm van afname garantie (waar de overheid al dan niet in participeert). Ten tweede kunnen de ontwikkelrisico's worden gemitigeerd voor private partijen door een vorm van overheidsparticipatie. In de huidige praktijk is het vaak én én. In deze paragraaf worden de financieringsstructuren (modellen en afnamecontracten) en verschillende overheidsinstrumenten beschreven en geanalyseerd. De impact van de volgende financieringsstructuren is geanalyseerd:

- afnamecontracten:
 - Power Purchase Agreement (PPA);
 - Contract for Difference (CfD);
- financieringsmodellen:
 - Regulated Asset Base (RAB) model;
 - Publiek Private Projecten;
 - coöperatieve modellen (Mankala- en SaHO-model);
 - additionele financieringsinstrumenten overheid: overheidsleningen en -exportkredieten.

Afnamecontracten

Power Purchase Agreement (PPA)

Een PPA is een overeenkomst tussen een elektriciteitsproducent en afnemer die zowel in gereguleerde en gedereguleerde markten wordt gebruikt, om een bepaald volume tegen een vaste of geïndexeerde prijs elektriciteit te leveren/kopen. De PPA is dus van groot belang voor de financiering van een kernenergieproject omdat het de voornaamste inkomstenstroom is. Met een PPA kan zowel de onzekerheid in energieafname (volume in MWh) als voor de prijs van deze energie in EUR/MWh worden beperkt en zorgt voor een zekere lange termijn kastroom.

De prijs is doorgaans een tariefformule waarmee de contractprijs van de PPA kan worden geïndexeerd aan de inflatie en/of aan de prijs van grondstoffen bijvoorbeeld. De afspraken hierover worden in een contract tussen de energieleverancier en een afnemer van energie vastgelegd meestal voor een langere periode van meer dan 10 jaar. Daarnaast kunnen er parameters in het contract worden opgenomen die zijn afgestemd op de technologie, operaties, onderhoud en andere kenmerken van de kerncentrale. Met PPA's wordt het omzetrisko van een kernenergieproject afgedekt. Echter blijven er een aantal risico's staan zijnde:

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/nl/STATEMENT_22_1949.

- de kosten voor overschrijdingen of vertragingen tijdens de eerste 3 fasen van de ontwikkelingen van het project blijven bij de ontwikkelaar en investeerders. Het projectbedrijf kan ervoor zorgen dat eventuele betalingsverplichtingen als gevolg van vertragingsschade worden doorberekend via het EPC-contract (waarin de vertragingsschade moet worden geraamd) inclusief de te dekken kosten die op grond van de PPA moeten worden betaald;
- uitgestelde ingangsdatum: de ingangsdatum van PPA's kan worden uitgesteld maar met niet meer dan enkele jaren. Het afsluiten van een PPA met een uitgestelde ingangsdatum tot na de ontwikkelingsfase van een kernenergiecentrale is niet mogelijk omdat er meestal in de markt, behalve de overheid, geen afnemers zijn die het uitgestelde volume- en prijsrisico willen overnemen;
- marktprijs versus werkelijke kosten. Het marktprijsrisico dat in een PPA wordt afgedekt met een vastgelegde elektriciteitsprijs (EUR/MWh) voor de termijn die alleen de lange termijn marktprijs weerspiegelt geeft zekerheid, maar die prijs kan te laag zijn om de werkelijke kosten goed te maken. Financiers zullen dit risico in hun kapitaalkosten verwerken. Dit risico kan worden afgedekt door een putoptie met een uitoefenprijs die in lijn is met de werkelijke kosten. Vaak zijn de kosten (optiepremies) van dit type contracten hoog en moeten vooraf worden betaald. Het is dan de vraag of het netto-effect bijdraagt aan lagere kapitaalkosten;
- tegenpartijrisico: In bilaterale contracten tussen een producent en een afnemer is er voor zowel de afnemer als de producent het risico van de kredietwaardigheid van de tegenpartij. Als één van beide zijn contractuele verplichtingen niet langer kan nakomen, loopt een van de partijen weer een marktrisico (energie moet potentieel tegen een lagere prijs worden verkocht of tegen een hogere prijs worden ingekocht). Het risico kan een negatieve impact hebben op financieringskosten. Indien dit risico in een PPA aanwezig is, kan de overheid het tegenpartijrisico deels of geheel overnemen om de voorwaarden voor financiering door private financiers te verbeteren. Bijvoorbeeld door bij een default van de tegenpartij impliciet of expliciet borg te staan voor de contractuele verplichtingen en daarmee garant te staan voor de verplichtingen uit hoofde van de PPA tussen de projecteigenaar en een afnemer;
- de ongekende volatiliteit van de energieprijs door onder andere de Corona- en Oekraïne-crisis zal een langdurige impact hebben op de markt voor de aankoop van (duurzame) energie, inclusief momenteel een daling van het aantal langetermijncontracten (PPA's)¹.

Een PPA kan bij kernenergieprojecten een integraal onderdeel zijn van een financieringsmodel zoals het geval is bij de nog te bespreken RAB, PPP en coöperatieve financieringsmodellen (PPA in de vorm van kostendekkend contract) of als een op zichzelf staand langjarig afnamecontract worden ingezet. In het laatste geval wordt de prijs en het daaraan gekoppelde volume doorgaans gegarandeerd door de overheid. De volgende door de overheid gegarandeerde PPA's kunnen voor nieuwe kernenergieprojecten worden gebruikt:

- garantie van een vast tarief gebaseerd op de werkelijke productiekosten waartegen de geproduceerde energie van een kerncentrale wordt vergoed. Voorbeelden van projecten met dit soort PPA-contracten zijn het Barakah-project in de VAE en voor Akkuyu in Turkije. De Turkse Electricity Trade & Contract Corporation (TETAS, gerelateerd aan de Turkse staat) heeft een verplichting onder een contract van 15 jaar om een vast aandeel tegen een vaste prijs van 123,5 \$/MWh van het projectbedrijf af te nemen. Dit betreft 70 % van de output van de reactoren 1 en 2 en 30 % van eenheden 3 en 4. De niet-gecontracteerde stroom wordt verkocht door het projectbedrijf op de markt. De opbrengst van de PPA zal de projectkosten betalen (naar verwachting afbetaald in 15 jaar), waarna het projectbedrijf 20 % van de winst aan de Turkse regering zal betalen.² TETAS kan die prijsafspraken garanderen omdat het een staatsbedrijf is.

Er is een directe relatie tussen de gegarandeerde PPA-prijs op basis van werkelijke kosten per MWh en de hoogte van de kosten tijdens de eerste 3 ontwikkelingsfasen. Een groot deel (tussen de 10 en 50 %) van die kosten in de eerste ontwikkelingsfasen van een kernenergieproject worden veroorzaakt door de kapitaalkosten. Indien door overheidssteun de kapitaalkosten kunnen worden beperkt zal ook de PPA-prijs op een lager niveau kunnen worden gezet.

¹ <https://think.ing.com/articles/dealing-with-power-price-volatility-ppa-growth-continues-to-slow>.

² KPMG marktconsultatie kernenergie 2021, WANO Akkuyu nuclear power plant Turkey 2020, https://www.oecd-neo.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/4_1_Cometto_Akkuyu.pdf, Elsevier current status and emerging trends in nuclear power projects 2017.

In alle modellen die in deze analyse worden besproken is sprake van een PPA in de vorm van een Contract for Difference (CfD).

Contract for Difference (CfD)

Bij een Contract for Difference (CfD) staat de overheid voor een lange periode, bijvoorbeeld 30 jaar, garant voor een vaste prijs per MWh. Onder een CfD-model is de projectontwikkelaar verantwoordelijk voor alle kosten en risico's tijdens de eerste 3 ontwikkelingsfasen van een kernenergieproject in ruil voor een overeengekomen vaste prijs (vaak de 'uitoefenprijs' genoemd die de werkelijke kosten per MWh van het project dekt) voor de elektriciteitsproductie zodra de kerncentrale in bedrijf wordt genomen. Het verschil tussen de marktprijs en de uitoefenprijs (als de marktprijs lager is) wordt uiteindelijk betaald door de eindgebruikers zodra de kerncentrale in gebruik wordt genomen. Een eventueel hogere marktprijs komt weer ten goede aan de eindgebruikers^{1 2 3}.

Het CfD-model is bijvoorbeeld in het Verenigd Koninkrijk toegepast bij Hinkley Point C⁴. De Britse overheid garandeert aan EDF een vaste prijs (de uitoefenprijs) van £ 92,50/MWh (in prijzen van 2012), die tijdens de bouw zal worden aangepast (gekoppeld aan inflatie £ 106/MWh in 2021) voor een periode van 35 jaar voor de geproduceerde elektriciteit⁵. In dit model is de uitoefenprijs overeengekomen voor een bepaalde periode voorafgaand aan de ontwikkeling van het project en is gebaseerd op de verwachte uitgaven en financieringskosten. Constructierisico's (kostenoverschrijdingen of vertragingen), blijven bij de ontwikkelaar en zijn investeerders. Het CfD-model biedt dus alleen omzetzekerheid. Het afsluiten van een CfD dekt niet risico's rondom de vergunning of risico's geassocieerd met de bouw⁶.

De hoogte van de uitoefenprijs zal mede afhankelijk zijn van de risico's die bij de private financiers blijven, alsmede het deel van de totale investering dat deze partijen voor hun rekening nemen. De onderstaande afbeelding 3.7 illustreert het verband tussen het samenhangende rendement (de IRR) en de hoogte van CfD-uitoefenprijs. Verder laat de afbeelding zien wat de impact op de IRR is als de bouwtijd toeneemt tot 19 jaar (gestippelde lichtblauwe lijn) ten opzichte van de geplande 11 jaar (vaste blauwe lijn). Als de bouwtijd toeneemt nemen de kapitaalkosten toe en neemt ceteris paribus de IRR af. Het Hinkley Point C-project rekent met kapitaal van private investeerders en rekent met markt gerelateerde risico-opslagen voor vreemd en eigen vermogen en verwacht rendementen (IRR ongeveer 10 %). De uitoefenprijs van het CfD-contract stijgt dan naar ongeveer EUR 90/MWh⁷.

¹ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>.

² Audit Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Hinkley Point C 2017.

³ IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

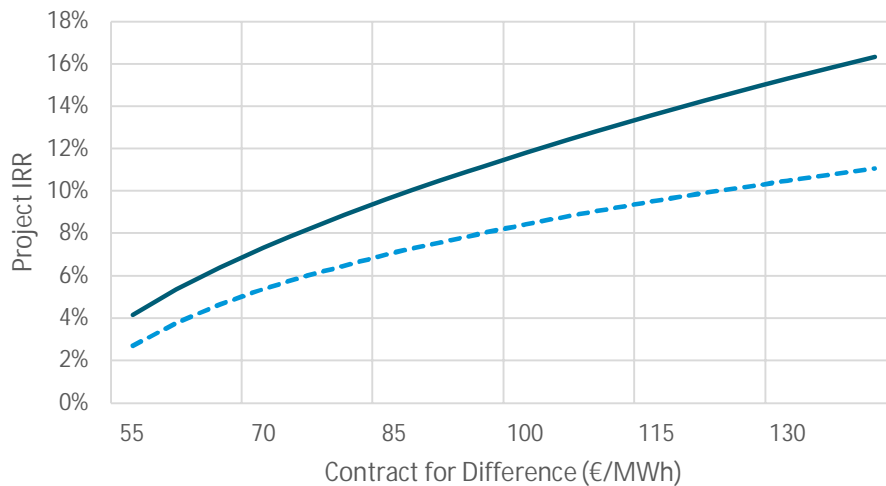
⁴ <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>.

⁵ Audit Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Hinkley Point C 2017.

⁶ IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

⁷ SFEN 'The cost of new nuclear power plants in France' 2018.

Afbeelding 3.7 Projectrendement (IRR) uitgezet tegen de Contract for Difference (CfD) prijs



Overheidssteun in de vorm van het beschikbaar stellen van goedkoop kapitaal tijdens de eerste 3 ontwikkelingsfasen van een kernenergieproject resulteert in meer bescheiden CfD. Voor strategische energieprojecten is daarom zinvol om niet alleen de steun van de overheid in te zetten voor het dempen van de energiemarktrisico's maar om dit in combinatie te doen met steun ter verlaging van de kapitaalkosten tijdens de eerste 3 ontwikkelingsfasen, vooral de bouwfase, van kernenergieprojecten. Overheden kunnen bijvoorbeeld de CfD-contract ondersteuning aanvullen met directe (direct verstrekken aandelenkapitaal en/of leningen) of indirecte (staatsgaranties op leningen) financieringssteun. Uit de KPMG-marktconsultatie blijkt ook dat private investeerders voor nieuwe projecten bij het gebruik van CfD-contracten additionele directe overheid ondersteuning verwachten.

3.4.3 Financieringsmodellen

Regulated Asset Base (RAB)

Er bestaan grosso modo twee vormen van het RAB-model:

- RAB-model 1: in dit RAB-model wordt het bouwrisico gedeeld tussen de ontwikkelaar en de partij(en) die de RAB-vergoeding betalen (bijvoorbeeld de eindverbruiker en/of de overheid) op de te ontwikkelen gereguleerde activa^{1,2}. Zodra de bouw van het project start gaan toekomstige eindverbruikers met een basistarief reeds een vergoeding voor diensten betalen die pas na oplevering van een project worden geleverd. De vergoeding wordt zo bepaald dat de 'redelijke' kosten (waaronder afschrijvingslasten op de investering, operationele lasten en kosten in het kader van ontmanteling tot een bepaald niveau) worden gedekt en daarnaast een redelijk rendement op de gereguleerde activa genereert. Een regulator (onafhankelijke derde) bepaalt wat 'redelijke kosten' zijn. De ontwikkelaar van het project behoudt een aandeel in de bouwkosten als die kosten boven het door de regulator vastgestelde redelijke niveau uitstijgen. Door eindgebruikers een basistarief te laten betalen tijdens de bouw van een project kunnen de kapitaalkosten worden verlaagd en daarmee tevens de kosten voor de eindverbruiker verlaagd. Dit RAB-model heeft door het overdragen van een deel van ontwikkel- en marktrisico's aan eindverbruikers een dempend effect op de risicopremie die private investeerders verwachten. Door toepassing van dit model ontstaat mogelijk ook interesse van risicomijdende beleggers als infrastructuurfondsen en

¹ OECD The Regulatory Asset Base and Project Finance Models An Analysis of Incentives for Efficiency 2016, UK National infrastructure commission 'Estimating comparable costs of a nuclear regulated asset base versus a contract for difference financing model' 2019.

² OECD The Regulatory Asset Base and Project Finance Models An Analysis of Incentives for Efficiency 2016, UK National infrastructure commission 'Estimating comparable costs of a nuclear regulated asset base versus a contract for difference financing model' 2019.

pensioenfondsen die op zoek zijn naar activa met een lange levensduur en een stabiel rendement. Dit RAB-model met een eigen verantwoordelijkheid van private investeerders is voor civiele projecten in Engeland al toegepast en heeft aangetoond dat kapitaal makkelijker en tegen minder kosten kan worden aangetrokken en daardoor projecten met succes kunnen worden ontwikkeld. Zo wordt geschat dat het Thames Tideway Tunnel project in Londen resulteerde in een reële WACC van 2,5 %¹. Belangrijk voor het welslagen van de financiering van dit project was de bepaling dat een deel van de kostenoverschrijdingen zou worden gedekt door de belastingbetalers (tot 30 %), waardoor het bouwrisico voor investeerders aanzienlijk wordt verlaagd, terwijl de projectontwikkelaar sterke prikkels behoudt om die risico's te beperken²;

- RAB-model 2: in dit RAB-model fungeren particuliere of semi-zelfstandige staatsbedrijven als eigenaar en beheerder van de activa (RAB -beheerders). De eigenaar en beheerder gebruikt de gegenereerde inkomsten uit betalingen van consumenten om de activiteiten te financieren en kapitaalkosten terug te verdienen. De eigenaar en beheerder zou zich bij afwezigheid van regulering door een toezichthouder als monopolist kunnen gaan gedragen en consumentenprijzen boven de kostprijs rekenen. Een economische toezichthouder moet daarom met regelgeving zorgen voor prikkels om prijzen, tarieven en rendement te reguleren, maar die prikkels moeten er ook voor zorgen dat de operationele efficiëntie bevorderd blijft om voldoende (kosten plus een marge) te verdienen voor de exploitatie, het onderhoud en de financiering. Het gereguleerde rendement voor beleggers is gebaseerd op de RAB (de waarde van 'investering' waarop het rendement wordt behaald) en de WACC, terwijl de operationele kosten worden terugverdiend op de markt. In dit RAB-model wordt aan de eigenaar/beheerder een vergunning verleend die zijn rechten en plichten specificiert en die door een wettelijke aangestelde toezichthouder wordt gecontroleerd. Dit RAB-model heeft veel overeenkomsten met de door de ACM gereguleerde economische uitbating van de energie- en drinkwater- netwerkbedrijven in Nederland. In onderstaande matrix staan de belangrijkste verschillen tussen de twee modellen samengevat.

Tabel 3.12 Belangrijkste verschillen tussen RAB model 1 en 2

Model*	RAB 1	RAB2
risico toedeling	risicodeling eigenaar en ontwikkelaar	aanbesteding door eigenaar
RAB specifiek/generiek	RAB-tarief vanaf aanvang constructie ter dekking risico's	generiek RAB-tarief ter dekking van investeringskosten
participatie	derden kunnen participeren	doorgaans één eigenaar

*de ontwikkelaar is een private partij die het project ontwikkeld en die door de eigenaar (publiek/semipubliek) wordt ingehuurd

RAB-model voor kernenergieprojecten

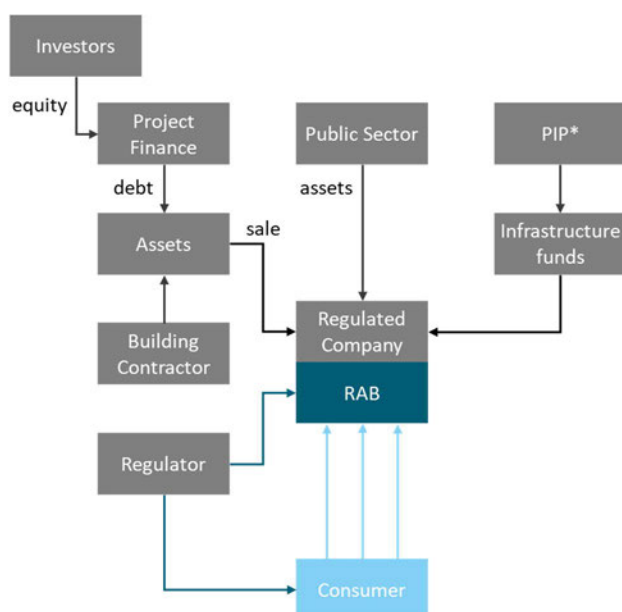
In het RAB-model kunnen de bouwrisico's voor private financiers worden beperkt. De overheid kan hierbij een garantie ('funding cap') afgeven waarbij investeringen boven een bepaald bedrag door de overheid worden gedragen. In dat geval ontvangt de overheid in ruil voor de investering een aandelenbelang in het project. Het belangrijkste voordeel van het RAB-model is dat strategische projecten die van maatschappelijk belang zijn, kunnen worden gerealiseerd omdat ze kunnen profiteren van de kredietwaardigheid van dat land. Hetgeen in het geval van Nederland met de hoogste creditrating (AAA) betekent dat de projecten kunnen profiteren van lage financieringskosten, slechts marginaal boven de kosten van de risicovrije rente. Tegelijkertijd moeten reguleringsregels en toezicht daarop krachtige prikkels gaan bieden voor private en/of semi-private bedrijven operationele efficiëntie tijdens de levensduur van de projecten. Het RAB-model is

¹ Rehema Msulwa, Oxford review of economic policy, volume 38, 'How domegaprojects influence institutional change' 2022.

² IAEA unlocking reducing (financing) costs of new nuclear power 2020, UK National infrastructure commission 'Estimating comparable costs of a nuclear regulated asset base versus a contract for difference financing model' 2019.

daarom onlangs in het VK voorgesteld voor de ontwikkeling van nieuwe kernenergieprojecten.¹ In de volgende afbeelding staat een schematisch overzicht van een RAB-model.

Afbeelding 3.8 RAB-model



* PIP: Public Investment Program (e.g. 'Klimaat en Transitiefonds').

Het betreft een contract tussen de betrokken partijen, investeerders en leveranciers, waarbij de overheid de financieringsrisico's overneemt. Voorafgaand aan de start van het project worden de kosten en de winst bepaald en vastgelegd. Gewijzigde omstandigheden kunnen leiden tot aanpassingen, die de overheid dient goed te keuren. De energieprijis die het project ontvangt voor de geproduceerde energie zou in dat geval worden vastgesteld door een toezichthouder op basis van een verondersteld rendement voor de investeerder en de effectieve kosten van het project. Het RAB-model kan voor de ontwikkeling van nieuwe kernenergieprojecten als volgt werken:²

- een RAB-model wordt gebruikt om private investeringen in voor de maatschappij belangrijke maar risicovolle energieprojecten met een lange terugverdientijd te stimuleren door investeringsrendement te garanderen voor het project (over de activa);
- het RAB-model kent een vast investeringsrendement voor het project doordat niet de investeerder, maar de eindverbruiker van de energie in de vorm van gereguleerde tarieven het financiële risico draagt;
- in het RAB-model betalen de eindverbruikers dat tarief vanaf de start (de eerste fase) en deelt vanaf het begin dus in de kosten;
- in het RAB-model wordt hierdoor het risico voor de financiers verlaagd en kan het project worden ontwikkeld met lagere financieringskosten. In ruil hiervoor betalen de eindverbruikers hierdoor gedurende de levensduur van de centrale een lager tarief dan bij bijvoorbeeld bij een CfD-contract;³
- het RAB-model verleent een bedrijf het monopolie op de economische uitbating van de kerncentrale. Om misbruik daarvan te voorkomen zal een regelgevende instantie van de overheid ervoor zorgen dat de prijzen niet te hoog worden vastgesteld en daarnaast efficiëntieprikkels geven die normaal gesproken vanuit een concurrerende markt komen;

¹ Department for Business, Energy & Industrial Strategy, RAB Model for Nuclear Government Response to the consultation on a RAB model for new nuclear projects 2021, <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>.

² KPMG marktconsultatie kernenergie 2021, DEA, RAB Model for Nuclear Government Response to the consultation on a RAB model for new nuclear projects 2021, Elsevier 'Current status and emerging trends in financing nuclear power projects' 2018.

³ UK National infrastructure commission 'Estimating comparable costs of a nuclear regulated asset base versus a contract for difference financing model' 2019.

- in ruil daarvoor kunnen financiers inkomsten genereren met de gereguleerde energietarieven die door de eindverbruikers worden betaald, en kunnen financiers ook overheidssubsidies krijgen;
- een analyse van het Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) in het VK heeft berekend dat het gebruik van het RAB-model een kostenbesparing voor eindverbruikers zou kunnen opleveren van meer dan £30 miljard in vergelijking met de ondersteuning van Hinkley Point C (via een CfD)¹.

De belangrijkste voordelen van het RAB-model voor een investeerder zijn:

- biedt al tijdens de bouwfase omzetzekerheid door contractueel vastgelegde vaste vergoeding voor de productie vanaf de bouwfase;
- biedt rendementszekerheid door een vaste vergoeding (inclusief een rendement op de gereguleerde activa) te geven op basis van redelijk kostenniveau dat afschrijvingen op investeringen, operationele kosten en kosten voor ontmanteling omvat;
- biedt de mogelijkheid tot het invoeren van een 'funding cap', een maximum aan het door de financiers in te brengen investeringsbedrag waarboven additionele kostenstijgingen door de overheid worden gedragen.

Door de wettelijke bescherming en de steun van de overheid kunnen investeringen in projecten op basis van dit RAB-model worden gezien als relatief veilige investeringen. Uit de marktconsultatie door KMPG blijkt dan ook veel dat marktpartijen een RAB-model voorstellen voor nieuwe kernenergieprojecten in Nederland omdat het invulling geeft aan de behoefte van private financiers om omzetriscico's vroegtijdig in het project te beperken en een stabiel rendement veilig te stellen. Een RAB-model is echter nog niet eerder toegepast bij kernenergieprojecten en zal bij een Nederlands project tegen een aantal problemen oplopen die dienen te worden opgelost:

- het vooraf inschatten van de haalbaarheid van het project. De overheid vergoedt vanaf de start kosten aan de private financiers die bij vroegtijdig stopzetten volledig afgeschreven worden;
- de structuur waarbinnen de resultaten worden geboekt. In tegenstelling tot diverse reguliere infrastructuurprojecten kennen kerncentrales opbrengsten op basis van productie. Dit betekent dat los van de RAB-vergoeding een financieel resultaat (winst of verlies) wordt geboekt op de verkoop van elektriciteit;
- hoe de RAB-vergoedingen en resultaten moeten worden doorberekend aan de eindverbruikers. In het Verenigd Koninkrijk wordt dit via de energie- of waterrekening gedaan. Dit kan in Nederland ook. Een alternatief voor Nederland zou kunnen zijn om een bestaande publieke organisatie te laten participeren die zorgt draagt voor de verrekening en administratieve afhandeling van de vergoedingen voor de kosten. Verrekening kan bijvoorbeeld via een opslag op de energietarieven gaan lopen. Positieve resultaten van de centrales die mogelijk op de markt worden gerealiseerd worden daar vanzelfsprekend van afgetrokken. De operatie van de kerncentrale zou aan een energiebedrijf kunnen worden uitbesteed tegen een vergoeding die ook in het tarief wordt verwerkt.

Publiek Private Projecten (PPP)

Bij Publiek Private Projecten model neemt de overheid direct of indirect deel in het project door middel van leningen of aandelenparticipaties of een combinatie van beiden. PPP's worden meestal gebruikt voor de financiering van lange termijn projecten meestal voor publieke diensten. Het essentiële kenmerk van de PPP is de oprichting van een projectbedrijf, een SPV. Er wordt gebruik gemaakt van een financiële structuur waarbij een projectbedrijf de kosten van het vreemd en eigen vermogen terugbetaalt uit de cashflow gegenereerd door het project. Het projectbedrijf gaat daarvoor een lange termijn contract aan met de aanbestedende dienst voor de levering en exploitatie van het project. Het projectbedrijf kan juridisch worden opgezet in de vorm van verschillende rechtspersonen maar is meestal een besloten vennootschap (BV). Het kapitaal van het projectbedrijf bestaat doorgaans grotendeels uit vreemd vermogen en een beperkt aandelenvermogen (meestal rond de 10 %) omdat het vaak projecten betreft met relatief laag risico voor publieke diensten. Projecten met een hoger risicoprofiel kunnen een minder grote hefboom (vreemd eigen vermogen verhouding) toepassen. Een hoge Debt/Equity ratio is aantrekkelijk omdat leningen door hun risicoprofiel ten opzichte van aandelenkapitaal relatief lage kapitaalkosten hebben die tevens van de belasting aftrekbaar zijn. Een financieringsmix met een grote hefboom verlaagt daarom gemiddelde

¹ <https://www.gov.uk/government/news/new-finance-model-to-cut-cost-of-new-nuclear-power-stations>.

kapitaalkosten. Ondanks het toepassen van een grote hefboom liggen de financieringskosten van PPP's voor dit soort projecten aanzienlijk boven de kosten van kapitaal van de overheid en gereguleerde bedrijven' die opereren volgens het RAB 2-model. Dit is het gevolg van het feit dat bij PPP's vaak 1 (private) partij zich zowel voor de ontwikkel- als exploitatiefase committeert. Dat private bedrijf rekent normaliter met een projectrendement op basis van de risico's die worden gelopen tijdens alle fasen van een ontwikkelingsproject. De participerende publieke partij kan door het verstrekken van subsidies of garanties op de financiering of met directe financiering de risico's voor de private partij verlagen en daarmee de financieringskosten. Een gereguleerd nutsbedrijf heeft doorgaans een AA-rating. Publiek private projecten zijn doorgaans gestructureerd om BB+ of BBB- of BBB te behalen bij Standard & Poor's¹. De WACC van een gereguleerd nutsbedrijf is daardoor lager (in 2021 rond de 2,94 %) ² dan de gemiddelde WACC die door corporates met een BBB-rating wordt gehanteerd (in 2021 rond de 5 %) ³. Deze relatieve lage gemiddelde kapitaalkosten kunnen zich vertalen in gematigde rendementseisen van private investeerders. Vaak eisen private investeerders hogere dan deze rendementen. De vraag is of die hogere rendementen die door private investeerders in SPV's op basis van PPP's worden geëist voor de hoge risico's tijdens ontwikkelings- en operationele fasen, wel een afspiegeling zijn van die risico's (dat wil zeggen een 'redelijk' risicopremie of zitten er extra opslagen in die hoger zijn dan marktconform). De hoge rendementen zijn volgens een aantal onderzoeken te wijten aan een gebrek van biedersconcurrentie en/of bidders die proberen de extra vergoedingen in de opslagen te verwerken voor niet-kwantificeerbaar risico te bepalen (onzekerheid over het project). Dit is volgens de onderzoeken vaak inherent aan de structuur van het SPV-contract⁴.

Om de rendementseis te verlagen kan de overheid meer risico's overnemen. Voor een nieuw kernenergieproject kunnen de financieringsrisico's die in het voortraject en vooral de bouwfase worden gelopen in het projectbedrijf, worden gedekt met publiek kapitaal waardoor de gemiddelde kapitaalkosten flink kunnen worden gereduceerd. Om de risico's in de ontwikkelingsfase (uitlopen project en budgetoverschrijding) te voorkomen, kunnen er voorafgaand aan het project ontwikkelingsmijlpalen worden gedefinieerd tijdens het project, op basis waarvan de publieke partijen hun financiële participatie opschalen als de projectontwikkelaar die mijlpalen binnen de vooraf aangegeven opleverdata heeft gerealiseerd. Dat kapitaal zou kunnen worden verstrekt vanuit een publiek garantiefonds dat mijlpaalbetalingen uitkeert als de van tevoren gedefinieerde projectvoortgangmijlpalen worden gerealiseerd. Zie afbeelding 3.9 voor een illustratie van dit hybride PPP- model. Na de ontwikkelingsfase kan het project worden geherfinancierd of wel het eigen vermogen (het publieke aandelenkapitaal) tegen marktwaarde worden overgenomen en het vreemd vermogen (publiek verstrekt leningen) geherfinancierd door private partijen.

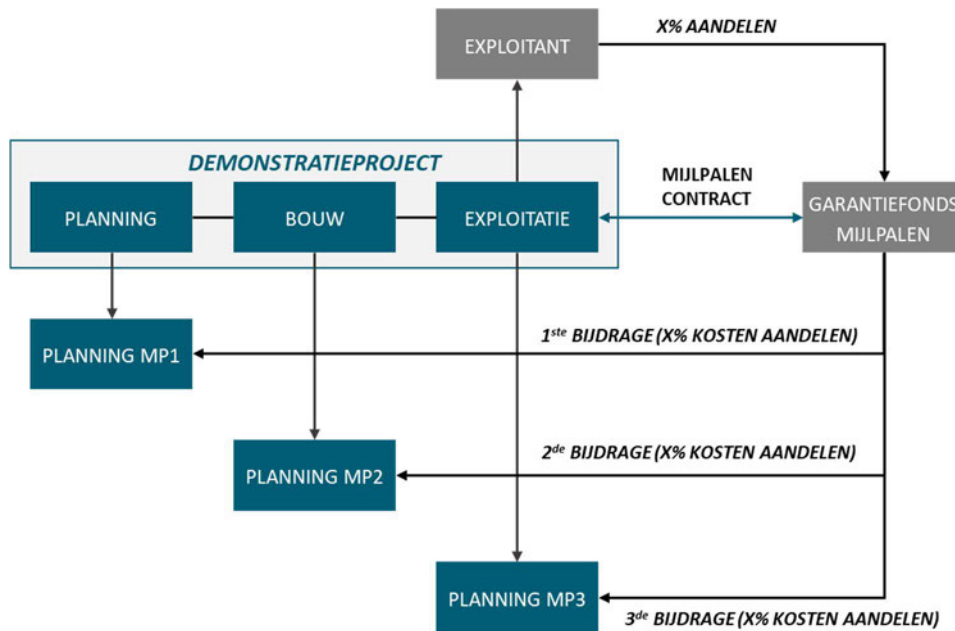
¹ Imperial College 'The cost of capital and how it affects climate change mitigation investment' 2016.

² Rapport inzake ACM ontwerp Methodebesluiten met betrekking tot de WACC 2021.

³ KPMG cost of capital study 2020.

⁴ OECD The Regulatory Asset Base and Project Finance Models An Analysis of Incentives for Efficiency 2016, White Paper BNG, Invest-NL en AKD lawyers 'Samen voor de meest betaalbare uitrol van warmtenetten' 2022.

Afbeelding 3.9 Mijlpalenfinanciering



Er zal voor de risico's tijdens operationele fase waarschijnlijk nog steeds overheidssteun nodig zijn in de vorm van bijvoorbeeld een CfD-contract. Maar omdat veel risico's en daardoor de kapitaalkosten lager zijn zal de uitoefenprijs van het contract substantieel lager kunnen zijn (zie ook analyse CfD structuur). In de marktconsultatie van KPMG maken private financiers duidelijk dat een dergelijk model zou kunnen werken. Zo geven zij aan dat gegeven de verwachte substantiële overheidsbijdrage door meerdere marktpartijen het voor de hand zou kunnen liggen dat de overheid de bouw van de reactor publiek financiert (via eigen vermogen, met (goedkope, mogelijk 0 %-) leningen of een combinatie van beide). Wanneer de bouw is afgerond en de kerncentrale operationeel is, verandert het risicoprofiel en kan de overheid het project in de markt verkopen. Marktpartijen geven wel aan dat betrokkenheid van private financiers in de eerste fase zinvol is omdat ze kennis inbrengen en privaat kapitaal disciplinerend kan werken. Dit kan een reden zijn om, naast de overheidsinvestering, private financiering via pensioenfondsen, institutionele beleggers en/of een energieleverancier te overwegen. In de geconsulteerde literatuur worden de volgende problemen genoemd:¹

- het vooraf inschatten van de haalbaarheid van het project en het realistisch inschatten van de te behalen mijlpalen tijdens de ontwikkelings- en bouwfase. De overheid verstrekt het leeuwendeel van het kapitaal dat bij uitloop van het project tot extra kosten leidt en bij falen van het project volledig ten laste van belastingbetaler moet worden afgeschreven;
- het kan mogelijk gezien worden als staatsteun;
- de overheid neemt de meeste risico's op zich in de ontwikkelings- en bouwfase en ook nog een deel na oplevering via een CfD als het project al bezit is van marktpartijen. Voorkomen moet worden dat private investeerders hoge rendementen realiseren op het project, door bijvoorbeeld een extreem Debt/Equity ratio toe te passen waardoor het risico ontstaat dat het project met een hoge Debt Service Coverage Ratio (DSCR): netto kasstromen (na kosten) beschikbaar voor debt servicing gedeeld door rente en aflossing van een bepaald moment) wordt opgezaagd die in de toekomst het project in zwaar weer kunnen brengen.

RAB-model versus PPP-model en Hybride model:

De RAB- en de PPP-modellen hanteren beiden een contractuele structuur die helpt bij het feit dat de kosten voor de baten uitgaan bij het bouwen van infrastructuur. De bedrijfseconomische theorie zegt echter dat het RAB-model bij het ontbreken van marktprikkels voor de financieringskosten leidt tot een inefficiënte inzet van kapitaal (bijvoorbeeld kapitaaluitgaven om de levensduur van de activa te verlengen) en tot een inefficiënte exploitatie omdat de kosten kunnen worden doorberekend aan eindgebruikers. Dit zou worden

¹ eRiskGroup analyse op basis verschillende financieringsbronnen.

veroorzaakt door een informatieasymmetrie tussen toezichthouder en projecteigenaar. Hoewel dit argument theoretisch correct is, suggereert het empirische bewijs dat dit ofwel van geringe omvang is, ofwel dat toezicht effectief is in het inperken van deze inefficiënties¹.

In het PPP-model wordt alleen op (bedrijfs)economische waarde gestuurd en heeft het bedrijf daardoor minder prikkels (geen toezichthouder) die aanzetten tot het creëren van maatschappelijke waarde (bijvoorbeeld leveringszekerheid, sociale en welzijnsresultaten). PPP's missen prikkels voor operationele systeemoptimalisatie (bijvoorbeeld investeringen ter verhoging van de levensduur activa) gedurende de lange levensduur van de activa. De kosten die door het nalaten van dat soort investeringen ontstaan komen dan vaak voor rekening van de overheid. Bovendien hebben PPP's vaak veel hogere financieringskosten dan de RAB-modellen en eisen private investeerders hogere rendementen dan publieke. In een PPP is het rendement van de investeerder het uitgangspunt bij de exploitatie. Gezien die eenzijdige focus en de complexiteit van de projecten (de lange contractuele verbintenis en de grote onzekerheden tijdens de levensduur) is het twijfelachtig of het lage kosten zal opleveren. In onderstaande matrix staan de belangrijkste verschillen tussen de twee modellen samengevat.

Tabel 3.13 Belangrijkste verschillen RAB en PPP model

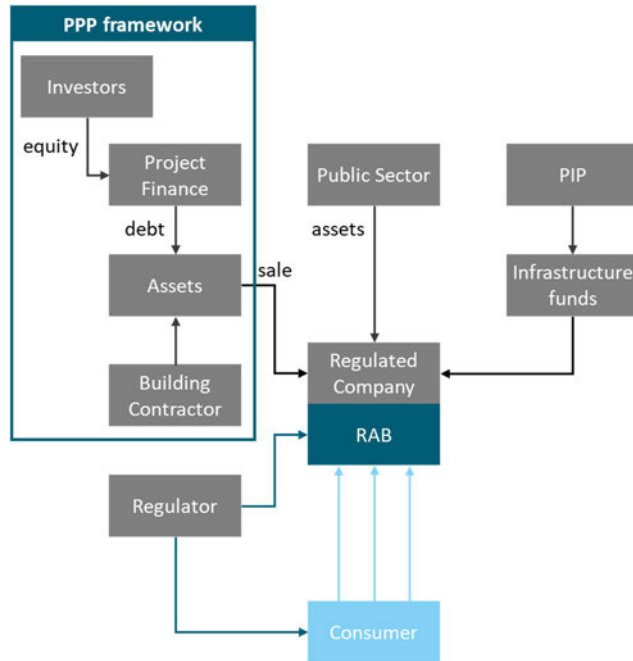
	RAB	PPP
sturing	op maatschappelijke waarden	op bedrijfseconomische waarden
marktwerking	effect beperkt	effect groot
financieringskosten	lage publieke financieringskosten	hogere financieringskosten door participatie private partijen

Publieke partijen moeten vaak samen met private partijen een energieproject ontwikkelen omdat ze de kennis en kunde ontberen om het zelf te doen. In deze constructie zijn de publiek en private partijen zeer afhankelijk van elkaar, maar zullen beiden vooral hun eigen belangen willen behartigen. Het is dan van belang prikkels in te bouwen die de belangen van beide partijen dienen. In een studie² van de OECD is geanalyseerd of een combinatie van de twee modellen tot betere voorwaarden voor de ontwikkeling van dit soort projecten (kapitaal intensieve netwerk projecten zoals (spoor)wegen en energie netwerken), kan leiden en de belangen van zowel publieke en private partijen beter kan behartigen. Invoeren van oplossingen voor de uitdagingen van het PPP-model bijvoorbeeld door inzet van een regelgever om heronderhandelingen over contracten en benchmarkingprestaties over een scala van PPP's te managen, zorgt ervoor dat het steeds meer op het RAB-model gaat lijken. In plaats daarvan kunnen ook aanpassingen in het RAB-model worden doorgevoerd die de voordelen van PPP's bij de levering van projecten repliceren. Deze hybride aanpak 'project RAB', kan de kwetsbaarheid van het RAB-model in de ontwikkelingsfase van de projecten compenseren, terwijl de voordelen van beheer door een toezichthouder en de lage financieringskosten van het RAB-model worden behouden. In onderstaande afbeelding is een voorbeeld van een hybride RAB-PPP-model uitgewerkt. In het voorbeeld wordt het kernenergieproject ontwikkeld op basis van het PPP-model (zie PPP-kader) waarin het ontwikkel en bouwrisico gedeeld wordt tussen de ontwikkelaar, private partijen en de overheid. Na oplevering wordt de kerncentrale geheel of gedeeltelijk verkocht aan gereguleerd bedrijf zoals bijvoorbeeld EBN. Financiering wordt gedaan op basis van een combinatie van publiek en privaat kapitaal al dan niet ondersteund door een RAB-vergoeding vanaf de start van het project die een gereguleerd bedrijf recht geeft op deel van de aandelen in het project.

¹ OECD The Regulatory Asset Base and Project Finance Models An Analysis of Incentives for Efficiency 2016.

² OECD The Regulatory Asset Base and Project Finance Models An Analysis of Incentives for Efficiency 2016, IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

Afbeelding 3.10 PPP-/RAB-model



Financiering door coöperatie van afnemers, het Mankala-model en SaHo-model

Mankala-model

Het coöperatieve Mankala-model is een kostprijsmodel waarbij de investering en (afhankelijk van garanties) een belangrijk deel van de risico's door een groot aantal private partijen worden gedragen. Het model wordt alleen in Finland toegepast. In het kader van de deregulering van de energiemarkt in Finland werden de eigendomsstructuren van de energiebedrijven geherstructureerd en voor een groot deel vormgegeven op basis van het Mankala-model. In 2010 werd 42 % van de Finse nationale elektriciteitsproductie binnen de context van dit model geproduceerd. Binnen dit model wordt een consortium gevormd van meerdere private partijen die gezamenlijk een meerderheid van het aandelenkapitaal voor een energieproject verstrekken. Bij oplevering verkoopt het energiebedrijf (het Mankala-bedrijf) de energie rechtstreeks aan de eigenaren (of coöperanten) van het bedrijf die vaak ook grootverbruikers (doorgaans energiehandelaren, distributeurs en grote industriële bedrijven) van energie zijn. Mankala-bedrijven zijn vennootschappen met beperkte aansprakelijkheid of een partnerschap, die als coöperatie zonder winstogmerk functioneren. Het doel van Mankala-bedrijven is, anders dan bij typisch naamloze vennootschappen, niet om winst te maken. In plaats van dividenduitkeringen, ontvangen de eigenaren van een Mankala-bedrijf energie die ze door een PPA verplicht moeten afnemen op basis van de operationele kostprijs, ongeacht of die onder of boven de marktprijs ligt. Dit recht of deze afnameverplichting (hoeveelheid energie) is beperkt tot een bedrag dat evenredig is aan het aantal aandelen dat een eigenaar in het Mankala-bedrijf heeft. De eigenaren kunnen zelf bepalen of ze de door het Mankala-bedrijf geproduceerde energie zelf gebruiken of verder verkopen op de elektriciteitsmarkt. De verplichtingen en rechten die de eigenaren met betrekking tot het Mankala-bedrijf en elkaar hebben, zijn vastgelegd in de statuten en de aandeelhoudersovereenkomst. Het model biedt in potentie een aantal voordelen:¹

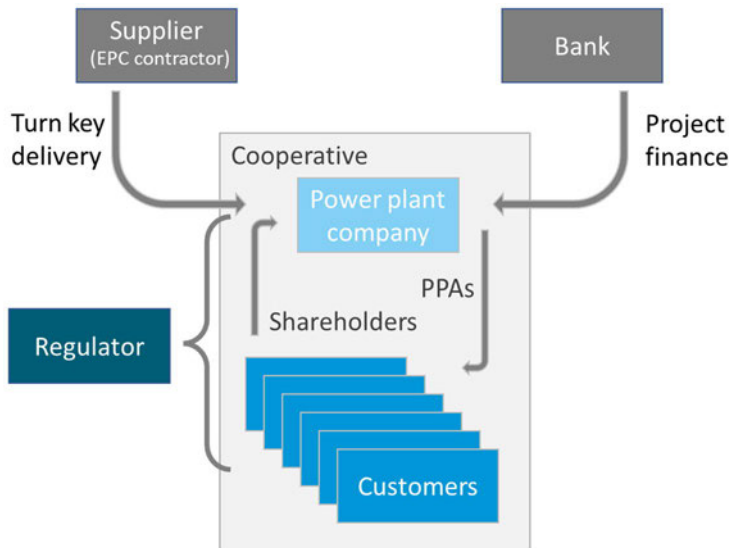
- toegang tot de competenties van de deelnemende partijen;
- makkelijker toegang tot financiële middelen door spreiding van (financiële) risico's (risico's en aansprakelijkheid wordt over de verschillende partners gespreid);
- door deze spreiding kunnen Mankala-bedrijven ook een hogere waardering krijgen door ratingbureaus met een positief effect op de financieringskosten;

¹ Finnish Government 'Mankala principle: A concept to finance large clean energy investments in Finland 2018, Elsevier 'Current status and emerging trends in financing nuclear power projects' 2017, Lappeenranta-Lahti University of Technology 'Financial Model for a Large Energy Industry Investment Project' 2019, IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

- uitbetaling in de vorm van energie waardoor winst en dividendbelasting door eigenaren wordt voorkomen (voordeel goedgekeurd door Europa)¹;
- verschaft directe of indirecte toegang voor zowel kleine als grote partijen tot grootschalige projecten hetgeen de participatie barrière verkleint en daardoor de concurrentie vergroot;
- door samenwerking worden de marges over de gehele keten geminimaliseerd.

In de onderstaande afbeelding wordt de samenhang tussen de rollen van de deelnemers in een Mankala-model duidelijk gemaakt.

Afbeelding 3.11 Mankala-model



In Finland wordt het Mankala-model ook toegepast bij het kernenergieproject Olkiluoto-3, waarvan de bouw in 2005 startte en die naar verwachting in juli 2022 in bedrijf gaat. Het doel hierbij was om de middelen en kennis van verschillende relevante partijen te combineren en de risico's te delen. De financieringsstructuur van het Mankala-model dat voor dit project wordt gebruikt heeft de kenmerken van hybride financiering (bedrijfsfinanciering en projectfinanciering). Het project is gefinancierd mede via de balans van Teollisuuden Voima Oyj (TVO)² met een debt/equity ratio die vergelijkbaar is met projectfinanciering, 75 % schuldfinanciering en 25 % eigen vermogen financiering. Een deel van het eigen vermogen wordt geleverd door de grote elektriciteitsklanten, die langdurige PPA's hebben met het Mankala-bedrijf, en de rechten en verplichtingen op de te produceren elektriciteit hebben. Het ontwikkelrisico wordt gedeeld tussen het Mankala-bedrijf en de EPC-aannemers (Areva en Siemens) die betrokken zijn bij de bouw van de kernenergiecentrale en het EPC-contract hebben met het Mankala-bedrijf. Uiteindelijk was een van de belangrijkste factoren die het Olkiluoto-3-project financierbaar maakte, het door de Franse en Zweedse regering verstrekken van exportkredietgaranties ter ondersteuning van de eigen nucleaire industrie die daardoor leningen kon aantrekken tegen een rente van slechts 2,6 %³.

¹ Ministry of Economic Affairs and Employment: Mankala principle: A concept to finance large clean energy investments in Finland 2018.

² Teollisuuden Voima Oyj (TVO) is a non-listed public limited liability Mankala company. TVO's majority shareholder is Pohjolan Voima Oyj with a 58.5 percent shareholding in TVO. TVO is a joint venture of Pohjolan Voima.
<https://www.tvo.fi/en/index/company/administrationandmanagement/tvogroup.html>.

³ https://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/grundlagen/ffn/veranstaltungen/termine/downloads/10_salzburg/vehmas.pdf / (kosten Olkiluoto)
https://yle.fi/uutiset/osasto/news/olkiluoto_3_reactor_delayed_yet_again_now_12_years_behind_schedule/11128489#:~:text=Wi th%20a%20total%20cost%20estimate,power%20station%20began%20in%201973.

De meeste juridische en financiële experts zien het Mankala-bedrijf als een rechtspersoon waarmee de risico's van een projectinvestering kunnen worden gediversifieerd. Elke eigenaar bezit slechts een deel van de aandelen in een Mankala-bedrijf, draagt op basis daarvan bij in de totale kosten van de ontwikkeling van een project, het onderhoud en het beheer van het gezamenlijke bezit (de kernenergiecentrale). In ruil daarvoor krijgt de eigenaar naar rato de energie-output van de kerncentrale. Als een eigenaar op een bepaald moment in de toekomst meer energie zou zoeken, zou hij kunnen onderhandelen om een deel van de aandelen van de andere eigenaren in het Mankala-bedrijf over te nemen en daardoor ook meer van de exploitatie- en onderhoudskosten gaan betalen. Als een eigenaar minder energie zou willen, zou hij zijn aandelen kunnen verkopen, ervan uitgaande dat er een bedrijf is dat die aandelen wil kopen en evenredig meer kosten betalen. Als een eigenaar in het Mankala-bedrijf zou willen uitreden of failliet zou gaan, zouden de overblijvende eigenaren, naar men hoopte, een stimulans hebben om ofwel, de nieuwe potentiële kandidaten te interesseren om die aandelen over te nemen of om ze zelf te kopen. De drijfveer om dit te doen is dat alle eigenaren afhankelijk zijn van de energie-output van het Mankala-bedrijf en het onderlinge vertrouwen. Volgens de auteurs van de Mankala Chronicles¹ was het onderling vertrouwen in het Olkiluoto-3-project beperkt. Ook het aangaan van fixed-term contracten tussen het consortium en de Finse eigenaar terwijl het design nog slechts ten dele was ontwikkeld heeft tot grote onenigheid tussen de partners in het project geleid met rechtszaken als gevolg. Uiteindelijk moesten tussentijds de contractuele raamafspraken tussen het Areva-Siemens consortium met het Finse energiebedrijf Teollisuuden Voima Oyj (TVO) worden aangepast². Deze problemen hebben een wissel getrokken op de voortgang van het project en het geloof in het Mankala-model voor de ontwikkeling van nieuwe projecten. De gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC) van het Olkiluoto-3-project zijn niet openbaar gemaakt, maar economische studies gepubliceerd in Finland (Lappeenranta University) over het concurrentievermogen van kernenergie suggereren een disconteringsvoet van ongeveer 5 %. Het Mankala-model zal daaraan hebben bijgedragen maar de WACC van 5 % is vooral bepaald door de impact van de goedkope financiering door de eerdergenoemde exportkredietgaranties van de Franse en Zweedse overheid.³

De meerwaarde van het Mankala-model voor de financiering berust voor een belangrijk deel op risicodiversificatie tussen de aandeelhouders in het Mankala-bedrijf. Maar voor de diversificatie is onderling vertrouwen noodzakelijk. Het is zeer de vraag of dat onderling vertrouwen gezien het competitieve industriële speelveld in Nederland wel aanwezig zal zijn. Ook de KPMG marktconsultatie komt tot de conclusie dat het model voor een Nederlands kernenergieproject minder goed toepasbaar wordt geacht. Voor het Mankala-model ontbreken volgens de studie voldoende participanten en een overheidsenergiebedrijf.

SaHo-model

Uitgangspunt van het SaHo-model is dat de overheid de grote risico's in de eerste fasen van de investering het beste voor zijn rekening kan nemen⁴. Door de overheid in deze fasen te betrekken worden de risico's verkleind en zullen private financiële instellingen bereid zijn om financiering te verstrekken tegen lage kosten hetgeen de WACC verlaagt. Eerste stap voor het model is het oprichten van een Special Purpose Vehicle (SPV) in de vorm van een BV met als statutaire doel om een kerncentrale te bouwen, te bezitten en te exploiteren en de geproduceerde elektriciteit te verkopen aan de eigenaren.

De enige eigenaar van het bedrijf in de allereerste fasen van de ontwikkeling van de kerncentrale is de overheid of een door de overheid aangewezen instelling. Deze partij moet in staat zijn om de rol van een efficiënte projectorganisator en ontwikkelaar te vervullen. Een toezichthouder moeten toezien op efficiënt projectmanagement. De overheid neemt in deze fasen van de ontwikkeling het grootste deel van het bedrijfsrisico over en faciliteert bijvoorbeeld met garanties het proces ter verkrijging van financiering tegen de laagste kosten of met directe financiering. In de vervolgfases worden geleidelijk aandelen in handen van de overheid verkocht (via onderhandse verkopen of veilingen) aan eindverbruikers van elektriciteit. Als de

¹ 2021 American Nuclear Society, Mankala Chronicles: Nuclear Energy Financing and Cooperative Corporate Form in Finland.

² NEA – 2020 – Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear.

³ SFEN 'The cost of new nuclear power plants in France' 2018/ Lappeenranta-Lahti University of Technology 'Financial Model for a Large Energy Industry Investment Project' 2019.

⁴ International Journal of Management and Economics 2021, Role of the state in implementation of strategic investment projects: The SaHo Model for nuclear power.

kerncentrale in bedrijf wordt genomen (dat wil zeggen het einde van de bouw en de start van de exploitatie) heeft de overheid (de initiële belegger) geen of bijna geen aandelen meer.

Het SaHo-model gaat dan op dezelfde wijze functioneren als het Finse Mankala-model: de geproduceerde elektriciteit wordt door de aandeelhouders naar rato van hun aandelenbezit als recht en plicht afgenomen op basis van een kostprijsformule. Het statutaire doel van het SaHo-bedrijf is om elektriciteit te produceren en te verkopen aan haar aandeelhouders op basis van een prijs die de totale productiekosten dekt. Net als bij het Mankala-bedrijf is het de vraag of er in Nederland grote industriële elektriciteitsverbruikers geïnteresseerd zijn in het kopen van aandelen van SaHo- of Mankala-bedrijf. De markten voor de eindproducten van deze partijen zijn onvoorspelbaar en bieden geen zekerheid over Nederland als vestigingsplaats voor de productie, hetgeen onvoldoende basis biedt om aandelen te kopen waarvan de waarde moet komen uit lange termijn (30 jaar en langer) elektriciteitslevering ook al wordt die geleverd tegen de kostprijs. De aandelenprijs is daarbij zeer afhankelijk van de volatiele prijzen die tot stand komen op de elektriciteitsmarkt. Indien de overheid toch wil inzetten op één van deze modellen dan zal er eerst uitvoerig moeten worden onderzocht bij bijvoorbeeld eindgebruikersorganisaties (zoals de VEMW en Energie Nederland) of er bij hun leden reële en voldoende interesse bestaat voor aandelen in een Mankala- of SaHo-bedrijf. De voor- en nadelen van beide modellen samengevat.

Tabel 3.14 Voor- en nadelen Mankala- en SaHo-model

Voordelen	Nadelen
voldoet aan bestaande en verwachte EU-regelgeving en beleid (voor SaHo nog onbekend)	veel onderling vertrouwen nodig (in Finland zijn de participanten in het Mankalabedrijf van oudsher Finse bedrijven)
gegarandeerde afname elektriciteit zorgt voor basis ontwikkeling project	waarde aandeel afhankelijk volatiele elektriciteitsmarkt
flexibele financiering privaat en publiek	illiquide markt aandelen afhankelijk van participanten of eventuele nieuwe toetreders
beperking van de financiële lasten op langere termijn (geen CfD noodzakelijk)	bij SaHo-model onduidelijk wat er na oplevering project met het kapitaal uit leningen gebeurt (blijven overheidsgaranties nodig?)
flexibiliteit vanuit het oogpunt van de belegger (aandeel kan worden verkocht)	buiten Finland onbekendheid bij financiers met Mankala financieringsmodel

Additionele overheidssteun: overheidsgaranties, overheidsleningen, exportkrediet, door overheid gesteund leverancierskrediet:

Overheidsgaranties en leningen

Overheden kunnen aan financiers zekerheden bieden voor het financieren van kernenergieprojecten door staatsgaranties te verstrekken op leningen die bij een default (in gebreke blijven van leningnemer) de (gedeeltelijke) terugbetaling van de hoofdsom en rente dekken. Overheden dekken daarmee een deel van het default risico van leningen af waardoor de financieringskosten lager worden en toegang tot financiering makkelijker. Voorbeelden van regeringen die lening-garanties voor kernenergieprojecten bieden zijn:

- de leningsgarantie van het Amerikaanse ministerie van Energie voor het Vogtle-kernenergie project van 6,5 miljard dollar;
- de staatsgarantie die de Britse regering verstrekke voor het afgelaste kernenergieproject van Wylfa (2020) van Hitachi en Horizon Nuclear Power om externe financiering te bevorderen;
- garantie op Hinkley Point C door de Britse overheid van £ 2 miljard. EDF heeft door de aan de garanties gekoppelde voorwaarden uiteindelijk besloten geen gebruik te maken de lening-garantie van 2 miljard;
- in Nederland biedt RVO staatsgaranties op financiering van projecten. De garanties dekken maximaal 50 % van het default risico¹.

¹ <https://www.rvo.nl/subsidies-financiering/go>.

De Nederlandse overheid verstrekt ook leningen om energieprojecten aan financiering te helpen. Dat kan bijvoorbeeld met behulp van middelen vanuit revolverende fondsen zoals Invest-NL. Een revolverend fonds kan leningen en garanties verstrekken en participaties aangaan. Door aflossingen, rentevergoedingen, dividenden en het afstoten van participaties vloeien middelen weer terug naar het fonds en zijn daarmee weer beschikbaar voor nieuwe investeringen. Er zijn verschillende constructies om revolverende middelen in te zetten¹:

- leningen, geld wordt uitgeleend en geheel of gedeeltelijk terugbetaald;
- garanties met indirect revolverend karakter, de waarde van de garantie daalt gedurende de looptijd van het project en loopt af wanneer de lening waarop de garantie betrekking heeft volledig is afgelost. Daarna kan de garantie opnieuw worden gegeven;
- risicokapitaalinvesteringen, een aandeleninvestering die wordt verleend aan ondernemingen in de start- en ontwikkelingsfase. Binnen het fonds kan worden gerekend met een fonds-rendement in plaats van een projectrendement. Omdat door de diversificatie in de beleggingen van het fonds er al risicospreiding is, is het vereiste minimale fondsrendement vaak lager dan het projectrendement van stand alone projecten.

Het lagere vereiste fondsrendement en de mogelijkheid van verlaagde risicovergoedingen door overheidsleningen en -garanties verlagen de kapitaalkosten voor een kernenergieproject. Voor dat laatste zouden ook financiële middelen uit het aangekondigde klimaat- en transitiefonds kunnen worden ingezet.

Exportkrediet (Export Krediet Agentschappen (ECA))

Export Krediet Agentschappen (ECA) zijn financiële instellingen (particuliere entiteit of (quasi-) overheidsinstanties) die financiële diensten verlenen aan een binnenlandsbedrijf om hun activiteiten in het buitenland te ondersteunen en de export te bevorderen. Het doel van een ECA is om een deel van de onzekerheden en risico's van politieke of commerciële aard weg te nemen waarmee de verkoper van technologie wordt geconfronteerd bij het exporteren, in ruil voor een premie. ECA's zijn erg belangrijk geweest voor veel recente nucleaire projecten: voorbeelden zijn onder meer de lening van Coface (Franse ECA) voor het Olkiluoto-project in Finland, de lening die door de Koreaanse ECA is verstrekt voor het Barakah-project in de Verenigde Arabische Emiraten en het exportkrediet gegeven door de Russische regering om een VVER te bouwen in Wit-Rusland². Door 'CA's kunnen de volgende financiële instrumenten worden verstrekt:

- directe leningen met doorgaans een middellange tot lange looptijd;
- lening-garanties;
- dekkingsverzekeringen (het belangrijkste verschil tussen een garantie en een verzekering is dat bij een lening garantie de geldschieter wordt terugbetaald in geval van wanbetaling van de kredietnemer, wat de oorzaak ook is. Een verzekering daarentegen heeft meestal een aantal voorwaarden en clausules waaraan moet worden voldaan om door te gaan met de betaling).

Leveranciers (vendor) financiering

Leveranciersfinanciering is financiering door de leverancier van de technologie. De financiering kan worden verstrekt in de vorm van (gedeeltelijk) uitgestelde betalingsvoorwaarden. De levering van kerncentrales is door de marktomstandigheden steeds vaker gekoppeld aan leveranciersfinanciering. De mogelijkheid om dit te kunnen doen hangt nauw samen met de financiële draagkracht van de leverancier en de marktvrage.

Een leveranciersfinanciering voor dit soort projecten komt in drie vormen voor:

- een lening die een leverancier bij een financiële instelling aantrekt en doorleent aan het project en meestal als een verplichting op de balans van de leverancier staat;
- een lening bij een financiële instelling die direct aan het project wordt verstrekt. Een voorbeeld hiervan is de Russische leverancier van ROSATOM die het Hongaarse New Paks-kernenergieproject (de ontwikkeling van 2 Russische VVER-eenheden met een capaciteit van 2400 MW) ondersteunt met een overheidslening van 10 miljard. De lening dekt 80 % van de verwachte projectkosten en wordt afgelost in

¹ Rekenkamer 'zicht op revolverende fondsen' 2019, <https://www.financierennetwerken.nl/financieringsinstrumenten/revolverend-fonds/financiele-informatie>.

² Elsevier 'Current status and emerging trends in financing nuclear power projects' 2017, IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

21 jaar vanaf het moment dat de kerncentrale in bedrijf gaat. De grens tussen leveranciersfinanciering en staatsteun is hierbij klein¹;

- direct financiële participatie in kernenergieprojecten door het verstrekken van eigen vermogen. Er wordt dan met risicokapitaal geparticipeerd door de leverancier wat bijdraagt aan de verlaging van de gemiddelde financieringskosten van het project en maakt het aantrekken van vreemd vermogen makkelijker. Een voorbeeld is het plan voor het Bulgaarse Kozloduy-7 project waarin Westinghouse met 30 % eigen vermogen zou willen gaan participeren als strategische partner².

Aangezien de leveranciers van kernreactoren een beperkte balans hebben, kiezen sommige leveranciers ervoor om de financieringsrisico's te spreiden, door het vormen van consortia. Een voorbeeld is het potentiële Turkse Sinop-project, waarbij een groep leveranciers (Mitsubishi en Itochu en het Franse Areva en GDF Suez) 70 % van het vreemd vermogen en 30 % van het eigen vermogen verstrekken voor de Sinop Atmea-1-reactoren³. Uit de marktconsultatie van KPMG blijkt echter dat de huidige financiële posities van reactorbouwers zodanig is dat marktpartijen verwachten dat leveranciers niet langer bereid zullen zijn om grootschalig te participeren in de financiering van nieuwe generatie III+ kernenergieprojecten.

3.4.4 Kwalitatieve analyse toepasbaarheid van de financieringsmodellen

Om inzicht te krijgen in de toepasbaarheid van de modellen en om de modellen onderling te kunnen vergelijken, zijn de modellen in dit onderzoek beoordeeld op basis van een aantal relevante financiële criteria. Deze zijn:

- mitigatie financiële risico's: kunnen de financiële risico's in de ontwikkelings- en operationele fasen binnen de structuren goed worden afgedekt;
- efficiëntie inzet kapitaal: kan het beschikbare kapitaal kosten efficiënt worden ingezet, zijn er adequate prikkels die ervoor zorgen dat kapitaalverspilling wordt beperkt en efficiënt wordt gealloceerd en kan er tussentijds worden bijgestuurd als marktomstandigheden veranderen;
- flexibiliteit en impact financieringsmiddelen:
 - is er ruimte om voor een mix van de beschikbare financiële middelen in de verschillende fasen;
 - kan het algemeen belang bij de inzet van de middelen een rol spelen;
 - kan er financieel optimaal gebruik worden gemaakt van de financiële middelen en bestaat de kans op misbruik of suboptimaal gebruik van de middelen (bijvoorbeeld kapitaalkosten die niet in lijn zijn met resterende risico of gebruik dat een te groot beslag op de kastromen van projecten legt).

In tabel 3.15 worden de verschillende criteria samengevat weergegeven.

¹ Elsevier 'Current status and emerging trends in financing nuclear power projects' 2017, KPMG marktconsultatie kernenergie 2021.

² KPMG marktconsultatie kernenergie 2021, IAEA 'Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects' 2021.

³ Elsevier 'Current status and emerging trends in financing nuclear power projects' 2017, WANO 'Akkuyu nuclear power plant in Turkey' 2020.

Tabel 3.15 Kwalitatieve evaluatie financieringsmodellen

Analyse element	RAB	PPP	RAB/PPP (combi)	Mankala	CfD
Mitigatie financiële risico's					
ontwikkeling (pre-project/constructie)	V+	O	V	V	X-
constructie	V+	O	V	V	X-
operatie	V	O	V	V	V
Efficiëntie inzet beschikbaar kapitaal en ruimte voor tussentijds bijsturen					
operationele efficiency:					
- kosten efficiënte operatie	V	V+	V+	V	O
- efficiënt gebruik kapitaal	V	V+	V+	V	O
operationele flexibiliteit:					
- tussentijds heronderhandelen PPA	O	O	O	V	V
- bijsturen marktfalen	V+	X	V	O	X-
- ruimte voor overheids-ingrijpen door regulator	V+	X	V	X	X-
Flexibiliteit en impact financieringsmiddelen					
ruimte voor inzet overheidsinstrumenten	X	V+	V+	V	V+
ruimte voor private financiering	V	V+	V	V+	V+
ruimte voor fase financiering	V	X	V+	X-	X-
toepassen maatschappelijk rendement	V	X-	V	X	X
ruimte voor veel VV (leverage)	O	V+	O	O	V+
mogelijkheid tot Free Riding	X	V+	V	O	V
verlagen default risicoproject	V+	O	V	V	X
impact kosten vreemd vermogen	V+	X	V	V	V
impact kosten eigen vermogen	V+	X	V	V	O
toepasbaarheid voor Nederland	V	O	V+	X	V

(X = negatief, X- = sterk negatief, O = neutraal, V = positief, V+ = sterk positief).

Conclusies kwalitatieve vergelijking

Om een kerncentrale rendabel te laten opereren zijn afnamecontracten essentieel. Door de verplichte afname wordt het volume- en prijsrisico in de coöperatieve modellen goed afgedekt. Het is echter de vraag of eindverbruikers die verplichting willen aangaan op basis van operationele kosten gezien de onzekerheden in de elektriciteitsmarkt. In het RAB-model is het wel zeer waarschijnlijk dat de kerncentrale voldoende uren per jaar produceert op basis van de marktprijzen, omdat alleen de variabele kosten nog moeten worden terugverdiend.

Afgezien van het volume- en prijsrisico lijken voor Nederland, door de relatief lage kapitaalkosten en mogelijkheid tot bijsturen door de overheid, de volgende modellen het best toepasbaar:

- Regulated Asset Base (RAB);
- combinatie van RAB en PPP. Het voordeel van deze combinatie t.o.v. het RAB model is dat pensioenfondsen makkelijker kunnen worden betrokken bij de financiering van de ontwikkelingsfase en marktprikkels voor een efficiëntere inzet van het beschikbare kapitaal zouden kunnen zorgen.

Bij de toepassing van deze modellen moet nog wel worden bekeken of de staatsteunregels niet worden overtreden. De staatssteunregels zijn neergelegd in de artikelen 107, 108 en 109 Verdrag betreffende de Werking van de Europese Unie (VWEU).

Het CfD-model is ook toepasbaar en bij vrijwel alle modellen noodzakelijk maar het is aan te raden om het lange termijn risico van overheid door lange termijn prijsgarantie te beperken door te streven naar lage uitoefenprijs door kapitaalkostenbeperking in de ontwikkelingsfasen. Het PPP-model is in principe toepasbaar maar er moet goed gekeken worden naar risico en rendement verdeling tussen private en publieke partijen. De inzet van een toezichthouder kan ervoor zorgen dat private partijen ook gaan sturen op de creatie van lange termijn maatschappelijke waarde (leveringszekerheid, sociale- en welzijnsresultaten). De coöperatieve Mankala- en SaHo-modellen lijken het minst geschikt. Zoals in de KPMG-marktconsultatie wordt aangegeven is het ook onze verwachting dat de noodzakelijke onderlinge vertrouwensbasis bij de competitieve Nederlandse industrie, met vaak buitenlandse aandeelhouders, ontbreekt om onderling afhankelijk te zijn in een coöperatief Manaka bedrijf. Daarnaast zal de onzekerheid op de volatiele elektriciteitsmarkt de inzet van de modellen waarschijnlijk verder bemoeilijken. Om de validiteit van deze aannames te toetsen, adviseren wij extra onderzoek. Daarnaast kunnen de volgende kanttekeningen bij de modellen worden gezet:

- voor het Mankala-model geldt dat voor lage kapitaalkosten het model nog steeds afhankelijk is van goedkoop extern kapitaal zoals leveranciers- en exportkrediet die ook weer van invloed is op de hoogte van de afnameprijs van de geproduceerd elektriciteit¹;
- voor het Mankala-model geldt de participanten in de bestaande van oudsher lokale Finse bedrijven, zoals ook het Teollisuuden Voima Oyj (TVO) Mankalabedrijf dat de Olkiluoto 3 nucleaire kerncentrale bouwt², dat bijdraagt aan de noodzakelijke vertrouwensbasis;
- voor het SaHo-model geldt dat het zich nog moet bewijzen en binnen de EU moet worden beoordeeld of het model geen vehicle is om staatssteun te verlenen.

3.4.5 Kwantitatieve analyse financieringsmodellen

In de analyse ligt de focus op de impact van de verschillende modellen op de financieringsvoorwaarden (WACC). Een kleine verandering in de ratio leningen vs. Eigen vermogen en in de risicopremies kunnen een grote impact hebben op de WACC. Vaak ligt de WACC van een kernenergieproject hoger dan de gewogen gemiddelde kapitaalkosten (WACC) van de partijen die het project ontwikkelen³. De totale WACC wordt gevormd door de gewogen gemiddelde financieringskosten per ontwikkelingsfase. Vooral de WACC's in de eerste 3 fasen hebben een aanzienlijke impact op de totale financieringskosten en daarmee op de IRR, LCOE, garantieprijs en terugverdiertijden. De impact van marktrisicopremies op de WACC voor de verschillende fasen in een project kunnen door toepassing van diverse financieringsmodellen en additionele financiële overheidsinstrumenten worden verkleind en/of beter tussen private en publieke partijen worden verdeeld.

Per model is op basis van de informatie uit de literatuur een expert inschatting gemaakt van de standaard financieringsuitgangspunten per model en per fase zoals Debt/Equity-ratio, financieringsmix (eigen, hybride en vreemd vermogen), de kosten van de verschillende toegepaste kapitaalsvormen, het marginale belastingtarief en inflatie. Met de standaard WACC's die per fase van deze uitgangspunten zijn afgeleid zijn

¹ Lappeenranta-Lahti University of Technology, Financial Model for a Large Energy Industry Investment Project 2019.

² https://en.wikipedia.org/wiki/Teollisuuden_Voima.

³ Imperial College London: The cost of capital and how it affects climate change mitigation investment 2016, IAEA financing nuclear projects 2021, KPMG Cost of Capital study 2021.

per financieringsmodel een aantal kernwaarden berekend: het interne rendement (IRR), de genivelleerde kosten van energie (LCOE in EUR/MWh), de terugverdientijd na oplevering van de kerncentrale in jaren en de CfD (EUR/MWh) die noodzakelijk zou zijn om op een NPV van het project van nul uit te komen. Voor de RAB-modellen is daarvoor ook een RAB bijdrage (tarief per MWh vanaf de start van het project) aangenomen¹, die een directe verlaging van de LCOE tot gevolg heeft aangezien deze in mindering op de kosten wordt gebracht.

Deze waarden zijn berekend voor de uitgangssituatie van vijf modellen. Het gaat om de volgende modellen:

- Merchant project: zeer risicovol project dat geheel privaat is gefinancierd en met een lage gearing (verhouding eigen en vreemd vermogen);
- RAB-project: project met laag risico, voor 80 % publiek gefinancierd maar ook met een beperkte gearing en vanaf start van het project ondersteund met gereguleerde inkomsten (bijvoorbeeld uit een eindverbruikers tarief);
- PPP-project: project met laag risico in de eerste 3 ontwikkelingsfasen door publieke financieringsondersteuning en een relatief lage gearing maar met een hoger risico in de operationele fase die geheel privaat gefinancierd is met hoge gearing;
- RAB/PPP - project: project met laag risico en substantiële directe publieke financieringen en een relatief lage gearing in alle fasen en vanaf start ondersteund met inkomsten uit eindverbruikers tarief;
- Mankala-project: relatief risicovol project, privaat gefinancierd met financieringslasten en gearing op basis van een gemiddelde corporate (BBB-rating) en gedurende de operationele fase een vergoeding door de aandeelhouders voor de elektriciteit op basis van de operationele kostprijs.

In de onderstaande tabel worden een aantal kengetallen voor de verschillende modellen op basis van de uitgangssituatie weergegeven.

Tabel 3.16 Kengetallen financieringsmodellen*

Uitgangssituatie	Eenheden	Merchant project	RAB	PPP	RAB/PPP	Mankala
risiconiveau criterium		corporate + risico opslag	publiek	corporate	corporate / publiek	corporate
D/E ratio	%	1,0	2,3	9,0	1,5	3,0
IRR ²	%	12,6	3,2	6,4	3,6	6,8
LCOE	EUR/MWh	114	38	70	23	72
CfD prijs	EUR/MWh	106	35	65	21	67
terugverdientijd	jaren	9	24	15	24	14
RAB bijdrage	EUR/MWh	0	10,5	0	20	0

*D/E ratio, financieringskosten en RAB bijdrage zijn model inputparameters andere getallen zijn modeluitkomsten

In het vervolg van deze paragraaf zijn tevens een aantal modelvarianten met andere aannames voor de financieringsstructuren doorgerekend om de gevoeligheid van de kernparameters voor veranderingen in de WACC per fase te duiden. Hierbij worden additionele door de overheid verstrekte financieringsinstrumenten toegepast als ook andere vreemd en eigen vermogen verhoudingen per fase die WACC's beïnvloeden.

¹ Expert modelaannames op basis van relevante bronnen: National Infrastructure Commission 2019, rapport The nuclear regulated asset base/OECD,2016 Dejan Makovsek, Daniel Veryard - The Regulatory Asset Base and Project Finance Models: An Analysis of Incentives for Efficiency.

² De IRR is gelijk aan de integrale WACC van alle projectfasen.

Merchant project

Variant Merchant project: Project met privaat geld gefinancierd maar met een export leverancierskrediet voor de bouw en operationele fase en een hoge gearing in de operationele fase.

Tabel 3.17 Kengetallen Merchant project

Merchant project	Eenheden	Uitgangssituatie	Variant
risiconiveau criterium		corporate + risico opslag	corporate + risico opslag
D/E ratio	%	1,0	9,0
IRR	%	12,6	8,6
LCOE	EUR/MWh	114	83
CfD prijs	EUR/MWh	106	78
terugverdientijd	jaren	9	14
RAB bijdrage	EUR/MWh	0	0

De impact van het inzetten van goedkoop leverancierskrediet in de ontwikkelingsfasen en het toepassen van een hoge gearing in de operationele fase vertaalt zich in een lagere IRR, LCOE en de CfD-uitoefenprijs in vergelijking met de standaardsituatie. De terugverdientijd neemt toe omdat de nominale EBITDA-kastromen kleiner zijn geworden.

Regulated Asset Base

Variant Publiek RAB-model: volledig publiek gefinancierd in alle fasen met relatief lage gearing en ook vanaf start ondersteund met inkomsten uit eindverbruikers tarief.

Tabel 3.18 Kengetallen RAB-model

RAB	Eenheden	Uitgangssituatie	Variant
risiconiveau criterium		publiek	publiek
D/E ratio	%	2,3	1,5
IRR	%	3,2	2,2
LCOE	EUR/MWh	38	19
CfD prijs	EUR/MWh	35	18
terugverdientijd	jaren	24	29
RAB bijdrage	EUR/MWh	10,5	20

De impact van publieke financiering in alle fasen vertaalt zich in een lagere IRR, LCOE en de CfD-uitoefenprijs in vergelijking met de standaardsituatie. De terugverdientijd neemt toe omdat de nominale EBITDA-kastromen kleiner zijn geworden.

Publiek Privaat Model

Variant Publiek Privaat Project model: model met fase financiering op basis van 100 % publieke financiering voor de eerste 3 fasen en de operationele fase geheel privaat gefinancierd op basis van een gemiddelde corporate WACC met een beperkte gearing.

Tabel 3.19 Kengetallen PPP model

PPP	Eenheden	Uitgangssituatie	Variant
risiconiveau criterium		corporate	corporate
D/E ratio	%	9,0	2,3
IRR	%	6,4	5,0
LCOE	EUR/MWh	70	63
CfD prijs	EUR/MWh	65	58
terugverdiertijd	jaren	15	17
RAB bijdrage	EUR/MWh	0	0

De impact van publieke financiering in alle fasen vertaalt zich in een lagere IRR, LCOE en de CfD-uitoefenprijs in vergelijking met de uitgangssituatie. De terugverdiertijd neemt toe omdat de kastromen kleiner zijn geworden.

Coöperatief model

Variant coöperatief model - SaHo-model: financiering van een SPV op basis van de kosten van een gemiddelde corporate (BBB) rating maar met mijlpaalfinanciering ondersteuning door de overheid die 50 % van de financieringslasten op zich neemt voor de eerste 3 fasen. In de operationele fase is de financiering op basis van de kosten van een gemiddelde corporate (BBB) rating met een normale gearing en een vergoeding door de aandeelhouders voor de elektriciteit op basis van de operationele kostprijs.

Tabel 3.20 Kengetallen Mankala- en SaHo-model

Coöperatief model	Eenheden	Mankala	SaHo
risiconiveau criterium		corporate	corporate
D/E ratio	%	3,0	3,0
IRR	%	6,8	5,5
LCOE	EUR/MWh	72	65
CfD prijs	EUR/MWh	67	61
terugverdiertijd	jaren	14	17
RAB bijdrage	EUR/MWh	0	0

De impact van publieke financiering in de ontwikkelingsfasen vertaalt zich in een lagere IRR, LCOE en de CfD-uitoefenprijs in vergelijking met de standaardsituatie. De terugverdiertijd neemt toe omdat de nominale EBITDA-kastromen kleiner zijn geworden.

Conclusies kwantitatieve analyse

De analyse van de modellen in de uitgangssituatie laat zien dat modellen die optimaal gebruik kunnen maken van overheidsfinanciering (met name de RAB en RAB/PPP modellen) de laagste financieringskosten hebben. Die vertalen zich in een lagere IRR, LCOE en CfD prijs. De varianten tonen aan dat er een sterk verband is tussen financieringskosten en gearing aan de ene kant en de IRR, LCOE en de CfD-prijs aan de andere. Dat sluit ook aan bij de bevindingen ten aanzien van financiële modellering en risicoanalyses die in een IAEA-onderzoek voor verschillende financieringsmodellen in diverse landen is gedaan. Van de verschillende veronderstellingen die door de deelnemers werden gebruikt, hadden de kosten van eigen

vermogen en vreemd vermogen en de veronderstelde verhouding tussen vreemd en eigen vermogen de grootste impact op het resultaat¹.

Investerders eisen een bepaald projectrendement (IRR) om een kernenergieproject te financieren. Dat benodigde rendement wordt in hoge mate beïnvloed door de compensatie voor de soort en de hoogte van de risico's die financiers inschatten voorafgaand aan het project. Het overdragen van delen van die risico's tijdens de ontwikkelings- en bouwfase van een project aan de overheid zal, als alle andere factoren gelijk blijven, de risicocompensatie en daarmee de kapitaalkosten van het project kunnen verlagen en ervoor kunnen zorgen dat private investeerders hun vereiste rendementen kunnen realiseren. De inzet van directe en indirecte financiële ondersteuning via financieringsmodellen bij de verschillende fasen van een kernenergieproject beïnvloedt de kernwaarden (LCOE, IRR en CfD) van een project positief. Bij de RAB, de PPP en RAB/PPP modellen kan bij de financiering de overheid het beste als hefboom worden gebruikt hetgeen ook tot de laagste de kapitaalkosten van projecten leidt. Bovendien genereren deze modellen al tijdens de bouw inkomsten en bieden relatief veel duidelijkheid over de vergoeding, risicoverdeling en rendement zoals eerder is geconcludeerd.

3.4.6 Afsluitende conclusies financieringsmodellen

Het in de analyse geconstateerde financieringskostenvoordeel van het RAB-model sluit aan bij de bevindingen van analyses die door het Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS) in het VK zijn gemaakt. Die analyses laten zien dat de lage financieringskosten van het RAB-model een kostenbesparing voor eindverbruikers kan opleveren ten opzichte van andere in het VK gebruikte financieringsmodellen voor kerncentrales². Mede in het licht van de door de Corona- en Oekraïne-crisis veroorzaakte onrust op de kapitaalmarkten met als effect hogere risico-opslagen voor vreemd en eigen vermogen voor privaat kapitaal, is dit gegeven mogelijk een extra reden om voor de ontwikkeling van kernenergie in Nederland te focussen op de inzet van deze modellen. Niet alleen de lage kosten maakt een focus op deze modellen zinvol, ook het gegeven dat er reeds tijdens de bouw inkomsten zijn en er relatief veel duidelijkheid bestaat over vergoeding, risicoverdeling en het rendement maakt het RAB-model of RAB/PPP model aantrekkelijk voor private financiers zoals ook wordt geconstateerd in de marktconsultatie van KPMG. Door de Oekraïne- en klimaatcrisis lijkt er ook binnen Europa ruimte te zijn voor een ruimere interpretatie van de staatssteunregels³.

Voor private modellen die van andere ondersteunende overheidsinstrumenten, zoals garanties op leningen en voor het omzet/prijs risico worden ondersteund door een Contract for Difference (CfD) geldt dat de hoogte van de uitoefenprijs en daarmee de garantiekosten sterk zijn gerelateerd aan de financieringskosten, vooral in de ontwikkelingsfasen en het daarmee samenhangende rendement (de IRR). Bij de toepassing van een CfD-contract moet een afweging worden gemaakt tussen een meer privaat project met een aanzienlijk hogere CfD prijs en een project waarbij de overheid vooral in ontwikkelings- en bouwfasen aanzienlijke risico's overneemt met veel lagere CfD prijs. Wat vermeden zou moeten worden is een privaat project met een hoge CfD prijs veroorzaakt door een hoge IRR (rendement dat uiteindelijk door de elektriciteitsconsumenten moet worden opgebracht) waar de overheid een significant deel van de risico's heeft overgenomen zoals bij het Hinkey Point C-project in de VK lijkt te zijn gebeurd.

¹ IAEA-TECDOC-1964, 2021 'Financing Nuclear Power Plants: Final Report of a Coordinated Research Project'.

² <https://www.gov.uk/government/news/new-finance-model-to-cut-cost-of-new-nuclear-power-stations>.

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/nl/STATEMENT_22_1949.

4

MODELLERING EN SCENARIO'S

4.1 Modelling 2035

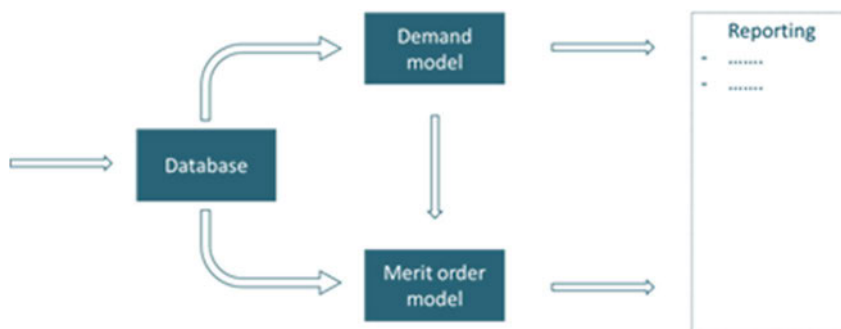
4.1.1 PPSGen energiemarktmodellering

Met PPSGen wordt in deze studie ingezoomd op het jaar 2035 als uitgangspunt voor een lange termijn optimalisatie van de elektriciteitsmarkt. PPSGen is een model ontwikkeld door eRisk Group in samenwerking met EnergyQuants, waarmee lange termijn scenarioanalyses kunnen worden gemaakt.

PPSGen is een merit-ordermodel van de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkten. België, Duitsland, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Luxemburg en Nederland worden gedetailleerd beschreven. De methode is gebaseerd op economische basisprincipes van vraag en aanbod, beschrijft de prijsdynamiek en modelleert de impact van de belangrijkste fysieke en economische factoren die de markt van elektriciteit bepalen.

PPSGen is opgebouwd uit drie hoofdcomponenten, PPSGen-Data, PPSGen-Demand en PPSGen-Merit Order.

Afbeelding 4.1 PPSGen-datastromen gevisualiseerd



De database bevat de volgende gegevens: alle conventionele elektriciteitscentrales (> 50 MW, kleinere kerncentrales zijn gegroepeerd), capaciteitsontwikkeling van interconnecties, hernieuwbare energie en nieuwe technologieën (zoals bijvoorbeeld warmtepompen en EV die specifiek worden gemodelleerd om de toekomstige vraagontwikkeling goed te kunnen bepalen). Verder wordt een vraagprofiel (per uur) van een basisjaar gebruikt dat wordt opgeschaald naar het jaar dat wordt onderzocht. Voor deze studie is als basisjaar 2015 gebruikt. Ook genormaliseerde wind- en PV-opwekkingsgegevens en weergegevens komen uit dat jaar. Er kunnen simultaan 6 scenario's worden geanalyseerd over mogelijke toekomstige ontwikkelingen, waaronder verschillende scenario's voor economische groei, en elektriciteits- en warmtebesparingsscenario's en verschillende ontwikkelingen van alle relevante technologieën.

PPSGen-Demand

Het vraagmodel gebruikt de gegevens om de netto elektriciteitsvraag per uur te berekenen en past die vraag aan voor de inzet van flexibele assets zoals bijvoorbeeld elektrische boilers, waterstofproductie en

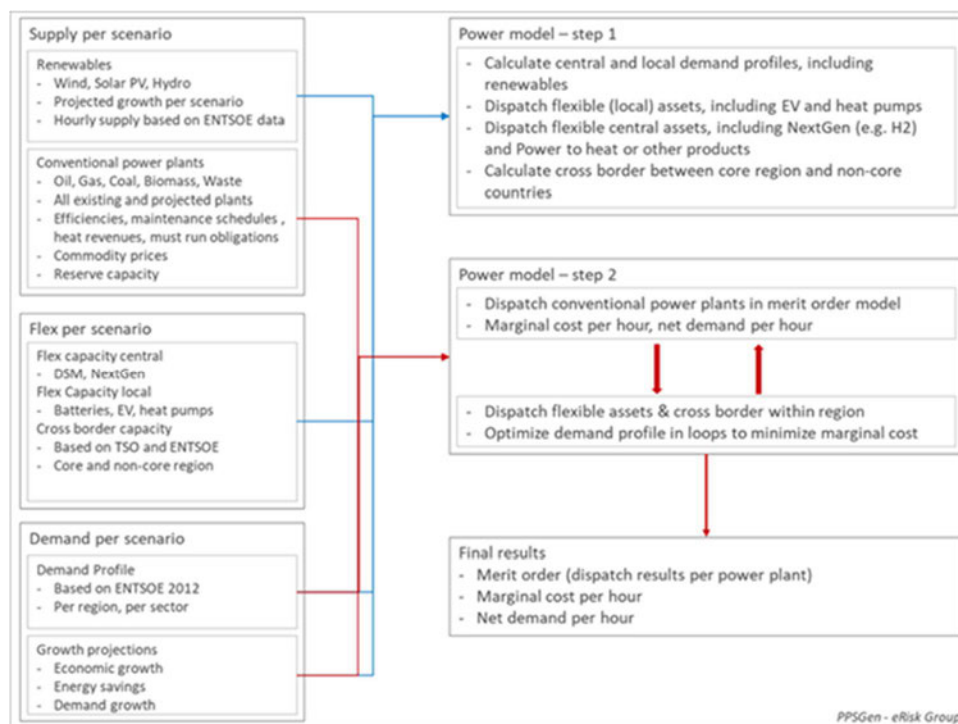
optimalisatie door inzet van de interconnecties met de landen buiten de gedefinieerde Noordwest-Europese regio (de inzet is afhankelijk van de betreffende interconnector en de historische en verwachte toekomstige inzet), resulterend in een uiteindelijk netto vraag (de resterende vraag die met centrales moet worden voorzien).

PPSGen-Merit Order

In het merit-order model wordt de optimale dispatch berekend om de dispatchkosten van beschikbare elektriciteitscentrales, flexcapaciteit en grensoverschrijdende capaciteit (binnen de Noordwest-Europese regio) ten opzichte van een bepaalde netto vraag te minimaliseren, resulterend in elektriciteitsprijzen en -productie per uur per centrale of andere technologie (batterijen bijvoorbeeld).

Afbeelding 4.2 laat op hoofdlijnen zien welke input er nodig is en welke stappen gezet worden om de uiteindelijke resultaten te bepalen.

Afbeelding 4.2 Overzicht werking PPSGen



Model uitgangspunten

Prijzen worden bepaald door vraag- en aanbodprincipes. Daarmee repliceert het model het werkelijke marktontwerp en het bijbehorende gedrag. Technische mogelijkheden en beperkingen van de assets die binnen de markt actief zijn worden meegenomen bij het bepalen van hun daadwerkelijke inzet. Het model produceert resultaten (bijvoorbeeld stroomprijsscenario's, brandstofverbruik per installatie per uur, CO₂-emissies) die toekomstige structurele veranderingen weerspiegelen, zoals de impact van brandstof-/CO₂-prijzen, veranderingen in hernieuwbare en conventionele opwekkingscapaciteit en veranderingen in flexibele energiebronnen (energiecentrales, vraagrespons en opslag). Het basisdoel van het model is om de laagste kosten te bepalen om aan een gegeven elektriciteitsvraag te voldoen.

De vraag wordt bepaald door de vraag in het basisjaar van het model (2015) te corrigeren voor het weerjaar dat wordt toegepast voor de specifieke analyse en het analysejaar. Zo is het bijvoorbeeld mogelijk om de vraag van het basisjaar 2015 op te schalen naar 2035, inclusief alle nieuwe technologieën die dan aanwezig zijn, onder het weerjaar 1997, om het effect van de extreme winter (laatste Elfstedentocht) te kunnen simuleren. Op deze wijze is het bijvoorbeeld mogelijk om het jaar 2035 te analyseren door de vraag op/af te

schalen vanaf het jaar 2015, met de groei dan wel afname die in het specifieke scenario wordt aangenomen voor alle individuele componenten van de vraag en het aanbod. Een groot aantal historische weerjaren kan worden ingevoerd om de gevoeligheden voor strenge winters of langdurige situaties met weinig wind en zon te simuleren. De historische vraagdata is gebaseerd op openbare bronnen zoals ENTSOE.

Optimale inzet flexibele assets

De flexibele assets (zoals bijvoorbeeld pompopslag, batterijen (inclusief EV) en elektrische boilers (bijvoorbeeld bij industrie), met inbegrip van hun specifieke parameters zoals round trip efficiëntie, batterij/reservoircapaciteit, laad-/ontlaadcapaciteit, zijn gedefinieerd en worden gebruikt als input om de flexibele activa in te zetten op basis van informatie, met name de merit-order, stroomprijzen en vraag, gegenereerd door PPSGen. De flexibele assets worden ingezet wanneer vooraf bepaalde prijs spreads in relatie tot toekomstige prijzen die door PPSGen worden gegenereerd, kunnen worden gerealiseerd binnen bepaalde voorwaarden en parameters. Een flex-meritorder op basis van de efficiëntie van de flexibele assets wordt gebruikt om te bepalen in welke volgorde de capaciteit van de flexibele activa wordt ingezet.

Om de inzet van flexibele assets die mogelijk marktverstoringen veroorzaken te voorkomen, wordt de inzet geoptimaliseerd door het effect van die inzet op de merit-order mee te nemen in de afweging. Er wordt bijvoorbeeld verwacht dat er in 2035 6 GW aan elektrische boilers in de industrie flexibel kunnen worden ingezet. Hoewel de prijzen wellicht regelmatig naar hele lage niveaus tenderen, kan de inzet van 6 GW het weer doen omslaan. PPSGen bepaalt daarom de optimale inzet van deze boilers om die marktverstoring te voorkomen.

4.1.2 Aannames energielandschap 2035

Voor deze studie wordt het jaar 2035 als uitgangspunt gehanteerd. Het wordt technisch mogelijk geacht dat in 2035 ongeveer 3 GW kerncentrale capaciteit kan zijn gerealiseerd (zie hoofdstuk 2). Het jaar 2035 is daarom gedetailleerd in kaart gebracht. Er zijn aannames gedaan ten aanzien van een groot aantal variabelen die de elektriciteitsvraag en het aanbod gaan bepalen onder de diverse plannen van de overheden in Noordwest-Europa. Geprobeerd is daarbij zoveel mogelijk aan te sluiten bij concrete plannen die onder meer gebaseerd zijn op de doelstellingen behorende bij het Fit-for-55 programma van de EU. Ieder land heeft haar eigen gezaghebbende instituten die meer of minder diepgaande analyses hebben uitgevoerd voor de jaren 2030, 2035 en/of 2040. Aangezien deze plannen niet noodzakelijkerwijs op elkaar zijn afgestemd en niet ieder land voor al deze jaren analyses hebben gemaakt zijn een aantal eigen inschattingen van het team noodzakelijk geweest op basis van de meest gezaghebbende studies uit de desbetreffende landen die zoveel mogelijk in lijn zijn met wat mag worden verwacht als de ambities om de CO₂ reductiedoelstellingen te halen worden waargemaakt.

De analyse van 2035 dient daarbij een tweeledig doel. Ten eerste om te onderzoeken of de aannames voor 2035 tot een reële elektriciteit vraag en aanbod mix leiden. Zo kan bijvoorbeeld worden geanalyseerd of de plannen voor wind op zee en elektrolyse in Nederland leiden tot voldoende inzet van de elektrolyzers en of er voldoende back-up capaciteit is om onder alle omstandigheden aan de elektriciteitsvraag te voorzien.

Ten tweede gelden de uitgangspunten voor 2035 als input voor de optimalisatie die is uitgevoerd voor de jaren 2040 en 2050. Het optimalisatiemodel krijgt de 'vrije hand' om de optimale mix te bepalen gegeven de aanwezige mix in 2035. Vanwege de hoge ambities voor bijvoorbeeld wind op zee, PV en elektrolyzers in 2035, bestaat het risico dat het optimalisatiemodel voor 2040 beperkt wordt door wat er al aanwezig is. Dat wil zeggen, alleen systeemconfiguraties die tenminste aan de gestelde doelen kunnen voldoen kunnen overwogen worden binnen het optimalisatiemodel. Configuraties die bepaalde technieken in mindere mate inzetten zijn daarmee dus uitgesloten. Om het effect daarvan in kaart te brengen wordt ook een analyse gedaan indien de ambities van 2030 als uitgangspunt worden gekozen en de optimalisatie meer 'de vrije hand' krijgt.

De belangrijkste aannames voor Nederland en varianten daarop die zijn geanalyseerd staan in tabel 4.1 voor de marktprijzen (brandstoffen en CO₂), tabel 4.2 voor de capaciteit elektriciteitsopwekking en tabel 4.3 voor

de energievraag. Er is niet één studie die als startpunt zou kunnen dienen daarom zijn de aannames voor Nederland voornamelijk gebaseerd op de Klimaat en Energieverkenning 2021 van PBL (KEV21) en de studie van Guidehouse en Berenschot: Offshore Wind System Integration 2030-2040. Verder is het TenneT Nationale Drijfveer scenario gebruikt uit het Investeringsplan 2022 - 2031.

Voor de omringende landen zijn studies van met name Energy Vile, Elia en VITO (Belgë), DENA: Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität (Duitsland), RTE: Pathways to 2050 (Frankrijk) en National Grid: Leading the Way uit ESO Future Energy Scenarios (Verenigd Koninkrijk) leidend.

Marktprijzen

Gas- en CO₂-prijzen zijn het afgelopen jaar door verschillende oorzaken sterk gestegen. De verwachtingen voor de gas- en CO₂-prijzen zoals in de KEV21 voor 2030 lijken nu laag te zijn. Er is mede hierom ervoor gekozen ook te rekenen met hogere gas- en CO₂-prijzen die de huidige marktverwachtingen beter lijken te reflecteren. Hiervoor is ook gebruik gemaakt van een sensitiviteit voor CO₂-prijzen die door Trinomics in opdracht van EZK is bepaald¹. In tabel 4.1 worden de bronnen per prijsaannname weergegeven.

Waterstofprijzen zijn nog een grote onbekende. Er bestaan verschillende manieren om te komen tot een inschatting. Gekozen is om als uitgangspunt te hanteren dat gegeven de hoge verwachtingen van waterstofproductie in Nederland, maar ook in de rest van de wereld, er tegen 2035 de mogelijkheid zal bestaan om H₂ te verhandelen op een liquide markt. Het zal ook alleen binnen een dergelijke markt mogelijk zijn om aardgas te verdringen als belangrijkste bron voor de productie van CO₂-vrije flexibele capaciteit. Verschillende studies wijzen in dat geval in de richting van marktprijzen die zich bewegen rond het niveau zoals voor deze studie aangenomen². Een ander zeer recente studie van Aurora (Decarbonising hydrogen in a net zero economy, September 2021) gaat uit van vergelijkbare aannames ten aanzien van de ontwikkeling van de waterstofmarkt. Een wholesalemkt die bepaald wordt door marginale kosten van H₂ productie. Aurora komt hierbij op 45-50 €/MWh waarbij gezegd moet worden dat kernenergie zeer positief wordt ingeschat en H₂ kosten mede daardoor laag worden. In deze studie is gekozen voor een conservatievere benadering.

Tabel 4.1 Aannames voor Marktprijzen

	Eenheid	2035 (hoog/laag)	Bronnen
gas	EUR/MWh	24/45	KEV2021 + sensitiviteit
CO ₂	EUR/ton	116/150	trinomics + sensitiviteit
H ₂	EUR/MWh	74	analyse op basis van onder meer Afry (in opdracht van Agora) No-regret Hydrogen 2021
uranium	EUR/MWh	2,7	IEA2020
inflatie	%	1,5	KEV2021
groei economie	%	1,5	KEV2021
groei warmtevraag	%	-0,7	KEV2021
groei elektriciteitsvraag	%	3,0	KEV2021/II3050

Elektriciteitsproductie

Elektriciteitsproductie gaat om enerzijds duurzame productie zoals met zon en wind en anderzijds productie met gascentrales, overige technologieën (zoals afval, biomassa, industriële gascentrales et cetera) en tenslotte met meer of minder kernenergie. De capaciteiten van zon en wind op zee en op land groeien sterk.

¹ Trinomics, februari 2022, Second opinion ETS-prijs.

² Zie bijvoorbeeld McKinsey-2021: Hydrogen Insights Report 2021 en Afry, Agora-2021, No-Regret Hydrogen.

Zo is de doelstelling voor 2030 voor wind op zee al meer dan 20 GW, hetgeen meer dan een verviervoudiging ten opzichte van nu betekent. De jaren daarna zal de groei doorzetten. Er is geen verwachting uit één van de aangehaalde studies voor het jaar 2035, maar wel voor 2030 en 2040. Er is gekozen om 2035 te bepalen als een interpolatie van de scenario's van de studies van TenneT (2030) en Guidehouse/Berenschot (2040).

De productie met aardgas- of waterstofcentrales zal met name noodzakelijk zijn om te allen tijde over voldoende elektriciteit te beschikken. In het model wordt aangenomen dat er met aardgas mag worden geproduceerd en er dus niet zoals bijvoorbeeld met kolen een verbod zal gelden. Er wordt verondersteld dat indien H₂ goedkoper is dan aardgas (inclusief CO₂-rechten), de centrales zullen produceren op H₂. Andersom zullen deze centrales aardgas gebruiken. Op dit moment kan nog niet worden gezegd of er in 2035 voldoende centrales zullen zijn die H₂ kunnen benutten, ook is nog onzeker of er in 2035 voldoende H₂ zal zijn om voldoende elektriciteit mee te kunnen produceren. Voor 2040 wordt aangenomen dat de elektriciteitsproductie wel met H₂ kan worden verzorgd (voor zover noodzakelijk) en aardgas zal dan voor de elektriciteitsproductie geen rol van betekenis meer spelen. In de variant zonder nieuwe kernenergie wordt wel uitgegaan van een verlenging van de levensduur van de huidige kerncentrale in Borssele.

Tabel 4.2 Aannames voor capaciteit elektriciteitsopwekking

	Eenheid	2035 (hoog/laag)	Bronnen
gas/H ₂	GW	15,0	Guidehouse/Berenschot Offshore Wind System Integration 2030 - 2040 en Nationale Drijfveer uit TenneT Investeringsplan 2022 - 2031
biomassa en Afval	GW	2,1	
wind op land	GW	10,9	
wind op zee	GW	27,5/11,0	
PV op dak	GW	24,3	
PV grootschalig	GW	31,7	
kernenergie	GW	3,7/0,5	afhankelijk van scenario
warmtevraag	%	-0,7	KEV2021
electriciteitsvraag	%	3,0	KEV2021/II3050

Vraag

Aan de vraagzijde worden eveneens grote veranderingen verwacht. Elektrische auto's, warmtepompen, elektrolyzers en elektrificatie van de vraag in de industrie kunnen er gezamenlijk voor zorgen dat de vraag groeit naar 230 TWh. Om voldoende flexibiliteit binnen het energiesysteem te hebben wordt verwacht dat groot- en kleinschalige batterijcapaciteit kan groeien van vrijwel niets nu naar 24,3 GW in 2035. De technologieën die voor deze grote toename van de vraag moeten gaan zorgen zijn deels nog niet volwassen. De kans dat de groei veel minder zal zijn lijkt daarom niet onrealistisch. Daarom is ervoor gekozen om ook een scenario te analyseren bij een minder sterke toename van met name de elektrolyse capaciteit en de elektrificatie van de industrie. De vraag komt dan op 180 TWh. In het geval dat de elektrolysecapaciteit minder sterk groeit is het eveneens niet waarschijnlijk dat wind op zee, die met name gerealiseerd wordt om de elektrolyse te kunnen voeden, wel de geplande groei zal handhaven. Omdat de scenario's die voor Nederland zijn gebruikt een veel grotere groei van batterijcapaciteit laten zien dan de scenario's die in de ons omringende landen worden gebruikt, is tevens een sensitiviteit bepaald voor een veel lagere groei, tot 6 GW.

Tabel 4.3 Aannames die effect hebben op de energievraag

	Eenheid	2035 (laag/hog)	Bronnen
elektriciteitsvraag	TWh	180/230	Guidehouse/Berenschot Offshore Wind System Integration 2030 - 2040 en Nationale Drijfveer uit TenneT Investeringsplan 2022 - 2031*
elektrolyse capaciteit	GW	15,2/4,0	
P2H flexibel	GW	6,0/2,0	
batterijen	GW	24,3/6,0	
EV	#	4,6 mln	
warmtepompen (huishoudens)	#	3,3 mln	

* Indien geen cijfers bekend of bepaald zijn door de aangehaalde studies dan is in het algemeen gebruik gemaakt van een extrapolatie vanuit de KEV21.

Inzet electrolyzers

Een belangrijke factor is de inzet van de electrolyzers die worden verondersteld mee te regelen met (met name) de offshore wind productie. Het inzet algoritme is zo ontwikkeld dat optimaal gebruik wordt gemaakt van offshore wind, naast een deel van de capaciteit die flexibel wordt ingezet op de totale netto vraag. Het algoritme gaat uit van een bepaald, gewenst, aantal uren productie van de electrolyzers per jaar. Dat is in lijn met de wijze waarop waterstof als groene waterstof kan kwalificeren. Afhankelijk van de variant schommelt dat aantal rond de 4.300 vollasturen per jaar (bij een windcapaciteit die ongeveer 2 keer zo groot is als de elektrolyser capaciteit). Alleen in variant IX met een relatief lage vraag maar veel wind capaciteit wordt het aantal uren substantieel meer (5.300). Van de totale capaciteit wordt 80 % ingezet op basis van de offshore wind productie. De resterende 20 % wordt ingezet op basis van de optimalisatie van de uiteindelijke netto vraag. Bij een zeer lage of negatieve vraag wordt er dan meer ingezet dan bij een hogere vraag. Dit leidt uiteindelijk tot ongeveer 3.000 vollasturen uren per jaar.

4.2 Resulterende effecten van 2 kerncentrales in 2035

Het jaar 2035 is gekozen als eerste jaar waarin het mogelijk moet zijn om twee nieuwe kerncentrales op te leveren. Het geldt daarna als uitgangspunt voor de langere termijn optimalisatie. Het aantal mogelijke combinaties is vanzelfsprekend erg groot. De volgende relevante varianten zijn doorgerekend.

Tabel 4.4 Overzicht varianten

Aanname	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
vraag (TWH)	230	230	230	230	180	180	230	180	180
kernenergie (GW)	3,7	3,7	0,5	0,5	3,7	0,5	3,7	3,7	3,7
batterij capaciteit (GW)	24,3	23,3	24,3	24,3	24,3	24,3	6,0	6,0	24,3
gas (€/MWh) & CO ₂ (€/ton) prijzen	24/116	45/150	24/116	45/150	45/150	45/150	45/150	45/150	45/150
elektrolyser capaciteit (GW)	15,2	15,2	15,2	15,2	6,0	6,0	15,2	6,0	6,0
wind op zee	27,5	27,5	27,5	27,5	11,0	11,0	27,5	11,0	27,5
e-boilers industrie	6,0	6,0	6,0	6,0	2,0	2,0	6,0	2,0	2,0

Varianten III, IV, VI rekenen zonder nieuwe kerncentrales. Het model bepaalt voor ieder uur de inzet van de verschillende technologieën. Aangezien een groot deel van de vraag en het aanbod afhankelijk zijn van het weer is de analyse uitgevoerd met 4 verschillende weerjaren (1987, 1997, 2004 en het basisjaar 2015).

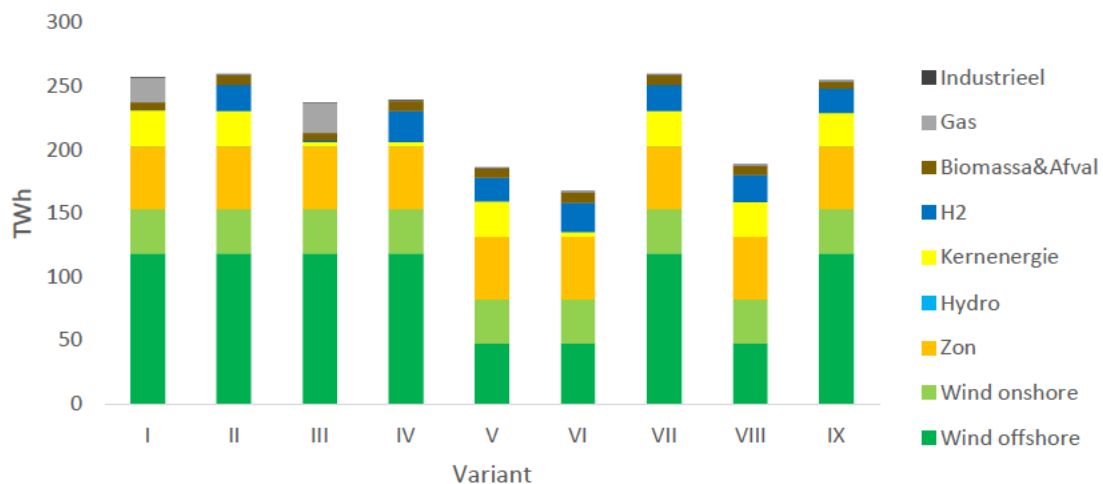
De resulterende uitkomsten voor 2035 worden in de hierop volgende paragrafen gepresenteerd aan de hand van grafieken en tekstueel toegelicht

4.2.1 Resultaten analyse 2035

In afbeelding 4.3 staat hoeveel elektriciteit de verschillende technologieën onder de negen varianten produceren. Vanzelfsprekend wordt in alle varianten als gevolg van de grote hoeveelheden wind en zon de mix gedomineerd door deze technologieën. In alle varianten is er een rol voor gas of waterstofcentrales. De vraag is of in 2035 nog steeds uitgegaan mag worden van relatief lage aardgas prijzen en de mogelijkheid om gascentrales te mogen inzetten. In de varianten met hogere gas- en CO₂-prijzen wordt de productie met waterstofcentrales gerealiseerd. De aardgas- of waterstofcentrales produceren verder niet alleen voor de Nederlandse markt. In de scenario's met de nieuwe kernenergiecentrales wordt meer geproduceerd dan de vraag van Nederland. Indien de kerncentrales niet worden gerealiseerd is Nederland in de analyse netto importeur van elektriciteit.

Voor alle analyses wordt gebruik gemaakt van het weerjaar 2015. Er zijn een aantal analyses gedaan met de weerjaren 1987, 1997 en 2004. Als die worden besproken wordt dat expliciet gemaakt.

Afbeelding 4.3 Elektriciteitsproductie (Nederland) per technologie voor de 9 varianten in 2035

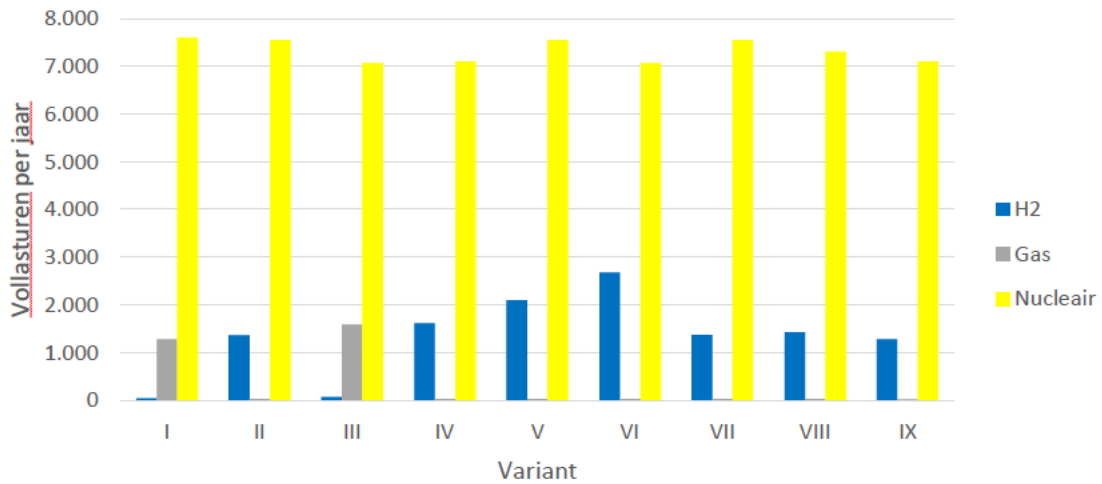


Naar aanleiding van deze resultaten worden de volgende aspecten verder verdiept:

- inzet gas- en waterstofcentrales;
- gerealiseerde prijzen (capture) prijzen per technologie;
- import en export.

Het aantal uren dat de kerncentrales en aardgas-/waterstofcentrales produceren wordt in de volgende grafiek weergegeven.

Afbeelding 4.4 Vollasturen van waterstofcentrales, aardgascentrales en kerncentrales voor de 9 varianten in 2035

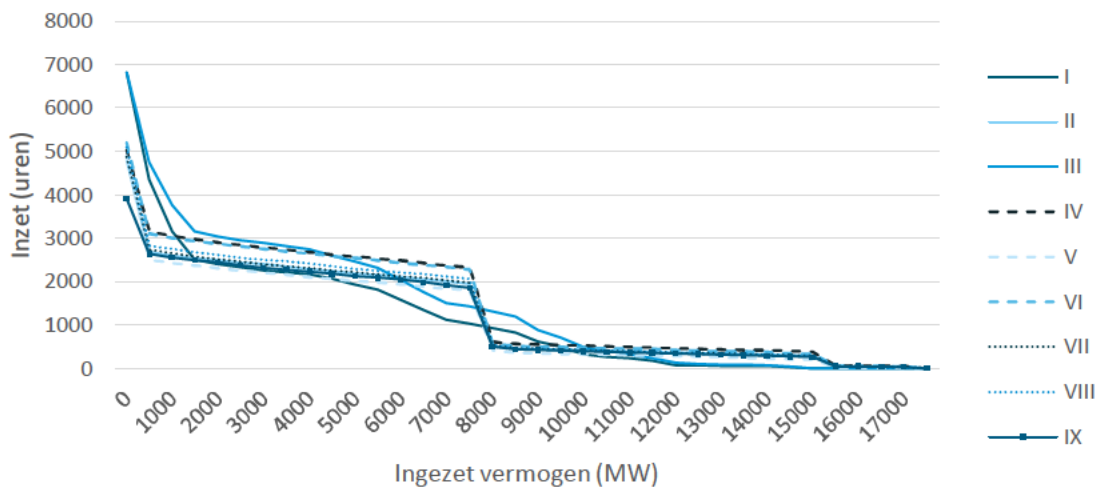


Opvallend is dat kernenergie 7.000 tot 7.500 uren wordt ingezet, afhankelijk van de variant. In tegenstelling tot wat vaak wordt gedacht produceren kerncentrales ondanks een hoge capaciteit van intermitterende energiebronnen (zon en wind) veel uren. De grote vraag van bijvoorbeeld elektrolyzers en de grote hoeveelheid flexibele capaciteit leiden er toe dat het model kernenergie op veel uren kan inzetten. Ook de vraag uit de ons omringende landen speelt hierbij een rol.

Elektrolyse wordt voor een belangrijk deel (virtueel) gekoppeld aan de productie van offshore wind. De aanname is dat de grote hoeveelheden offshore wind en elektrolyse capaciteiten alleen worden gerealiseerd in samenhang. Een deel van de elektrolyse capaciteit wordt ingezet als algemene flexibele vraag. Per variant varieert de productie van waterstof derhalve. De hoeveelheid waterstof die per jaar wordt geproduceerd is in de hoge elektrolyser varianten ruim 65 TWh en in de lage varianten 37 TWh.

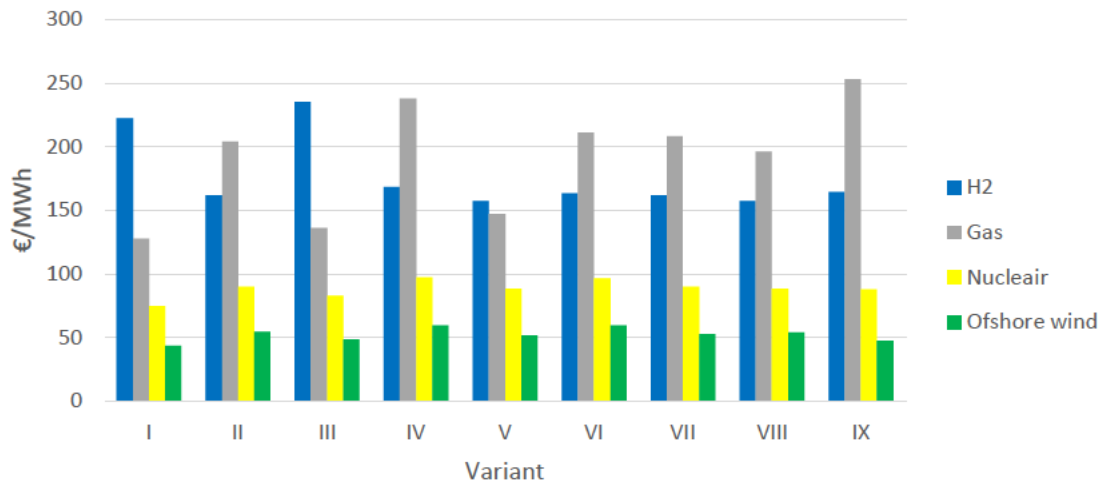
Hoewel te zien is dat het aantal vollasturen van de aardgas- of waterstofgascentrales relatief laag is, wordt in alle varianten een significant beroep op deze productiecapaciteit gedaan, afhankelijk van de variant tussen de 20 en 25 TWh per jaar. Dit betekent dat in de hoge prijs aardgas/CO₂ varianten een belangrijk deel van de waterstofproductie nodig is om de waterstofgascentrales te voorzien (tussen de 40 en 48 TWh). Er zijn geen grote verschillen tussen de varianten.

Afbeelding 4.5 Aantal uren per jaar dat aardgas- en waterstofcentrales worden ingezet voor de 8 varianten in 2035



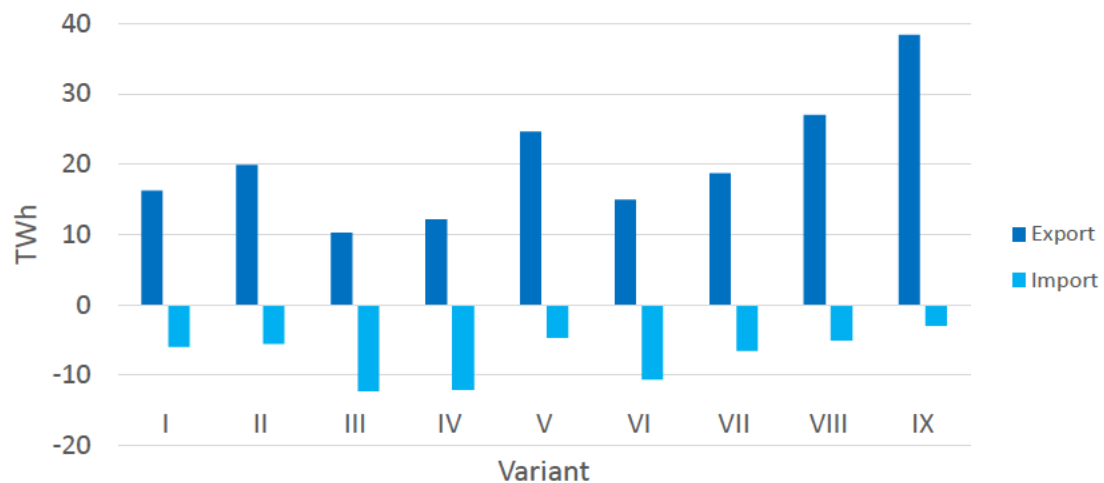
De volledige aardgas/H₂-capaciteit die in de verschillende varianten aanwezig is wordt zelden benut. Echter deze capaciteit (inclusief de reservecapaciteit die wordt verondersteld) is wel noodzakelijk om te allen tijde voldoende elektriciteit te kunnen produceren. Tenslotte is het belangrijk om te weten wat de gemiddelde prijs per MWh is waartegen de kern- en gascentrales en offshore wind leveren in de verschillende varianten.

Afbeelding 4.6 Captureprijs per technologie voor de 9 varianten in 2035



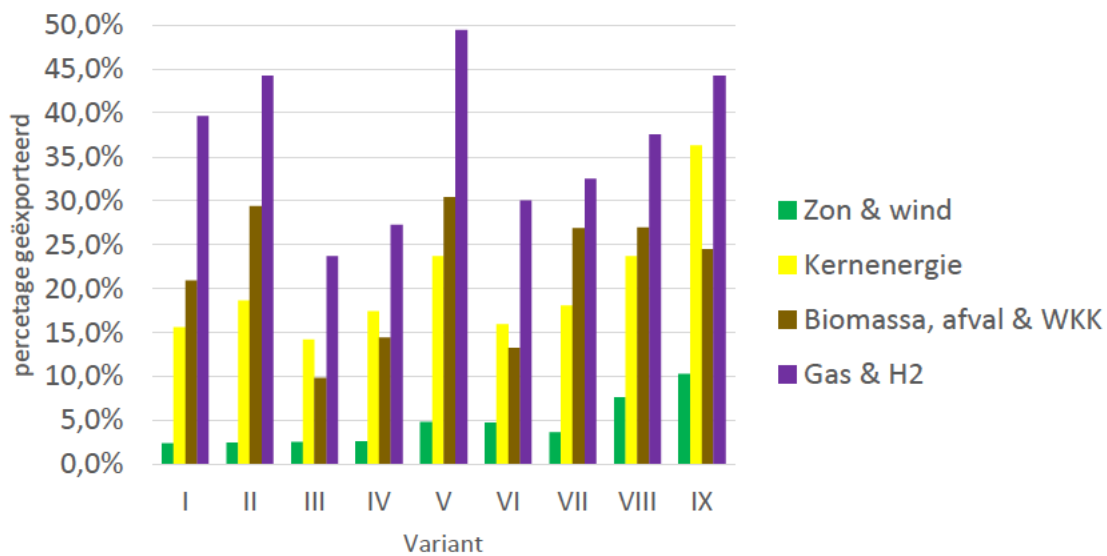
Omdat aardgas- en/of waterstofcentrales relatief weinig uren produceren en regelmatig aan en uit zullen gaan, zullen de marginale kosten (inclusief de start/stop kosten bijvoorbeeld) waartegen dat mogelijk is aanzienlijk hoger zijn dan de marginale kosten van alleen het brandstofgebruik. Hierdoor zijn de gemiddelde gerealiseerde prijzen in de verschillende varianten veel hoger dan de prijs die kernenergiecentrales realiseren. Aangezien de capaciteit als back-up voor het energiesysteem nodig is, is het bedrijfseconomisch beter wanneer deze centrales meer uren produceren, bijvoorbeeld omdat de elektriciteit dan kan worden geëxporteerd naar België. Nederland is in het model in bijna alle varianten netto exporteur (alleen variant III niet en IV zeer gering). In deze varianten heeft Nederland geen nieuwe kerncentrales gerealiseerd).

Afbeelding 4.7 Import en export elektriciteit voor de 9 varianten in 2035



Meer productie kan worden gerealiseerd door meer te exporteren. Een deel van de productie van met name de aardgas- en waterstofcentrales wordt dan ook geëxporteerd. Hiermee wordt het Noordwest-Europese elektriciteitssysteem efficiënter. Deze resultaten zijn ook in lijn met de optimalisatieanalyse die in paragraaf 4.4 wordt besproken. De totale jaarproductie van de waterstof en gascentrales is vrij stabiel in alle scenario's, als ook het aandeel dat daarvan wordt ingezet voor exporten. Zoals te zien is in afbeelding 4.8 wordt van de in Nederland geproduceerde elektriciteit met kernenergie slechts een beperkt deel geëxporteerd. Alleen in variant IX waar de vraag laag blijft maar de capaciteit wind op zee wel is gerealiseerd, wordt een substantieel deel van de productie met kernenergie geëxporteerd. De lage vraag in combinatie met de grote hoeveelheid wind op zee zorgt ervoor dat er regelmatig grote overschotten ontstaan. In het algemeen wordt slechts een gering deel van de wind en zon productie geëxporteerd en zijn het met name de gas/H₂ centrales die als leverancier van flexibiliteit op de Europese markt opereren.

Afbeelding 4.8 Percentage van productie per jaar dat wordt geëxporteerd



Als gevolg van de grote beschikbaarheid van flexibel inzetbare capaciteit die voor 2035 is voorzien in het systeem (onder andere met elektrolysecapaciteit, elektrische boilers in de industrie, elektrisch vervoer en batterijen) komt het zelden voor dat de geproduceerde elektriciteit uit zon en wind niet effectief kan worden benut. Over het weerjaar 2015 kan uiteindelijk slechts iets meer dan 100 GWh niet worden ingezet.

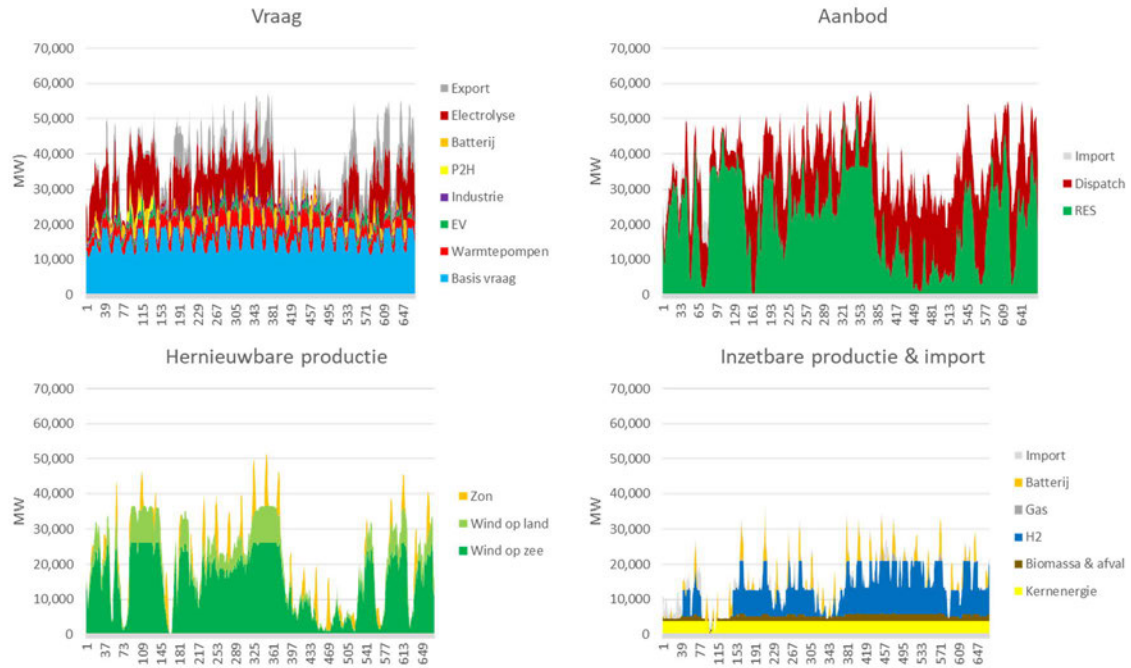
4.2.2 Sensitiviteit voor het gekozen weerjaar

Naast het weerjaar 2015 zijn ook de weerjaren 1987, 1997 en 2004 geanalyseerd om te onderzoeken of dat tot andere uitkomsten zou leiden. Het jaar 2015 was een zeer warm jaar met veel zon. In 1987 was er in januari sprake van een lange periode met weinig wind en gemiddeld zeer lage temperaturen. Toegepast op 2035 zou dit leiden tot een zeer hoge elektriciteitsvraag door warmtepompen (die bij lage temperaturen minder efficiënt werken), terwijl er weinig aanbod van de grote beschikbare capaciteit van windenergie zal zijn. Dit geldt niet alleen voor Nederland maar ook voor de ons omringende landen. De illustratie van de uitgevoerde analyses in deze paragraaf hebben betrekking op variant II, de variant met hoge gas en CO₂ prijzen en nieuwe kerncentrales. Andere varianten zullen andere resultaten opleveren maar die zijn consistent met de verschillen tussen de varianten zoals besproken.

Afbeelding 4.9 laat zien wat de gevolgen voor de elektriciteitsvraag en het aanbod zullen zijn per uur gedurende de eerste 4 weken van januari met het weerjaar 1987. In januari was het behoorlijk koud en in de tweede helft van januari was er ook een 'Dunkelfaute', dat is een langere periode met weinig wind en

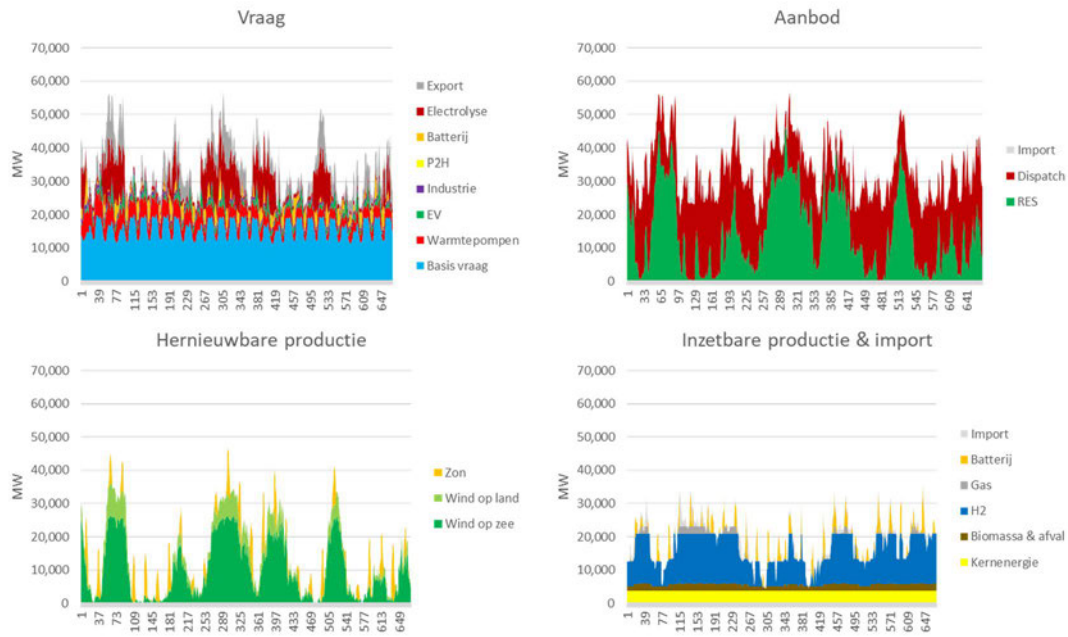
zonlicht. Het terugschakelen van de elektrolyzers en de productie met waterstofcentrales vangen de vraag op. Batterijen kunnen in deze periode wel ondersteuning bieden maar niet voldoende voor een lange periode. Er is in ieder geval gedurende de hele periode voldoende elektriciteit.

Afbeelding 4.9 Vraag en aanbod voor Nederland in januari 2035 met weerjaar 1987



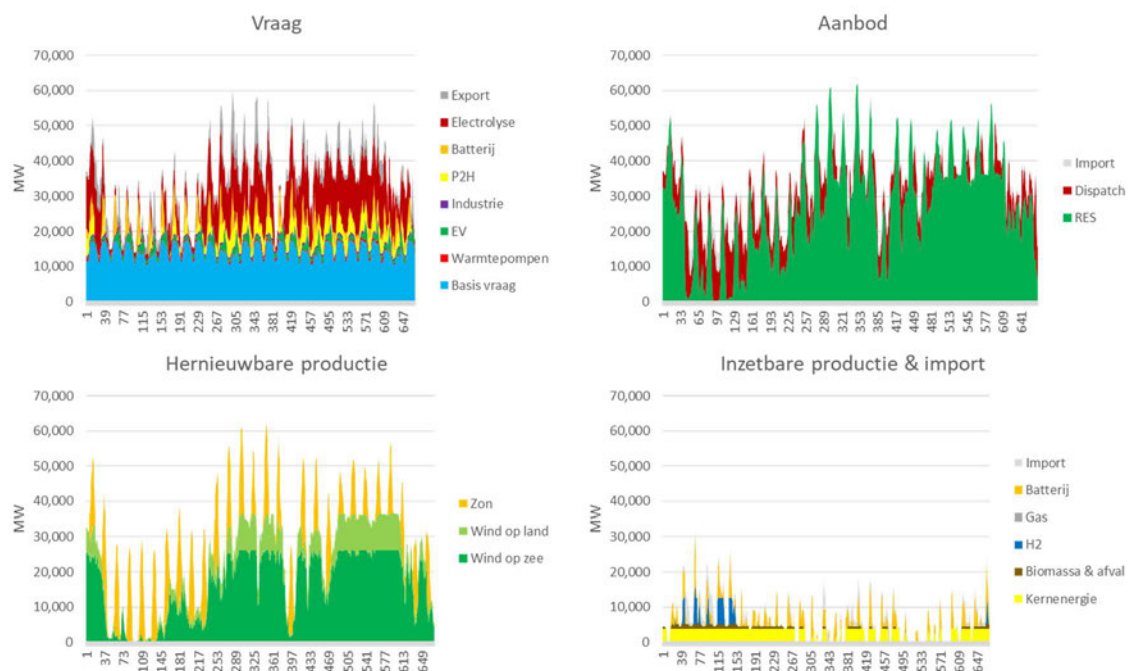
In het weerjaar 1997, weergegeven in afbeelding 4.10, is de laatste Elfstedentocht gereden. Vanzelfsprekend waren er toen zeer lage temperaturen. Er is onderzocht of ook tijdens dergelijke extreme weersomstandigheden de leveringszekerheid onder de aannames niet in gevaar komt. De Elfstedentocht vond plaats op 4 januari, goed te zien is dat het destijds ook stevig waaide. De grote windenergieproductie die hiermee gepaard gaat zorgt ervoor dat de voorzieningszekerheid niet in het gevaar komt. De gascentrales produceren in dit weerjaar eveneens relatief veel waardoor er sprake is van forse export gedurende een aantal uren. Een deel van die exporten worden echter geneutraliseerd door importen vanuit bijvoorbeeld Noorwegen en Denemarken. Hierdoor kan alle duurzame energie gedurende deze dagen nuttig worden ingezet en worden andere landen ondersteund met elektriciteit vanuit Nederland.

Afbeelding 4.10 Vraag en aanbod voor Nederland in januari 2035 met weerjaar 1997



In het weerjaar 2004, weergegeven in afbeelding 4.11 was er sprake van een periode van veel duurzame energieproductie in september, met name de tweede helft van de maand. Gedurende deze maand zijn er twee blokken waarop niet alle duurzame energie kan worden benut. De combinatie van zon- en windproductie komt boven de 60 GW uit terwijl de piekvraag daaronder blijft. De duurzame capaciteit van zon en wind moet gedurende die uren worden terug geregeld. In deze uren produceren ook de kerncentrales niet. Verder valt op dat ook in deze maand de vraag in het algemeen voldoende is zodat kernenergie in de overige uren wel kan produceren.

Afbeelding 4.11 Vraag en aanbod voor Nederland in september 2035 met weerjaar 2004



4.3 Conclusie analyse 2035

De analyse van 2035 onder de verschillende varianten en weerjaren geeft een goed beeld weer van hoe in de vraag naar elektriciteit wordt voorzien door een energiemix van zon, wind, kernenergie en gas- en waterstofgascentrales. Het blijkt dat onder de aannames Nederland goed geëquipeerd is om met het sterk fluctuerende aanbod van elektriciteit om te gaan. De grote capaciteit elektrolyse, batterijen en de elektrificatie van een groot deel van de energievraag speelt daarbij een belangrijke rol. Exporten naar België, omdat het voor België lastiger is om een grote capaciteit wind op zee te realiseren in 2035 en kerncentrales wil uit faseren terwijl de elektriciteitsvraag relatief groot is, speelt hierbij een rol. Ook Duitsland faseert kernenergie en kolen en bruinkolencentrales uit. Deze ontwikkelingen in België en Duitsland ondersteunen in sterke mate de rol van Nederland als back-up provider bij de optimalisatie van het Noordwest-Europese energiesysteem.

Een verschil tussen scenario's met en zonder nieuwe kernenergie is dat Nederland zonder kernenergie jaarlijks elektriciteit gaat importeren en met kernenergie een netto exporteur wordt (zij het beide in beperkte mate). In de meest extreme varianten kan de export oplopen tot 15 % van de nationale vraag (indien de vraagontwikkeling achter blijft en wel alle opwekcapaciteit wordt gerealiseerd), bij de overige varianten blijft het tot minder dan 5 % beperkt. In die zin maakt de toevoeging van Nederlandse kernenergie aan het Noordwest-Europese energiesysteem, het systeem als geheel efficiënter. De waterstofcentrales in Nederland, die sowieso als back-up noodzakelijk zijn, kunnen hierdoor efficiënter worden ingezet. Daar staat tegenover dat als onze buurlanden uiteindelijk voor een andere strategie kiezen de uitkomsten vanzelfsprekend anders kunnen zijn.

4.4 Energiesysteemoptimalisatie voor 2040, 2050 en 2070

Om voor de jaren 2040, 2050 en 2070 tot relevante inzichten te komen is gekozen voor PyPSA¹ als modelomgeving. PyPSA, of Python for Power System Analysis, is een door wetenschappers van TU Berlin en andere Europese universiteiten ontwikkeld en is open-source beschikbaar. Het betreft een energiesysteem-optimalisatie framework om op de lange termijn de impact van nieuwe technologieën, kosten en beleidskeuzes te analyseren. PyPSA is geen kant-en-klaar model maar een toolbox, met functionaliteiten en handvatten om een model te creëren. Zo is het mogelijk om met PyPSA energieopwekking, -opslag, -conversie en -transmissie te implementeren en modelleren. Al deze componenten zijn nodig om inzicht te verkrijgen in de ideale invulling van onze toenemende elektriciteits- en waterstofvraag en tegelijkertijd de CO₂-reductiedoelstelling van 2040, 2050 en 2070 te behalen. In deze studie wordt van het energiesysteem het elektriciteitssysteem en een versimpeld waterstofsysteem gemodelleerd. Bij implementatie van deze componenten optimaliseert het PyPSA voor alle uren van het jaar de inzet van energietechnieken en zorgt zo dat voor alle uren aan de energievraag voldaan wordt. PyPSA berekent zodoende een optimale mix van investeringen en de bijhorende operationele parameters, om de kosten voor het gehele elektriciteitssysteem zo laag mogelijk te houden.

Een unieke eigenschap van PyPSA is de combinatie van optimalisatie en de analyse van fysieke elektriciteits- en energiestromen. PyPSA gebruikt hiervoor zowel lineaire als non-lineaire netwerkvergelijkingen, om in hoog detail de noodzakelijke elektrische en waterstofstromen te bepalen. Als gevolg zijn resulterende investeringen representatief voor de werkelijke situatie. Dit in tegenstelling tot andere modellen waarbij wel de energie, maar niet noodzakelijk het reactief vermogen, weerstand en impedantie op transportelementen tussen en door verschillende regio's wordt gemodelleerd. Door deze toolbox kan beter in kaart worden gebracht hoe groot de optimale transportcapaciteit tussen bepaalde regio's is, voor zowel elektriciteit als waterstof. Zodoende kan een beter beeld worden geconstrueerd met betrekking tot de impact van (kleine-) kernreactoren op de totale kosten van onze elektriciteitsvoorziening, inclusief netwerkkosten voor het hoogspanningsnet. Recent werd PyPSA nog ingezet door de Duitse TSO Transnet BW in en de studie Energy System 2050 - Towards a decarbonised Europe².

¹ PyPSA website: <https://pypsa.org/>.

² Transnet BW (2022), Energy System 2050 - Towards a decarbonised Europe.

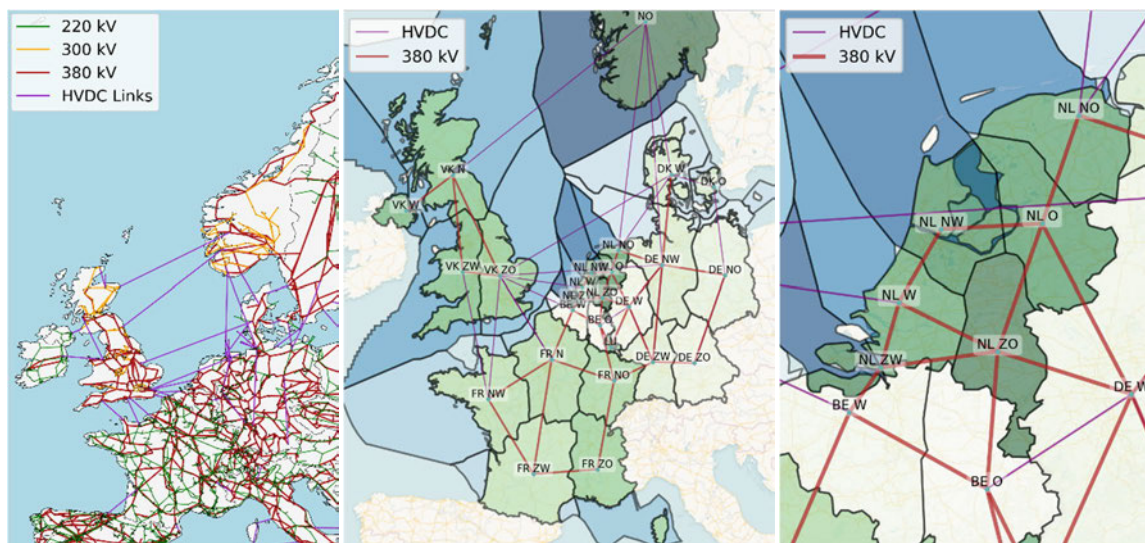
4.4.1 PyPSA-Eur energiesysteemoptimalisatiemodel

Voor deze studie is een iteratie op het PyPSA-Eur¹ ontwikkeld. Het PyPSA-Eur model omschrijft de optimalisatie van het elektriciteitssysteem in het gehele Europese ENTSO-E gebied voor transmissielijnen vanaf 220kV en hoger. Ook bevat het alle DC-transmissielijnen, alle HS-stations en bevat een database van alle bestaande conventionele energiecentrales. Daarnaast bevat PyPSA-Eur een omschrijving van de historische elektriciteitsvraag per regio/node en berekent het de maximale potentie en inzet van duurzame energie per regio. De technische duurzame potentie per regio wordt bepaald op basis van beschikbaar landoppervlakte na uitsluiting van natuur- en woongebieden en bijhorend opwekpotentieel op basis van historische weergegevens. De bekende dynamiek van hernieuwbare opwektechnieken wordt gedreven door historische meteorologische gegevens. Hiervoor kunnen voor zowel zonne- en windenergie verschillende technologieën en configuraties worden doorgerekend, met karakteristieke productiecurves over tijd als gevolg.

De iteratie van PyPSA-Eur voor deze studie heet PyPSA-NWE, en betreft de volgende Noordwest-Europese landen: Nederland, België, Luxemburg, Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Denemarken en Noorwegen. Het is niet mogelijk om deze landen in hun werkelijke netwerktopologie te gebruiken binnen een energysysteem-optimalisatiemodel vanwege de onoplosbare complexiteit van het optimalisatieprobleem dat zou ontstaan. In plaats daarvan gebruikt PyPSA-NWE een clusteralgoritme dat het aantal punten in het netwerk reduceert. Het gereduceerde netwerk geeft een redelijke representatie van de topologie van het oorspronkelijk netwerk doordat bij het clusteren rekening gehouden wordt met connectiviteit, transportcapaciteit en trajectafstand tussen netwerkpunten. De resulterende regio's zijn dus opgebouwd op basis van het clusteren van verschillende hoogspanningsstations en kennen, indien van toepassing, een zee-areaal.

Het geclusterde netwerk dat deze procedure oplevert bevat in totaal 26 netwerkpunten met bijhorende bedieningsgebieden, zie afbeelding 4.12 midden en rechts. Voor Nederland is de resolutie expliciet verhoogd, waardoor Nederland nu 6 regio's kent. Door de hogere resolutie biedt het model een meer gedetailleerde uitkomst met betrekking tot de weercondities voor zon en wind, situering en ontsluiting van assets, interconnectie tussen regio's en bijbehorende kosten. Wel dient de kanttekening gemaakt dat de analyse niet het detailniveau behaalt van een doorrekening van het daadwerkelijke netwerk. Inzichten uit deze studie zouden daarom in meer detail doorgerekend kunnen worden door TenneT en Gasunie. Voor het waterstofnetwerk is van een greenfield situatie uitgegaan, wat betekent dat er geen rekening wordt met het de ligging van huidige aardgasnetwerk en de eventuele hergebruikmogelijkheden hiervan voor waterstof.

Afbeelding 4.12 Het ENTSO-E net in PyPSA-Eur (inks) en het geclusterde netwerk in PyPSA-NWE (midden en rechts)



¹ J. Hörsch et al. (2018) PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system.

4.4.2 Randvoorwaarden en aannames optimalisatie

De randvoorwaarden omschrijven de afbakening van het model. Deze zijn onafhankelijk van de scenario's waarvoor wordt geoptimaliseerd. Zo gebruikt het model alleen Noordwest-Europa, voor de jaren 2040, 2050 en 2070 en kijkt het naar de elektriciteit- en waterstofvraag.

De parameters zijn alle numerieke inputvariabelen welke samen een scenario of gevoeligheidsanalyse maken. Hieronder vallen bijvoorbeeld globale aannames (zoals de discontovoet van 2,25 %), vraagprofielen, prestaties van verschillende technieken (bijvoorbeeld de efficiëntie van een techniek) en de kosten van verschillende technieken. De belangrijkste (kosten)aannames voor de optimalisatie zijn in tabel 4.5 samengevat. Details zoals de aangenomen levensduur, operationele kosten en efficiënties zijn te vinden in de bijlage. Specifiek voor kernenergie is het goed om te vermelden dat in de kostprijs de rentelasten over de bouwperiode al zijn meegenomen bij een WACC van 3,8 %. Ook is het goed om te weten dat voor een SMR van 33 % hogere operationele en onderhoudskosten is uitgegaan, namelijk EUR 120/kW/jaar in plaats van de EUR 90/kW/jaar voor grootschalige kerncentrales. De kostprijs van SMR van EUR 2.700/kW in 2040 is aan de ambitieuze kant, het is de vraag of de kostenreductie door leereffecten zo snel gaat dat deze prijs al in 2040 gehaald kan worden.

Tabel 4.5 Belangrijkste (kosten)aannames voor de optimalisatie

Technologie	Specificatie	Kostprijs 2040	Kostprijs 2050
grootschalig kernenergie	1,6 GW ¹ reactor	EUR 4.100/kW	EUR 4.100/kW
SMR	300 MW reactor	EUR 2.700/kW	EUR 2.700/kW
zon-PV	zuid oriëntatie	EUR 404/kW	EUR 333/kW
wind op land	5,5 MW turbine	EUR 1.211/kW	EUR 1.175/kW
wind op zee, ex. netaansluiting ²	15 MW turbine	EUR 1.596/kW	EUR 1.351/kW
batterijopslag	6 uur opslagduur	EUR 121/kWh	EUR 86/kWh
elektrolyser	kengetal voor alkaline, maar zou ook PEM kunnen zijn.	EUR 550/kW	EUR 395/kW

De elektriciteitsvraagprofielen voor de 6 regio's in Nederland in 2040 en 2050 zijn door TenneT voor deze studie geregionaliseerd op basis van het nationale scenario uit respectievelijk de studie Systeemintegratie wind op zee 2030-2040³ en de Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050⁴ (II3050). De waterstofvraag buiten de elektriciteitssector voor Nederland is op jaarbasis van deze studies overgenomen en betreft 66 TWh in 2040 en 75 TWh in 2050. Omdat deze vraag vooral industrie betreft is een constant vraagprofiel aangenomen. De waterstofvraag buiten de elektriciteitssector voor de overige landen is gebaseerd op een no-regret waterstofvraag in 2030⁵ welke 185 TWh is voor Noordwest-Europa, waarvan 50 TWh in Nederland. Deze is in lijn met de vraagtoename Nederland geschaald naar 133 % naar 2040 en 150 % in 2050. De flex inzet van power-to-heat en slim laden van voertuigen is reeds in deze vraagprofielen verwerkt. Van deze flex opties worden dus op voorhand verondersteld dat ze geïmplementeerd zijn. De overschotten van zon en wind in het 2035 brownfield startpunt zijn groot genoeg om deze aangenomen flex te benutten. De investering in en de inzet van batterijen en elektrolyzers wordt wel binnen PyPSA gemodelleerd. Voor de omliggende landen is gebruikgemaakt van de elektriciteitsvraagprofielen die voortkomen uit de analyse met

¹ Het model optimaliseert het vermogen continu in plaats van in eenheden van 1,6 GW.

² Netaansluiting op zee (HVAC of HVDC) berekent het model afhankelijk van afstand tot kust, zie bijlage II. Uitgangpunt is radiaal aansluiten en aparte interconnectoren. Verdere kostenreductie zou mogelijk zijn door dit te combineren middels het Hub & Spoke.

³ Guidehouse, Berenschot (2021), Systeemintegratie wind op zee 2030-2040.

⁴ Netbeheer Nederland (2021), Het Energiesysteem van de Toekomst.

⁵ Gebaseerd op: Afry, Agora (2021) No-Regret Hydrogen & IEA, CIEP (2021) Hydrogen in North-Western Europe

PPSGen (paragraaf 4.1). Voor Noorwegen en Denemarken levert deze analyse geen vraagprofielen. Daarom zijn vraagprofielen voor deze landen bepaald door historische profielen te schalen. Dit is gedaan met een factor 1,3 voor 2040 en factor 1,4 voor 2050, wat in overeenstemming is met gemiddelde de vraagontwikkeling gevonden voor de landen welke wel binnen de PPSGen scope vallen. Voor 2040 en 2050 is uitgegaan van een 100 % CO₂-emissiereductie in de elektriciteitssector.

Er wordt gebruik gemaakt van verschillende inputvariabelen om de potentie van duurzame opwek te bepalen. Voor elke node wordt een maximum bepaald van de verschillende technieken (zon-PV, wind op land en wind op zee), op basis van oppervlakte, ruimtegebruik en beperkende factoren. Om tot opbrengstcurves te komen worden specifieke technologische configuraties gebruikt, welke bepaald zijn op basis van de huidige markt en te verwachten ontwikkelingen. Wind op land productiecurves zijn daarmee bepaald op basis van een 5,5 MW turbine met een 175 m rotor diameter en een 120 m hubhoogte¹ en wind op zee gebruikt een model van een 15 MW turbine met een 240 m rotor diameter en een 150 m hubhoogte². Voor wind op land is het draagvlak per regio ingeschat op 30 % van de technische potentie (beschikbaar landoppervlakte na uitsluiting van natuur- en woongebieden). Dit komt overeen met maximaal 14 GW wind op land in Nederland, wat een reële inschatting lijkt het draagvlak van wind op land in Nederland³. Voor wind op zee kent PyPSA een technische potentie van 118 GW voor Nederland. In I13050 en het NEO⁴ wordt 72 GW als bovengrens voor wind op zee gehanteerd, maar omdat de optimalisatie deze in geen van de simulaties overschrijdt zijn voor wind op zee geen aanvullende limieten opgelegd. Potentiële opwek van zonne-energie is bepaald op basis van een model dat ingesteld is met parameters representatief voor een zuid georiënteerd systeem op basis van kristallijn silicium panelen en een technische potentie van 138 GW.

Naast opwekpotenties zijn er ook limieten voor de netwerkbouw gedefinieerd, omdat er een limiet is aan hoe snel netbeheerders het netwerk kunnen uitbouwen. In de tienjarige netwerkontwikkelingsplannen (TYNDP's) van de Europese TSO's zoals Tennet wordt een uitbouw tot 125 % van het huidige netwerk voorzien. Zonder beperkingen op het gebied van transmissie ligt kan uitbouw groter worden dan wat realiseerbaar is in de tijd en groter dan waar draagvlak voor is. Op basis van het TYNDP werd een uitbouw van 25 % van het huidige net per decennium realistisch geacht. Zodoende is een beperking van de uitbouw, uitgedrukt in GW*km, van het net tot 150 % tegen 2040 en 175 % tegen 2050 toegepast voor heel Noordwest-Europa ten opzichte van het netwerk in 2020. Voor de aanleg van waterstofnetwerken zijn geen limieten opgelegd.

Al deze parameters samen vormen een scenario, of vraagstelling, waarvoor PyPSA-NWE een optimale energiesysteemconfiguratie bepaalt. De drie hoofdscenario's betreffen een scenario zonder additionele investering in kernenergie, met grootschalig kernenergie en met SMR, die alle drie voor 2040 en 2050 zijn doorgerekend. Alle aannames zijn te vinden in de bijlagen. PyPSA is vrij om te optimaliseren, met uitzondering van de al bestaande en geplande assets (de legacy-build) uit 2035, deze worden meegenomen als minimale startwaarde (zogenoemde brownfield situatie). Deze assets worden verondersteld al dusdanig ver in het beleidsmatig proces te zitten, dat deze zullen worden gerealiseerd.

Het is belangrijk te benadrukken dat de uitkomsten van een optimalisatie geheel afhankelijk zijn van de inputparameters en (zeer snel) kunnen veranderen bij kleine veranderingen in de onderliggende waardes. Dit zal duidelijk worden uit de in paragraaf 0 doorgerekende scenario's in de gevoeligheidsanalyse. De scenario's zijn daarom zorgvuldig uitgekozen om de optimale investeringen te visualiseren horende bij verschillende beleidskeuzes en mogelijke ontwikkelingen in zowel technieken alsmede de elektriciteits- en fiscale markten. De optimalisatie biedt daarom geenszins een absoluut antwoord, maar vooral inzicht in de verschillen die optreden tussen de verschillende beleidskeuzes die kunnen worden gemaakt.

¹ NREL (2020), 5.5 MW onshore reference turbine.

² NREL (2020), 15 MW offshore reference turbine.

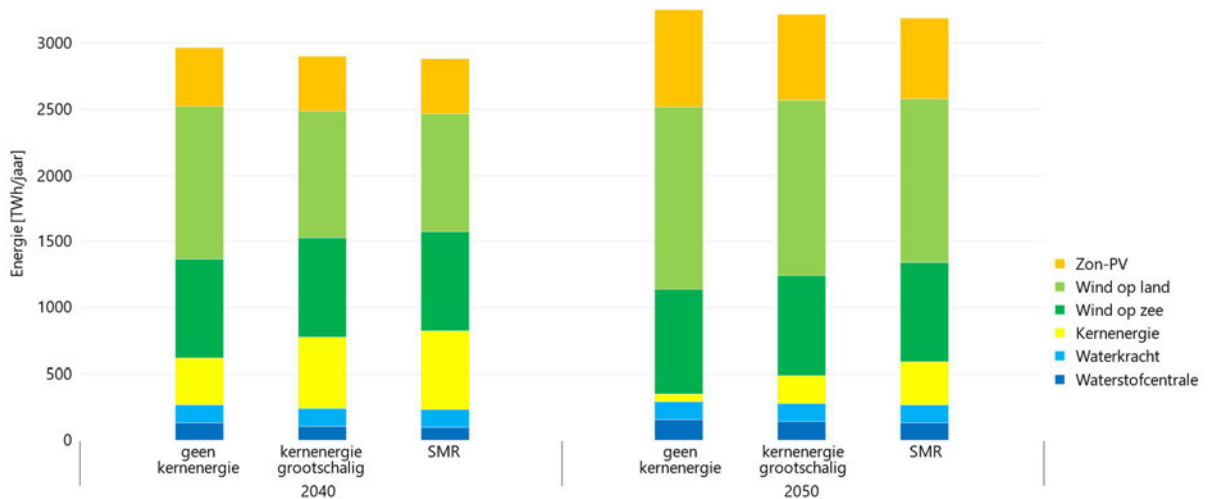
³ Het brownfield 2035 startpunt is 11 GW en de I13050 scenario's hebben een bandbreedte van 10-20 GW en de TNO scenario's zijn 8 GW in Adapt en 12 GW in Transform. Voor Duitsland komt 30 % draagvlak overeen met 142 GW bij een 2035 startpunt van 102 GW en voor België moest het 2035 startpunt iets verlaagd worden van 6,0 GW naar 4,6 GW omdat dat overeenkomt met 30 % draagvlak.

⁴ DNV (2020), Noordzee Energie Outlook.

4.5 Resultierende geoptimaliseerde scenario's

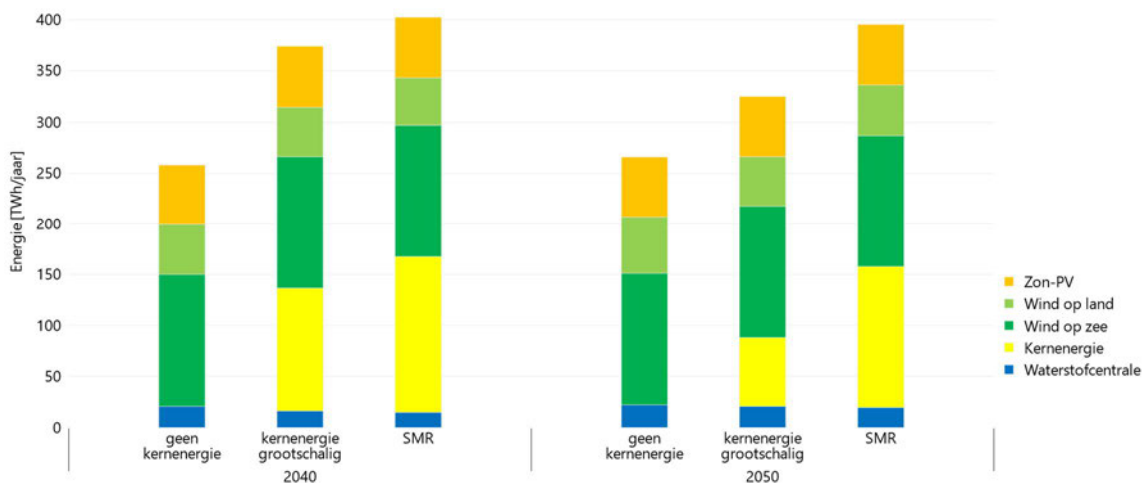
De resulterende geoptimaliseerde scenario's voor 2040 en 2050 worden in de hierop volgende paragrafen gepresenteerd aan de hand van grafieken en tekstueel toegelicht. Bij de analyse is meer focus gelegd op de resultaten voor 2050 dan 2040 omdat 2050 de hoogste energievraag kent. Afbeelding 4.13 en afbeelding 4.14 geven een samenvattende grafiek van de geoptimaliseerde energieproductie voor respectievelijk Noordwest-Europa en Nederland.

Afbeelding 4.13 Geoptimaliseerde elektriciteitsproductie [TWh/jaar] voor Noordwest-Europa in 2040 en 2050 voor de 3 scenario's



Voordat in de komende paragrafen in detail de resultaten van de verschillende scenario's worden toegelicht is het goed om twee punten die wellicht zullen opvallen apart toe te lichten. In afbeelding 4.13 is er in het scenario zonder kernenergie toch kernenergie energieproductie te zien. Dit betreft legacy kerncentrales in Frankrijk en het VK die er tegen die tijd nog staan. Voor Nederland valt in figuur 4.14 de sterke toename van totale elektriciteitsproductie op in de scenario's met kernenergie. Dat komt omdat Nederland in dat geval netto gaat exporteren.

Afbeelding 4.14 Geoptimaliseerde elektriciteitsproductie [TWh/jaar] voor Nederland in 2040 en 2050 voor de 3 scenario's

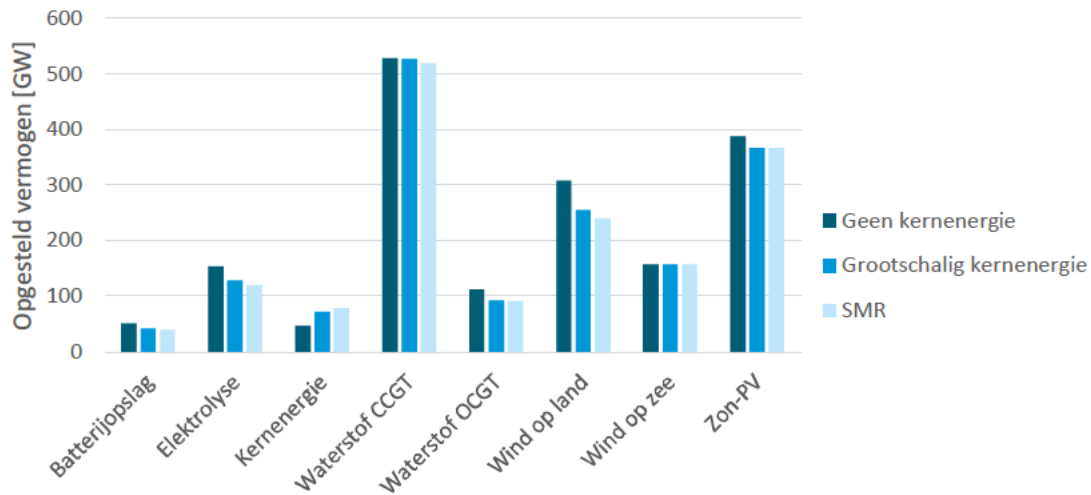


4.5.1 Geoptimaliseerde scenario's voor 2040

In 2040 is zowel de elektriciteitsvraag als de waterstofvraag lager dan in 2050, waardoor er minder opwek nodig is. Wel dalen tussen 2040 en 2050 de kosten van zon, wind, opslag en andere technieken verder door. Voor kernenergie is echter voor 2040 en 2050 met dezelfde kostenvarianten gerekend, waarbij in beide gevallen voor de grootschalige kerncentrales is aangenomen dat deze binnen budget en planning gerealiseerd kunnen worden en voor SMR dat deze hun ambitieuze kostenprognose in de praktijk waarmaken. Dit betekent dat kernenergie in 2040 relatief aantrekkelijk is ten opzichte van de alternatieven, meer dan in 2050. Hierdoor is in de analyse in 2040 meer kernenergie optimaal dan in 2050.

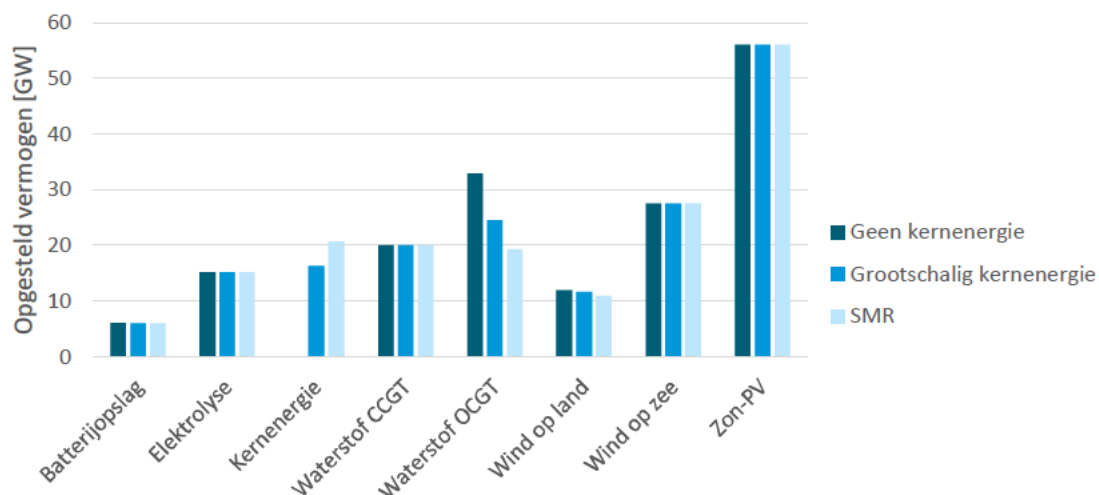
In afbeelding 4.15 is te zien dat er in Noordwest-Europa in het scenario zonder additionele kernenergie in 2040 nog 46 GW bestaande kerncentrales staan, waarvan 40 GW in Frankrijk en 6 GW in het Verenigd Koninkrijk. De 40 GW die verspreid staat over de regio's van Frankrijk kennen een sluitingsdatum tussen 2040 en 2050, behalve de 1,6 GW EPR in Flamanville. In het scenario met grootschalig kernenergie wordt dit met 25 GW uitgebreid tot 71 GW. In het SMR-scenario is de uitbreiding 32 GW tot een totaal 78 GW. Zon en wind worden minder neergezet naar mate er meer kernenergie ingezet wordt en omdat er hierdoor ook minder overschotten zijn, plaatst de optimalisatie ook minder batterijen en elektrolyse. In 2040 nemen zowel de efficiënte waterstofcentrales (CCGT's) als de OCGT piekcentrales licht af bij meer kernenergie. Omdat kernenergie een baseload biedt is er in weken met weinig zon en wind namelijk minder piekcapaciteit nodig om aan de vraag te voldoen.

Afbeelding 4.15 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Noordwest-Europa in 2040 voor de 3 scenario's



De optimalisatie voor 2040 toont voor Nederland nauwelijks investeringen in zon en wind bovenop het brownfield startpunt van 2035. Enkel wind op land wordt met maximaal 1 GW uitgebreid het scenario zonder kernenergie, zoals in afbeelding 4.16 te zien is. In de scenario's met kernenergie komt een aanzienlijk deel van de Noordwest-Europese kernenergie uitbreiding in Nederland terecht. Boven op de veronderstelde reeds gerealiseerde 3,2 GW in Borssele toont de optimalisatie nog een uitbreiding van 13 GW in het grootschalige kernenergie scenario of 17 GW in het SMR-scenario.

Afbeelding 4.16 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2040 voor de 3 scenario's

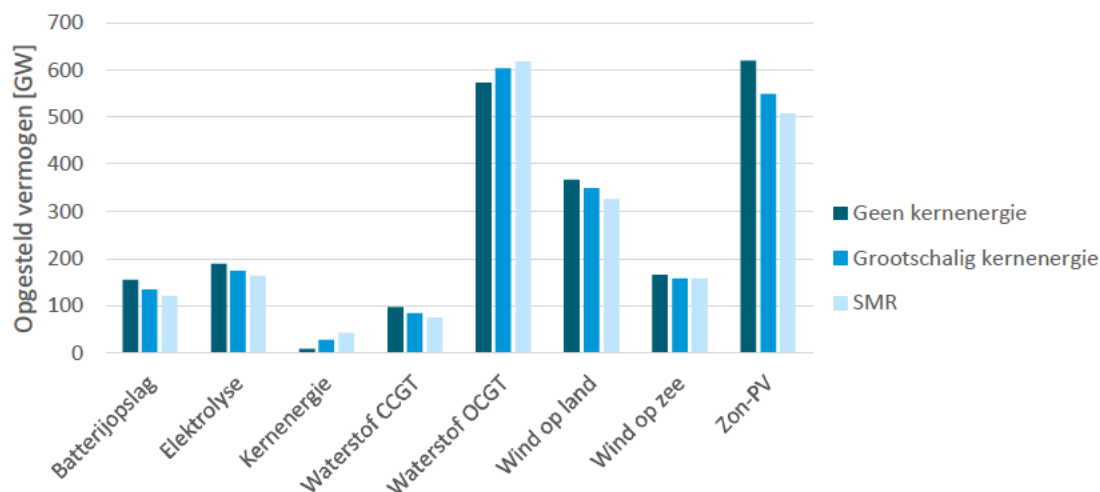


Het is de vraag of dit wel volledig no-regret investeringen zijn, omdat in 2050 door kostendaling van de alternatieven minder kernenergie optimaal is. In 2050 is namelijk een uitbreiding bovenop 3,2 GW in Borssele van 5,5 GW grootschalig of 14,5 GW SMR optimaal. Wel zou het zo kunnen zijn dat de ambitieus gekozen kostprijs voor SMR pas in 2050 wordt gehaald en in 2040 nog hoger ligt. Het is bovendien de vraag of zoveel kernenergie in Nederland voor 2040 wel realiseerbaar is. Het is waarschijnlijk realistischer om qua realisatie van kernenergie in 2040 niet het volledige optimum voor 2040 te realiseren, maar om hoogstens de gewenste hoeveelheid kernenergie in het gewenste eindbeeld voor 2050 te realiseren. Indien er voor een verdere uitbreiding van kernenergie gekozen wordt hoeft ook geen harde keuze gemaakt te worden tussen grootschalige kerncentrales of SMR. Combineren is ook mogelijk en in dat geval ligt de optimale hoeveelheid tussen beide scenario's in, maar zou er nadere analyse nodig zijn om te bepalen waar dan het optimum ligt.

4.5.2 Geoptimaliseerde scenario's voor 2050

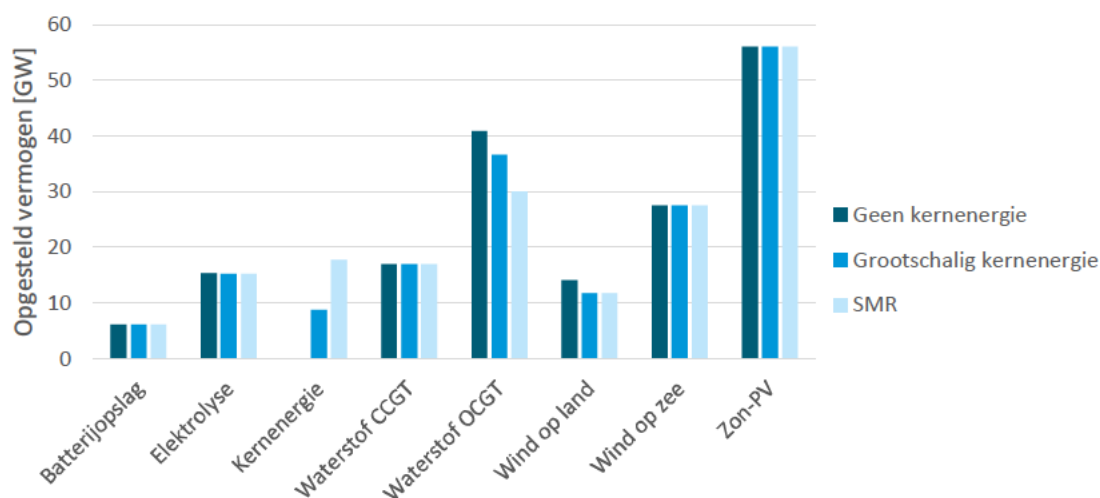
De resulterende geoptimaliseerde opgestelde vermogens voor 2050 voor de scenario's zonder kernenergie, met grootschalig kernenergie en met SMR zijn voor Noordwest-Europa in afbeelding 4.17 samengevat. Op hoofdlijnen is bij een toename van kernenergie een afname van opwek met zon en wind te zien. Ook neemt de hoeveelheid batterijen, elektrolyzers en waterstofopslag af. Bij waterstofcentrales is bij een toenemende hoeveelheid kernenergie een verschuiving van waterstofcentrales van het efficiënte type CCGT centrales naar OCGT piekcentrales te zien.

Afbeelding 4.17 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Noordwest-Europa in 2050 voor de 3 scenario's



De resultaten voor Nederland, te zien in afbeelding 4.18 tonen bovenop de gerealiseerde 3,2 GW in Borssele nog 5,5 GW in het grootschalig kernenergie scenario of 14,5 GW in het SMR scenario. Te zien is dat bij toegenomen kernenergie er in Nederland een minder sterke afname ten opzichte van 2040 is van andere technieken, namelijk minder OCGT piekcentrales en iets minder wind op land. In de komende paragrafen wordt dieper ingegaan op de resultaten van de afzonderlijke scenario's.

Afbeelding 4.18 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 voor de 3 scenario's

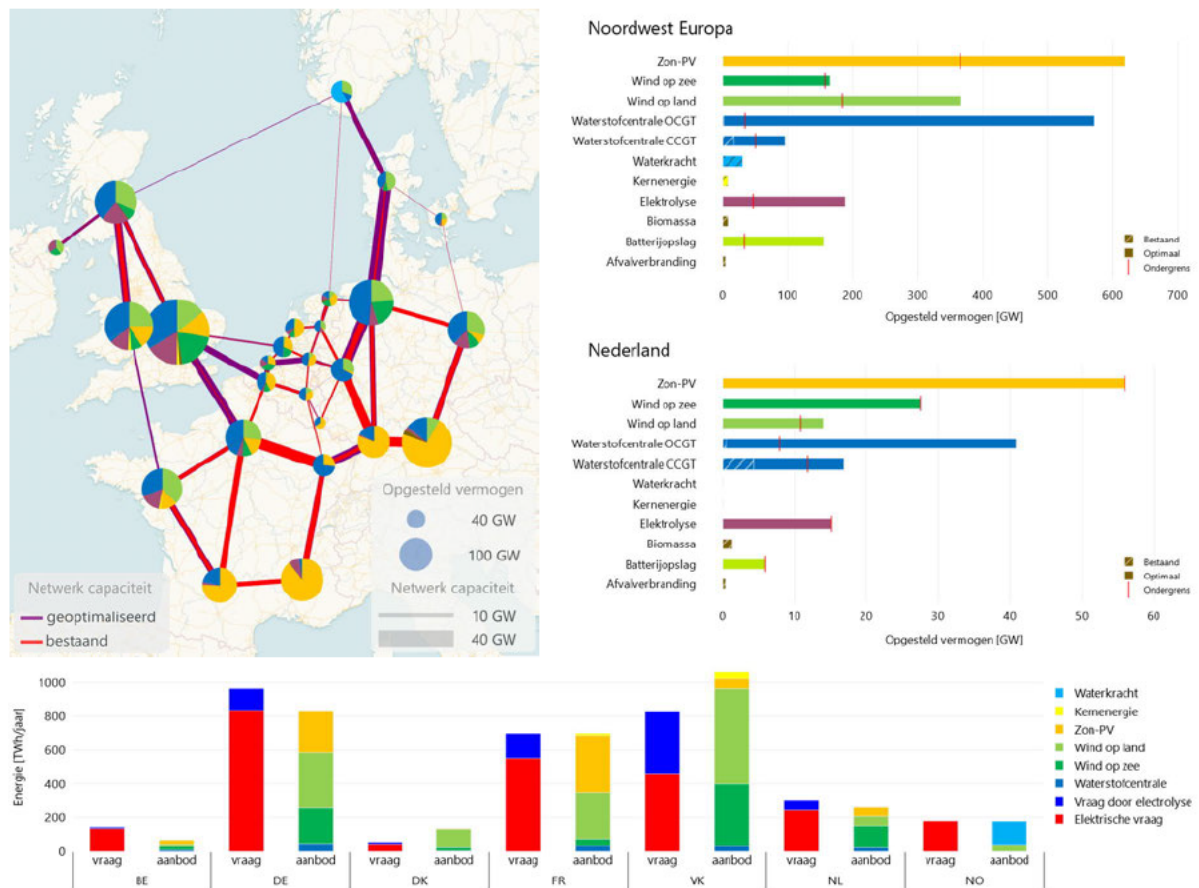


4.5.3 2050 geoptimaliseerd zonder kernenergie

De optimalisatie voor 2050 zonder kernenergie toont voor Nederland weinig investeringen in zon en wind ten opzichte van het brownfield startpunt van 2035. In plaats daarvan treedt er 39 TWh (13 %) netto import van elektriciteit op. Dat klinkt wellicht als veel, maar aan de hoogte van de vraag en aanbod staat voor Nederland in afbeelding 4.19 is te zien dat de import/export onbalans minder is dan in andere landen. Zon-PV blijft op 56 GW en wind op zee blijft op 28 GW. Wel wordt wind op land uitgebreid van 11 naar 14 GW, wat overeenkomt met de bovengrens van 30 % draagvlak van de technische potentie. Een eventuele strategie keuze om minder importafhankelijk te worden, door het realiseren van meer wind op zee, zal naar verwachting niet tot sterk verhoogde kosten van het energiesysteem leiden. Dit valt op te maken uit de

greenfield gevoeligheidsanalyse (paragraaf 4.6.4), waarbij er 46 GW wind op zee gerealiseerd wordt en Nederland netto elektriciteit exporteert. Daarnaast vindt in Nederland een flinke investering in waterstofcentrales plaats, tot een totaal van 58 GW. Hiervan is 41 GW de goedkopere OCGT piekcentrales welke in de simulatie voor dit weerjaar slechts 75 vollasturen per jaar maken. Ook de elektrolysecapaciteit van 15 GW en batterijcapaciteit van 6 GW in Nederland worden niet verder uitgebreid door de optimalisatie. De 15 GW elektrolyzers maken in dit scenario 3.680 vollasturen. Nederland importeert netto 41 TWh waterstof.

Afbeelding 4.19 Opgestelde vermogens (boven) en energie (onder) voor 2050 zonder kernenergie

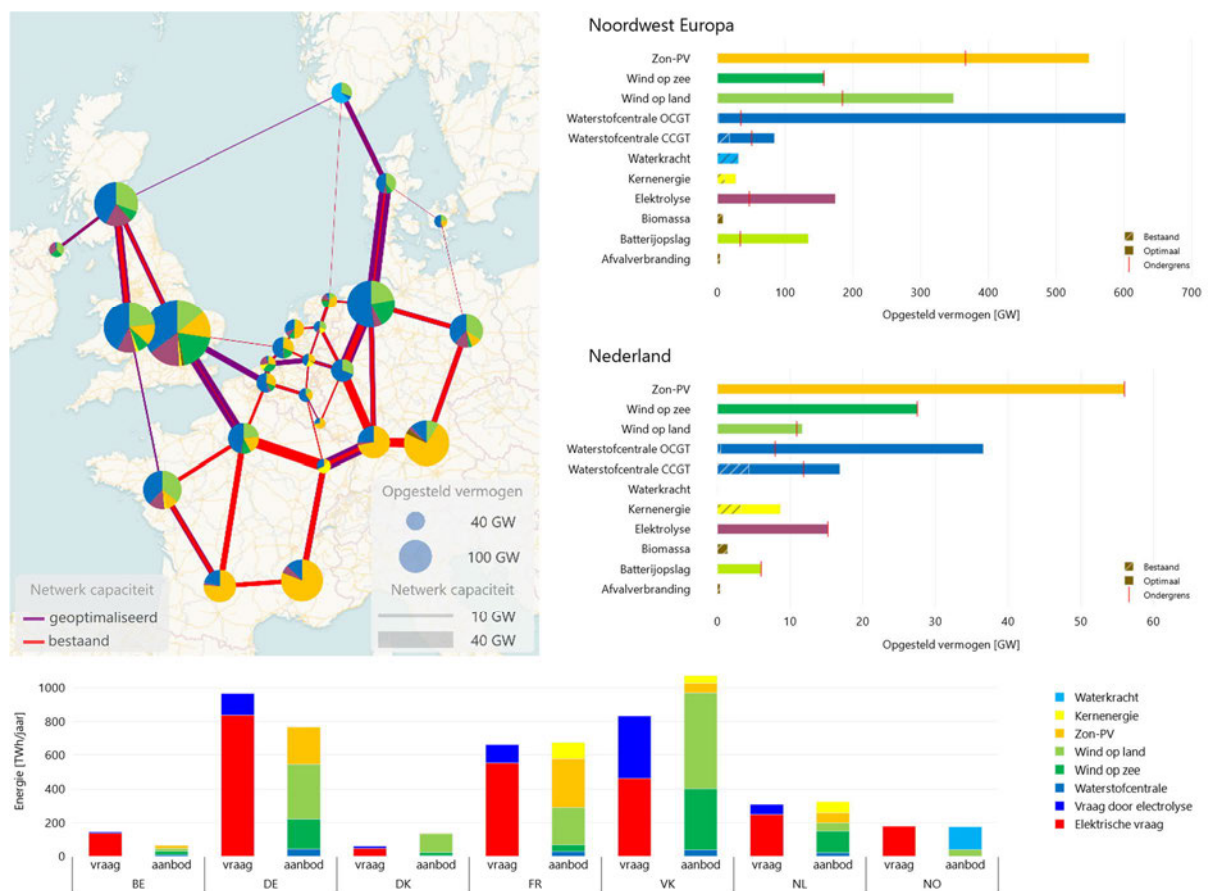


In plaats van investeren in opwek in Nederland kiest de optimalisatie voor meer investeringen in wind op land in het VK. Deze wordt zowel in de vorm van waterstof via buisleiding als in de vorm van elektriciteit via uitgebreide interconnectiecapaciteit naar onder meer Nederland, België en Frankrijk getransporteerd. Met in totaal 189 GW elektrolysecapaciteit binnen Noordwest-Europa vinden er op dat front grote uitbreidingen plaats. Ook de batterijcapaciteit wordt uitgebreid tot 155 GW. Het geoptimaliseerde vermogen zon-PV binnen Noordwest-Europa is 620 GW. Voor wind op land is dat 367 GW, voor wind op zee 166 GW en waterstofcentrales 669 GW. De grote hoeveelheid waterstofcentrales is opvallend, zeker omdat ze maar weinig draaiuren maken. Hierbij dient wel de kanttekening gemaakt worden dat in de aangenomen vraagprofielen enkel flex is meegenomen voor het benutten van overschotten, maar niet voor demand response bij schaarste. Denk hierbij aan industrie die ervoor kiest om terug of af te schakelen bij hoge prijzen. Wanneer dit wordt meegenomen zal ook de benodigde hoeveelheid waterstofcentrales, met name de OCGT piekcentrales, kunnen afnemen.

4.5.4 2050 geoptimaliseerd met grootschalig kernenergie

De optimalisatie voor 2050 met grootschalig kernenergie toont voor Nederland bovenop de gerealiseerde 3,2 GW nog een investering van 5,5 GW in kernenergie. Deze komen in de regio's oost en zuidoost van Nederland, waar verbindingen met Duitsland en België zijn. Kernenergie produceert 67 TWh en maakt daarmee 7.750 vollasturen. Daarmee gaat Nederland van netto elektriciteitsimport naar 16 TWh (5 %) netto export. Ook in dit scenario zijn er geen extra investeringen in zon en wind op zee ten opzichte van het startpunt in 2035. Wind op land wordt met 1 GW uitgebreid naar 12 GW. Er vindt nog steeds een grote investering plaats in waterstofcentrales. Al is het opgestelde vermogen van OCGT piekcentrales (met lagere investeringskosten dan CCGT) met 37 GW in dit scenario 4 GW lager dan in het scenario zonder kernenergie doordat er door de verhoogde basislast van kernenergie minder piekcapaciteit vereist is. De elektrolysecapaciteit van 15 GW en batterijcapaciteit van 6 GW in Nederland worden niet uitgebreid. De 15 GW elektrolyzers maken in dit scenario 3.940 vollasturen, een toename van 260 uur ten opzichte van het scenario zonder kernenergie. Nederland importeert netto 38 TWh waterstof. Waterstof en elektriciteit samen genomen is er nog netto import.

Afbeelding 4.20 Opgestelde vermogens (boven) en energie (onder) voor 2050 met grootschalig kernenergie



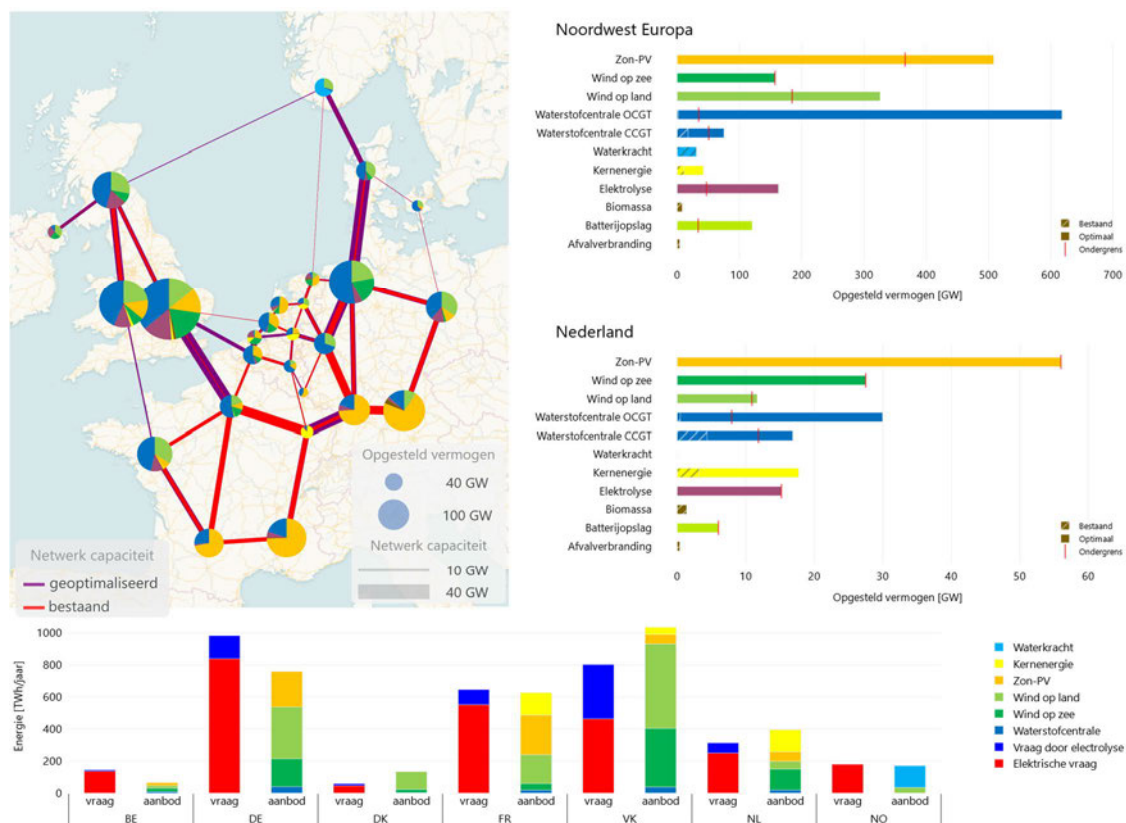
In Noordwest-Europa wordt er 27 GW aan kernenergie geplaatst. Daarvan komt 12 GW in Frankrijk, terwijl er tussen 2040 en 2050 bijna 40 GW aan bestaande kerncentrales wordt gesloten. In alle regio's van Frankrijk wordt er enkel in de regio noordoost bijgebouwd, in combinatie met netverzwaring naar Duitsland. In het VK vind er geen uitbreiding plaats naast de 6 GW bestaande kerncentrales die er in 2050 nog staat. In Noordwest-Europa zijn de geoptimaliseerde elektrolysecapaciteit met 174 GW en de batterijcapaciteit tot 134 GW lager dan in het scenario's zonder kernenergie. Dit valt te verklaren door eveneens een lagere capaciteit voor zon-PV met 549 GW, wind op land met 348 GW en wind op zee met 158 GW. Hierdoor zijn er ook minder overschotten om op te slaan of om te zetten. Binnen de waterstofcentrales vindt een afname van

de efficiënte CCGT waterstofcentrales plaats, maar een toename van de goedkopere maar minder efficiënte OCGT piekcentrales. Door de aanwezigheid van kerncentrales die baseload draaien zijn er minder basislust gascentrales van het type CCGT nodig en is het goedkoper om meer OCGT piekcentrales neer te zetten.

4.5.5 2050 geoptimaliseerd met SMR

De optimalisatie voor 2050 met SMR toont voor Nederland bovenop de 3,2 GW grootschalig kerncentrale uit het coalitieakkoord nog een uitbreiding van 14,5 GW in kleine modulaire reactoren, wat 48 SMR centrales van 300 MW zou betekenen. De optimalisatie kiest er vanuit energiesysteemoverwegen voor 31 SMR's in regio's zuidoost te zetten, 15 SMR's in regio oost en 2 SMR's in regio noordwest. Kernenergie produceert 138 TWh en maakt daarmee 7.800 vollasturen. Daarmee gaat Nederland bijna 83 TWh (26 %) netto elektriciteit exporteren. Wederom zijn er geen extra investeringen in zon en wind op zee ten opzichte van het brownfield startpunt van 2035. Wind op land wordt met 1 GW uitgebreid naar 12 GW. Er vindt nog steeds een grote investering plaats in waterstofcentrales al is de hoeveelheid goedkopere OCGT piekcentrales met 37 GW in dit scenario 4 GW lager dan in het scenario zonder kernenergie, omdat er door de basislust van kernenergie minder piekcapaciteit nodig is. De elektrolysecapaciteit van 15 GW en batterijcapaciteit van 6 GW in Nederland worden niet uitgebreid. De 15 GW elektrolyzers maken in dit scenario 4180 vollasturen, een toename van 500 uur ten opzichte van het scenario zonder kernenergie. Nederland importeert netto 35 TWh waterstof. Waterstof en elektriciteit samen genomen wordt Nederland dan exporteur.

Afbeelding 4.21 Opgestelde vermogens in Noordwest-Europa en Nederland voor 2050 met SMR



In Noordwest-Europa wordt er 42 GW aan kernenergie geplaatst. Daarvan komt 18 GW in Frankrijk, met name in het noordoosten. In het VK vindt er geen uitbreiding plaats van de 6 GW bestaande kerncentrales die er tegen 2050 nog staan. In Noordwest-Europa zijn de geoptimaliseerde elektrolysecapaciteit met 163 GW en de batterijcapaciteit tot 120 GW beide nog lager dan in voorgaande twee scenario's. Dit valt te

verklaren door eveneens een lagere capaciteit voor zon-PV met 508 GW, wind op land met 326 GW en wind op zee met 157 GW. Hierdoor zijn er ook minder overschotten om op te slaan of om te zetten. Door de hogere vollasturen van elektrolyzers is er minder capaciteit nodig om (bijna) dezelfde hoeveelheid waterstof te maken. Binnen de waterstofcentrales vindt een nog verder afname van de efficiënte CCGT centrales plaats en een nog verdere toename van de OCGT piekcentrales. Door de aanwezigheid van kerncentrales die basislast draaien zijn er minder gascentrales van het type CCGT nodig en is het goedkoper om meer OCGT piekcentrales neer te zetten.

4.5.6 Effecten kernenergie voor opslag en netwerken

Waterstofnetwerk en opslag

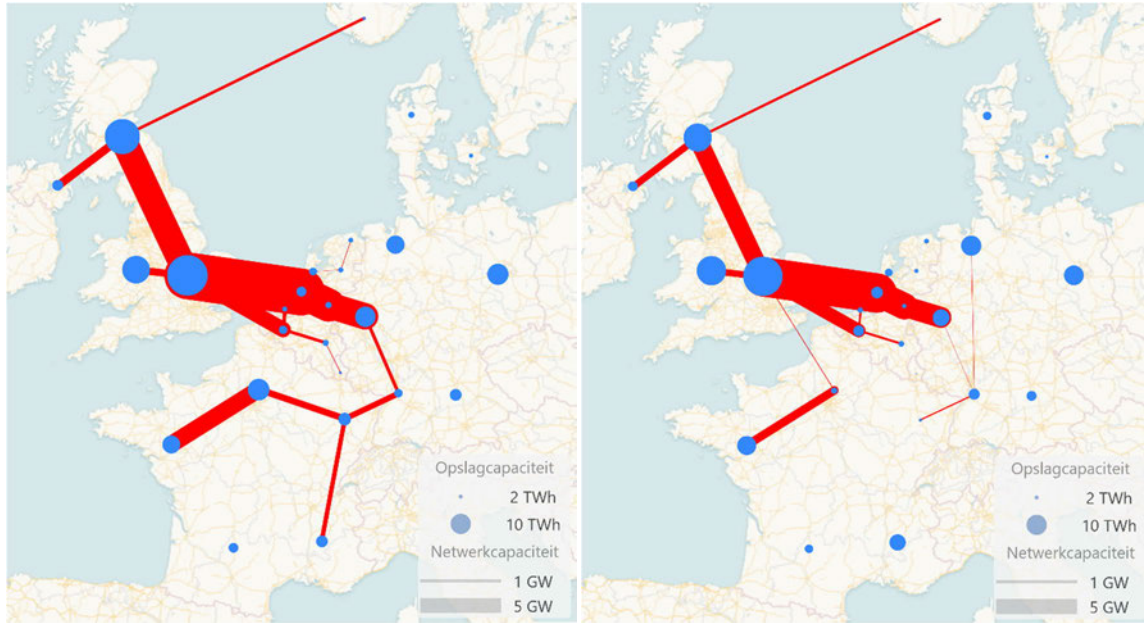
Afbeelding 4.22 toont het geoptimaliseerde waterstofnetwerk en opslagcapaciteiten in het scenario zonder kernenergie en het SMR-scenario met de meeste kernenergie. Er zijn op het oog weinig grote verschillen, maar de opslagbehoefte voor waterstof in Noordwest-Europa neemt af van 142 TWh naar 127 TWh in het SMR scenario. Voor Nederland is er een beperkte afname van 0,4 TWh van de waterstofopslagbehoefte van 13,4 TWh naar 13,0 TWh. Het grootschalig kernenergie scenario zit daartussenin.

Voor de kosten van waterstofopslag is uitgegaan van zoutcavernes, echter er is geen rekening gehouden met de geologische potentie van de regio's. In Nederland zit die potentie bijvoorbeeld vooral in de regio noordoost. In de praktijk zal de verdeling van waterstofopslagen er dus anders uit zien en daarmee ook de dimensionering van de leidingen, zeker omdat in sommige regio's er geen grootschalige opslagmogelijkheden zullen zijn. Juist omdat het aanleggen van grootschalige waterstofleidingen en ondergrondse opslag relatief goedkoop is ten opzichte van grootschalige elektriciteitsnetwerken en -opslag, is de verwachting dat versimpelde aannames op gebied van waterstof weinig effect hebben op het optimale elektriciteitssysteem (de focus van deze studie). Opvallend aan het resulterende waterstofnetwerk is dat, met de aanname dat opslag in alle regio's mogelijk is, tussen veel regio's de aanleg van een waterstofnetwerk niet kostenoptimaal is. Indien er in een regio echter geen grootschalige opslagmogelijkheden zijn, zal er in de praktijk toch een regio-overstijgend waterstofnetwerk nodig zijn. De resultaten tonen dus vooral transport van regio's met een waterstofoverschot naar regio's met een grote waterstofbehoefte. Hierbij dient tevens opgemerkt te worden dat er geen rekening gehouden is met waar bestaand gasnetwerk ligt dat hergebruikt kan worden. Wel is er voor de kosten van waterstofleidingen uitgegaan van 60 % hergebruik en 40 % nieuwe grote leidingen, in lijn met de European Hydrogen Backbone (EHB)¹.

Opvallend is in beide scenario's een grote transportcapaciteit van waterstofproductie in Schotland en Engeland via pijpleiding door de Noordzee naar Nederland naar de vraag van de industrie in Rotterdam, Limburg en het Ruhrgebied. De grootste geoptimaliseerde pijpleidingverbinding tussen Engeland en Nederland is 15,5 GW in het scenario zonder kernenergie en 13 GW het SMR scenario, in beide gevallen in orde grootte de capaciteit van een 48-inch (~1200 mm) pijpleiding zoals de categorie 'grote pijpleiding' uit de EHB studie. De reductie in pijpleiding capaciteit correspondeert met de reductie van 41 TWh netto waterstofimport in het scenario zonder kernenergie naar 35 TWh waterstofimport bij het SMR scenario. Voor Frankrijk is er een reductie te zien in het optimale waterstofnetwerk nadat er kernenergie in noordoost Frankrijk komt te staan.

¹ EHB gas TSO's (2022), European Hydrogen Backbone.

Afbeelding 4.22 Waterstofnetwerk en opslagen 2050 in het scenario zonder kernenergie (links) en met SMR (rechts)



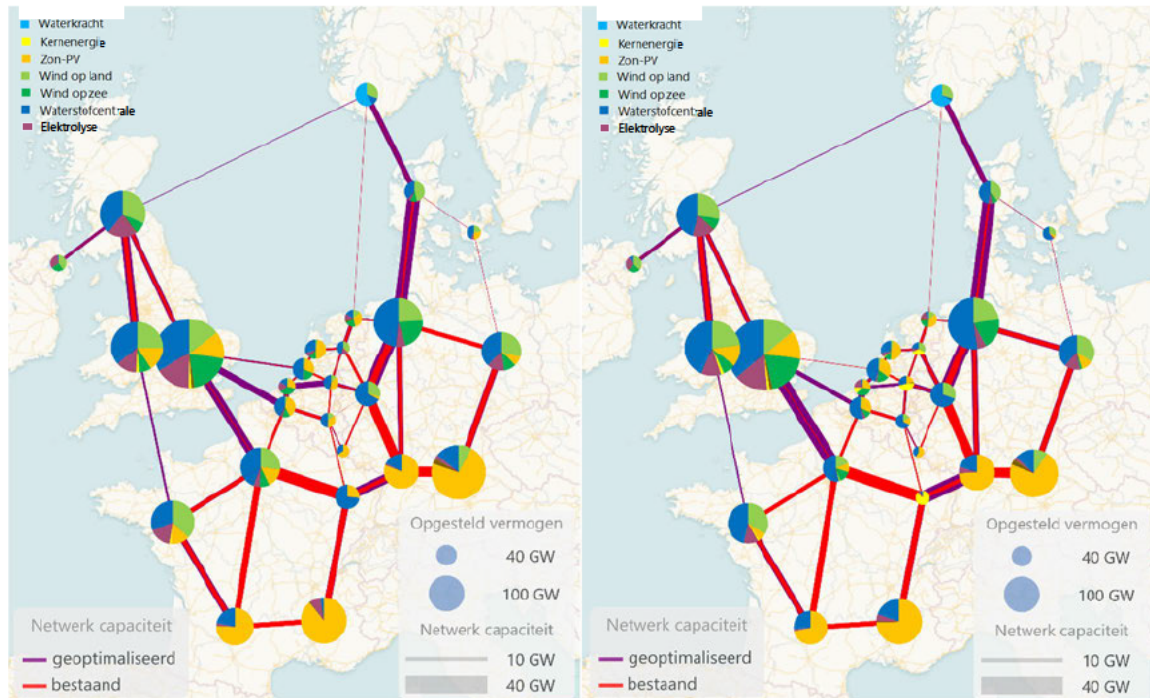
Uitbreiding elektriciteitsnetwerk

Afbeelding 4.23 toont op de optimale uitbreiding van het elektriciteitsnetwerk voor 2050 zonder kernenergie (links) en met SMR (rechts). Het scenario grootschalig kernenergie is niet afgebeeld maar zit qua resultaten tussen de scenario's zonder kernenergie en SMR in. De netwerkuitbreiding is in alle scenario's voor 2050 voor Noordwest-Europa gelimiteerd tot 175 % van het huidige netwerk (2020), uitgaande van een maximale uitbreiding van 25 % ten opzichte van huidig per 10 jaar. Beide optimalisaties blijven ook de gehele uitbreidingsruimte van 175 % gebruiken, wat impliceert dat een nog grote uitbreiding kostenoptimaal is. In de studie van Transnet BW¹ die ook PyPSA gebruikte werd een optimale netwerkuitbreiding van circa 280 % gevonden in alle scenario's, behalve in het nucleaire scenario met 250 % en scenario met beperkte uitbreiding tot 140 %.

Voor Noordwest-Europa vallen 2 zaken op: een uitbreiding van Denemarken naar Duitsland en van Engeland naar Nederland, België en Frankrijk in beide scenario's. In het SMR-scenario neemt de optimale netwerkuitbreiding van noordoost Frankrijk, waar dan 15 GW nucleair komt te staan, naar zuidwest Duitsland toe van 13 GW naar 20 GW voor export naar Duitsland.

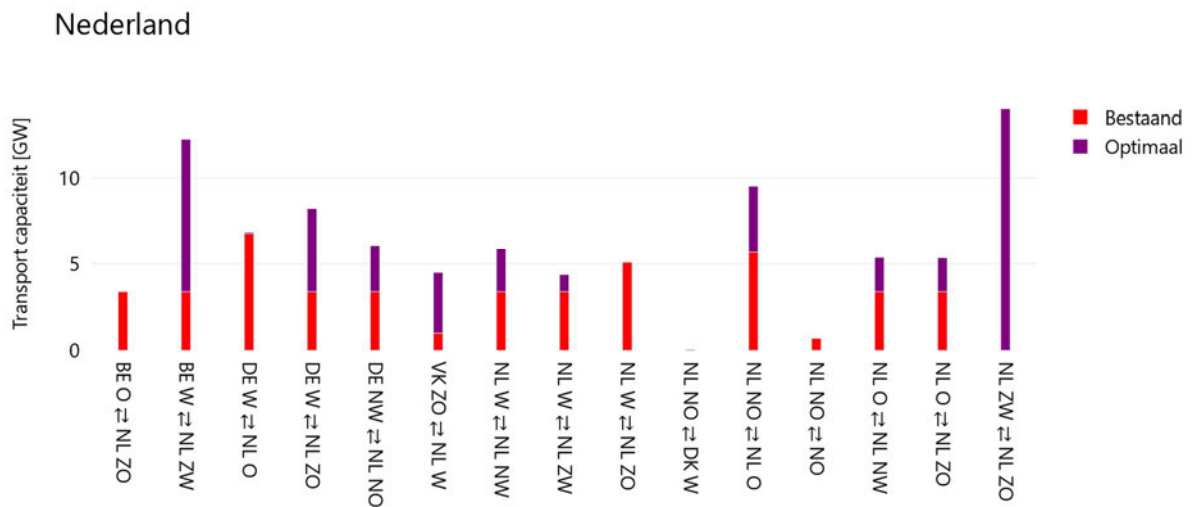
¹ Transnet BW (2022), Energy System 2050 – Towards a decarbonised Europe.

Afbeelding 4.23 Elektricitetsnetwerk en opgestelde vermogen voor 2050 zonder kernenergie (links) en met SMR (rechts)



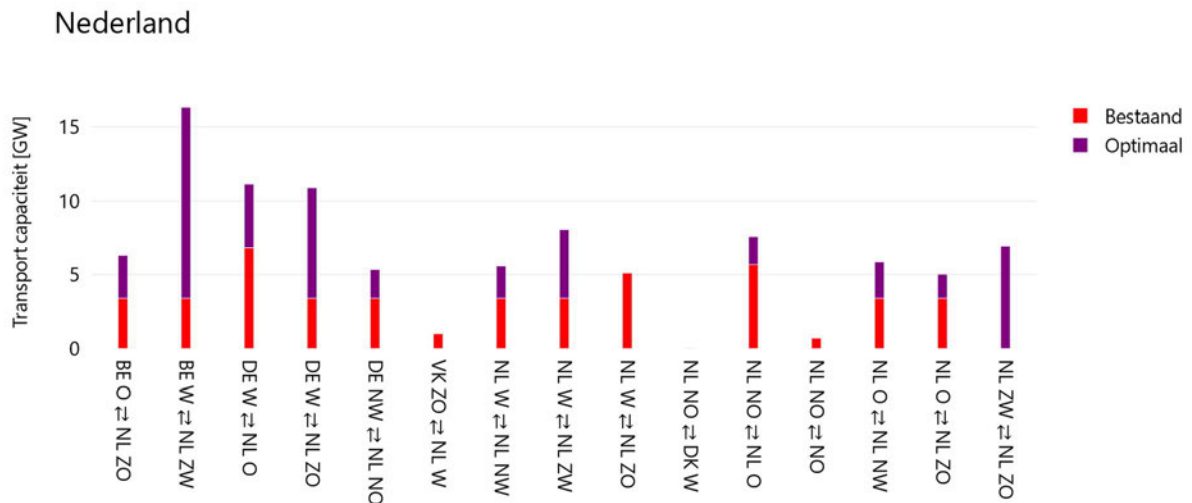
De individuele bestaande en optimale verbindingen voor Nederland zijn nog iets beter weergegeven in afbeelding 4.24 en afbeelding 4.25 voor respectievelijk zonder kernenergie en SMR. Voor Nederland vindt de optimalisatie een aanzienlijke uitbreiding van de verbindingen van zuidwest Nederland met zowel zuidoost Nederland als west België. De optimale transportcapaciteit tussen zuidwest en zuidoost Nederland neemt van het scenario zonder kernenergie naar het SMR scenario af van 14 GW naar 7 GW, omdat in beide regio's kernenergie komt te staan. De transportcapaciteit tussen west en zuidoost Nederland wordt niet uitgebreid, maar in de praktijk komen voorgenoemde 2 tracés bij elkaar in Geertruidenberg en gaan als één tracé verder naar Tilburg, Eindhoven en Maasbracht. Reeds door TenneT voorziene netwerkuitbreidingen op Geertruidenberg-Maasbracht dragen in de praktijk dus ook bij aan capaciteitsuitbreiding van zuidwest naar zuidoost Nederland. Echter de voorziene uitbreidingen betreffen een kleinere uitbreiding dan de 7 - 14 GW die uit deze analyse komt. Om wel een dergelijke transportcapaciteit te realiseren zou aan HVDC kabel(s), bijvoorbeeld in de Delta Corridor, gedacht kunnen worden. Veel van de transportcapaciteiten binnen Nederland worden binnen de optimalisatie met enkele gigawatts uitgebreid, wat in sommige gevallen ook al is voorzien in de netuitbreidingsplannen van TenneT. Er zitten in de scenario's met kernenergie wel een beperkte verschuiving in tussen welke regio's er uitbreiding gewenst is.

Afbeelding 4.24 Optimale uitbreiding elektriciteitsnet voor Nederland 2050 zonder kernenergie



De optimale interconnectie-uitbreiding tussen zuidoost Nederland met west België neemt in het SMR-scenario toe van 9 naar 13 GW. In beide kernenergie scenario's komt er kernenergie in zowel zuidoost als oost Nederland waardoor de optimale interconnectie-uitbreiding van deze regio's naar west Duitsland toeneemt, van 5 GW zonder kernenergie naar 8 GW met grootschalig kernenergie en 12 GW in het SMR-scenario. Deze interconnectie-uitbreiding is in lijn met de bevinding dat er in de in de kernenergie scenario's meer elektriciteit geëxporteerd wordt. Het is goed om te benadrukken dat enkel het 220 en 380 kV hoogspanningsnet in deze analyse versimpeld zijn gemodelleerd. Eventuele energiesysteemvoordelen van het ook kunnen aansluiten van SMR's op het 110 en 150 kV niveau zijn dus niet gemodelleerd.

Afbeelding 4.25 Optimale uitbreiding elektriciteitsnet voor Nederland 2050 met SMR

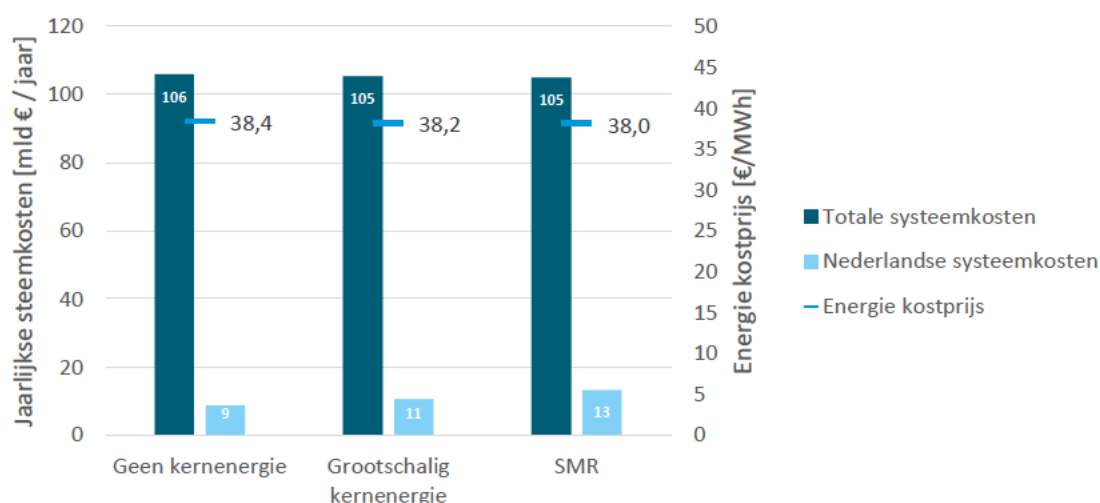


4.5.7 Effecten kernenergie op kosten energiesysteem

Het al dan niet inzetten van kernenergie als bron in de toekomstige energiemix weerspiegelt zich in beperkte mate de totale kosten van het gemodelleerde Noordwest-Europese elektriciteits- en waterstofsysteem. Door het kunnen plaatsen van kernenergie in regio's met beperkte hernieuwbare

potentie en hoge energievraag kan dit bijvoorbeeld netwerkinvesteringen voorkomen. De wisselende inzet van kernenergie in de scenario's leidt tot kleine variaties in de integrale kosten van het energiesysteem. In het scenario zonder kernenergie, worden zoals in afbeelding 4.26 te zien is de hoogste kosten voor het systeem gevonden: EUR 106 miljard/jaar. Om tot dit kostengetal te komen zijn investeringskosten in opwek, netwerkinfrastructuur en opslag geannualiseerd tot jaarlijkse kosten en alle jaarlijkse variabele en vaste kosten meegerekend. Scenario's grootschalig kernenergie en SMR tonen een kostenreductie van respectievelijk EUR 0,6 en EUR 0,9 miljard/jaar of 0,5 % en 0,8 % relatief tot het scenario zonder kernenergie.

Afbeelding 4.26 Geannualiseerde totale kosten voor het energiesysteem voor de geoptimaliseerde scenario's in 2050



Een grotere variatie is gevonden in de optimale investeringen in het Nederlandse energiesysteem. Zonder kernenergie zijn de jaarlijkse kosten voor het energiesysteem binnen de Nederlandse landsgrenzen EUR 8,7 miljard. Dit neemt toe tot EUR 11 miljard per jaar voor grootschalig kernenergie, waarbij 5,5 GW aan extra kerncentrales binnen Nederland geplaatst wordt. In het SMR scenario met 14,5 GW extra kernenergie in Nederland zijn de jaarlijkse kosten nog hoger met EUR 13 miljard per jaar. De investeringen in het Nederlandse energiesysteem stijgen terwijl de kosten voor heel Noordwest-Europa afnemen. Hierbij moet worden bedacht dat de kosten van import en baten van export tussen de gemodelleerde landen niet meegerekend worden. Nederland gaat juist van netto elektriciteitsimporteur zonder kernenergie naar netto exporteur met kernenergie. Een ruwe schatting van de export waarde laat zien dat deze scenario's voor Nederland ongeveer even duur zijn¹.

De kostprijs voor afgenomen energie - zowel in elektriciteit als in waterstof - reflecteert de beperkte kostenafname die ook bij de totale systeemkosten voor Noordwest-Europa te zien is. De integrale kostprijs van energie gemiddeld over elektriciteit en waterstof en inclusief transport en opslag is voor de driescenario's zonder kernenergie, grootschalig kernenergie en SMR respectievelijk EUR 38,4/MWh, EUR 38,2/MWh en EUR 38,0/MWh. Dat zowel deze kostprijs als de totale kosten van het energiesysteem maar kleine verschuivingen laten zien, is een indicatie van de talrijke nabij-optimale systeemoplossingen die binnen kleine kostbandbreedtes bestaan. Uiteraard is goede afstemming tussen landen een voorwaarde om tot zulke nabij-optimale systeemoplossingen te komen.

¹ Van 39 TWh netto import zonder kernenergie naar 16 TWh netto export in grootschalig kernenergie betreft een waarde van circa 56 TWh * EUR 38/MWh = EUR 2,1 miljard, wat het verschil in systeemkosten van EUR 9 en 11 miljard per jaar goedmaakt.

4.6 Gevoeligheidsanalyse onzekerheden en beleidskeuzes

Er is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd om het effect van onzekerheden en nog openstaande beleidskeuzes in beeld te krijgen. Enkel voor 2050 zijn de resultaten van de gevoeligheidsanalyse gepresenteerd. In tabel 4.6 zijn de hoogste en laagste optimale uitbreiding van kernenergie in Nederland per uitgevoerde gevoeligheidsanalyse vergeleken met de hoofdanalyse. Er kan worden gesteld dat de optimale hoeveelheid kernenergie in Nederland tegen 2050 nog erg gevoelig is voor de onzekerheden en beleidskeuzes. Voor grootschalig kernenergie is bij de 12 % hogere kostenvariant of de 3,8 % discontovoet uitbreiding van kernenergie niet langer optimaal. Aan de hoge kant zijn er resultaten met meer dan 20 GW uitbreiding van kernenergie bovenop de 3,2 GW uit het coalitieakkoord. Dit is het geval bij het de brownfield 2030 en greenfield startpunt en 27 % lagere kostenvariant voor grootschalig kernenergie. Echter deze hogere kant van de resultaten gaat er wel van uit de beleidskeuze dat Nederland bereid is ook de laatste gigawatts te bouwen die vooral voor de export zijn. Specifiek die beleidskeuze komt aan bod in de gevoeligheidsanalyse 'import/export meer in balans'. In de hierop volgende paragrafen volgen de resultaten van de uitgevoerde gevoeligheidsanalyse.

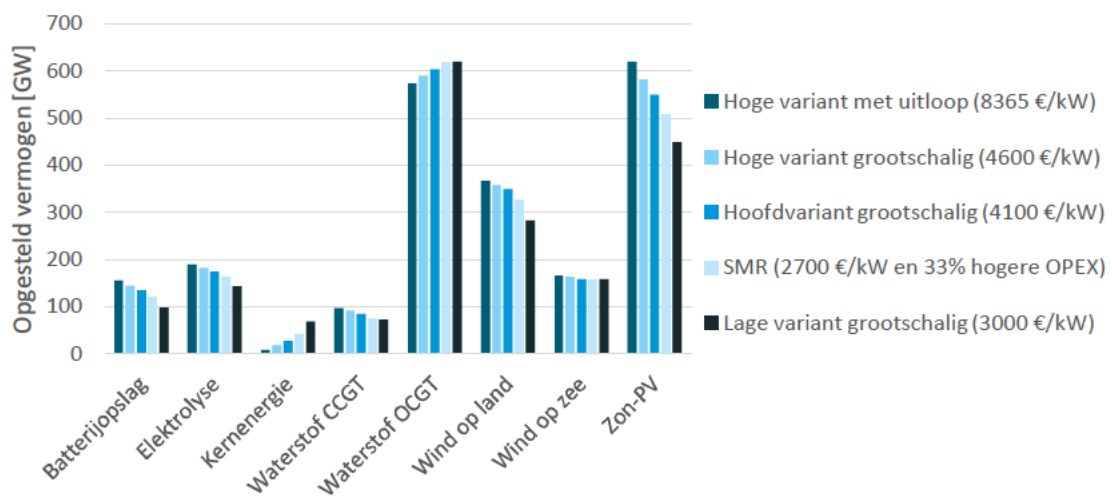
Tabel 4.6 Samenvatting effect gevoeligheidsanalyse op de optimale uitbreiding van kernenergie in Nederland bovenop 3,2 GW

	Laagste	Hoofdanalyse	Hoogste
kosten van kernenergie			
grootschalig kernenergie	0 GW bij EUR 4.600/kW	5,5 GW bij EUR 4.100/kW	21 GW bij EUR 3.000/kW
discontovoet			
grootschalig kernenergie	0 GW bij 3,8 %	5,5 GW bij 2,25 %	6,5 GW bij 1,85 %
SMR	13,5 GW bij 1,85 %	14,5 GW bij 2,25 %	16,1 GW bij 3,8 %
import/export meer in balans			
grootschalig kernenergie	2,4 GW bij landen 80 % zelfvoorzienend	5,5 GW bij geen eis aan zelfvoorziening	
SMR	7,8 GW bij landen 80 % zelfvoorzienend	14,5 GW bij geen eis aan zelfvoorziening	
SMR	1 GW bij SMR in alle landen	14,5 GW bij SMR NL, FR, VK	
bronfield 2030 startpunt			
grootschalig kernenergie		5,5 GW bij brownfield 2035	17,8 GW bij brownfield 2030
SMR		14,5 GW bij brownfield 2035	25,8 GW bij brownfield 2030
greenfield			
grootschalig kernenergie		5,5 GW bij brownfield 2035	36,1 GW bij greenfield
SMR		14,5 GW bij brownfield 2035	52,3 GW bij greenfield
alternatief sturing scenario			
grootschalig kernenergie	1,7 GW bij regionaal	5,5 GW bij nationaal	8,6 GW bij Europees blauw
SMR	6,7 GW bij regionaal	14,5 GW bij nationaal	17,6 GW bij Europees blauw
doorkijk 2070			
kernfusie	21,1 GW bij SMR in alle landen		28,6 GW bij kernfusie mag in alle landen

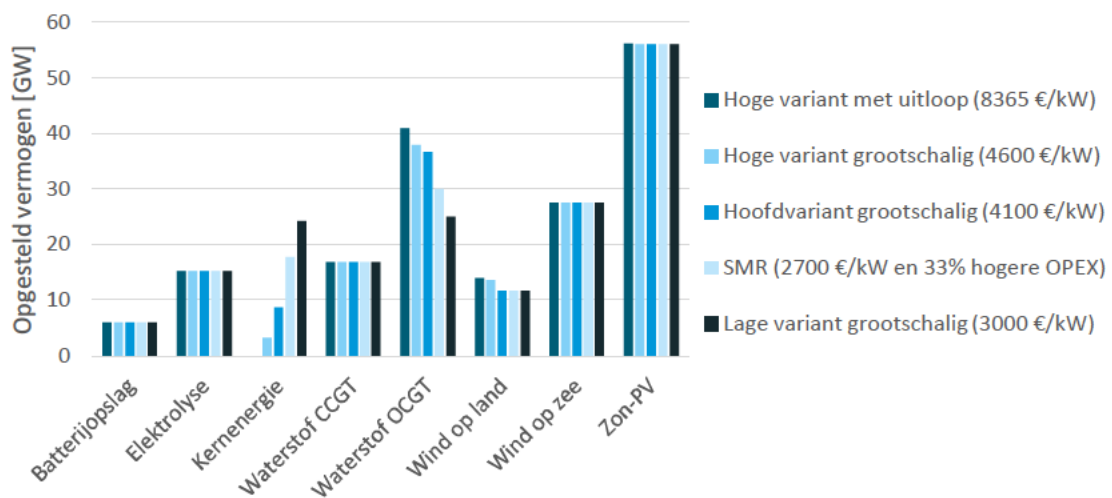
4.6.1 Kosten van kernenergie

In de hoofdscenario's is er voor grootschalig kernenergie gerekend met een kerncentrale met 3,8 % WACC voor EUR 4.100/kW voor investering inclusief rentelasten over de bouwperiode. Voor de SMR was dit EUR 2.700/kW met eveneens een 3,8 % WACC, maar 33 % hogere operationele en onderhoudskosten, namelijk EUR 120/kW/jaar in plaats van EUR 90/kW/jaar. Deze gevoeligheidsanalyse presenteert aanvullend een hoge en lage variant voor de investering in grootschalige kernenergie. Deze gevoeligheidsanalyse beoogt de vraag te beantwoorden: 'wat als de kosten van kernenergie hoger of lager uitvallen?'. Indirect kan hiermee ook iets gezegd worden over de vraag 'wat als de kosten van de overige energietechnieken hoger of lager uitvallen?'. Voor beantwoording van de tweede vraag gaat het om het relatieve effect: de lage kostenvariant voor kernenergie geeft een indicatie van het effect van een kostprijsreductie van de overige energietechnieken die tegenvalt. Afbeelding 4.27 en afbeelding 4.28 tonen de resultaten voor de verschillende nucleaire kostenvarianten voor respectievelijk Noordwest-Europa en Nederland.

Afbeelding 4.27 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Noordwest-Europa in 2050 voor de verschillende nucleaire kostenvarianten



Afbeelding 4.28 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 voor de verschillende nucleaire kostenvarianten



Lage kosten variant grootschalig

Voor de grootschalige kerncentrale, variant lage kosten, is een goedkopere AP1000 kerncentrale met 3,8 % WACC voor EUR 3.000/kW gekozen. In dit scenario is kernenergie nog aantrekkelijker dan in het SMR-scenario. In Noordwest-Europa zou een totaal van 68 GW kernenergie optimaal zijn, waarvan 21 GW in Nederland bovenop de 3,2 GW. Huidige projecten in Noordwest-Europa hebben nog geen CAPEX van dit niveau laten zien. Wanneer deze gevoeligheid wordt geïnterpreteerd als het relatieve effect van een kostprijsreductie van de overige energietechnieken die tegenvalt, dan ligt het kostprijs niveau van overige technieken in 2050 nog steeds hoger dan het geprognosticeerde niveau van 2040, want voor het grootschalig kernenergie 2040 scenario was een uitbreiding van 13 GW in Nederland kostenoptimaal.

Hoge kosten variant grootschalig

Voor de grootschalige kerncentrale variant hoog is voor een kerncentrale met 7 % WACC voor EUR 4.600/kW gekozen. De hogere investering komt in dit geval door hogere rentelasten over bouwperiode. In dit scenario is geen additionele investering in kernenergie in Noordwest-Europa optimaal bovenop reeds geplande 3,2 GW en 6,4 GW in Frankrijk. Wanneer deze gevoeligheid wordt geïnterpreteerd als het relatieve effect van een kostprijsreductie van de overige energietechnieken die groter is dan verwacht, namelijk circa 11 % goedkoper dan geprognosticeerd, dan is er geen economische rol voor kernenergie in de hoofdvariant van EUR 4.100/kW.

Hoge kosten variant grootschalig met uitloop bouw

Tot slot is er gecontroleerd of nog investeringen in kernenergie zouden plaatsvinden wanneer bij de hoge variant met 7 % WACC de bouwtijd flink zou uitlopen tot 20 jaar en de investering hierdoor zou oplopen tot EUR 8.365/kW. Dit is de investering die in voorgaande paragrafen aan de variant 'geen kernenergie' meegegeven was. Bij deze prijs investeert het optimalisatiemodel in geen geval in kernenergie, ook niet in alle gevoeligheden.

4.6.2 Discontovoet

Het optimalisatiemodel heeft als instelling een globale discontovoet die gebruikt wordt om investeringen in energietechnieken via een annuïteit terug te brengen naar jaarlijkse kosten. De analyse die wordt uitgevoerd betreft een maatschappelijke kosteneffectiviteitsanalyse en zodoende is in de hoofdanalyse gerekend met de standaard discontovoet van 2,25 %¹. Er is een gevoeligheidsanalyse laag met 1,85 % uit uitgevoerd en gevoeligheidsanalyse hoog met 2,65 %. Tot slot is nog een gevoeligheidsanalyse gedaan waarbij is aangenomen dat deze analyse geen maatschappelijke kosteneffectiviteitsanalyse is, maar een publieke businesscase (BuCA) waarin niet de standaard discontovoet van 2,25 % gebruikt dient te worden, maar een marktconforme projectspecifieke discontovoet. Hiervoor is een 3,8 % als discontovoet voor alle energietechnieken aangenomen, omdat dit overeenkomt met de WACC die is aangehouden kernenergie met overheidssteuning en tevens representatief is voor commerciële WACC voor overige technieken als zon en wind.

De resultaten reflecteren dit, zo laat tabel 4.7 zien dat het geschetste beeld goed op gaat voor grootschalige kernenergie. Door de hoge investeringskosten en lage vaste en operationele kosten wordt deze techniek significant meer ingezet bij een lagere discontovoet. Bij de hoge discontovoet, neemt het opgestelde vermogen met 1,5 GW af ten opzichte van de standaard discontovoet. In het geval van de publieke businesscase wordt er geen grootschalige kernenergie meer gerealiseerd bovenop de 3,2 GW.

Tabel 4.7 Effect van de discontovoet op de optimale uitbreiding van kernenergie in Nederland bovenop 3,2 in GW Borssele

	Laag 1,85 %	Standaard 2,25 %	Hoog 2,65 %	Publieke BuCa 3,8 %
grootschalig kernenergie	6,5 GW	5,5 GW	4,0 GW	0 GW
SMR	13,5 GW	14,5 GW	15,3 GW	16,1 GW

¹ SEO en Stratelligence (2021) Factsheet discontovoet.

Voor SMR gebeurt echter precies het tegenovergestelde. Bij de hoge discontovoet, neemt het opgestelde vermogen SMR juist met 0,8 GW toe ten opzichte van de standaard discontovoet. Deze techniek heeft ten opzichte van grootschalig kernenergie een aanzienlijke lagere investering en juist 30 % hogere jaarlijkse operationele en onderhoudskosten. Het effect van het zwaarder meewegen van de investering ten opzichte van de jaarlijkse kosten heeft klaarblijkelijk voor de SMR een groter effect dan de lagere waardering van de lange levensduur. Het optimaal opgestelde vermogen van SMR vertoont een lagere gevoeligheid voor een veranderende discontovoet relatief tot grootschalig kernenergie. De geobserveerde positieve relatie tot een verhoogde discontovoet is een indicatie dat SMR een betere concurrentiepositie krijgt tegenover alternatieve technologische invullingen.

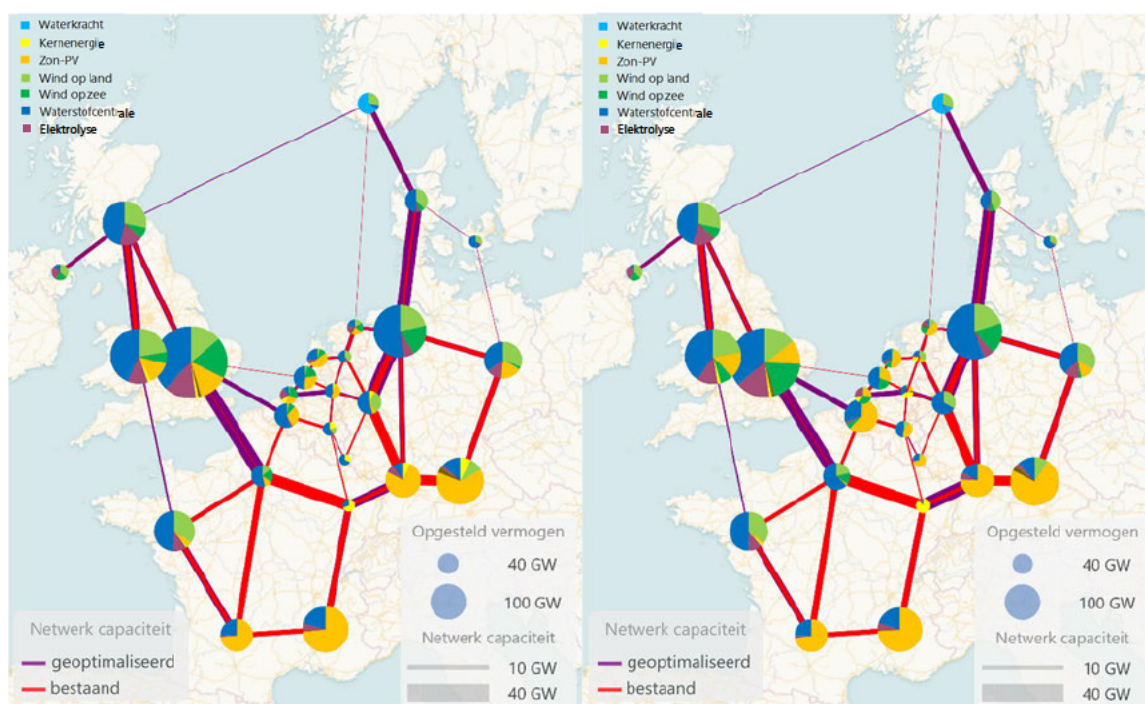
4.6.3 Import/export meer in balans

Nederland heeft in 2050 een elektriciteitsbehoefte 250 TWh plus 56-64 TWh voor waterstofproductie. Nederland gaat van 39 TWh (13 %) netto elektriciteitsimport in het scenario zonder kernenergie naar 16 TWh (5 %) netto export bij grootschalig kernenergie en naar 83 TWh (26 %) netto export bij het SMR scenario. De resultaten laten zien dat kernenergie in Nederland met name in het zuidoosten en oosten wordt geplaatst, deels voor export naar België en Duitsland. Vanwege maatschappelijk en politieke draagvlak voor kernenergie is in het model de mogelijkheid tot investeringen in kernenergie in België en Duitsland uitgesloten. Het is echter de vraag of Nederland bereid is ook de laatste optimale gigawatts te bouwen vooral voor de export naar België en Duitsland. Om te ontdekken wat het effect zou zijn als het antwoord op deze vraag nee is, wordt een gevoeligheid met minimale zelfvoorziening van alle landen getest en een gevoeligheid waarbij alle landen bereid zijn SMR's te bouwen. Hoewel het momenteel niet politiek realistisch lijkt dat België en Duitsland nieuwe kerncentrales gaan bouwen kan dit in de toekomst veranderen. Nieuwe inherent veilige kerncentrales, zoals een aantal 4^e generatie ontwerpen, kunnen voor extra draagvlak voor kernenergie zorgen.

Geen beperking op in welke landen SMR's gebouwd kan worden

In de resultaten van de hoofdanalyse viel te zien dat kernenergie in Nederland in het zuidoosten en oosten deels wordt geëxporteerd naar België en Duitsland. Daarom is in deze gevoeligheidsanalyse de beperking losgelaten dat kernenergie enkel in Nederland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk gebouwd kan worden. De gevoeligheid is enkel gedaan voor het SMR-scenario. Voor Noordwest-Europa resulteert dit in een bescheiden toename van 42 naar 44 GW kernenergie ten opzichte van het hoofdsenario. In afbeelding 4.29 (links) is in geel te zien dat kernenergie dan terecht komt in het zuiden en westen van Duitsland met 21 GW, in oost België met 3 GW en in Luxemburg met 1,4 GW. Voor Nederland betekent dit een afname van 14,5 GW terug naar 1 GW uitbreiding bovenop Borssele in zuidoost Nederland. Dit correspondeert met een omschakeling van netto elektriciteitsexport van 83 TWh (26 %) in SMR met de landenbeperking naar 24 TWh (8 %) netto import. Dit is nog iets meer netto import dan in het scenario zonder kernenergie. België en Duitsland blijven ondanks de realisatie van kernenergie netto (wind)stroom importeren van het VK en Denemarken. Zou Nederland precies de importbehoefte voor elektriciteit willen opheffen dan moet het nog enkele gigawatts kerncentrales of wind op zee extra realiseren. Ook blijft er dan nog een importbehoefte van waterstof bestaan.

Afbeelding 4.29 Optimaliseresultaat SMR mag in alle landen (links) en SMR met landen minimaal 80 % zelfvoorzienend (rechts)



Minimale zelfvoorziening van landen in hun elektriciteitsbehoefte

In de hoofdscenario's wordt duidelijk dat België en Duitsland in de scenario's met kernenergie weinig extra zon en wind plaatsen bovenop het brownfield 2035 startpunt en voor de resterende opgave vooral Nederlandse kernenergie gaan importeren. In de scenario's zonder kernenergie bouwen België en Duitsland wel verder aan zon en wind. Om te simuleren hoe landen zelfstandig opereren, is er een minimum aan zelfvoorziening met betrekking tot de elektriciteitsbehoefte van 80 % opgelegd. Zonder een dergelijk zelfvoorziening doel is België bijvoorbeeld voor ongeveer de helft van de elektriciteitsbehoefte afhankelijk van import en in dit is mogelijk politiek niet acceptabel. In afbeelding 4.29 (rechts) is te zien dat deze eis dan ook vooral effect heeft op België dat flink extra zon-PV (oranje) gaat bouwen, omdat in België wind op land en wind op zee al tot de maximale technische potentie uitgebouwd zijn in 2035 brownfield. Nederland voldoet in 2035 brownfield al aan 80 % zelfvoorziening. Het effect voor Nederland in het grootschalig kernenergie scenario is dat niet 5,5 GW extra wordt gebouwd, maar slechts 2,4 GW. Dit correspondeert met een omschakeling van de netto elektriciteits-export van 16 TWh (5 %) naar 8 TWh (2 %) netto import, maar beide waarden liggen dus dicht bij een import/export balans van 0. In het SMR scenario is het effect dat niet 14,5 GW maar 8 GW wordt bijgebouwd bovenop 3,2 GW in Borssele. Dit correspondeert met een afname van netto elektriciteitsexport van 83 TWh (26 %) naar nog maar 28 TWh (9 %).

4.6.4 Brownfield 2030 startpunt en greenfield

Het optimalisatieprobleem begint nu vanuit een brownfield startpunt 2035, met de reeds door landen geplande duurzame technieken zoals in de PPSGen scenario-analyse voor 2035 vastgesteld. Dit forceert de oplossing al een bepaalde kant op, omdat dit in het PyPSA model als investeringsondergrenzen per techniek wordt meegenomen. De scenario-analyse voor 2035 kent ook nog onzekerheden en sommige technieken kunnen uiteindelijk toch lager uitvallen. Zo werd in de hoofdvarianten in Noordwest-Europa niet aanvullend geïnvesteerd in wind op zee, bovenop wat er in 2035 al zou staan en voor Nederland eveneens niet in extra zon-pv.

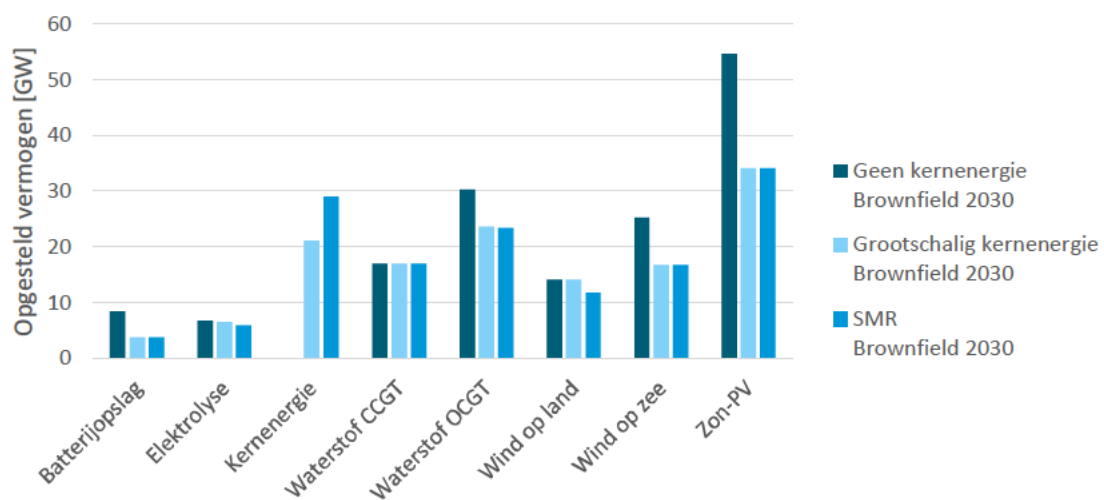
Om te onderzoeken of de kostenoptimale investeringen veranderen wanneer het model meer investeringsvrijheid krijgt is in deze gevoeligheidsanalyse ook een optimalisatie uitgevoerd met een

brownfield 2030 startpunt en een greenfield run. Brownfield 2030 betekent dat de door landen tot 2030 geplande duurzame technieken als investeringsondergrenzen worden meegenomen en greenfield dat er helemaal geen investeringsondergrenzen worden meegenomen en bestaande plannen van landen genegeerd worden. Greenfield is geen realistische aanname, echter is het vanuit de gevoeligheidsanalyse wel interessant om te bezien of de plannen van landen in de buurt liggen van wat daadwerkelijk kostenoptimaal is.

Brownfield 2030 startpunt

Afbeelding 4.30 toont de geoptimaliseerde vermogens voor Nederland in 2050 voor de drie scenario's onder het brownfield 2030 startpunt. Opvallend aan brownfield 2030 zonder kernenergie is dat de optimalisatie zon PV uitbouwt tot 55 GW (56 GW in brownfield 2035), wind op zee tot 25 GW (28 GW in brownfield 2035), en batterijen tot 8 GW (6 GW in brownfield 2035). Deze waarden liggen dichtbij het brownfield 2035 startpunt, wat laat zien dat de investering tussen 2030 en 2035 die in het startpunt voor 2035 zijn aangenomen in de buurt van het kostenoptimum liggen. De kernenergie scenario's kennen een verdere uitbouw, met 21 GW grootschalig en 29 GW SMR. Dat valt te verklaren doordat er dan minder zon en wind wordt gebouwd in zowel Nederland als ook de omringende landen.

Afbeelding 4.30 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 voor de 3 scenario's onder brownfield 2030 startpunt

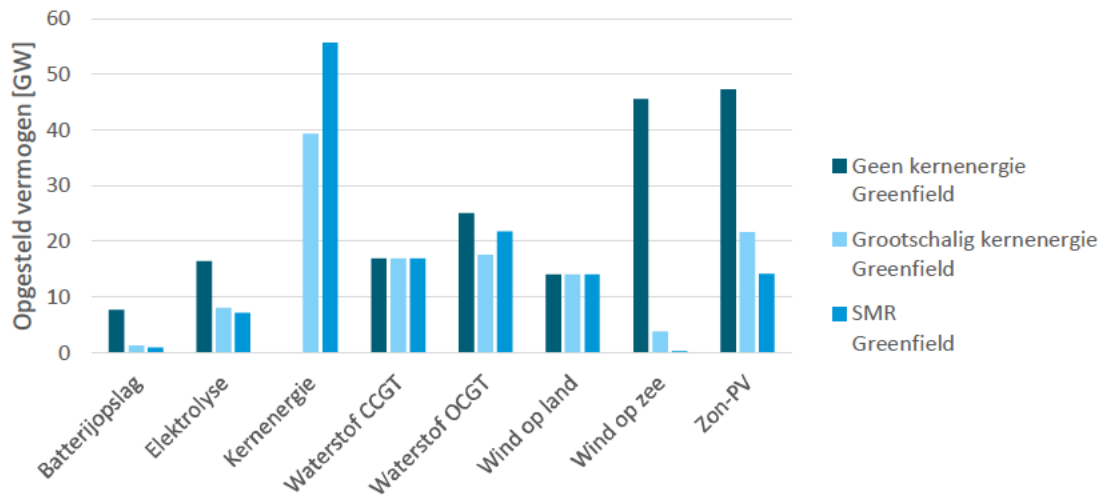


Greenfield

Afbeelding 4.31 en afbeelding 3.32 tonen de geoptimaliseerde vermogens voor Nederland in 2050 voor de drie scenario's onder een greenfield aanname. Zoals gesteld is die aanname niet normatief of realistisch want bestaande plannen en techniekvoorkeuren van landen worden geheel genegeerd. Wel is een greenfield startpunt een relevante gevoeligheidsanalyse omdat het een basis voor overwegingskader vormt om gevoeligheid voor bestaand binnenlands en buitenlands beleid te kunnen duiden.

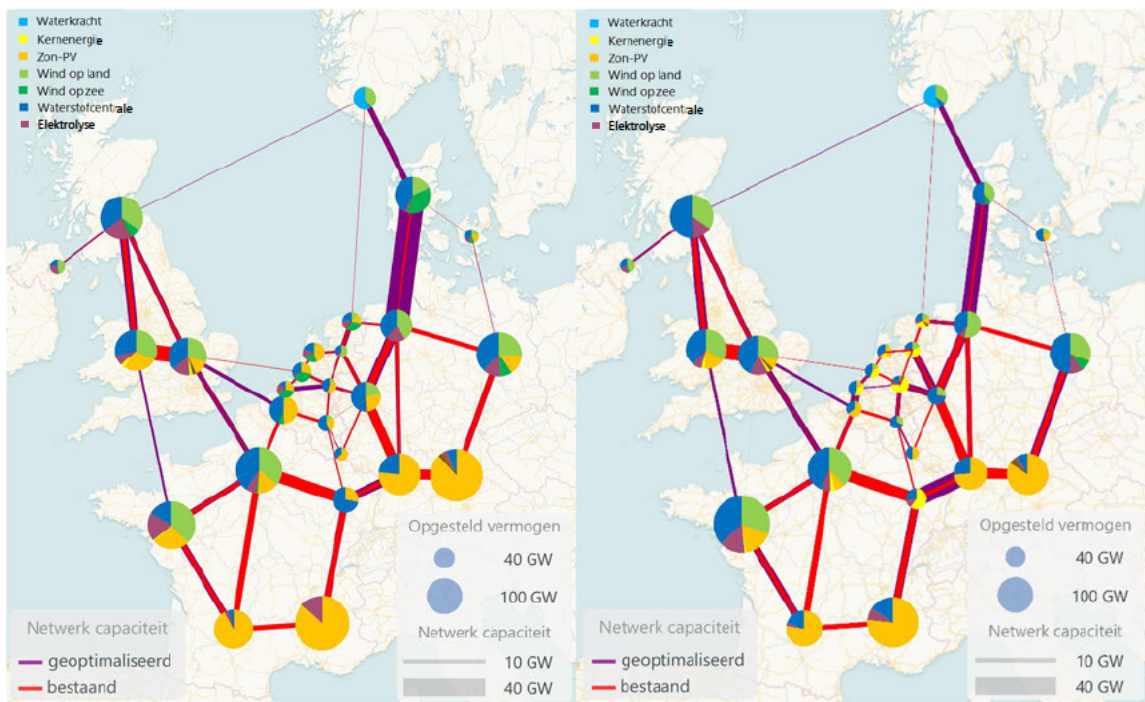
Opvallend aan greenfield zonder kernenergie is dat het in Nederland optimaal is om maar liefst 46 GW wind op zee te realiseren (meer dan de 28 GW in brownfield 2035) en 16 GW elektrolyse (gelijk aan brownfield 2035). Uit het feit dat het greenfield scenario zonder kernenergie voor Nederland voor aanzienlijk meer wind op zee kiest en voor minder in omringende landen kan worden opgemaakt dat Nederland relatief gunstige wind op zee condities heeft. Gunstige condities betekent in dit geval een groot gebied met veel wind dat te ver uit kust ligt waardoor de transportkosten meevallen. Daarbij gaat Nederland zonder kernenergie van beperkte netto import in het startpunt 2035 naar beperkte netto export van elektriciteit in greenfield. Het is dus kostenoptimaal wanneer Nederland meer dan 28 GW wind op zee realiseert om netto import op te heffen en dit zelfs gedeeltelijk naar Duitsland te exporteren en dat Duitsland zelf minder wind op zee bouwt.

Afbeelding 4.31 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 voor de 3 scenario's onder greenfield startpunt



Daarentegen kennen kernenergie scenario's van deze gevoeligheidsanalyse voor Nederland een nog grotere uitbouw van kernenergie met 39 GW grootschalig kerncentrales en 56 GW SMR voor respectievelijk 140 TWh en 255 TWh netto elektriciteitsexport. Dat valt te verklaren doordat het model een grote investeringsvrijheid krijgt en dus kernenergiecentrales kan bouwen in Nederland die ten kosten gaan van investeringen in zon en wind in regio's met gematigde zon en wind condities in Duitsland en België.

Afbeelding 4.32 Greenfield optimalisatie voor 2050 zonder kernenergie (links) en SMR (rechts)



4.6.5 Gevoeligheid regionale, Europese en internationale beleidssturing

Het elektriciteitsvraagprofiel voor Nederland en de waterstofvraag zijn in de hoofdanalyse gebaseerd op het scenario nationale beleidssturing uit 'Systeemintegratie wind op zee' voor 2040 en 'Integrale Infrastructuurverkenning 2030 - 2050 (I13050)' voor 2050. Dit betreft één van de hoeken van het speelveld van mogelijke energie beleidskeuzes. Het is dus relevant gevoeligheid om ook de andere hoeken van dit speelveld te verkennen en ook de regionale, Europese en internationale beleidssturing te verkennen. Tabel 4.8 vat samen welke (model)aannames gemaakt zijn om zo goed mogelijk aan te sluiten bij het narratief deze 4 vormen van beleidssturing¹, aanvullend op het door I13050 aangeleverde elektriciteitsvraagprofielen. Het Europese narratief in I13050 is gebaseerd op zo goedkoop mogelijke CO₂-reductie, met onder andere veel groengas en blauwe waterstof. Echter heeft de Europese Unie afgelopen periode, onder andere in de plannen 'Fit for'55' en 'REPowerEU', aangegeven vooral in te willen zetten op groene waterstof. Zodoende is er een aanvullende Europees groen scenario opgesteld, naast het originele Europese narratief uit I13050 welke hier Europees blauw is genoemd.

Tabel 4.8 Overzicht nationale, regionale, Europese (blauw en groen) en internationale beleidssturing

	Nationaal (hoofdanalyse)	Regionaal	Europees groen	Europees blauw	Internationaal
waterstofproductie bovenop de elektriciteitssector t.o.v. 2030 no-regret industrie	150 % ofwel 278 TWh waarvan 75 TWh in NL	100 % ofwel 185 TWh waarvan 50 TWh in NL door veel elektrificatie	240 % ofwel 444 TWh waarvan 120 in NL door veel vraag en enkel groen	133 % ofwel 246 TWh waarvan 66 TWh in NL door deels blauwe waterstof	0 % door import van alle vraag buiten de elektriciteitssector van buiten Europa
minimale lokale zelfvoorziening	niet toegepast	50 % van regionale vraag	niet toegepast	niet toegepast	niet toegepast
limiet op netwerkuitbreiding naar % van huidig	25 % per 10 jaar: 175 % in 2050	20 % per 10 jaar: 160 % in 2050	30 % per 10 jaar: 190 % in 2050	30 % per 10 jaar: 190 % in 2050	25 % per 10 jaar: 175 % in 2050
brownfield startpunt	2035, nationale plannen leidend	2035, nationale plannen binnen regio's verdeeld	2035, nationale plannen overtreffen	2030, herijking nationale plannen	2030, herijking nationale plannen
max draagvlak wind op land als % van technische potentie per regio	30 %	40 %, hoger draagvlak door lokale participatie	30 %	25 %, lager draagvlak want blauwe waterstof mag ook	25 %, lager draagvlak want liever import

Toelichting op gevoeligheidsaannames met andere sturing

De waterstofvraag voor verbranding in elektriciteitscentrales, met name tijdens 'dunkelflaute' winterweken, wordt door het optimalisatiemodel zelf bepaald en flexibel met elektrolyzers geproduceerd. Daarbovenop is een 2030 no-regret waterstofvraag voor de industrie bepaald van 185 TWh voor Noordwest-Europa, waarvan 50 TWh in Nederland, die het model ook binnen Noordwest-Europa met elektrolyse moet produceren. De groene waterstofproductie die het model boven op de elektriciteitssector moet realiseren is met deze 2030 no-regret waterstofvraag geschaald. De schaalfactor is afhankelijk van de hoeveelheid waterstofvraag in het scenario, of er ook blauwe waterstof geproduceerd wordt en de mate van import van buiten Europa.

Het doel minimale lokale zelfvoorziening werd al in de eerdere gevoeligheidsanalyse over import/export balans toegepast op landelijk niveau, maar is hier in het regionale scenario toegepast waarbij aangenomen is dat 50 % van de jaarlijkse elektriciteitsvraag in de regio zelf geproduceerd moet worden. Dit sluit aan bij het maken van beleid op regionaal niveau zoals in de Regionale Energie Strategie (RES), waaruit is gebleken dat

¹ Netbeheer Nederland (2021), Het Energiesysteem van de Toekomst.

alle regio's wel hun steentje willen bijdragen in de ontwikkeling van zon en wind. Enkel is in deze analyse Nederland verdeeld in 6 regio's en niet in 30 RES-regio's wat een doelstelling van 50 % realistisch maakt omdat er geen uitsluitend stedelijke regio's in zitten. De limiet op netwerkuitbreiding naar percentage van huidig hoogspanningsnetwerk wordt minder strikt naar mate er meer Europese samenwerking is, omdat interconnectieprojecten bij goede samenwerking een hogere slagingskans hebben en is en juist strikter in het geval van regionale sturing. Het draagvlak voor wind op land als percentage van technische potentie per regio is hoger in het regionale scenario door lokale participatie. Omdat er in Europees blauw en internationale scenario gekozen wordt voor respectievelijk blauwe waterstof en import van waterstof is er minder decentrale opwek nodig, waarbij is aangenomen dat hiermee ook het draagvlak voor wind op land iets lager wordt. Het Europees blauw en internationale scenario starten vanuit brownfield 2030 omdat er door internationale samenwerking een herijking van nationale plannen verondersteld wordt. Bovendien kan met het lagere draagvlak voor wind op land de oorspronkelijke wind op land ambitie van 10,9 GW voor Nederland voor 2035 niet langer gehaald kan worden.

Resultaten regionale, Europese en internationale sturing

Afbeelding 4.33 en 4.34 tonen de geoptimaliseerd vermogens voor Nederland in 2050 voor de verschillende sturingsvarianten voor respectievelijk zonder kernenergie en de SMR-scenario. Er zijn zeker verschillen in de sturingsvarianten bijvoorbeeld in de hoeveelheid kernenergie, zon, wind en elektrolyse, maar het zijn niet bijzonder grote verschillen.

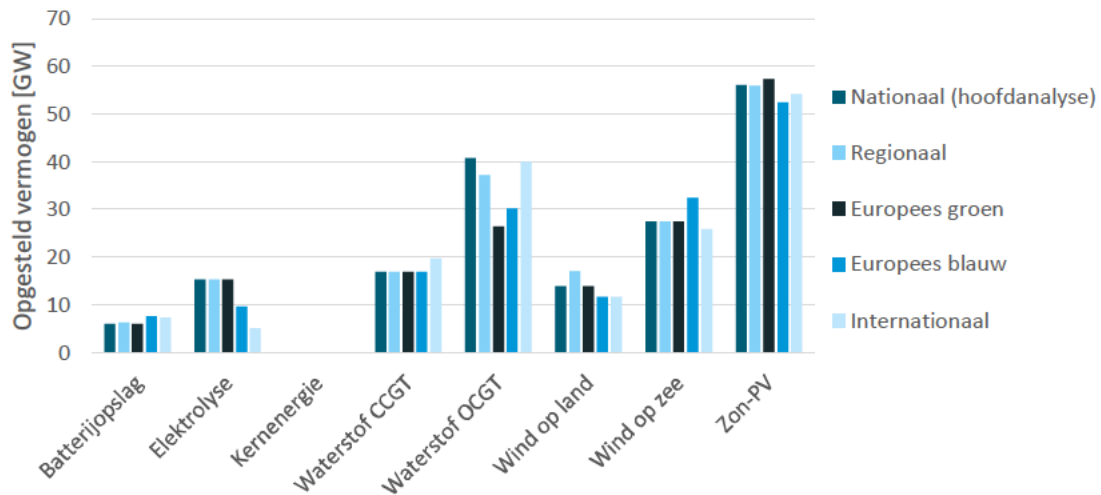
Het regionale sturing scenario toont voor het SMR-scenario met een optimale hoeveelheid van 10 GW kernenergie een afname ten opzichte van 18 GW uit de hoofdanalyse met nationale sturing. Door de aanname van een hoger draagvlak voor wind op land is kernenergie minder competitief. Ook is de totale waterstofvraag in dit scenario lager en moeten alle regio's 50 % zelfvoorzienend zijn wat de exportmogelijkheden voor kernenergie doet afnemen.

Het Europees groen scenario lijkt sterk op de nationale variant maar heeft een nog hogere waterstofvraag waardoor er meer kernenergie geselecteerd wordt, tot een totaal van 21 GW. Ook is een iets grotere netwerkuitbouw toegestaan waardoor de optimalisatie de verbindingen voor export van kernenergie naar België en Duitsland nog iets groter maakt.

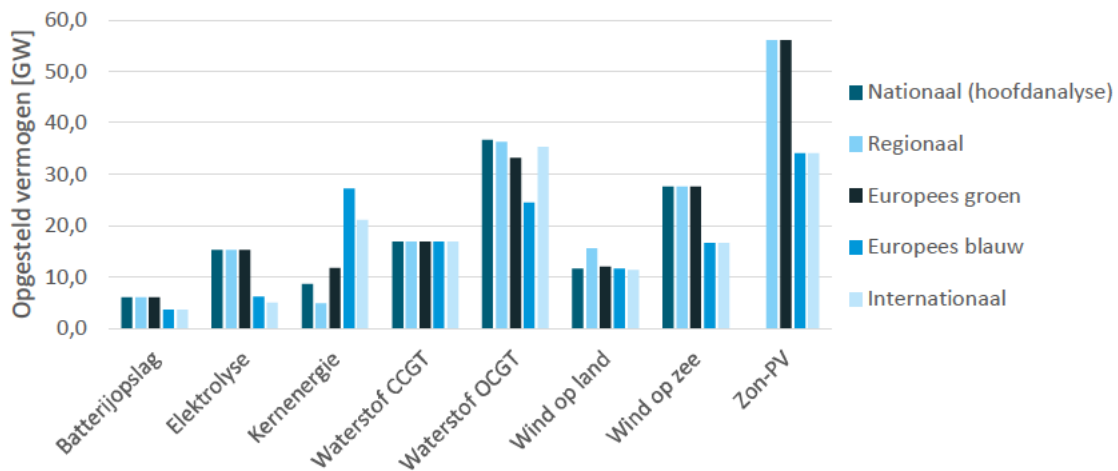
In het scenario Europees blauw, welke het origineel II3050 Europese sturing scenario is, toont met 37 GW de meeste kernenergie in Nederland. Hoewel dit scenario niet de hoogste ambitie heeft valt dit wel te verklaren door de hogere investeringsvrijheid door het brownfield 2030 startpunt, waardoor er wind op zee voor kernenergie wordt ingeruild. Door het lagere draagvlak voor wind op land kan in regio's met goede windcondities minder wind op land worden gerealiseerd en vindt er binnen Noordwest-Europa een verschuiving plaats van wind op land naar regio's met gematigde windcondities, waarbij de lagere windopbrengst bij hetzelfde geïnstalleerde vermogen ook met extra kernenergie wordt opgevangen. Omdat er veel blauwe waterstof gemaakt wordt in dit scenario is er aanzienlijk minder elektrolyse voor groene waterstof nodig, waardoor er ook minder overschotten nuttig gebruikt kunnen worden. Dit is nog een potentiële verklaring waarom meer baseload kernenergie en minder zon en wind optimaal is.

Het internationale sturing scenario lijkt met het lagere wind op land draagvlak en brownfield 2030 startpunt op het scenario Europees blauw, maar hier wordt alle waterstofvraag buiten de elektriciteitssector geïmporteerd van buiten Europa. Daardoor is de totale opwekbehoefte lager en komt kernenergie iets lager uit dan in het scenario Europees blauw.

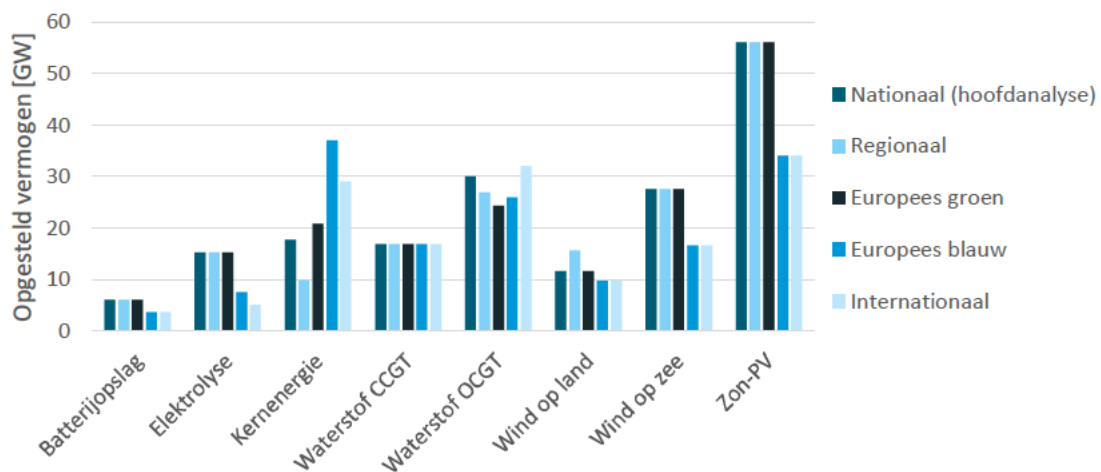
Afbeelding 4.33 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 zonder kernenergie voor verschillende sturingsvarianten



Afbeelding 4.34 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 grootschalig kernenergie voor de sturingsvarianten

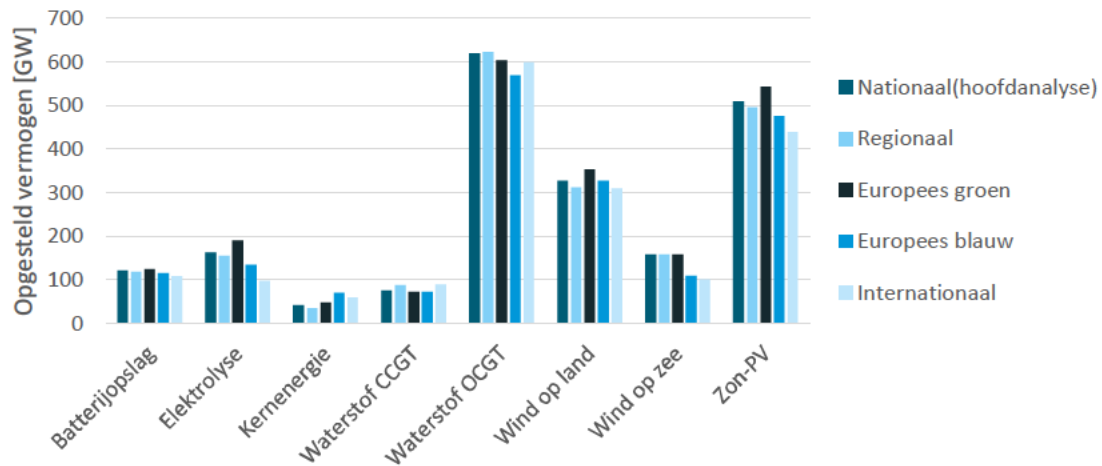


Afbeelding 4.35 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Nederland in 2050 met SMR voor verschillende sturingsvarianten



Deze gevoeligheidsanalyse laat zien dat de optimale hoeveelheid kernenergie in Nederland nog behoorlijk gevoelig is voor de verschillende manieren van sturing en corresponderende aannames, met een factor 3,7 tussen de hoeveelheid kernenergie in Europees blauw en regionale sturing. Voor geheel Noordwest-Europa zijn de resultaten minder gevoelig is in afbeelding 4.35 te zien. Hier zit er maar een factor twee tussen de hoeveelheid kernenergie in Europees blauw en regionale sturing. Het is logisch dat de gevoeligheid voor de hoeveelheid kernenergie voor Nederland groter is, aangezien dit één van de drie landen is waar in kernenergie geïnvesteerd kan worden en het schijnbaar enkel in Nederland en Frankrijk optimaal is om dat ook daadwerkelijk te doen. Wel blijft in alle beleidssturingsvarianten een investering in kernenergie in Nederland bovenop de eerste 3,2 GW kostenoptimaal, alleen de hoeveelheid verschilt sterk.

Afbeelding 4.36 Geoptimaliseerd vermogen [GW] voor Noordwest in 2050 met SMR voor verschillende sturingsvarianten



4.6.6 Doorkijk 2070

Deze gevoeligheidsanalyse geeft een doorkijk naar 2070. Hierbij is aangenomen dat alle bestaande assets technisch zijn afgeschreven, waardoor er voor 2070 een greenfield startpunt is gekozen. Hoewel dit een vereenvoudiging van de werkelijkheid is wordt daarmee wel inzicht verkregen in het meest optimale systeem. Het transitiepad naar zo'n systeem is geen onderdeel van deze studie.

Negatieve emissies

Voor 2040 en 2050 is er uitgegaan van een 100 % CO₂-emissiereductie in de elektriciteitssector. Het IEA Net Zero 2050 rapport gaat voor de energie en warmte sector in 2050 wel uit van beperkte negatieve emissies, maar dit is in deze studie niet meegenomen. In 2050 zijn negatieve emissies nog nodig om te compenseren voor sectoren die moeilijker te verduurzamen zijn en zo op netto nul uit te komen, richting 2070 gaat dit verder naar netto negatieve emissies om ook de planeet weer af te koelen. Voor deze doorkijk 2070 is een eigen aanname gemaakt van 120 % CO₂-emissiereductie in de elektriciteitssector of 150 Mton negatieve emissies. Dit kan ingevuld worden met bio energy carbon capture and storage (BECCS) en/of direct air capture (DAC) in combinatie met ondergrondse carbon capture and storage (CCS). Voor DAC is het wel de vraag of je dit als een maatregel in de elektriciteitssector zou moeten kwalificeren omdat deze maatregel juist veel energie verbruikt, terwijl BECCS energie produceert. De potentie van BECCS wordt wel beperkt door het benodigde landgebruik van biomassa. Er is voor gekozen om zowel BECCS als DAC te modelleren en de keuze voor de inzet van beide technieken aan het optimalisatiemodel te laten.

Energievraag

Ook voor de waterstofvraag buiten de elektriciteitssector is een toename aangenomen vanuit de aanname dat circa een kwart van de internationale transportbrandstoffen lokaal geproduceerd worden in plaats van volledig geïmporteerd van buiten Europa. Dit kwart is gebaseerd op de Klimaatneutrale Energiescenario's 2050, wat voor Nederland in het nationale scenario neerkomt op nog 50 TWh extra waterstofproductie

bovenop de reeds aangenomen 75 TWh in 2050. Hiermee komt de waterstofvraag in 2070 op 250 % van de 2030 no-regret waterstofvraag en dat is voor Noordwest-Europa 463 TWh. Van de elektriciteitsvraag is aangenomen dat deze gelijk blijft, omdat economische groei, bevolkingskrimp en efficiëntieverbeteringen elkaar ongeveer opheffen.

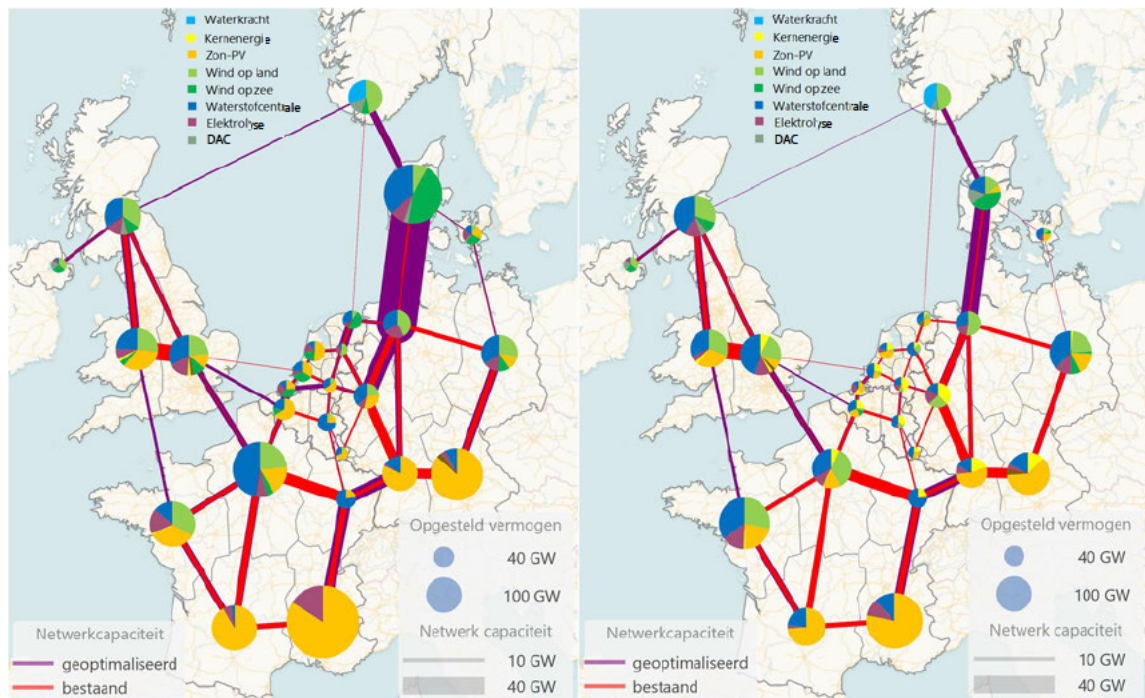
SMR overal en kernfusie

Aangenomen wordt dat SMR's zich richting 2070 als veilige techniek heeft bewezen en de eerder aangenomen kostenaanname waar heeft gemaakt. Hierdoor is de aanname gemaakt dat bestaande politieke voor/afkeuren ten opzichte van SMR's zijn verdwenen, waardoor in alle landen in SMR's geïnvesteerd kan worden. Omdat tegen 2070 kernfusie mogelijk een doorbraak heeft gehad en grootschalig toepasbaar is er ook een scenario met kernfusie doorgerekend. Voor kernfusie is uitgegaan van een investering van EUR 3.500/MW en EUR 90/kW/jaar operationele kosten en verwaarloosbare brandstofkosten¹. Ook is er wederom een scenario zonder kernenergie doorgerekend. Voor de overige technieken zijn dezelfde kosten als in 2050 gehanteerd. Er is aangenomen dat met de tijd het draagvlak voor wind op land verder afneemt naar 25 % van de technische potentie, onder andere door innovaties op andere technieken zoals kernfusie, maar ook betere integratie van zonne-energie in gebouwen en infrastructuur.

Resultaten doorkijk 2070

In het scenario zonder kernenergie is het nog steeds mogelijk om zonder kernenergie aan de aangenomen energievraag te voldoen. In Zuid Frankrijk komen er grote hoeveelheden zon-PV te staan. De regio zuidoost Frankrijk heeft in afbeelding 4.37 (links) het grootste opgestelde vermogen met 207 GW zon-PV, 38 GW elektrolyse en 56 GW batterijen (niet afgebeeld). Denemarken en Nederland worden met respectievelijk 96 GW en 52 GW de koplopers in wind op zee. De limiet op netuitbreiding tot 225% van het huidige netwerk wordt geheel benut door de optimalisatie. Voor de negatieve emissies wordt er in totaal 35 GW aan DAC neergezet met circa 7030 vollasturen in met name Denemarken, het VK en Noorwegen. BECCS wordt in geen van de scenario's geselecteerd bij de gemaakte kostenaanname.

Afbeelding 4.37 Greenfield optimalisatie voor 2070 zonder kernenergie (links) en SMR overal (rechts)

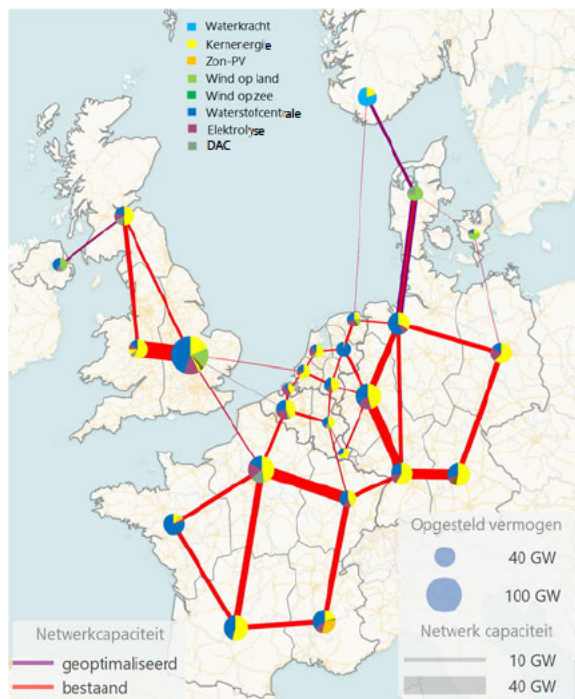


¹ De kosten van kernfusie zijn ingeschat op basis van openbare verwachtingen van kernfusiebedrijven. Deze zijn vanzelfsprekend nu nog zeer onzeker.

In het scenario met SMR's die in alle landen gebouwd mogen worden is de hoeveelheid SMR 125 GW. In de eerdere gevoeligheidsanalyse met SMR's in alle landen voor 2050, te zien in afbeelding 4.29 (links), was dit nog 44 GW. De extra energievraag naar 2070 hoofdzakelijk ingevuld wordt met extra SMR's. De optimale hoeveelheid zon en wind op land blijven ongeveer gelijk in 2070 ten opzichte van 2050, maar er vindt een verschuiving plaats van wind op zee capaciteit naar SMR. Dit is ook in Nederland het geval. Mogelijk zorgt de baseload vraag van 31 GW DAC met 7930 vollasturen voor een synergie met kernenergie, waardoor de aantrekkelijkheid van wind op zee verschuift naar SMR bij dezelfde kostenaanname. Een tweede bevinding bij de vergelijking tussen 2070 en 2050 is dat er aanzienlijk minder OCGT waterstofcentrales zijn, te verklaren doordat ten tijde van hernieuwbare tekorten DAC uitgezet kan worden en er meer SMR capaciteit is om in de vraag te voorzien. Tot slot is te zien dat de limiet op netuitbreiding niet volledig wordt benut. Omdat er in regio's met een tekort aan betaalbare hernieuwbare potentie nu SMR's neergezet kunnen worden hoeft er minder vanuit andere regio's geïmporteerd te worden.

In het scenario met een doorbraak in goedkope kernfusie, afbeelding 4.38, komt er in 2070 in alle regio's kernfusie te staan, behalve Noord-Ierland en het westen van Denemarken waar de windcondities zo gunstig zijn dat hier wind op land komt in combinatie met DAC komt te staan. In het VK, Denemarken, Nederland en België blijft wind op land competitief naast kernfusie. In het zuidoosten van Frankrijk blijft zon-PV competitief naast kernfusie. Ook valt op dat er bijna geen uitbreidingen van het huidige elektriciteitsnetwerk optimaal zijn in het kernfusie scenario. Er is beperkte netwerkuitbreiding vanuit regio's waar wel windenergie gerealiseerd wordt. Indien elke regio met een combinatie van kernfusie en waterstofcentrales voldoende capaciteit heeft op in de eigen vraag te voldoen is het ook logisch dat er geen netwerkuitbreiding nodig is. Voor de negatieve emissies wordt er in totaal 31 GW aan DAC neergezet met circa 8.520 vollasturen, dus een bijna volcontinu bedrijf.

Afbeelding 4.38 Greenfield optimalisatie voor 2070 met kernfusie



Deze gevoeligheid toont dat er op de langere termijn, nadat de windturbines die we vandaag bouwen alweer afgebroken zijn, nog twee kanten op kunnen met het energiesysteem. Enerzijds is ook op de langere termijn met een toegenomen energievraag een energietransitie zonder kernenergie, dus gebaseerd op zon en wind, mogelijk en inpasbaar. Anderzijds kan een doorbraak op gebied van kernfusie er voor zorgen dat op een gegeven moment zon en windparken aan het eind van hun levensduur niet langer herbouwd worden, maar vervangen worden door kernfusie centrales.

4.7 Conclusies energiesysteemoptimalisatie

Rol voor kernenergie

De energiesysteemoptimalisatie laat zien dat, indien grootschalige kernenergie zonder overschrijding van budget en bouwperiode gerealiseerd kan worden en indien SMR's hun kostenambitie waarmaken, er een significante rol voor kernenergie in het Nederlandse energiesysteem kan zijn. Deze analyse is uitgevoerd vanuit brownfield 2035 als vertrekpunt, dus vanuit de duurzame technieken die tot 2035 al gepland zijn en stelt de vraag of er daarna met verdere elektrificatie richting 2040 en 2050 nog een economische optimale rol is voor nieuwe kerncentrales.

Het scenario zonder kernenergie in 2050 laat zien dat de energietransitie zonder kernenergie mogelijk en inpasbaar is. In 2050 is er voor grootschalige kernenergie, bij een prijs van EUR 4.100/kW voor de bouwkosten plus rentelasten over bouwperiode bij 3,8 % WACC, een kostenoptimale uitbreiding van 5,5 GW in kernenergie in Nederland bovenop de 3,2 GW vanuit het coalitieakkoord. Dat het reduceren van risico's, en de bijbehorende WACC, een grote invloed heeft, blijkt uit de gevoeligheidsanalyse. Voor grootschalig kernenergie bij hoge kostenvariant van EUR 4.600/kW bij 7 % WACC bestaat niet langer een kostenoptimale rol voor kernenergie. Het omslagpunt ligt tussen EUR 4.100 en EUR 4.600/kW. Bij nog lagere kosten van kernenergie wordt aanzienlijk meer kernenergie kostenoptimaal. Zo is er voor het SMR-scenario, indien deze een kostprijs van EUR 2.700/kW¹ kunnen waarmaken, een kostenoptimale rol voor SMR's van 14,5 GW in Nederland tegen 2050.

Op hoofdlijnen is bij een toename van kernenergie op Noordwest-Europese schaal een afname van opwek met zon en wind te zien. Ook neemt de hoeveelheid batterijen, elektrolyzers en waterstofopslag af. Bij waterstofcentrales is bij een toenemende hoeveelheid kernenergie een verschuiving van waterstofcentrales van het efficiënte type CCGT centrales naar OCGT piekcentrales te zien.

De integrale kostprijs van energie gemiddeld over elektriciteit en waterstof en inclusief transport en opslag is voor drie scenario's zonder kernenergie, grootschalig kernenergie en SMR respectievelijk EUR 38,4/MWh, EUR 38,2/MWh en EUR 38,0/MWh. De kosten van het energiesysteem in Nederland zijn respectievelijk EUR 9, 11 en 13 miljard per jaar. De toename komt door de investeringen in kernenergie, maar hier staan een reductie van importkosten en toename van exportbaten tegenover.

De energiesysteemoptimalisatie toont voor 2040 een grotere kosteneffectieve rol van kernenergie, die richting 2050 ondanks verdere vraagtoename kleiner wordt doordat de kosten van zon, wind en opslag blijven dalen. Zodoende ligt het voor de uitbouw van kernenergie voor de hand om in 2040 niet meer kerncentrales te realiseren dan voor 2050 optimaal is.

De optimalisatie plaatst kernenergie eerst in het zuidoosten van Nederland en daarna ook in oosten. Dit valt enerzijds te verklaren doordat deze regio's de enige zijn waar geen wind op zee aanlandt, iets minder gunstige wind op land condities hebben. Anderzijds geldt ook dat deze regio's een verbindingen hebben met oosten België en westen van Duitsland waar naartoe geëxporteerd wordt omdat die regio's ook minder goede wind op land condities hebben en wel een hoge energievraag.

Sterke gevoeligheid voor beleid omringende landen

Naast de gevoeligheid voor de kostprijs van kernenergie zelf hebben ook andere randvoorwaarden van de optimalisatie een behoorlijke gevoeligheid. Hierbij is vooral het beleid van omringende landen erg van invloed: 'Hoe veel zon en wind hebben omringende landen in 2035 al staan en gaan ze door dit uit te bouwen als Nederland kerncentrales gaat bouwen?' De energiesysteemoptimalisatie is gedaan vanuit een optimalisatie voor Noordwest-Europa vanuit een brownfield 2035 vertrekpunt, dus die uitgaat van het bestaande beleid van Nederland en omringende landen en de hoeveelheid hernieuwbare opwek die tegen 2035 al zou staan. Vervolgens wordt de vraag beantwoord of er richting 2040 en 2050 met verdere elektrificatie en volledige decarbonisatie van elektriciteit nog een kosteneffectieve rol voor kernenergie is.

¹ Eveneens 3,8 % WACC en daarnaast 33 % hogere operationele en onderhoudskosten van 120 EUR/MW/jaar in plaats van 90 EUR/MW/jaar.

Wanneer als startpunt niet de geplande en voorziene energietransitie tot 2035 maar slechts tot 2030 wordt gekozen (brownfield 2030) of zelfs greenfield wordt gekozen is het kostenoptimaal om aanzienlijk meer kernenergie in Nederland te plaatsen. Deze toename gaat echter wel vooral om extra netto export.

Nederland gaat minder netto exporteren en komt dichterbij een import/export balans indien wordt aangenomen dat landen ten minste 80 % zelfvoorzienend willen worden in hun elektriciteitsbehoefte. Dan neemt de kosteneffectieve uitbreiding van kernenergie bovenop de 3,2 GW in Borssele in Nederland in 2050 af naar 2,4 GW voor grootschalige kerncentrales en 8 GW voor SMR. Indien SMR's door verbeterde veiligheid niet enkel in Nederland, Frankrijk en het VK geplaatst mogen worden maar in alle landen dan is er nog 1 GW in zuidoost Nederland kostenoptimaal. SMR's komen dan in regio's ver uit de kust, met gematigde wind condities en een relatief hoge vraag, zoals in het zuiden en westen van Duitsland, oosten van België en Luxemburg. Bij een nog hogere energievraag in 2070 voor meer waterstofproductie en DAC zou SMR, ondanks dat deze in alle landen geplaatst mag worden, alsnog in alle regio's van Nederland kostenoptimaal zijn.

5

GRONDSTOFFEN EN ENERGIEZEKERHEID

5.1 Introductie

De Europese Green Deal is medebepalend voor de economische en geopolitieke richting die de Europese Unie en haar lidstaten kiezen. De overgang naar een koolstofarme economie is afhankelijk van nieuwe infrastructuur, verandering van gewoontes en gedrag, en het opzetten van nieuwe toeleveringsketens voor energieproducten en technologieën. Het vraagt om een brede aanpak - en transformatie - van de economie waarbij overheid en bedrijfsleven samenwerken om klimaatdoelen te realiseren. Technologische ontwikkelingen, beleidsondersteuning en de geografische ligging van belangrijke grondstoffen hebben daarbij invloed op de manier waarop de komende decennia zich zullen ontwikkelen.

Deze sectie heeft tot doel de impact op voorzieningszekerheid, leveringszekerheid en geopolitieke afhankelijkheden van de toekomstige elektriciteitsmix, inclusief kernenergie, vast te stellen. Het beschouwt de materiaalbehoefte, leveringszekerheid en importafhankelijkheid voor de toekomstige mix van Nederland, in de periode na 2035. Ook analyseert het de geopolitieke risico's van de verschillende materialen en hun waardeketen, met speciale aandacht voor kernenergie. De analyse is gebaseerd op een vergelijking tussen de drie verschillende scenario's die in dit onderzoek zijn ontwikkeld. Uiteraard betreft het hier vooral inschattingen.

5.1.1 Methodologie

Voor elk van de drie scenario's is het grondstofgebruik, de risico's voor de voorzieningszekerheid en leveringszekerheid, en de geopolitieke afhankelijkheden bepaald en vergeleken. De analyse is gericht op de Nederlandse en Noordwest-Europese energiemix, maar de analyse geldt grotendeels ook voor de rest van de EU. De beoordeling is gebaseerd op de volgende stappen:

- 1 opstellen van een lijst van benodigde materialen in de toekomstige energiemix:
 - selectie van energietechnologieën die nodig zijn in de toekomstige energiemix (op basis van de drie scenario's);
 - selectie van de materialen die nodig zijn voor de bovengenoemde energietechnologieën op basis van beoordelingen van de Europese Unie. Dit omvat onder meer de 30 materialen die deel uitmaken van de EU-lijst van kritieke grondstoffen uit 2020¹ en de materialen die worden behandeld in het EU Foresight Report²;
 - selectie van de benodigde materialen voor kernenergie (deze materialen zijn niet opgenomen in EU-rapporten);
- 2 beoordelen van het grondstofgebruik en de leveringsketenrisico's voor elk materiaal. Op basis van deze beoordeling is een kleinere set materialen geselecteerd op basis van de bijbehorende geopolitieke afhankelijkheden en het belang van de materialen voor verschillende technologieën;

¹ Europese Commissie, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability', 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0474>.

² Bobba et al., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A Foresight Study' (JRC, European Commission, 2020).

- 3 uitvoeren van een risicoanalyse voor elk van de geselecteerde materialen. De indicatoren zijn weergegeven in tabel 5.1;
- 4 uitvoeren van een risicobeoordeling voor elk van de geselecteerde materialen¹;
- 5 vergelijking van de risico's binnen en tussen de 3 scenario's.

Afbeelding 5.1 Risicobeoordeling matrix

Impact	High	LH	MH	HH
	Medium	LM	MM	MH
	Low	LL	ML	HL
		Low	Medium	High
		Waarschijnlijkheid		

Tabel 5.1 Risicoanalyse raamwerk

	Indicator	Definitie van de indicator	Meting van de indicator
leveringszekerheid (korte termijn (KT))	diversiteit toelevering	in hoeverre heeft het materiaal een gediversifieerde aanbodbasis	diversiteit aan leveranciers- en verwerkingslanden
	knelpunten in de toeleveringsketen	vaststellen voor de betreffende materialen of er risicovolle partijen in de ketens zitten	potentiële knelpunten (economisch of geopolitiek) in verschillende stadia van de toeleveringsketen
	substituten	kan het materiaal worden vervangen in tijden van leveringsstoringen?	beschikbare substituten
voorzieningszekerheid (lange termijn (LT): 2050)	wereldwijde hoeveelheden	waar zitten in de wereld de reserves	landen met de grootste reserves ter wereld
	toekomstige wereldwijde aanvoer	wat zijn belangrijke toekomstige bronnen van het materiaal	bestaande wereldwijde bronnen, nieuwe mijnen in exploratiefase, ontdekte reserves, recyclingmethoden enzovoort
	Nederlandse behoefte	wat is de toekomstige vraag van Nederland	jaarlijkse behoefte in aantallen kilo's en GWh. Op basis van scenario's
geopolitieke afhankelijkheden (LT en KT)	stabiliteit	in welke mate zijn de belangrijkste leveranciers stabiele landen	gebruik van de Fragile States Index om te bepalen of leveranciers als stabiele landen worden beschouwd. Scores variëren van 1-120, waarbij hogere scores wijzen op meer instabiliteit en kwetsbaarheid
	betrouwbaarheid	in hoeverre zijn de belangrijkste leveranciers betrouwbare partners	gebruik van de Dutch Foreign Relations Index (DFRI) ² om te bepalen of leveranciers betrouwbare partners zijn voor Nederland. Scores op 3 niveaus: laag, gemiddeld en hoog. Een hoge score duidt op een betrouwbare partner

¹ Voor de definities van de risicocategorieën, zie bijlage of paragraaf 'Leveringszekerheid van energie'.

² Tim Sweijs en Koen van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World', Strategic Monitor (HCSS & Clingendael, 2020), <https://www.clingendael.org/pub/2019/strategic-monitor-2019-2020/netherlands-in-the-world/>.

<p>geopolitieke problemen tussen Europa en leveranciers</p>	<p>in hoeverre zijn er geopolitieke problemen tussen Europa en het leveranciersland dat de levering van materialen zou kunnen voorkomen</p>	<p>voorbeelden: sancties tegen Rusland vanwege oorlog in Oekraïne, problemen met China vanwege concurrentie om technologische superioriteit, China bezit mijnen in de DRC enzovoort</p>
---	---	---

5.2 Kernenergie in Europa

13 EU-landen hebben momenteel (2022) kernenergie in hun elektriciteitsmix, variërend van 3,9 % van de totale elektriciteit in Nederland tot 70 % in Frankrijk¹. In Nederland heeft het Kabinet het voornemen aangekondigd om de levensduur van de bestaande kerncentrale in Borssele te verlengen en twee nieuwe kernreactoren te bouwen om de CO₂-reductiedoelstellingen in 2050 te halen². Op dit moment zijn Europese kerncentrales waaronder de reactor in Borssele voornamelijk op uranium gebaseerde Pressurized Water Reactors (PWR). Small Modular Reactors (SMR's) bieden nieuwe kansen voor landen die het aantal kerncentrales willen uitbreiden. Een SMR kan tot 300 megawatt elektriciteit (MWe) opwekken³, terwijl de capaciteit van een grote reactor meer dan 700 MWe kan opwekken.⁴

De gekozen type technologie vraagt om nadere strategische overwegingen. De uitbreiding van de Hongaarse elektriciteitscentrale in Paks bijvoorbeeld is geopolitiek gevoelig, aangezien deze wordt gefinancierd met een Russische lening en wordt gebouwd met Russische technologie⁵. Ondanks de oorlog in Oekraïne en aanzienlijke sancties van de EU, is de Hongaarse regering voornamelijk van plan door te gaan met het project. Frankrijk is de grootste speler in Europa op het gebied van kernenergie. Franse bedrijven exporteren met regelmaat voor grote bedragen (delen van) atoomcentrales, waaronder recentelijk naar China, het Verenigd Koninkrijk (VK), Turkije en Finland⁶. Frankrijk kiest ervoor om de competitie met, door de staat gesteunde, Chinese bedrijven met hun groeiende ambities en hun concurrentiepositie, aan te gaan onder andere door te pogen concurrerende SMR's te ontwikkelen⁷.

Het VK heeft onlangs zijn energiestrategie aangepast en zal het aandeel kernenergie in de elektriciteitsmix verhogen van 15 % naar 25 % in 2050.⁸

¹ World Nuclear Association, 'Nuclear Power in the European Union', maart 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>.

² VVD, D66, CDA, ChristenUnie, 'Omzien naar elkaar, vooruitkijken naar de toekomst', Coalitieakkoord 2021 - 2025, 15 december 2021, 12.

³ De Rolls Royce SMR zal tot 470 MW kunnen produceren. Zie Rolls Royce, 'Small Modular Reactors', geraadpleegd 7 juni 2022, <https://www.rolls-royce.com/innovation/small-modular-reactors.aspx>.

⁴ International Atomic Energy Agency, 'What Are Small Modular Reactors (SMRs)?', Text (IAEA, 4 november 2021), <https://www.iaea.org/newscenter/news/what-are-small-modular-reactors-smrs>.

⁵ Gergely Szakacs, 'Hungary Stands by Russian-Backed Energy Projects, Minister Says', Reuters, 2 maart 2022, sec. European Markets, <https://www.reuters.com/markets/europe/hungary-stands-by-russian-backed-energy-projects-minister-says-2022-03-02/>.

⁶ 'Nuclear Power in France | French Nuclear Energy - World Nuclear Association', geraadpleegd 2 mei 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/france.aspx>.

⁷ 'France Unveils Nuclear Power Overhaul – with an Eye on China', France 24, 13 oktober 2021, <https://www.france24.com/en/france/20211013-france-unveils-nuclear-power-overhaul-with-eye-on-china>.

⁸ 'British Energy Security Strategy', 7 april 2022, <https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy>.

Om private partijen tot investeringen te bewegen is onder andere een overheidsorder naar het Britse Rolls-Royce gegaan om PWR-gebaseerde SMR's te ontwikkelen¹. De betrokkenheid van China General Nuclear is een bijkomend probleem voor de nieuwe Britse atoomstrategie. De Chinese invloed in de mondiale nucleaire markt is groeiende, mede in de vorm van joint ventures met westerse bedrijven. Hiermee groeit de Chinese invloed op energiebeleid, en nucleaire kennis en productiecapaciteiten². De Britse overheid heeft er al op gehint van zins te zijn de betrokkenheid van China General Nuclear terug te dringen, wat echter grote financiële kosten met zich mee kan brengen, gezien het belang van de Chinese investering in het Britse nucleaire miljardenproject³.

Finland heeft vijf kernreactoren, die in handen zijn van twee Finse energiebedrijven. De vijfde reactor is vooral interessant. Olkiluoto 3 is een PWR type, gebouwd tussen 2005 - 2022, met een groot vermogen (1600 MWe). Het was de eerste 3^e-generatie PWR-reactor van European Pressurised Reactor (EPR) design die gebouwd werd. Toch zijn landen als Duitsland en België sceptisch over kernenergie. De Belgische federale regering had zichzelf tot doel gesteld alle reactoren in 2025 uit te hebben geschakeld⁴. Echter, vanwege de oorlog in Oekraïne en de bijkomende druk tot energieonafhankelijkheid alsmede de opgevoerde druk om CO₂-neutraliteit te bereiken, besloot de Belgische regering in maart 2022 om twee reactoren een vergunning te geven om tot 2035 open te blijven.

Duitsland heeft een relatief sterke anti-kernenergie beweging, mede gesteund door de politieke partij Die Grünen. In 2011, als reactie op de ramp bij Fukushima, besloot de Duitse Bondsregering tot de 'Atomausstieg', met als voornaamste argumenten dat kernenergie gevaarlijk is en langdurig schadelijk afval veroorzaakt. Sindsdien zijn verschillende kernreactoren uitgeschakeld. Volgens de Duitse regeringsplannen zouden de laatste drie kerncentrales tegen eind 2022 moeten worden afgeschakeld.

5.3 Materiaal gebruik en geopolitieke risico's

De internationale competitie om technologisch koploper te worden en een strategische positie te verwerven in de energietransitie is volop aan de gang. Het eigendom van, en de controle over kritieke mineralen en metalen brengt economische en strategische voordelen met zich mee. De behoefte aan cruciale metalen en het verwachte tekort aan mondiale voorraden maken Europese landen sterk afhankelijk van het buitenland. De grootste wereldwijde leverancier van kritieke metalen en koolstofarme technologieën is China. Europa is niet alleen afhankelijk van de materialen, maar ook van de import van technologieën - zoals permanente magneten voor windturbines, batterijen en ook zonnepanelen.⁵

¹ Rob Davies en Rowena Mason, 'PM to Put Nuclear Power at Heart of UK's Energy Strategy', *The Guardian*, 6 april 2022, sec. Environment, <https://www.theguardian.com/environment/2022/apr/06/pm-to-put-nuclear-power-at-heart-of-uks-energy-strategy>; International Atomic Energy Agency, 'PRIS - Country Details', geraadpleegd 26 april 2022, <https://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx>. 'Nuclear Power in the United Kingdom [UK Nuclear Energy - World Nuclear Association]', geraadpleegd 26 april 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>.

² Voor een Brits perspectief op deze ontwikkelingen, zie bijvoorbeeld: Peter Stubbley, 'China Now Owns £143bn in UK Assets, from Nuclear Power to Pubs and Schools', *The Independent*, 3 mei 2021, <https://www.independent.co.uk/news/uk/home-news/china-now-owns-ps143bn-in-uk-assets-from-nuclear-power-to-pubs-and-schools-b1841056.html>. Zie ook Jane Nakano, 'The Changing Geopolitics of Nuclear Energy: A Look at the United States, Russia, and China' (Center for Strategic & International Studies, 2020).

³ 'UK looks at ways to remove China's CGN from nuclear project through stake sale- FT | Reuters', geraadpleegd 2 mei 2022, <https://www.reuters.com/world/uk/uk-weighs-sale-nuclear-plant-stake-institutional-investors-ft-2021-09-29/>; Helen Cahill, 'Nuclear Plant under Threat amid 'Political Opposition' to Chinese Backing, EDF Warns', *The Telegraph*, 8 mei 2022, <https://www.telegraph.co.uk/business/2022/05/08/nuclear-plant-threat-amid-political-opposition-chinese-backing/>.

⁴ FANC - Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle, 'Stopzetting van de activiteiten en ontmanteling van de Belgische kerncentrales', 1 februari 2021, <https://fanc.fgov.be/nl/dossiers/kerncentrales-belgie/stopzetting-van-de-activiteiten-en-ontmanteling-van-de-belgische>.

⁵ Irina Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors', z.d., <https://hcss.nl/wp-content/uploads/2021/01/Securing-Critical-Materials-for-Critical-Sectors.pdf>.

De matrix in afbeelding 5.2 illustreert de belangrijkste materialen die nodig zijn voor het bouwen van verschillende koolstofarme technologieën langs de waardeketen - van het bouwen van de energiecentrale tot de brandstof die nodig is voor elektriciteitsproductie¹. Deze lijst richt zich op materialen die vanuit het oogpunt van leveringszekerheid nu al als problematisch worden beschouwd of omdat de vraag ernaar de komende decennia omhoog zal schieten². Hetzelfde materiaal kan nodig zijn voor verschillende technologieën, waardoor de bijbehorende leveringszekerheidsrisico's van een materiaal voor de Nederlandse energiemix toenemen. De diversiteit van leveranciers voor elk materiaal (zie bijlage) heeft ook invloed op de leveringsrisico's van dat materiaal. Met behulp van de HCSS Dutch Foreign Relations Index (DFRI) wordt de betrouwbaarheid van een toeleverend land vanuit het perspectief van Nederland beoordeeld. De materialen met een hoog leveringsrisico voor meerdere technologieën en met een niet-gediversifieerde en onbetrouwbare leveringsbasis zijn op de shortlist geplaatst voor een verdergaande beoordeling van de leveringszekerheid, de voorzieningszekerheid en geopolitieke afhankelijkheden (zie bijlage). Deze worden hieronder besproken.

Volgens het IEA is de minerale intensiteit van de dominante kernreactortecnologie (lichtwaterreactoren, drukwaterreactoren en kokendwaterreactoren) vergelijkbaar³. Om die reden is er geen onderscheid gemaakt tussen sub-technologieën. Daarnaast is het zo dat SMR's geen wezenlijk andere materiële beperkingen met zich mee brengen dan grote kerncentrales. Daarom wordt de lijst met materialen voor kernenergie in dit rapport gezien als toepasbaar op beide soorten.

Afbeelding 5.2 De benodigde materialen per technologie. HREE = zware zeldzame aardmetalen; LREE = lichte zeldzame aardmetalen; PGM = metalen uit de platinagroep. *Voor windenergie zijn zowel ijzer als staal nodig

Technologieën / Grondstoffen	Kritische Grondstoffen lijst van de Europese Unie (2020)																	Materialen opgenomen in de verkenningstudie van de Europese Commissie (2020)																	
	Zeer belangrijk				Belangrijk				Redelijk belangrijk			Weinig belangrijk						Potentieel belangrijk																	
	HREE		LREE		(Mg) Magnesium	(Ga) Germanium	(Nb) Niobium	(P) Fosfor	Boraten	PGM	Natuurlijk grafiet	(V) Vanadium	(U) Uraniem	(W) Wolfram	(Ta) Tantalum	(F) Fluorspar	(Si) Silicium Metaal	(HF) Hafnium	(Mo) Molybdeen	(Mn) Mangaan	(Sn) Tin	(Zr) Zirkonium	(Ag) Zilver	(Al) Aluminium	(Te) Telluroid	(Fe) IJzer/Staal*	(Ni) Nikkel	(Se) Selenium	(Zn) Zink	(Cd) Cadmium	(Cu) Koper	(Pb) Lood			
	(U) Uranium	(Dy) Dysprosium	(Tb) Terbium	(Y) Yttrium																															
1	Nucleair																																		
2	Zon-PV																																		
3	Wind																																		
4	Electrolyzers (groen waterstof)																																		
5	Waterstofcentrale																																		
6	Electriciteitsnet																																		
7	Carbon capture and storage																																		
8	Batterijen																																		

5.3.1 Leveringszekerheid van materiaal

Uranium

Met betrekking tot de voorzienings- en leveringszekerheid en geopolitieke risico's voor kernenergie, is uranium in het kader van deze studie de belangrijkste grondstof in de brandstofcyclus. De internationale uraniummarkt kent sterke verwevenheid tussen private en publieke actoren en is minder transparant dan

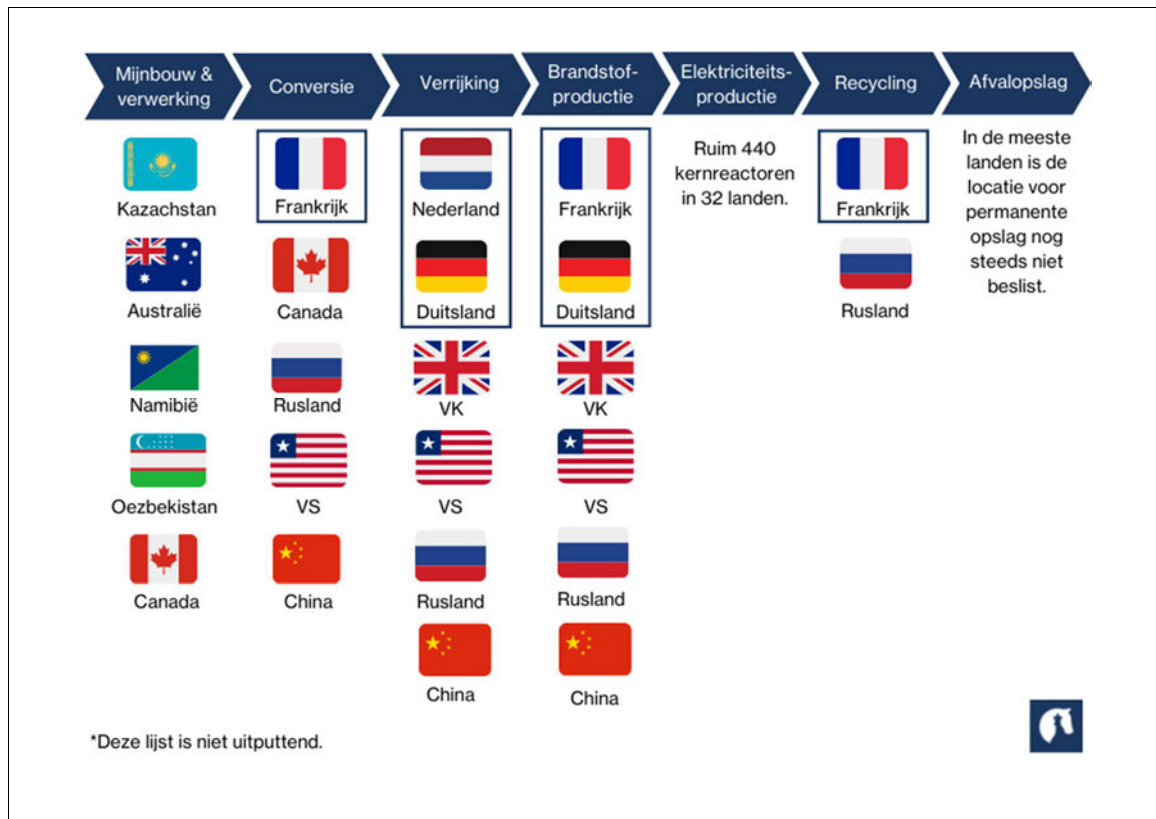
¹ Irina Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors', z.d., <https://hcss.nl/wp-content/uploads/2021/01/Securing-Critical-Materials-for-Critical-Sectors.pdf>, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', <https://iea.blob.core.windows.net/assets/24d5dfbb-a77a-4647-abcc-67867207f74/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>.

² De bijlage bevat een overzicht van de beschouwde subtechnologieën, waaronder wind, zon en electrolysers. In Nederland komt waarschijnlijk een Generatie III+ kernreactor met uranium als brandstof, maar er is nog discussie over het reactortype. Aangezien Nederland ernaar streeft om op middellange termijn, tot 2035, nieuwe kerncentrales te bouwen, is het onwaarschijnlijk dat de keuze zal vallen op een technologie die nog niet 'volwassen' is. Daarom zijn op thorium gebaseerde reactoren en andere experimentele technologieën niet in dit rapport opgenomen.

³ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 74.

andere brandstofmarkten zoals olie en aardgas. Afbeelding 5.3 toont enkele van de belangrijkste spelers in de wereldwijde uranium brandstofcyclus.

Afbeelding 5.3 Belangrijkste spelers (Europese landen benadrukt in blauw)



Gedolven uraniumerts wordt over het algemeen verwerkt tot 'Yellowcake' (= 70 - 90 gewichtsprocent uraniumoxide (U₃O₈) en andere uraanverbindingen) dat vervolgens wordt gemalen, omgezet in gasvormig Uraniumhexafluoride (UF₆) en afgekoeld tot een vaste, gezuiverde vorm geschikt voor transport. De uraniumbrandstof die in de kerncentrale Borssele wordt gebruikt, heeft 3 hoofdingrediënten: 'vers' uranium; gerecycled uranium, dat wil zeggen herwerkt verarmd uranium en gemengde oxiden (MOX); en ex-militair hoogverrijkt uranium¹.

Gevolgen van de oorlog in Oekraïne op de voorzienings- en leveringszekerheid van uranium²
 Kazachstan en Rusland zijn de 2 belangrijkste uraniumleveranciers voor Europa en Nederland. Tot dusver bleken zowel Rusland als Kazachstan betrouwbare uraniumleveranciers en hun reserves blijven groot. Toch zal het veranderende geopolitieke landschap gevolgen kunnen hebben voor de relatie tussen Europa, Rusland en Kazachstan. De oorlog in Oekraïne en de groeiende invloed van Rusland in de regio kunnen

¹ EPZ, 'De herkomst van EPZ's splijtstof Kernenergie', geraadpleegd 14 april 2022, <https://www.epz.nl/themas/kernenergie/de-herkomst-van-epzs-splijtstof-kernenergie/>.

² De kader is gebaseerd op Alex Gilbert en Morgan Bazilian, 'Russia's Energy Clout Doesn't Just Come from Oil and Gas – It's Also a Key Nuclear Supplier', The Conversation, 18 maart 2022, <http://theconversation.com/russias-energy-clout-doesnt-just-come-from-oil-and-gas-its-also-a-key-nuclear-supplier-179444>; World Nuclear Association, 'Nuclear Power in the European Union'; World Nuclear Association, 'Conversion and deconversion', januari 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx>; Jan Cienski e.a., 'In EU Russian Oil Ban, the Pain Is in the Fine Print', POLITICO, 4 mei 2022, <https://www.politico.eu/article/eu-sanctions-russia-oil-ban-pain-fine-print/>; Neil Hume, 'Uranium prices jump as Kazakhstan upheaval stokes supply concerns', Financial Times, 7 januari 2022, <https://www.ft.com/content/18d3e1ad-9bd3-4da0-82e1-4b716ace0594>.

Kazatomprom en Rosatom - respectievelijk de Kazachse en Russische staatsbedrijven die uranium leveren - onder druk zetten om de export naar Europa stop te zetten. Een dergelijke ontwikkeling wordt nog waarschijnlijker nu een Europees verbod op de invoer van Russische olie en/of gas wordt ingesteld, wat tot een vergeldingsactie van Rusland zou kunnen leiden door de uraniummarkt te verstoren. Toch zou een tijdelijke daling van het aanbod niet erg problematisch zijn gezien de vele andere leveranciers en ongebruikte ertsvoorkomens, waaronder in Canada, Australië, de VS en West-Afrika. Een korte krapte op de uraniummarkt zal vooral leiden tot hogere uraniumprijzen wereldwijd, zoals gebeurde tijdens de protesten in Kazachstan in januari 2022. Aangezien de hoeveelheid uranium die jaarlijks nodig is relatief beperkt is in vergelijking met andere energiebronnen en uranium niet degradeert, zou het aanleggen van voorraden op de lange termijn (voorzieningszekerheid) de uitdaging van verstoringen op korte termijn (leveringszekerheid) in Europa en Nederland kunnen verminderen. Voorzieningszekerheid kan worden versterkt door de diversiteit te vergroten van betrouwbare uraniumleveranciers wereldwijd.

Uranium komt voor in meerdere isotopen. De twee voornaamste uraniumisotopen zijn het zwaardere Uranium-238 en het lichtere Uranium-235. In de meest gangbare kernreactoren kan alleen Uranium-235 worden gebruikt - het wordt gesplitst - om energie te verkrijgen. Aangezien de natuurlijk voorkomende concentraten vrij laag zijn, moet het uranium worden 'verrijkt' om de splijtbaarheid te verhogen voor energieopwekking. Deze verrijking verhoogt de concentratie Uranium-235 van 0.7 % naar 4.4 %, waarna het gebruikt kan worden als splijtstof. Nederland speelt een cruciale rol in de wereldwijde markt voor uraniumverrijking en -verwerking¹. Het Brits-Nederlands-Duitse Urenco-consortium is een belangrijke wereldwijde leverancier van verrijkt uranium en verrijkingstechnologie, met name voor de westerse wereld². Het hebben van dergelijke cruciale en gespecialiseerde technologie en faciliteiten is een geopolitieke troef, vooral in een tijd waarin de geopolitieke concurrentie om hulpbronnen toeneemt.

Het verrijkt uranium moet worden omgezet in splijtstofstaven om te worden gebruikt als brandstof in kerncentrales. De productie van brandstofstaven voor PWR en andere standaard reactortypes wordt aangeboden door verschillende internationale bedrijven. Een belangrijk Europees bedrijf is Framatome, een in Frankrijk gevestigde multinational op het gebied van kernenergie die onder meer gespecialiseerd is in de productie van splijtstofstaven³. Nadat uraniumsplijtstofstaven zijn gebruikt in kerncentrales, kunnen ze ofwel worden opgeslagen als radioactief afval of naar gespecialiseerde faciliteiten worden verscheept waar het resterende, bruikbare uranium wordt gescheiden van het afval en wordt heropgewerkt tot opnieuw bruikbare brandstof. Het in Borssele gebruikte uranium wordt verwerkt door Orano in Frankrijk⁴. Het herbruikbare uranium wordt vervolgens weer teruggebracht in de splijtstofcyclus.

In Borssele wordt sinds 2013 ook MOX, een combinatie van plutonium en uranium, gebruikt. De Nederlandse wetgeving staat het gebruik van MOX-brandstof toe. De MOX voor het gebruik door Borssele wordt vervaardigd door Orano in Frankrijk⁵. Het gebruik van uraniumbrandstof in kerncentrales levert ook een klein percentage plutonium op dat splijtbaar is.⁶ Dit plutonium kan na extractie worden hergebruikt als brandstof. MOX is controversiëler dan het gebruik van 'gewone' uraniumbrandstof, aangezien plutonium kan

¹ International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021', 2021, <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Netherlands/Netherlands.htm>.

² 'Urenco', <https://www.urencocom.com>. ; Urenco, 'Urenco Nederland', geraadpleegd 20 april 2022, <https://www.urencocom/global-operations/urencocom-nederland>.

³ Framatome, 'Fuel products', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.framatome.com/EN/offer-150/framatome-fuel-products.html>.

⁴ International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021'.

⁵ World Nuclear News, 'Borssele MOX fuel under production', 4 november 2013, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Borssele-MOX-fuel-under-production>. Orano, 'Orano Melox - Used Fuel Recycling and MOX Fuel', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.orano.group/en/nuclear-expertise/orano-s-sites-around-the-world/recycling-spent-fuel/melox/expertise>.

⁶ Voor een introductie, zie: 'Nuclear Fuel Reprocessing - an overview', ScienceDirect Topics, geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/nuclear-fuel-reprocessing>.; World Nuclear Association, 'Processing of Used Nuclear Fuel', geraadpleegd 21 april 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx>.

worden gebruikt voor de vervaardiging van kernwapens. Het ontwikkelen en het gebruik van de extractietechnologie om plutonium te winnen voor MOX, alsmede het gebruik van MOX als brandstof in kerncentrales, is beperkt tot enkele staten in de wereld, waaronder Frankrijk, Japan en Rusland. Andere landen zijn tegen de productie en het gebruik van MOX vanwege het risico dat met deze activiteiten wordt bijgedragen aan nucleaire proliferatie.

Kernafval wordt geproduceerd in de stappen verrijking, energieopwekking en recycling. Al het in Nederland geproduceerde kernafval, zowel het gebruikte materiaal voor elektriciteitsopwekking als ander gebruik (onderzoek, medisch), wordt opgeslagen door het staatsbedrijf COVRA (Centrale Opslag Voor Radioactief Afval)¹.

Rare Earth Elements

Rare Earth Elements (REE) dragen volgens de EU het grootste leveringsrisico van alle kritieke mineralen². Dysprosium, neodymium en praseodymium zijn essentiële metalen voor permanente magneten en moeilijk te vervangen, hoewel bepaalde windtechnologieën de benodigde hoeveelheid kunnen minimaliseren³. Geopolitieke onzekerheden, zowel op korte als op lange termijn, hebben te maken met het Chinese quasi-monopolie over wereldwijde leveringen - 86 % van de wereldwijde REE mijnbouw- en verwerkingsindustrie is in Chinese handen⁴. De Chinese overheid ziet dominantie in de REE-markt als een strategisch belang en kan de invloed op de mondiale prijsbepaling en leveringsvolumes voor Chinees voordeel aanwenden. In 2010 implementeerde China een quotum reductie van 19 % voor binnenlandse REE-productie en 40 % reductie in REE export quota. Dit deed de prijs van REE stijgen op de wereldwijde markt en was een omslagpunt voor de EU-strategie voor grondstoffen. De EU publiceerde hierop de eerste 'Critical Raw Materials' lijst⁵. Door monopolisering van deze markt kan de Chinese overheid – in het ergste geval – de toelevering (dreigen te) verstoren om concessies af te dwingen.

Naast geopolitieke zaken wordt de leveringszekerheid ook beïnvloed door logistieke verstoringen, prijsstijgingen en zelfs natuurrampen - gezien het feit dat de mijnbouw en productiefaciliteiten van REE's sterk geografisch geconcentreerd zijn. Aangezien landen tegelijkertijd pogen klimaat neutraal te worden, kan het aanbod van REE's de komende 10 - 20 jaar simpelweg ontoereikend blijken. Voorzieningszekerheid kan minder problematisch zijn omdat zeldzame aardmetalen in feite niet zeldzaam zijn. Ze zijn overvloedig aanwezig in de aardkorst, maar het is moeilijk om ze op een kosteneffectieve en duurzame manier te delven en te verwerken, overigens nog los van de kennis die daarvoor nodig is, vooral als het radioactieve afval dat met hun verwerking gepaard gaat wordt ingecalculeerd. Het recyclen van REE is nog erg lastig; de technologieën staan veelal nog in de kinderschoenen en de hoeveelheid teruggewonnen materiaal is zeer klein (elke magneet heeft een klein REE-gehalte)⁶. Aangezien de levensduur van windturbines zo'n 25 jaar is, zal grootschalige recycling daarvan vanaf 2035-2040 mogelijk realistisch worden⁷.

Silicium en indium

Zowel silicium als indium, materialen die vooral in zonnepanelen worden gebruikt, bevinden zich in een vergelijkbare situatie als REE's vanuit een geopolitiek perspectief, omdat rond de 60 % van de wereldwijde toelevering uit China komt. De geopolitieke risico's strekken zich van het materiaal tot de technologie, aangezien de waardeketen van fotovoltaïsche (PV) zonne-energie geconcentreerd is in China, van grondstoffenmijnbouw tot de fabricage van eindproducten. Dit creëert toetredingsdrempels voor jonge bedrijven, die moeite hebben hun activiteiten op te schalen en een gediversifieerde leveranciersbasis op te

¹ International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021'.

² Bobba e.a., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A foresight study'.

³ Voor zogenoemde 'direct drive' turbines zijn tot 10 keer zoveel REE's nodig dan voor 'gearbox drive train' turbines, maar de efficiëntie is met meer REE's veelal wel significant hoger. Zie voor meer informatie Irina Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', HCSS Geo-Economics (The Hague: The Hague Center for Strategic Studies, 2020), 33.

⁴ International Energy Agency, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 2021, 13.

⁵ Zhe Chen, Zhongzhong Hu en Kai Li, 'The Spillover Effect of Trade Policy along the Value Chain: Evidence from China's Rare Earth-related Sectors', *The World Economy* 44, nr. 12 (december 2021): 3554, <https://doi.org/10.1111/twec.13172>.

⁶ Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors', 33.

⁷ Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', 32.

bouwen. Bovendien kunnen toenemende spanningen tussen China en de EU of de VS uitmonden in sancties en druk op de EU om te stoppen met het importeren van mineralen uit China. Leveringszekerheid van indium en silicium voor Europa kan door noodsituaties en geopolitieke crisis worden beïnvloed. In tijden van hoge Chinese binnenlandse vraag of een geopolitieke crisis bestaat de mogelijkheid van een kortetermijn verstoring van het wereldwijde aanbod¹. Geschat wordt dat tweederde van de indiumreserves zich in China bevindt, wat betekent dat de leveringszekerheid wordt beïnvloed door het ontbreken van een gediversifieerde aanbodbasis en geopolitieke onzekerheden². In 2021 leidde een productieverlaging in China binnen twee dagen tot een prijsstijging van 300 % voor siliciummetaal³. De raffinage van silicium tot polysilicium is meer wijdverbreid; de VS, Duitsland en Zuid-Korea zijn ook belangrijke producenten - hoewel China leidend blijft met 70 % van het wereldwijde aandeel.

De voorzieningszekerheid van indium en silicium wordt gemitigeerd door de mogelijkheden die er zijn om het aanbod te diversifiëren. Silicium wordt momenteel ook in Noorwegen, de VS en Frankrijk geproduceerd en mijnen worden ontwikkeld. Ongeveer de helft van 's werelds indiumbronnen bevindt zich in China en het Gemenebest van Onafhankelijke Staten, waaronder Rusland, Wit-Rusland, Kazachstan en tot voorkort Oekraïne⁴. Met andere woorden, diversificatie vermindert de risico's niet significant gezien de huidige geopolitieke relaties met Rusland. Op langere termijn kan indium ook worden geproduceerd uit (zink)mijnafval en gerecyclede elektronica. Hoewel dit proces momenteel behoorlijk gecompliceerd is, kan een bevoorradingscrisis ertoe leiden dat dergelijke operaties plaatsvinden^{5, 6}.

Grafiet

Grafiet is essentieel voor stationaire batterijen. De wereldwijde vraag naar grafiet zal naar verwachting tussen de 6 en 30 keer zijn toegenomen tegen 2040, afhankelijk van technologische doorbraken en het succes van de energietransitie⁷. Natuurlijk grafiet kan worden vervangen door synthetisch grafiet, hoewel de verwerking van beide soorten schadelijk is voor het milieu. Het geopolitieke risico vloeit voort uit de geografische concentratie - China levert 80 % van het wereldwijde natuurlijke grafiet en 80 % van het wereldwijde synthetische grafiet. Vervanging door alternatieven kan daarom de economische en logistieke leveringszekerheidsrisico's verzachten, maar niet de geopolitiek gemotiveerde risico's. Natuurlijke grafietreserves worden geëxploiteerd in Noorwegen en Oekraïne, en er zijn ook reserves voor handen in andere Europese landen⁸.

Voorzieningszekerheid is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van nieuwe mijnen, van opschaling van Europese (of westerse) bedrijven met schonere verwerkingsmethoden, en van financiering. Nieuwe methoden voor verwerking van natuurlijk grafiet bieden kansen voor Europese industrie om meer verantwoord geproduceerde grondstoffen te verwerken⁹. Op de langere termijn kunnen toeleveringsketens buiten China worden opgezet en kunnen zo de aanbodrisico's voor Europa worden verminderd.

¹ Jane Korinek en Jeonghoi Kim, 'Export Restrictions on Strategic Raw Materials and Their Impact on Trade and Global Supply', in *The Economic Impact of Export Restrictions on Raw Materials*, OECD Trade Policy Studies (OECD Publishing, 2010), 26, https://read.oecd-ilibrary.org/trade/the-economic-impact-of-export-restrictions-on-raw-materials_9789264096448-en.

² Martin Lokanc, Roderick Eggert en Michael Redlinger, 'The Availability of Indium: The Present, Medium Term, and Long Term' (Golden CO: National Renewable energy Laboratory, oktober 2015), <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/62409.pdf>.

³ Krystal Chia, Dan Murtaugh en Mark Burton, 'Silicon's 300% Surge Throws Another Price Shock at the World', *Bloomberg*, 1 oktober 2021, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-10-01/silicon-s-300-surge-throws-another-price-shock-at-the-world>.

⁴ Lokanc, Eggert en Redlinger, 'The Availability of Indium: The Present, Medium Term, and Long Term'.

⁵ T. Werner, G. M. Mudd, en S. M. Jowitt, 'Indium: key issues in assessment mineral resources and long-term supply from recycling', *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*, 2015, 1–14.

⁶ Umicore, 'Indium', geraadpleegd 6 mei 2022, <https://www.umicore.com/en/about/our-metals/indium/>; Werner, Mudd, en Jowitt, 'Indium: key issues in assessment mineral resources and long-term supply from recycling'.

⁷ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'.

⁸ European Commission, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability'.

⁹ Amrith Ritoe, Irina Patrahau en Michel Rademaker, 'Graphite: Supply chain challenges & recommendations for a critical mineral' (The Hague: The Hague Centre for Strategic Studies, 2022), <https://hcss.nl/wp-content/uploads/2022/03/Graphite-Challenges-and-Recommendations-HCSS-2022.pdf>.

Kobalt

De vraag naar kobalt zal, net als bij grafiet, naar verwachting de komende decennia exponentieel toenemen¹. De grootste vraag komt vanuit de elektrische voertuigenindustrie, maar kobalt wordt ook gebruikt bij CO₂ afvang en -opslag technologieën (CCS), stoom en gasturbines, en electrolyzers voor groene waterstof. Geografische concentratie in de Democratische Republiek Congo (DRC) en Chinese controle over enkele van de mijnen in de DRC veroorzaken geopolitieke risico's. Kobalt wordt vooral in de DRC gewonnen en in China verwerkt. De zware omstandigheden in de mijnbouw, de achtergebleven veiligheidsvoorschriften en de instabiliteit in de DRC kunnen zeker impact hebben op het wereldwijde aanbod van kobalt.

Op de korte termijn zal de leveringszekerheid duidelijk worden beïnvloed door een sterke stijging in vraag naar dit materiaal en door de concentratie in politiek instabiele gebieden. Eerdere ervaringen met de zogenoemde 3TG groep - tin, tungsten (wolfram), tantaal en goud – hebben aangetoond dat de EU en andere landen mogelijkheden hebben om de levering van dergelijke materialen beter te monitoren en daarmee bovenstaande problemen te mitigeren of voorkomen². Toch kunnen politieke instabiliteit en klimaat-gerelateerde ontwikkelingen leiden tot spanningen en conflicten rond de winning van kobalt. Voorzieningszekerheid is ook problematisch vanwege de maatschappelijke en milieu-gerelateerde impact van kobaltmijnbouw in de DRC, waar zich 's werelds grootste reserves bevinden. Hoewel er kobaltreserves in Europa bestaan, ontbreekt het bij meer dan de helft (55 %) aan economische levensvatbaarheid om deze te ontginnen³. De meeste voorkomens zijn in Europa te vinden in Finland, Zweden en Noorwegen, maar ook Turkije en landen in de Balkan zouden in toekomst deze grondstof kunnen winnen.

Niobium

Niobium is nodig voor kernenergie, windturbines, CCS en batterijen, wat maakt dat de beschikbaarheid ervan cruciaal is voor de energietransitie. Het aanbod is in Brazilië geconcentreerd, wat de beschikbaarheid van niobium afhankelijk maakt van geopolitieke omstandigheden. Meer dan 90 % van alle niobium wordt in Brazilië geproduceerd; Canada is de enige andere belangrijke producent, goed voor 8 % van het wereldwijde aanbod⁴. Het Braziliaanse quasi-monopolie op het niobiumaanbod maakt dat het land veel controle heeft op de mondiale prijsbepaling. Hoewel Canada een belangrijke partner van Europa is en betrouwbaar niobium kan leveren, wordt de relatie sterk beïnvloed door het Braziliaanse (overheid en industrie) monopolie. De Braziliaanse president Bolsonaro heeft niobium tot belangrijk ontwikkelingsdossier gemaakt⁵. De Braziliaanse dominantie kan strategisch worden gebruikt als geopolitieke spanningen oplopen.

Leveringszekerheid wordt daarom duidelijk beïnvloed door de geografische concentratie in Brazilië. Leveringsproblemen kunnen ontstaan doordat Brazilië vatbaar is voor natuurrampen en doordat de druk die momenteel ligt op de Amazone-regio om niobiummijnen verder te ontwikkelen leidt tot lokale tegenstand en stakingen⁶. Risico's op het gebied van leveringszekerheid kunnen worden gemitigeerd door 'urban mining', een methode die al met succes toegepast wordt, waarbij niobium wordt gewonnen uit elektronisch afval, roestvrij en HSLA-staal⁷, of als bijproduct van tin smelterijen⁸.

¹ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'.

² European Union, 'Conflict Minerals Regulation', 2017, https://policy.trade.ec.europa.eu/development-and-sustainability/conflict-minerals-regulation_en; OECD, *OECD Due Diligence Guidance for Responsible Supply Chains of Minerals from Conflict-Affected and High-Risk Areas: Third Edition* (OECD, 2016), <https://doi.org/10.1787/9789264252479-en>.

³ Stefan Horn e.a., 'Cobalt resources in Europe and the potential for new discoveries', *Ore Geology Reviews* 130 (1 december 2020): 18, <https://doi.org/10.1016/j.oregeorev.2020.103915>.

⁴ Niobium en tantaal worden altijd samen gevonden in de minerale afzettingen. Tantaal is ook een CRM, maar wordt gebruikt in elektronische apparaten in plaats van energietechnologieën.

⁵ Jake Spring, 'Hands off Brazil's Niobium: Bolsonaro Sees China as Threat to Utopian Vision', *Reuters*, 25 oktober 2018, sec. Emerging Markets, <https://www.reuters.com/article/us-brazil-election-china-niobium-idUSKCN1MZ1JN>.

⁶ Rosana Miranda, 'Indigenous Communities Need Your Solidarity as Destructive Mining Bill Advances', *Amazon Watch* (blog), 24 maart 2022, <https://amazonwatch.org/news/2022/0324-indigenous-communities-need-your-solidarity-as-destructive-mining-bill-advances-in-the-brazilian-congress>.

⁷ Witold Kurylak, 'Innovation potential in the recovery of refractory metals from urban mines' (MSP-REFRAM, 2016).

⁸ MSP Refram, 'Niobium and Tantalum', geraadpleegd 8 mei 2022, <https://prometia.eu/wp-content/uploads/2021/01/NIOBIUM-TANTALUM-v02.pdf>.

Naar verwachting zal er geen probleem optreden op het gebied van voorzieningszekerheid. Hoewel de grootste niobiumreserves in Brazilië te vinden zijn, zouden de wereldwijd beschikbare reserves afdoende moeten om aan de toenemende vraag te voldoen¹. Op dit moment wordt er bijvoorbeeld al gewerkt aan een mijn in Nebraska, VS².

Lithium

Het IEA verwacht dat lithium de grootste stijging van de vraag zal ondervinden, voornamelijk voor batterijen. Het geopolitieke belang van de lithiumvoorziening is gebaseerd op de zogenaamde 'lithiumdriehoek' - een geografisch gebied in Zuid-Amerika dat Argentinië, Bolivia en Chili beslaat -, waar ongeveer 58 % van de lithiumreserves in de wereld worden gevonden³. Chinese bedrijven zijn bezig belangrijke investeerders in zowel Zuid-Amerikaanse als Australische lithiummijnbouwbedrijven te worden. Hoewel Europa lithium van buiten China zal kunnen importeren, zal China nog steeds betrokken zijn bij de lithium- en batterijtoeleveringsketens door middel van joint ventures en eigendom van strategische activa. Voor een grotere leveringszekerheid is het verstandig dat de leveringsbasis voor lithium meer gediversifieerd is dan voor de andere materialen - het materiaal wordt momenteel voornamelijk gedolven in Australië en verfijnd in China en Chili⁴. Maar Chili's lithiumreserves zijn driemaal zo groot als de Australische⁵.

Voorzieningszekerheid van lithium wordt niet noodzakelijkerwijs een probleem aangezien lithiumvoorkomens nog steeds worden ontdekt en recyclingtechnologieën na 2030 waarschijnlijk kansen zullen bieden voor secundaire lithiumbronnen⁶. Terwijl Chili er al in is geslaagd zijn hulpbronnen om te zetten in economische reserves, moeten Argentinië en Bolivia hun lithiummijnbouwsector nog ontwikkelen. Dat is deels te wijten aan geldgebrek en aan milieukwesties die spelen in gebieden rond de lithiummijnen⁷. Lokaal verzet kan conflicten over herverdeling, participatie en territorium aanwakkeren als een lithium-megaproject wordt opgezet in een inheems of beschermd gebied⁸.

Koper

Voor iedere energietechnologie die in dit rapport wordt geanalyseerd is koper nodig. In 2022 is koper (nog) geen kritisch metaal op basis van de indeling van de EU, maar het wereldwijde aanbod staat steeds meer onder druk vanwege het belang ervan voor de koolstofarme energiemix. Geopolitieke risico's vloeien voort uit de politieke instabiliteit in mijnbouwlanden en het buitenlands bezit van mijnen. Koperwinning is relatief wijdverbreid, hoewel er een concentratie van producenten is in Latijns-Amerika - Chili is verreweg de grootste exporteur van koper, gevolgd door Peru. Deze landen worden belangrijke spelers in de energietransitie (zie paragraaf lithium hierboven). Chileens en Peruaans koper wordt voor een groot deel naar China getransporteerd voor verwerking; China is 's werelds grootste importeur en verwerker van koper. China is ook actief aan het inkopen in kopermijnen en andere faciliteiten in Latijns-Amerika⁹.

¹ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022' (Reston VA: U.S. Geological Survey, januari 2022), <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2022/mcs2022.pdf>.

² 'Elk Creek Niobium Project, Nebraska, US', *Mining Technology* (blog), 8 april 2021, <https://www.mining-technology.com/projects/elk-creek-niobium-project-nebraska/>.

³ Ryan Berg en Andrew Sady-Kennedy, 'South America's Lithium Triangle: Opportunities for the Biden Administration', CSIS, 17 augustus 2021, <https://www.csis.org/analysis/south-americas-lithium-triangle-opportunities-biden-administration>.

⁴ Xin Sun e.a., 'Supply Risks of Lithium-Ion Battery Materials: An Entire Supply Chain Estimation', *Materials Today Energy* 14 (1 december 2019): 100347, <https://doi.org/10/ghgss7>.

⁵ 'Lithium mining: What you should know about the contentious issue', Volkswagen, geraadpleegd 6 mei 2022, <https://www.volkswagenag.com/en/news/stories/2020/03/lithium-mining-what-you-should-know-about-the-contentious-issue.html#>.

⁶ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'; Victoria Dannemann, 'Peru's Vast Lithium Discovery: A Risky Economic Boon?', DW, 2 augustus 2018, <https://www.dw.com/en/peru-vast-lithium-discovery-a-risky-economic-boon/a-44936017>; 'Lithium mining'.

⁷ 'Lithium mining'.

⁸ Dannemann, 'Peru's Vast Lithium Discovery'.

⁹ Emmanuel Hache, Charlene Barnett en Gondia-Sokhna Seck, 'Copper in the Energy Transition: An Essential, Structural and Geopolitical Metal!', IFPEN, december 2020, <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/copper-energy-transition-essential-structural-and-geopolitical-metal>.

Leveringszekerheid kan problematisch worden in het geval van koper, aangezien het tekort in het wereldwijde aanbod tegen 2030 wel 6 miljoen ton kan bedragen¹. Het leveranciersbestand is relatief gediversifieerd en recycling zorgt voor een aanzienlijke hoeveelheid secundaire aanvoer van koper (bijvoorbeeld ongeveer 32 % van de kopervoorraad in de VS)². Koperwinning is echter zeer water- en energie-intensief en de regio's met de grootste reserves (Zuid-Amerika en Sub-Sahara Afrika) hebben ook aanzienlijke waterstress³. De Chileense regering wil waterwinningsvergunningen geleidelijk afbouwen vanwege deze waterproblemen⁴. In Peru heeft de regering mijnen gesloten vanwege de milieuschade aan lokale gemeenschappen en omgevingen⁵.

Op de lange termijn kunnen de voorzieningszekerheid risico's worden beperkt door de overvloed aan koper in de aardkorst. Chili heeft in 2022 de grootste reserves ter wereld, gevolgd door Australië en Peru⁶. Er worden nieuwe bronnen ontdekt in Indonesië en de DRC⁷. Toch kunnen de milieueffecten van koperwinning een hindernis vormen bij de ontwikkeling van nieuwe grootschalige mijnbouwprojecten.

Bauxiet en aluminium

Bauxiet is een kritiek mineraal en de grondstof waaruit aluminium wordt geproduceerd. Geopolitiek is aluminium een interessant materiaal vanwege het belang ervan niet alleen voor de energietransitie maar ook voor defensietoepassingen. Dat heeft te maken met de landen die de aluminiumsmelterij-productie domineren: China, Rusland en India. Als het aanbod onder druk komt te staan, kan aluminium onderdeel worden van de machtspolitieke competitie tussen grote mogendheden en worden gebruikt voor binnenlandse industrieën in plaats van voor wereldwijde handel. Dit kan ook de energietransitie vertragen. De leveringszekerheid van aluminium is momenteel geen probleem, aangezien de wereldwijde productie door onder andere China de markt ruim voorziet⁸. Een risico ligt echter besloten in de mogelijkheid dat leveranciers van de benodigde grondstoffen, vooral bauxiet, hun export begrenzen: de Indonesische president Widodo heeft bijvoorbeeld plannen aangekondigd om de export van bauxiet eind 2022 te stoppen om de ontwikkeling van de binnenlandse industrie te ondersteunen⁹. Evenzo verbood Maleisië de export van bauxiet in 2016 - hoewel het verbod na een paar jaar werd opgeheven. De aluminiumindustrie is bovendien zeer elektriciteitsintensief, wat betekent dat milieunormen of hoge energieprijzen kunnen leiden tot verstoringen in de levering¹⁰. Toch mitigeert de diversiteit van landen met bauxietreserves en productiecapaciteit van smelterijen het korte-termijn effect van mogelijke exportverboden. Hoewel momenteel niet te verwachten is dat dit problematisch zal worden, kan de voorzieningszekerheid negatief beïnvloed worden door handelsrestricties en grondstof-nationalisme.

¹ Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand', januari 2022, <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/copper-supply-deficit-of-6-million-tons-by-2030-threatens-renewables-evs-as-investment-lags-demand/>.

² U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'.

³ Stephan Lutter en Stefan Giljum, 'Copper Production in Chile Requires 500 Million Cubic Metres of Water' (Austria: Institute for Ecological Economics, Vienna University of Economics and Business, december 2019), <https://www.fineprint.global/publications/briefs/chile-copper-water/>; CopperCorp, 'Copper. The essential investment', https://coppercorpinc.com/wp-content/uploads/CopperCorp-Investor-Presentation_mar2022.pdf.

⁴ Hache, Barnet, en Seck, 'IFPEN | Copper in the Energy Transition'.

⁵ Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand'.

⁶ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'.

⁷ Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand'.

⁸ 'The effects of imports of aluminum on the national security' (U.S. Department of Commerce, januari 2018), https://www.commerce.gov/sites/default/files/the_effect_of_imports_of_aluminum_on_the_national_security_-_with_redactions_-_20180117.pdf.

⁹ Ankit Ajmera, 'Indonesia's Bauxite Export Ban to Have Limited Impact on China Supply', S&P Global, 25 november 2021, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/metals/112521-indonesias-bauxite-export-ban-to-have-limited-impact-on-china-supply>.

¹⁰ Emmanuel Hache, Charlene Barnet en Gondia-Sokhna Seck, 'Aluminium in the Energy Transition: What Lies Ahead for This Indispensable Metal of the Modern World?', IFPEN, mei 2021, <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/article/aluminium-energy-transition-what-lies-ahead-indispensable-metal-modern-world>.

Vanadium en titanium

Vanadium en titanium worden gebruikt bij het bouwen van kernreactoren. De belangrijkste toepassing van vanadium is echter de staalproductie (90 % van de aanvoer), terwijl titanium wordt gebruikt in de lucht- en ruimtevaartindustrie. Vanadium wordt ook gebruikt als onderdeel van titaniumlegeringen. De grootste producent van deze 2 mineralen is China, wat vanuit geopolitiek perspectief onzekerheden voor de aanvoer met zich meebrengt. China heeft een ongeëvenaarde invloed op de wereldwijde staal- en vanadiummarkten, zoals bleek uit de sterke stijging van de vanadiumprijzen in 2017 - 2018 als gevolg van nieuw opgelegde technische normen in China¹. Het grootste deel van het in China geproduceerde titanium wordt ook in eigen land geconsumeerd, dus de EU is deels afhankelijk van alternatieve leveranciers zoals Rusland, dat een belangrijke leverancier is van zowel titanium als vanadium. De oorlog in Oekraïne leidde al tot een prijspiek van titanium vanwege de steeds strenger wordende sancties².

Voor de leveringszekerheid van vanadium, zijn het Chinese beleid en Chinese binnenlandse vraag de belangrijkste factoren. Vervanging van vanadium in staal kan met mangaan en molybdeen, waardoor een verstoring van de vanadiumtoevoer op korte termijn relatief eenvoudig te verhelpen is³. De luchtvaartindustrie is een grootverbruiker van titanium, wat het aanbod voor de energiemarkten zou kunnen beperken⁴. Er zijn betrouwbaardere leveranciers voor de EU: Japan is een belangrijke titaniumexporteur, terwijl Zuid-Afrika een belangrijke vanadiumproducent is. Toch zullen de prijzen stijgen en kunnen er tekorten optreden in het geval van een verstoring van het Chinese aanbod.

De voorzieningszekerheid hoeft niet problematisch te zijn, aangezien in Kazachstan, Canada en Australië vanadiummijnen zich in ontwikkelings- of exploratiefasen bevinden, waardoor er extra voorraden op de wereldmarkt komen. Voor titanium zijn er diversificatiemogelijkheden in Vietnam, Mozambique en Kazachstan. Maar deze goedkope producenten belasten tegelijkertijd het vermogen van bedrijven in de VS of de EU om op grote schaal vanadium te produceren vanwege de hoge kosten.⁵

Nikkel en molybdeen

Nikkel en molybdeen zijn nodig voor de productie van verschillende belangrijke energietechnologieën. Geopolitieke risico's houden verband met het feit dat Rusland de op 2 na grootste nikkelproducent is en China de grootste molybdeenproducent. Beide materialen hebben echter een gediversifieerde leveringsbasis die wordt gekenmerkt door betrouwbare partners voor Europa, zoals Indonesië, de Filipijnen, Chili en de VS. Op dit moment worden de 2 materialen door de EU niet als kritisch beschouwd, maar de wereldwijde vraag zal blijven toenemen als gevolg van de overschakeling van landen op hernieuwbare energiebronnen. Leveringszekerheid wordt verder beïnvloed door prijsvolatiliteit, vooral sinds de oorlog in Oekraïne in het geval van nikkel. Tegen 2050 zal 61 % van de wereldwijde nikkelaanvoer worden gebruikt voor schone energietechnologieën - een stijging van 8 % ten opzichte van 2020⁶. Ten slotte kan de voorzieningszekerheid op de lange termijn stabiel blijven, omdat er voldoende reserves zijn om aan de toenemende vraag te voldoen.

5.3.2 Leveringszekerheid van energie

De energietransitie verandert de geopolitieke orde die decennia geleden is opgebouwd. Het belang van fossiele brandstoffen neemt af naarmate hernieuwbare energiebronnen en koolstofarme energiedragers

¹ 'The effect of imports of vanadium on the national security' (US Department of Commerce, februari 2021), 132, <https://www.bis.doc.gov/index.php/documents/section-232-investigations/2793-vanadium-section-232-report-public-with-appendices/file>.

² Jennifer Creery, Eri Sugiura en Hudson Lockett, 'Japan's titanium makers expected to gain more US business from Ukraine war', *Financial Times*, 10 april 2022, <https://www.ft.com/content/c8a3d527-0348-498f-b31c-9a12d978e03c>.

³ 'The effect of imports of vanadium on the national security', 56.

⁴ Argus Media, 'Titanium supply threatened by Ukraine conflict: Update', Argus, 28 februari 2022, <https://www.argusmedia.com/en/news/2304842-titanium-supply-threatened-by-ukraine-conflict-update>.

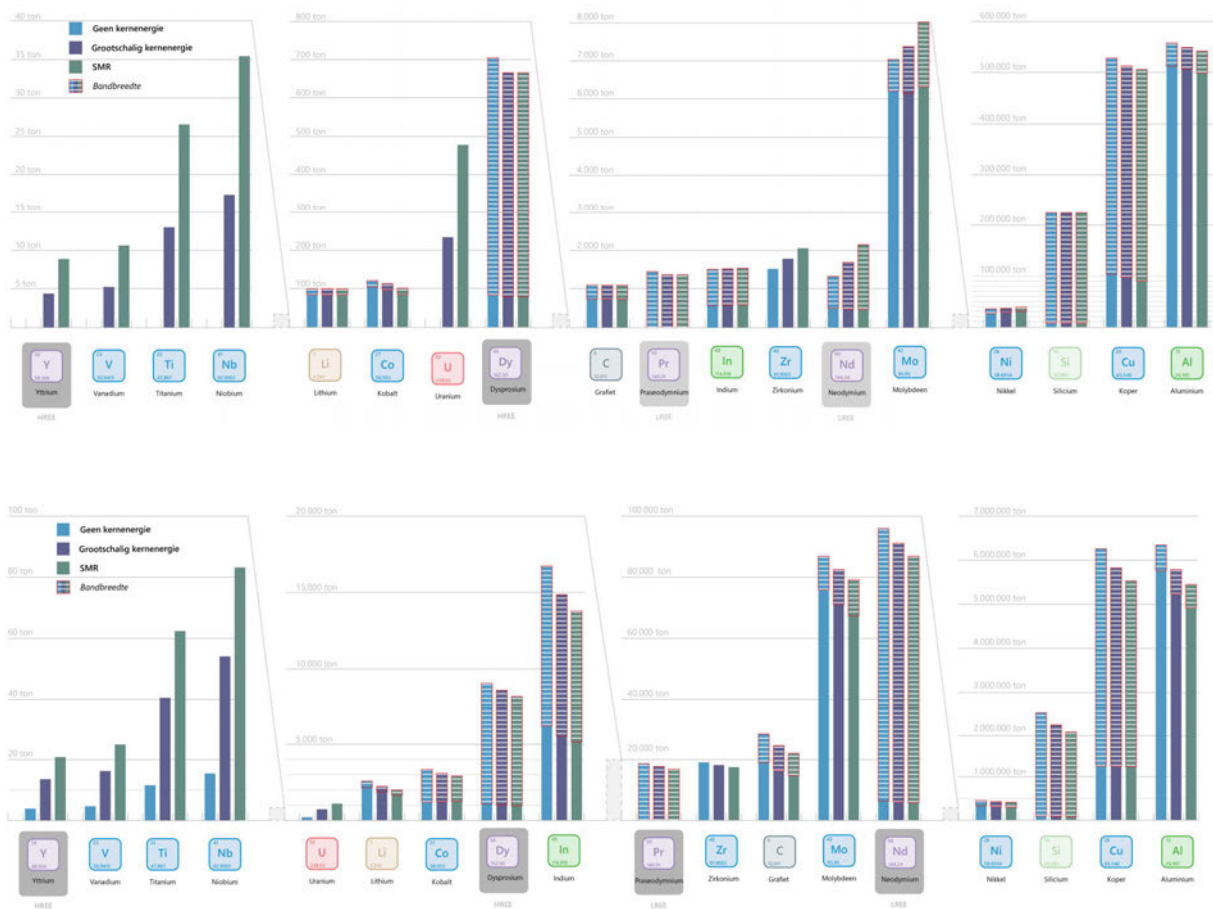
⁵ 'The effect of imports of vanadium on the national security', 141.

⁶ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'.

dominanter worden. Het bezit van geavanceerde koolstofarme technologie, productiecapaciteiten en grondstoffen vertaalt zich nu in aanzienlijke geopolitieke invloed. Terwijl landen over de hele wereld klimaatneutraliteit proberen te bereiken, gaan overheden en energiebedrijven actief op zoek naar betrouwbare producenten van zonnepanelen en groene waterstof. Dit wordt gevoed door de erkenning dat landen afhankelijk van elkaar zullen blijven om de energievoorziening veilig te stellen. De energietransitie zal landen niet energie-onafhankelijk maken. In plaats daarvan zal de afhankelijkheid van importerende landen verschuiven naar landen die de productie van koolstofarme energiebronnen en kritieke mineralen verzorgen.

afbeelding 5.4 toont de benodigde hoeveelheden van de geselecteerde materialen in de drie verschillende scenario's. De hoeveelheid koper, aluminium en silicium in elk scenario is opvallend. Dit wijst op het toenemende risico van tekorten in de levering van deze materialen.

Afbeelding 5.4 Materiaalgebruik per scenario in Noordwest Europa. Let op: de berekeningen houden rekening met wind, zon, kernenergie, waterstofcentrales, elektrolysers en batterijen. En niet met biomassa, CCS of het elektriciteitsnet



Het vergroten van het aandeel van kernenergie in de Nederlandse en Noordwest Europese elektriciteitsmix heeft gevolgen voor het materiaalgebruik. Over het algemeen gaat de vraag naar kobalt en koper omlaag wanneer kernenergie opgeschaald wordt. Eveneens wordt er zonder kernenergie (veel) meer praseodymium, dysprosium en neodymium gebruikt. Echter wordt de hoeveelheid van deze zeldzame aardelementen significanter beïnvloed door het type windturbine dat is gebouwd. 'Gearbox doubly-fed induction generator turbines' vereisen veel minder zeldzame aardelementen dan 'direct drive permanent magnet' turbines. Bovendien in het geval van elektrolysers voor duurzame waterstof productie gebruiken 'alkaline elektrolysers' veel meer nikkel en zirkonium dan 'proton exchange membrane' (PEM) elektrolysers.

De vraag naar grafiet in Nederland wordt niet noemenswaardig beïnvloed door de hoeveelheid kernenergie, maar daalt significant in Noordwest-Europa. Tegelijkertijd neemt de hoeveelheid molybdenum en nikkel, met het gebruik van kernenergie, toe in Nederland, maar af in Noordwest-Europa. Zowel in Nederland als in Noordwest-Europa is er geen noemenswaardig verschil in de vereiste hoeveelheid lithium en silicium. Sowieso zullen voor de energietransitie kritische mineralen in relatief grote hoeveelheden nodig zijn, ongeacht de kleine verschillen in geïnstalleerd vermogen van verschillende elektriciteitsopwekkingsbronnen.

Net als veel andere landen in Europa heeft Nederland grote ambities om groene waterstof in te zetten voor decarbonisatie en om een waterstof handelsknooppunt te worden voor andere landen. Gebruikmakend van hernieuwbare elektriciteit kan een deel van de benodigde waterstof in Nederland binnenlands geproduceerd worden. Zonder het omzetten van dragers kan binnenlandse productie van waterstof lagere kosten bedragen dan het importeren van waterstofdraggers.¹ Om zowel de groeiende industriële vraag als de ambitie om een waterstof handelsknooppunt te worden te realiseren, zal wellicht een deel van de in Nederland gebruikte waterstof geïmporteerd worden aangezien dit in toenemende mate een wereldmarkt betreft.² Groene waterstof zal ook worden geproduceerd in landen waar met zonne-energie zeer efficiënt en relatief goedkoop elektriciteit op te wekken is, zoals in Spanje en Italië. Op veel grotere schaal kan groene waterstof worden geproduceerd buiten Europa, in Noord-Afrikaanse landen, het Midden-Oosten of Australië.³ Hierdoor ontstaan mogelijk nieuwe afhankelijkheidsrelaties met landen als in Noord-Afrika. Aan de andere kant verandert het de aard van Europa's afhankelijkheid van het Midden-Oosten, van olie naar groene waterstof. Hoe meer CO₂-arme elektriciteit in Nederland wordt geproduceerd, hoe minder energiedragers en -bronnen - zoals waterstof - geïmporteerd hoeven te worden.

In vergelijking met de hierboven geanalyseerde mineralen is de aanvoer van uranium, zowel op korte als lange termijn, relatief stabiel en zeker. Bovendien heeft een kernreactor een lange levensduur (ongeveer 60 jaar die met kleine aanpassingen kan worden verlengd).⁴ Er zijn een paar mineralen - yttrium, titanium en vanadium - nodig in de 2 scenario's met kernenergie, omdat ze belangrijk zijn om een reactor te bouwen.

Afbeelding 5.5 Eindboordeling risico's. Benodigde materialen per technologie in grijs aangegeven. In de andere kleuren de materialen met een zeker toeleveringsrisico. HREE = zware zeldzame aardmetalen; LREE = lichte zeldzame aardmetalen; PGM = metalen uit de platinagroep. *Voor windenergie zijn zowel ijzer als staal nodig

Technologieën / Grondstoffen	Kritische Grondstoffen lijst van de Europese Unie (2020)																Materialen opgenomen in de verkenningstudie van de Europese Commissie (2020)																							
	(U) Uranium	Zeer belangrijk				Belangrijk				Redelijk belangrijk				Weinig belangrijk				Potentieel belangrijk																						
		HREE		LREE		(Mg) Magnesium	(Ca) Germanium	(Nb) Niobium	(P) Fosfor	(Co) Kobalt	PGM	Natuurlijk grafiet	(V) Vanadium	(Li) Lithium	(W) Wolfram	(Hf) Hafnium	(Si) Silicium Metaal	(Ga) Gallium	(Ti) Titanium	(F) Fluorspar	(Ta) Tantal	(Mo) Molybdeen	(Mn) Mangaan	(Sn) Tin	(Zr) Zirkon	(Cr) Chroom	(Al) Aluminium	(Ag) Zilver	(Te) Tellurium	(Fe) Ijzer/Staal*	(Se) Selenium	(Zn) Zink	(Cu) Koper	(Pb) Lood						
		(Dy) Dysprosium	(Tb) Terbium	(La) Lantanaan	(Y) Yttrium																														(Pr) Prasodymium	(Nd) Neodymium	(Pt) Platina	(Ir) Iridium	(Pd) Palladium	(Ni) Nikkel
1	Nucleair																																							
2	Zon-PV																																							
3	Wind																																							
4	Electrolysers (groen waterstof)																																							
5	Waterstofcentrale																																							
6	Electriciteitsnet																																							
7	Carbon capture and storage																																							
8	Batterijen																																							

¹ Thomas Hajonides van der Meulen e.a., 'D7B.3 Cost Analysis and Comparison of Different Hydrogen Carrier Import Chains and Expected Cost Development' (Zenodo, 2022), <https://doi.org/10.5281/zenodo.6514173>.

² Government of the Netherlands. 'Government Strategy on Hydrogen'. 6 april 2020. <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>; Leguijt, Cor, Frans Rooijers, Emiel Van den Toorn, Reinier Van der Veen, Lucas Van Cappellen, Bettina Kampman, Marcel Weeda, Tom Van Dril, en Sam Lamboo. '50 % green hydrogen for Dutch industry'. CE Delft, 2022. https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/03/CE_Delft_210426_50_percent_green_hydrogen_for_Dutch_industry_FINAL.pdf

³ Uwe Weichenhain, 'Transporting the Fuel of the Future', Roland Berger, 4 november 2021, <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Transporting-the-fuel-of-the-future.html>.

⁴ 'What's the Lifespan for a Nuclear Reactor? Much Longer Than You Might Think', Energy.gov, 5 mei 2021, <https://www.energy.gov/ne/articles/whats-lifespan-nuclear-reactor-much-longer-you-might-think>.

In afbeelding 5.4 is aangegeven dat voor de bouw van een kernreactor wel kritische mineralen nodig, maar windenergie en elektrolyzers voor groene waterstof zijn de technologieën met de hoogste bijbehorende leveringsrisico's. Voor details van de beoordeelde risico's per materiaal zie de bijlage.

Afbeelding 5.6 Definities van risicocategorieën en de gebruikte kleurcodes in afbeelding 5.3

HH	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou significant zijn
HM	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn.
HL	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
MH	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou significant zijn
LH	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, maar de impact daarvan zou significant zijn
MM	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn.
ML	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
LM	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn
LL	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
	Materialen die nodig zijn voor één of enkele technologieën, maar die een relatief klein leveringsrisico hebben voor de totale Nederlandse elektriciteitsmix.

5.4 Conclusie grondstof- en energiezekerheid

De weg naar klimaatneutraliteit zal leiden tot aanzienlijke geopolitieke concurrentie om grondstoffen en technologieën. Nederland en de EU zijn afhankelijk van de import van grondstoffen, zowel halffabricaten als eindproducten. Deze afhankelijkheid wordt met name problematisch wanneer het leveringsrisico van een materiaal hoog is en de impact van een mogelijke verstoring ernstige gevolgen zou hebben voor de Europese economie en energietransitie. Daarnaast worden deze materialen veelal ook in andere toepassingen dan klimaatneutrale technologieën gebruikt.

Energie import onafhankelijk zijn is lastig en misschien zelfs onwenselijk voor Europese landen, aangezien de wereldeconomie nauw met elkaar verbonden blijft. Het lijkt geen twijfel dat bepaalde technologieën en energiedragers door Nederland geïmporteerd moeten worden. Hoewel er elektrolyzers worden geïnstalleerd, zal een deel van de groene waterstof die in Nederland wordt verbruikt, wellicht van elders worden geïmporteerd. Bovendien zullen de permanente magneten die nodig zijn voor windturbines waarschijnlijk in hun definitieve vorm worden geïmporteerd in plaats van op Nederlandse bodem te worden geproduceerd. In die zin worden geopolitieke risico's en afhankelijkheid van Nederland tot op zekere hoogte verschoven van de grondstoffen naar halffabricaten.

Tot 2035/40 worden leveringstekorten voor de meest kritieke grondstoffen en technologieën verwacht, aangezien vele landen tegelijkertijd stappen zullen zetten richting de klimaatdoelstellingen. Ondanks kleine verschillen zal de kritische metalenbehoefte voor Nederland substantieel zijn in alle drie de elektriciteitsmixen die in de geanalyseerde scenario's zijn weergegeven. De komende jaren zullen worden gekenmerkt door prijsvolatiliteit, waardoor aanbodknelpunten en prijsspieken voor energietechnologieën ontstaan. Verzachtende factoren zoals substitutie door andere materialen of de beschikbaarheid van reserves in partnerlanden kunnen de leveringszekerheid versterken.

De concentratie van winning en verwerking van erts en metalen in één land is een van de belangrijkste indicatoren voor geopolitieke risico's. Andere risicofactoren zijn bezit van mijnen door derde landen ter controle van de beschikbaarheid van de metalen en mineralen, geopolitiek gemotiveerde exportbeperkingen of zelfs de opschorting van handelsbetrekkingen in het geval van een crisis zoals de oorlog in Oekraïne. De Chinese dominantie van kritieke toeleveringsketens voor mineralen is opvallend, variërend van zeldzame aardelementen tot silicium, indium, grafiet en vanadium. De Chinese overheid heeft het vermogen om het wereldwijde aanbod te beïnvloeden en prijsspieken te veroorzaken door eenvoudige veranderingen in

binnenlands beleid. Consumenten over de hele wereld kunnen worden beïnvloed door een verandering in de normen voor de verwerking van vanadium, wat leidt tot onderbrekingen in de productie en dus tot tekorten in het aanbod.

De geopolitieke risico's op het gebied van materiaalverwerving zijn bij kernenergie vrij beperkt. De wereldwijd voldoende uraniumvoorraden, de diversiteit aan (betrouwbare) leveranciers, de relatief kleine hoeveelheid uranium die nodig is om elektriciteit te produceren en de mogelijkheid om uranium geruime tijd op te slaan zonder degradatie van het materiaal, zijn alle verzachtende factoren voor de reductie van de afhankelijkheid van Europa van uraniumimport. In de uraniumbrandstofcyclus worden verrijking, productie van splijtstofstaven, opwerking van gebruikte splijtstof en radioactieve materialen opslag allemaal grotendeels verzorgd door verschillende Europese bedrijven op Europees grondgebied.

Latijns-Amerika is in opkomst als een hotspot voor de levering van lithium, niobium en koper. Enerzijds worden landen over de hele wereld afhankelijk van Brazilië voor niobium en Chili en Peru voor koper. De 'Lithiumdriehoek' - Chili, Argentinië en Bolivia - wint aan invloed omdat voor batterijen lithium nodig is. De EU heeft relatief stabiele betrekkingen met deze landen, maar zij zijn niet langer de enige besluitvormers. China is actief eigenaar geworden van mijnen in heel Latijns-Amerika, en is in staat om enige vorm van controle over essentiële hulpbronnen uit te oefenen. De sterke toename van de vraag, de ontwikkeling van duurzamere mijnbouw- en verwerkingsmethoden en de constante ontdekking van nieuwe reserves zullen de exploitatie van wereldwijde hulpbronnen op de lange termijn versnellen. Er zijn van veel materialen ook reserves in Europa; politieke wil en sociale acceptatie zullen de bepalende factoren zijn voor het starten van binnenlands-Europese mijnexploratieprojecten. Na 2030 wordt 'urban mining' een aantrekkelijkere optie voor het inkopen van secundaire grondstoffen, wanneer bijvoorbeeld veel van de geïnstalleerde windturbines en zonnepanelen het einde van hun levensduur zullen bereiken. Tot slot vermindert de autonome groei op de lange termijn, waardoor de aanvoer van mineralen wordt ontlast.

Overwegingen

Klimaatverandering houdt zich niet aan politieke grenzen. Hoewel elk land soevereine bevoegdheden heeft over zijn energiemix en energiezekerheid, worden klimaatdoelen op Europees niveau ontwikkeld. Elektriciteitsnetten zijn steeds meer met elkaar verbonden en de beslissing van een lidstaat om een kernreactor of een offshore windpark te bouwen, heeft evenzeer invloed op de buurlanden. De oorlog in Oekraïne heeft een ongekend niveau van samenwerking tussen Europese landen in de energiesector laten zien en voor het eerst wordt een olie- en gasboycot overwogen. Bij de energietransitie zou eenzelfde mate van samenwerking verstandig zijn. Dit zou de stabiliteit van het Europese energienet verbeteren door het bieden van bijvoorbeeld back-upcapaciteit. Bovendien zou het bijdragen aan de succesvolle inkoop van cruciale mineralen en technologieën die nodig zijn om klimaatneutraliteit te bereiken. Door samen te werken, kunnen de Europese particuliere bedrijven en publieke actoren deelnemen aan gezamenlijke projecten voor het delen van kennis, terwijl ze ook vanuit een versterkte onderhandelingspositie kunnen onderhandelen over leveringsovereenkomsten.

Ten slotte moeten de conclusies van dit hoofdstuk niet worden opgevat als een statische analyse. Wereldwijde markten zijn dynamisch en worden voortdurend beïnvloed door nieuw beleid en technologische doorbraken. Deze risicoanalyse dient regelmatig te worden herhaald om een actueel overzicht te behouden van de mondiale ontwikkelingen voor kritische mineralen.

6

RUIMTELIJKE INPASSING EN RANDVOORWAARDEN

6.1 Ruimtelijke impact van de scenario's

Op basis van de optimalisatiescenario's is de ruimtelijke impact gekwantificeerd. Per techniek is het directe en indirect ruimtegebruik gekwantificeerd en de maatschappelijke impact bepaald. Al het ruimtegebruik wordt uiteindelijk in een overzicht geplaatst voor het totale ruimtegebruik van de scenario's.

Direct ruimtegebruik

Met direct ruimtegebruik wordt de hoeveelheid ruimte (in vierkante kilometer) bedoeld die er nodig is voor de specifieke techniek. Dit kan het oppervlak zijn van een kerncentrale of de ruimte voor de PV-opstelling¹.

Indirect ruimtegebruik en maatschappelijke impact

Met indirect ruimtegebruik wordt de hoeveelheid ruimte (in vierkante kilometer) bedoeld rondom de specifieke techniek die voor belemmeringen in ruimtegebruik zorgen door de aanwezigheid van de techniek. Dit kan gaan om veiligheidszones (bijv. mastbreuk, geluid) rondom windturbines of de waarborgzones rondom kerncentrales. In deze ruimte mogen dan bijvoorbeeld geen woningen worden ontwikkeld maar is wel ruimte voor ander ruimtegebruik. Dit ruimtegebruik wordt aangeduid als maatschappelijke impact. Hierbij gaat het om het ander ruimtegebruik wat in de veiligheidszone wel mogelijk is zoals landbouw of natuurontwikkeling.

6.1.1 Uitgangspunten

Voor het bepalen van de ruimtelijke impact wordt er per GW bepaald wat het ruimtegebruik in km² is. Voor deze kentallen wordt er aangesloten op de ruimtelijke kentallen uit het rapport Ruimtelijke uitwerking Energiescenario's. Waar nodig zijn deze kentallen aangevuld. Voor het bepalen van de ruimtelijke impact wordt er per GW techniek het ruimtegebruik in km² bepaald (één vierkante kilometer staat gelijk aan de grote van het Zuiderpark in Den Haag). Hieronder worden de kentallen per techniek uit de scenario's toegelicht.



Kernenergie

Voor het ruimtegebruik van kernenergie wordt er gerefereerd naar het ruimtegebruik per reactor van een EPR kerncentrale (Borssele) en een Small Modular Reactor.

¹ Mogelijk multifunctioneel ruimtegebruik van energietechnieken (zon op dak) is hierbij buiten beschouwing gelaten.

EPRcentrale (scenario grootschalig kernenergie)

Een EPR reactor met een vermogen van 1,65 GW vraagt 0,15 km² aan ruimtegebruik¹. Voor het bepalen van het ruimtegebruik wordt het vermogen teruggerekend naar dit aantal reactoren. Voor het indirect ruimtegebruik wordt er gekeken per kerncentrale. Hierbij wordt er uitgegaan dat één kerncentrale gemiddeld twee reactoren heeft. Volgens het SEV III moet een kerncentrale 5 km van dichtbevolkt gebied staan met weinig kwetsbare objecten (zie ook 5.2 'randvoorwaarden bij de ruimtelijke inpassing'). Het Besluit externe veiligheid inrichting (Bevi) definieert kwetsbare objecten. Hieronder vallen onder andere woningen, ziekenhuizen, scholen, kampeer- en andere recreatieterreinen en gebouwen waarin doorgaans grote aantallen personen gedurende een groot gedeelte van de dag aanwezig zijn². De veiligheidscontour van 5 km wordt gehanteerd voor het indirect ruimtegebruik. Deze ruimte biedt wel (beperkte) mogelijkheden tot natuurontwikkeling of agrarisch gebruik.

De randvoorwaarden, dat de locatie niet binnen een straal van 5 km van een dichtbevolkt gebied mag liggen en dat bij ongevallen preventiemaatregelen (evacuatie en dergelijke) mogelijk moeten blijven, komen voort uit de ontwerpvoorschriften bij de EPR, een generatie III centrale³. Uitgaande van de zonering die thans in het Nationaal Plan voor de Kernongevallenbestrijding (NPK)⁴ is vastgelegd, geldt voor een grote kerncentrale een zone van circa 5 km, waarbinnen met de mogelijkheid van evacuatie van mensen rekening moet worden gehouden en dat snel uitvoerbaar moet zijn. In het SEV II wordt ook nog gekeken naar de afstand van 20 km. Deze afstand betrof echter de generatie II kerncentrales. Deze afstand wordt nu buiten beschouwing gelaten.

Bij de huidige kerncentrale Borssele vallen de dorpen Borssele en 's-Heerenhoek binnen de 5 km straal. Het inwonersaantal van beide dorpen is respectievelijk 1.442 en 1.979 in 2020⁵.

Bij het indirect ruimtegebruik is het opslaan van radioactief afval (via COVRA) niet meegenomen⁶. Om het ruimtegebruik alsnog in perspectief te plaatsen heeft het huidige terrein van COVRA in Nieuwdorp (gemeente Borssele) een oppervlakte van 20 ha waar nu 5 gebouwen op staan (opslag, afvalverwerking, kantoor). COVRA geeft aan dat de dimensionering afdoende is voor meer dan honderd jaar afvalproductie en is nu bezig met de uitbreiding van de opslagcapaciteit van het hoog radioactief behandel- en opslaggebouw.



Small modular reactor (scenario SMR)

De Small Modular Reactors hebben een kleiner direct ruimtegebruik. Een reactor (van 300 MW) heeft een ruimtegebruik van 0,01 km² (gebaseerd op de GE-Hitachi SMR's). Voor het indirect ruimtegebruik zijn er geluiden dat de afstand tot bewoond gebied (zoals bij EPRcentrales) minder kan zijn⁷. Hiervoor zijn in Nederland nog geen aanscherpte afstanden voor bepaald en die dienen verder gespecificeerd te worden om een beter beeld te geven van het indirect ruimtegebruik van SMR's. Voor het bepalen van het indirect ruimtegebruik van SMR wordt zowel een bovengrens conform dezelfde veiligheidscontour als bij

¹ Op basis van input van het PEH van ministerie van EZK.

² Kenniscentrum InfoMil: Kwetsbare objecten <https://www.infomil.nl/onderwerpen/veiligheid/bevi-revi/@110701/kwetsbare-objecten/>.

³ Witteveen+Bos: GV815-1 Planmer Waarborgingsbeleid SEV III planMilieueffectrapport definitief 2 d.d. 23 januari 2008, p 17.

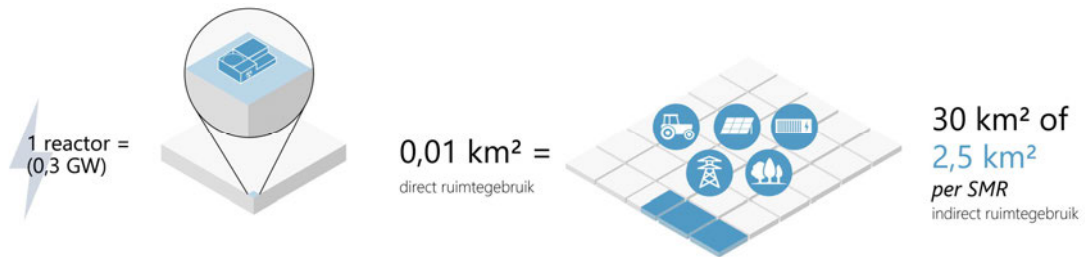
⁴ Het Nationaal Plan voor de Kernongevallenbestrijding inmiddels is vervangen door het Landelijk Crisisplan Straling (2021).

⁵ Gemeente Borssele: bevolkingscijfers: <https://www.borsele.nl/bevolkingscijfers>.

⁶ Voor iedere techniek is in deze studie het ruimtegebruik van de gehele productieketen buiten beschouwing gelaten.

⁷ KPMG: marktconsultatie kernenergie d.d. 1 juli 2021, p 58.

EPRcentrales (5 km per centrale) doorgerekend, als een ondergrens op basis van eerste inzichten uit buitenlandse artikelen (400 m per centrale)¹. Het daadwerkelijke veiligheidscontour en daarmee indirecte ruimtegebruik voor SMR's dient nader onderzocht te worden, waarbij rekening gehouden dient te worden met het vermogen en de veiligheid van de centrale. Voor het indirect ruimtegebruik is gerekend met gemiddeld met 300 MW per locatie, maar dit kunnen meerdere kleine SMR's zijn of één centrale of 300 MW.



Batterijopslag

Het vermogen van batterijopslag per km² is 14 GW². Per GW is dat 0,071 km². Voor de veiligheidscontour rondom de opslag is 100 m aangenomen (indirect ruimtegebruik), vergelijkbaar met andere elektriciteitsbedrijven (bedrijfs categorie 3.2). Dit betekent dat binnen deze zone geen kwetsbare objecten (onder andere woningen) mogen bevinden. Het indirect ruimtegebruik is afhankelijk per het gemiddelde vermogen van een batterij-installatie. Voor de ruimtelijke impact wordt uitgegaan van gemiddeld 100 MW op één locatie. De batterijen kunnen zich binnen de veiligheidszone van windmolens bevinden, of binnen en zonnepark. Hierdoor bestaat de kans op dubbeltelling van ruimtegebruik.



Elektrolyse

Voor elektrolyse is het ruimtegebruik 10 GW per km², wat neer komt op 0.1 km² per GW, wat is gebaseerd op het 1 GW ontwerp van ISPT³. Over de inrichting en afstand van elektrolyse-systemen ruimtelijk is nog niet veel bekend. Het vermogen per km² kan de komende tijd hoger worden doordat het gestapeld kan worden. Daarnaast is het indirect ruimtegebruik nog niet bekend. Voor deze analyse wordt er, net als bij batterijopslag, uitgegaan van de afstand conform bedrijfs categorie 3.2, 100 m tot kwetsbare objecten. Ook hier geldt het dat het per elektrolyse-centrale is. Voor de ruimtelijke impact wordt ervan uitgegaan dat één elektrolyse-centrale 250 MW omvat, omdat er zowel GW schaal installaties zullen zijn, maar ook kleinere die het gemiddelde naar beneden halen. Net als batterijen kunnen elektrolyzers ook binnen een zon- of windpark staan, of zelfs binnen een windpark op zee. In die gevallen is er sprake van dubbeltelling van ruimtegebruik.

¹ Siting Considerations Related to Population for Small Modular and Non-Light Water Reactors (<https://www.nrc.gov/docs/ML1733/ML17333B158.pdf>).

² Generation Energy (2020), Ruimtelijke uitwerking Energiescenario's.

³ ISPT (2022), Ontwerp voor waterstoffabriek gaat de wereld over.



Waterstof CCGT/Waterstof OCGT

Voor waterstofcentrales (zowel open cyclus als STEG) wordt een bestaande aardgas-elektriciteitscentrale als referentie gebruikt voor het bepalen van het direct en indirect ruimtegebruik. Hierbij is er gekeken naar de Maximacentrale/voormalige Flevocentrale (kleine centrale, 513MW) en de Clauscentrale (grote centrale, 1280MW)¹. Op basis van deze referentie is het direct ruimtegebruik per GW bepaald op 0,05 km².

Net als bij batterijopslag wordt hier ook uitgegaan van een bedrijfscategorie 3.2 met een veiligheidscontour van 100 m van de centrale. Hier wordt uitgegaan van 850 MW per centrale. Binnen het indirect ruimtegebruik is er wel de mogelijkheid tot landbouw, veeteelt, natuurgebieden, recreatiegebieden, hoogspanningslijnen en wind- of zonneparken.



Waterstof cavernes

Ondergrondse cavernes (ontstaan door zout of gaswinning) kunnen worden gebruikt voor de opslagbehoefte van waterstof. Voor het ruimtegebruik van de cavernes wordt er uitgegaan van de locatie Zuidwending in Groningen als referentie. Hierbij is het direct (bovengronds) ruimtegebruik voor de cavernes totaal 70.000 m² bestaande uit betonplaten, compressoren en pompinstallaties². Rondom deze installatie dient een minimumafstand van 300 meter aangehouden te worden tot woningen. Deze ruimte is wel beschikbaar voor landbouw, recreatie- of natuurontwikkeling of zonnepanelen.



Wind op land

Voor wind op land is het ruimtegebruik per km² van 8 MW³. Dit komt neer op 125 km² per GW. Dit ruimtegebruik is zowel direct als indirect. Rondom windturbines moet er een afstand worden bewaard van tussen de 300 en 600 m tot onder andere woningen⁴. Hierin is de mogelijkheid tot landbouw, veeteelt, natuurgebieden, recreatiegebieden, hoogspanning, grootschalige zonneparken of energieopslag. Het direct

¹ Ruimte is energie.

² <https://ruimtevoorenergie.nl/>.

³ Generation Energy (2020), Ruimtelijke uitwerking Energiescenario's.

⁴ <https://ruimtevoorenergie.nl/>.

ruimtegebruik is (qua oppervlak) enkel de fundering van 50 m² per turbine. Het direct ruimtegebruik wordt bepaald per windturbine, waarbij het vermogen per turbine op 5 MW wordt aangenomen.



Wind op zee

Voor wind op zee is het ruimtegebruik per km² van 10 MW¹. Dit komt neer op 100 km² per GW. Dit ruimtegebruik is zowel direct als indirect. Rondom windturbines moet er een afstand worden bewaard van 500 m wat gesloten is voor scheepsvaart². Dit beperkt de scheepsvaart en visserij maar hier is wel de mogelijkheid tot natuurontwikkeling. Voor het direct ruimtegebruik (qua oppervlak) wordt er per turbine 20 m² aangenomen, waarbij het vermogen per turbine op 15 MW wordt aangenomen.



Zon-PV

Voor zon-PV wordt zowel PV op dak als PV in velden bedoeld. Het ruimtegebruik is 195 MW per km² voor PV op dak en 150 MW per km² voor PV op velden. Op veld ligt het ruimtegebruik momenteel nog wat hoger, maar doorgroei naar 150 MW per km² is mogelijk met het standaard worden van de oost-west opstelling en efficiëntieverbetering van panelen. Voor de ruimtelijke impact wordt er uitgegaan van 170 MW per km², oftewel ongeveer 6 km² per GW. Rondom PV wordt er niet uitgegaan van indirect ruimtegebruik wat andere functies belemmert. Het direct ruimtegebruik biedt bij PV op dak de mogelijkheid tot integratie in de gebouwde omgeving (wonen, werken, parkeren et cetera), op groene daken of bij industrie. Ook is dubbelgebruik op geluidswallen of op water mogelijk, maar dit is in deze studie buiten beschouwing gelaten. PV op velden biedt de mogelijkheid tot beperkte natuurontwikkeling of veeteelt of als buffer tussen natuur en landbouw, maar in de meeste gevallen wel binnen het hek van de installatie waardoor dit ook als direct gebruik wordt gerekend.



6.1.2 Resultaten per scenario

Per scenario (Geoptimaliseerde scenario's voor 2050, zie paragraaf 4.5.2) is hieronder het resultaat van het directe en indirecte ruimtegebruik voor Nederland beschreven.

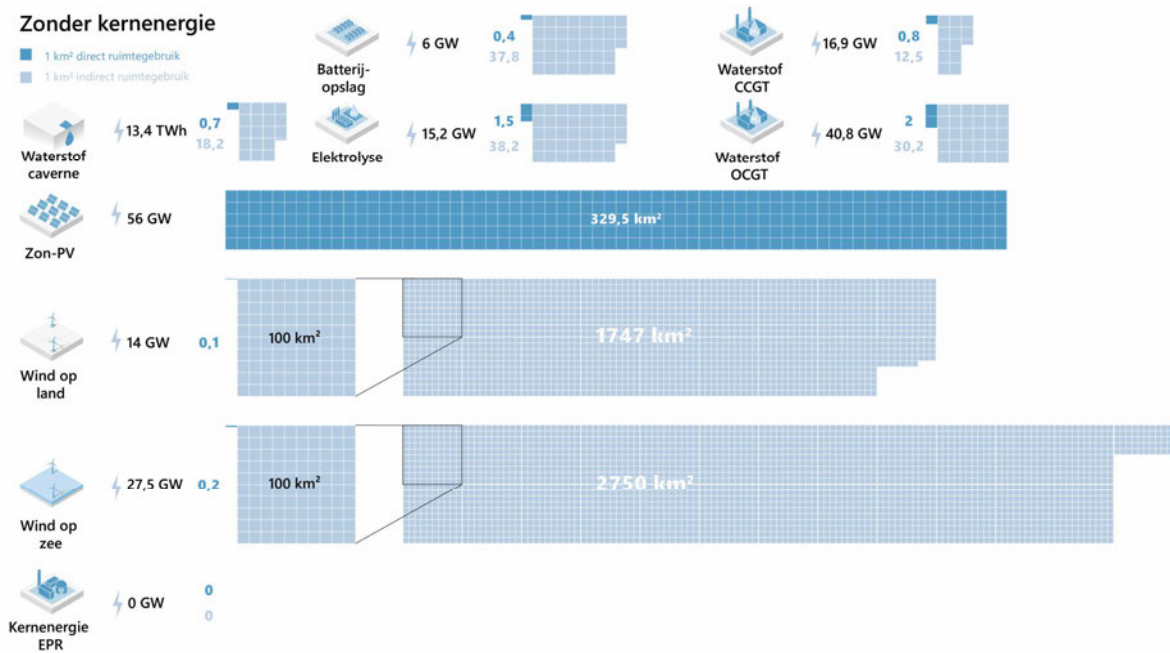
¹ Ruimtelijke uitwerking Energiescenario's.

² <https://ruimtevoorenergie.nl/>.

Zonder (extra) kernenergie

Bij het scenario zonder nieuwe kerncentrales is er in Nederland geen ruimtelijke impact van kernenergie, zoals in afbeelding 6.1 te zien is. Let bij het aflezen op de logaritmische schaal, deze maakt het mogelijk om ook de technieken met een kleiner ruimteverbruik te kunnen vergelijken. Het merendeel van de impact zit bij wind (zowel op land als op zee). Hier zit de ruimtelijke impact vooral in het indirect ruimtegebruik. Zon-PV heeft de meeste impact op direct ruimtegebruik (maar kan bij dubbelgebruik minder worden). Ook kan het direct ruimtegebruik van zowel de batterijopslag als elektrolyse in het indirect ruimtegebruik van een windpark liggen en daarom dubbel geteld zijn. Voor al het indirect ruimtegebruik geldt dat er de mogelijkheid is tot natuur- of landbouwontwikkeling, maar geen woningen.

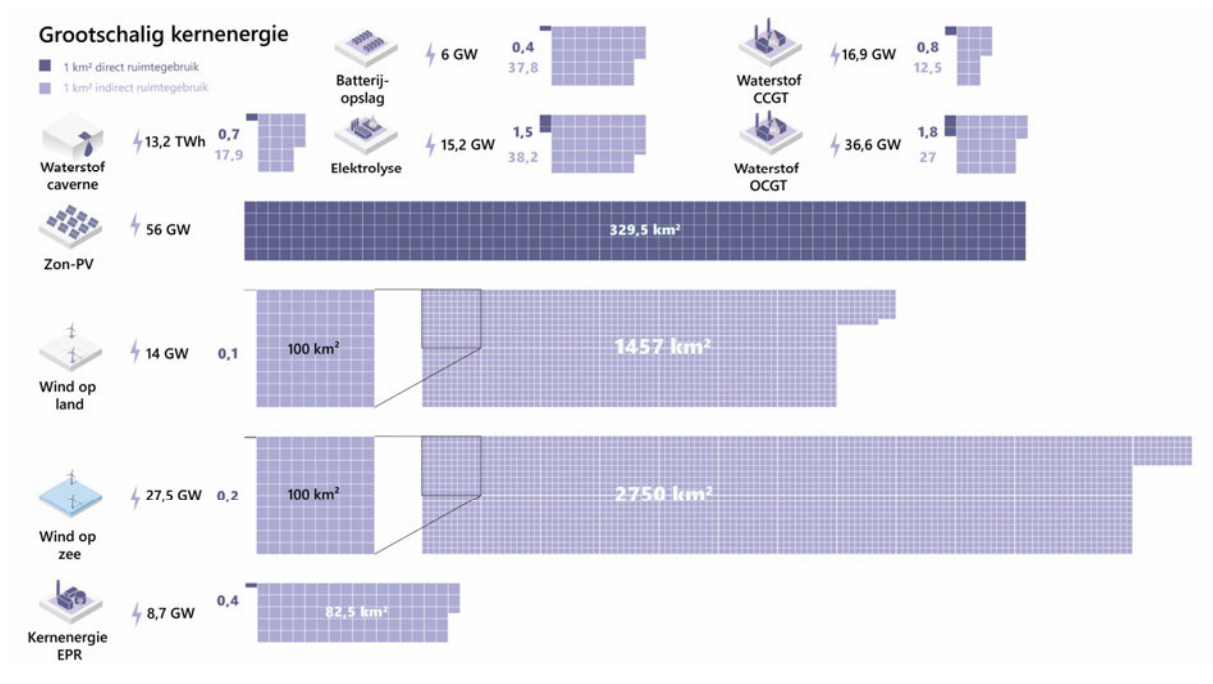
Afbeelding 6.1 Ruimtegebruik voor Nederland in 2050 zonder kernenergie



Grootschalig kernenergie

Het scenario grootschalig kernenergie in Nederland is in afbeelding 6.2 weergegeven. Kernenergie neemt qua direct ruimtegebruik met 0,4 km² weinig in beslag. Wel heeft het met ruim 80 km² een groter indirect ruimtegebruik ten opzichte van andere technieken, waardoor het totale ruimtegebruik (direct+indirect) van kernenergie na zon en wind de grootste is. Voor de andere technieken is er amper iets veranderd. Er is wat minder wind op land wat zorgt voor een kleiner indirect ruimtegebruik en er is minder waterstof (OCGT). Deze ruimte kan wel benut worden voor (beperkte) natuurontwikkeling. Het ruimtegebruik van kernenergie komt overeen met eerdere studies naar mogelijke ruimtelijke inpassing van kerncentrales (zie '6.2'). Deze kerncentrales zouden dus op plekken als Borssele of de Maasvlakte kunnen passen waar qua indirect ruimtegebruik (veiligheidszone) de mogelijkheid toe is.

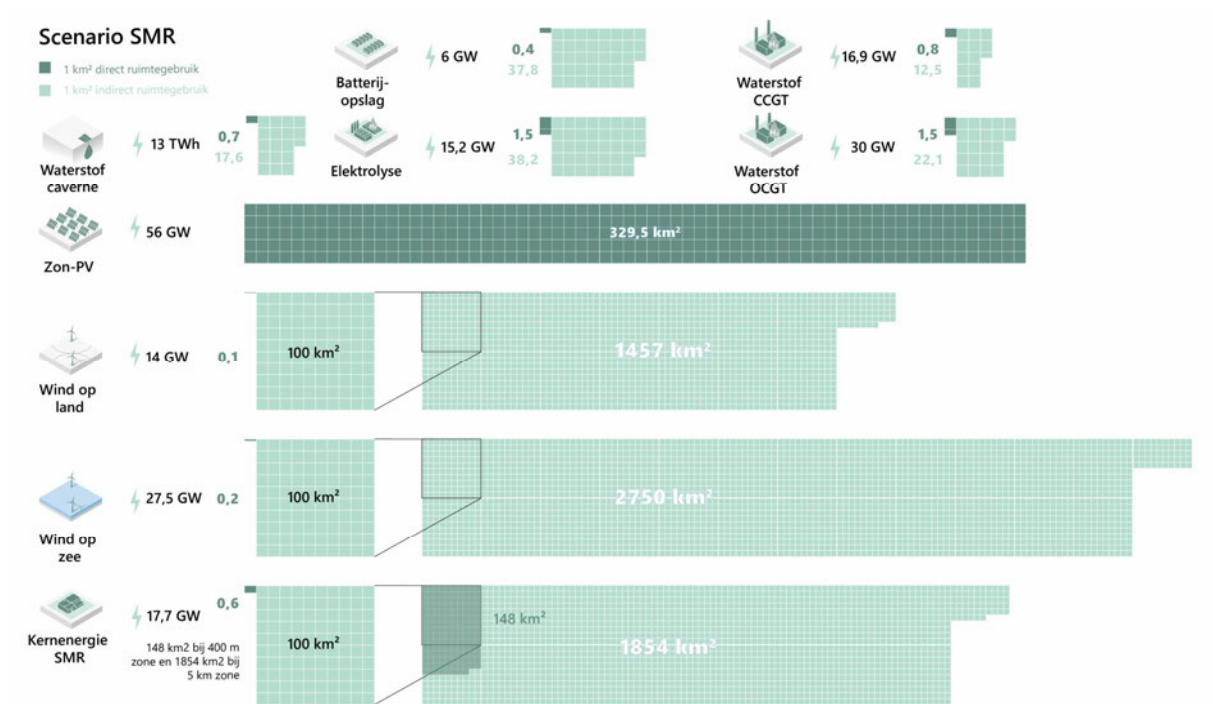
Afbeelding 6.2 Ruimtegebruik voor Nederland in 2050 met grootschalig kernenergie



Scenario SMR

Bij het SMR-scenario is er kernenergie in de vorm van Small Modular Reactors (SMR). Net als bij grootschalig kernenergie verandert er amper iets bij de andere technieken. Wind op land en waterstof OCTG hebben ook hier een kleiner ruimtegebruik.

Afbeelding 6.3 Ruimtegebruik voor Nederland in 2050 voor scenario SMR



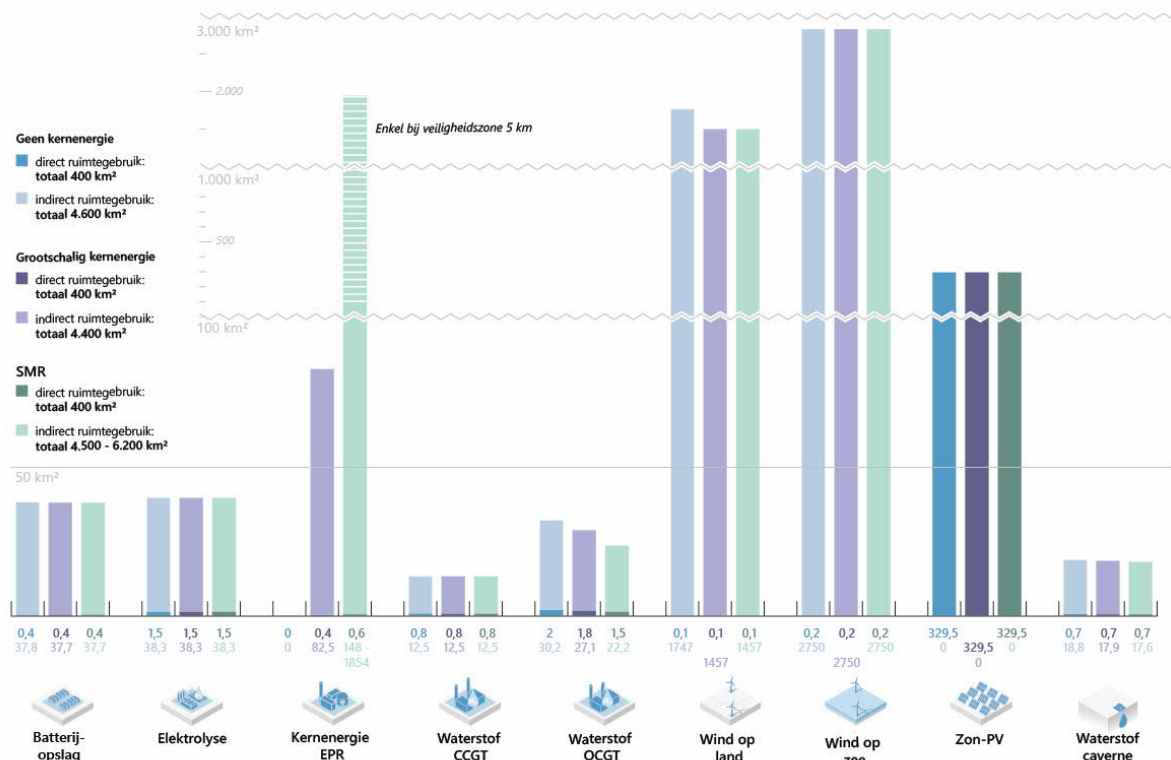
Voor de SMR betekent dat er qua direct ruimtegebruik met 0,6 km² een kleine toename is ten opzichte van grootschalige centrale kerncentrales. Wel is het indirect ruimtegebruik flink hoger: bijna 150 km² bij de

ondergrens veiligheidscontour van 400 m en zelfs 1850 km² bij de bovengrens van 5 km (zoals EPR centrale). Bij de bovengrens zou het ruimtegebruik van SMR's hoger liggend dan dat van wind op land. Het vraagt dus om maatwerk en precieze inpassing van SMR's waarbij er gekeken moet worden naar welke veiligheidsafstand gehanteerd dient te worden en waar deze centrales ingepast kunnen worden.¹ Het indirect ruimtegebruik van SMR wordt meer verlaagd wanneer de SMR's worden geclusterd. Een clustering van 10 SMR's (oppervlakte van 0,1 km²) zou betekenen dat in dit scenario het indirect ruimtegebruik 15 km² zou zijn, bij een veiligheidscontour van 400 m.

6.1.3 Vergelijking ruimtegebruik in Nederland en Noordwest-Europa

Het in de vorige paragraaf gekwantificeerde totale ruimtegebruik (direct en indirect) van de 3 scenario's voor Nederland in 2050 wordt in afbeelding 6.4 vergeleken. Opvallend is dat het ruimtegebruik van de 3 scenario's bijna gelijk is, met enkel een afname in wind op land van 290 km² en een ruimtegebruik van grootschalige kerncentrales van 80 km² of 150 km² in het geval van SMR's (bij de ondergrens veiligheidscontour). De afname van OCGT waterstofcentrales is tweemaal circa 5 km². Het totale ruimtegebruik van de energietransitie in Nederland neemt daarmee beperkt af van 5000 km² zonder kernenergie naar afgerond 4800 km² in beide kernenergie scenario's. De totale afname in ruimtegebruik zit volledig in het indirecte ruimtegebruik. Dit betekent dat er minder ruimte wordt belemmerd voor bijvoorbeeld woningbouw door de aanwezigheid van energietechnieken (voornamelijk indirect ruimtegebruik van wind op land). Wanneer er bij de SMR's uit wordt gegaan van een grotere veiligheidscontour, dan vindt er een toename van indirect ruimtegebruik plaats.

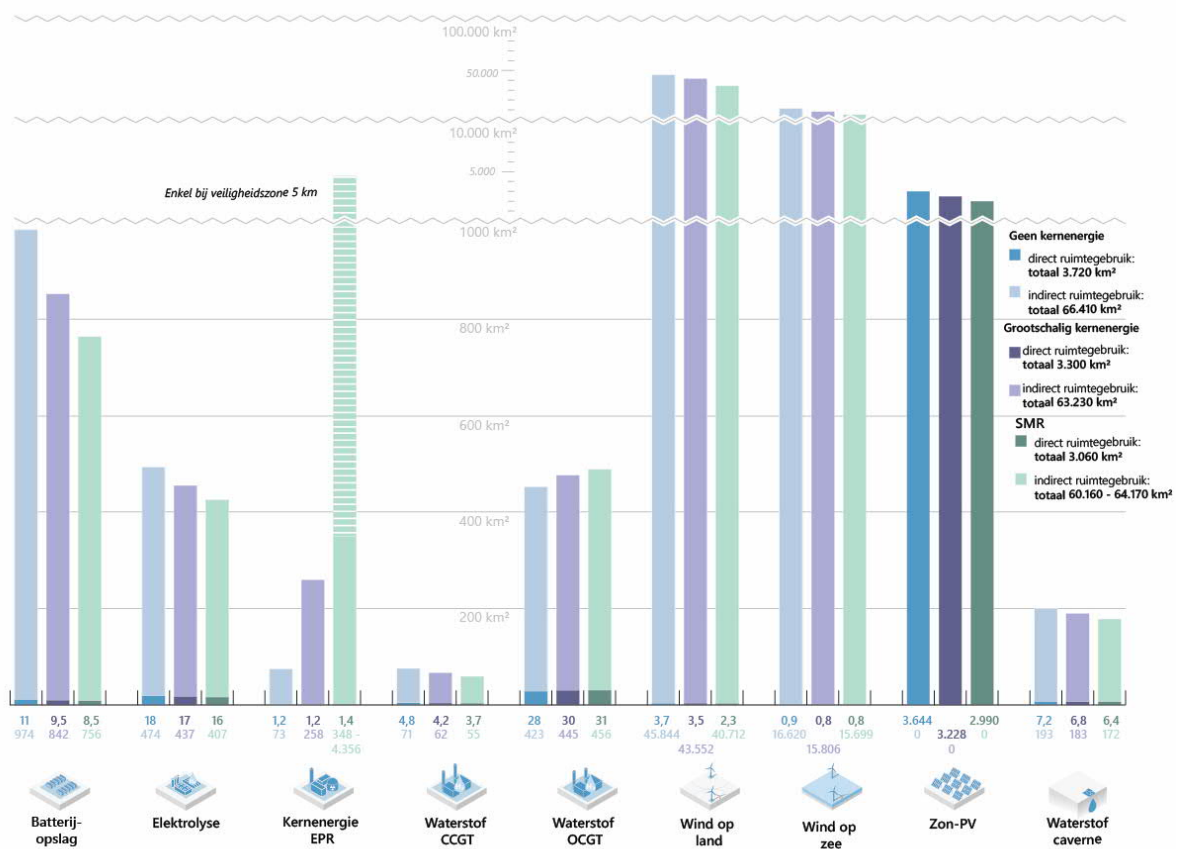
Afbeelding 6.4 Totaal ruimtegebruik (direct+indirect) voor Nederland in 2050 voor de 3 scenario's



¹ Hierbij is nog geen rekening gehouden met eventuele weerstand vanuit de omgeving.

Waarom het bespaarde ruimtegebruik in Nederland beperkt is valt te verklaren vanuit de eerdere constatering dat kernenergie in Nederland voornamelijk concurreert met extra zon en wind in omliggende landen. Afbeelding 6.5 maakt dit inzichtelijk. Het totale ruimtegebruik van de energietransitie in Noordwest-Europa neemt door inzet van kernenergie af van 68.200 km² naar 63.200 km² in het scenario met grootschalig kernenergie en naar 61.500 km² in het SMR scenario. Daarmee is het vermeden ruimtegebruik in het grootschalig kernenergie scenario 3.500 km² door de inzet van 19 GW kernenergie, dus 180 km²/GW. Dit oppervlak is ongeveer gelijk aan het oppervlak van de provincie Zuid-Holland waar bij dit scenario dan geen restricties zijn door de aanwezigheid van energiesystemen (indirect ruimtegebruik). In het SMR scenario is het vermeden ruimtegebruik 6.700 km² door de inzet van 34 GW kernenergie, dus 200 km²/GW (oppervlakte is gelijk aan provincie Noord-Holland en Flevoland samen). Hierbij moet wel de kanttekening worden gemaakt dat dit bij de ondergrens veiligheidscontour van 400 m is. Wanneer ook voor SMR met een veiligheidszone van 5 km word gerekend dan is de ruimtebesparing nog 2700 km² en 80 km²/GW.

Afbeelding 6.5 Totaal ruimtegebruik (direct+indirect) voor Noordwest-Europa in 2050 voor de 3 scenario's



6.1.4 Conclusie ruimtegebruik

De drie scenario's (geen kernenergie, grootschalige kernenergie en SMR) hebben ieder een andere ruimtelijke impact. Wat algemeen voor alle scenario's is dat deze impact vooral terug te zien is bij het indirect ruimtegebruik, wat het meeste bijdraagt aan de ruimtegebruik. Algemeen geldt dat vooral bij wind er veel ruimte nodig is, hoewel bijna al het ruimtegebruik hiervan indirect is op onder andere zee of dat er nog wel onder andere landbouw mogelijk is bij wind op land. Voor zon-PV is er alleen direct ruimtegebruik, maar dat is wel aanzienlijk. Daarnaast kan dit door dubbelgebruik (op gebouwen etc.) worden verminderd. De analyse op Nederlandse schaal laat per scenario zien dat de invloed van kernenergie op de ruimtelijke impact gering is. Er is maar een kleine afname op het totaal (zowel bij grootschalige kernenergie als bij SMR), slechts 200 km² op een totaal van 4.600 km² bij het scenario zonder kernenergie. De analyse op Noordwest-

Europese schaal laat zien dat kernenergie ruimte bespaart, namelijk circa 3.500 km² (oppervlakte gelijk aan provincie Noord-Holland en Flevoland samen), door een combinatie van minder benodigde wind, zon-PV, batterijen en elektrolyzers.

Voor kernenergie geldt bij enkel kernenergie met EPR centrales dat de ruimtevraag te overzien is binnen de mogelijke locaties (Borssele en Maasvlakte). Voor SMR's is de daadwerkelijke ruimtelijke impact afhankelijk van de (herziene) veiligheidszone rondom kerncentrales. Bij een veiligheidszone van 5 km rondom iedere centrale, is de impact aanzienlijk. Een herziening van deze veiligheidszone, naar bijvoorbeeld 400 m, zou dit oppervlak significant verkleinen. Hiervoor is vervolgonderzoek nodig voor zowel de gehanteerde veiligheidsafstand als de ruimtelijke inpassing.

Kanttekening: randvoorwaarden bij de ruimtelijke inpassing van kernenergie

Uit verschillende reeds verschenen rapporten blijkt dat een locatie voor kernenergie aan een groot aantal randvoorwaarden moet voldoen om geschikt te zijn voor kernenergie:

- 1 een kerncentrale moet op ruime afstand (minimaal 5 km) van een dichtbevolkt gebied staan. Om te kunnen bepalen of het mogelijk is om de veiligheidszone voor kerncentrales eventueel in te perken, is nader onderzoek nodig;
- 2 de locatie dient te voldoen aan bepaalde veiligheidsvoorschriften, onder meer op het gebied van de nabijheid van gevoelige objecten, de beschikbare infrastructuur, en vluchtwegen;
- 3 er dient rekening te worden gehouden met de opslagcapaciteit van het radioactieve afval;
- 4 bij de locatiekeuze moet rekening worden gehouden met het risico op natuurlijke ongevallen (weersomstandigheden en bodemstabiliteit) en door de mens veroorzaakte ongevallen (onder andere in verband met nabijgelegen land, rivier, zee of luchtvaart, vuur, explosies, de ontwikkeling van wapens en het vrijkomen van gevaarlijke gasen uit industriële installaties, en elektromagnetische interferentie);
- 5 afhankelijk van de omvang van de kerncentrale en de toegepaste koeltechniek moet er voldoende koelwater aanwezig zijn op de locatie;
- 6 de locatie dient aangesloten te zijn op infrastructuur die een veilig transport van nucleaire brandstof en radioactief afval mogelijk maakt;
- 7 er moet bij de locatiekeuze van een kerncentrale rekening worden gehouden met gevolgen voor beschermde natuurgebieden en de bodem- en waterkwaliteit en de daarbij behorende regelgeving.
- 8 er dient bij de ruimtelijke inpassing van kernenergie ook rekening te worden gehouden met op de locatie aanwezige archeologische en landschappelijke waarden.

De bovenstaande opsomming betekent dat de regio's die de energiesysteemoptimalisatie onder de aannames van het model aanwijst als optimaal voor het plaatsen van kernenergie, niet automatisch geschikt zijn. Hiervoor zal ook onderzoek gedaan moeten worden naar bovenstaande randvoorwaarden.

Zie bijlage III voor een nadere uitwerking van de hierboven beschreven randvoorwaarden.

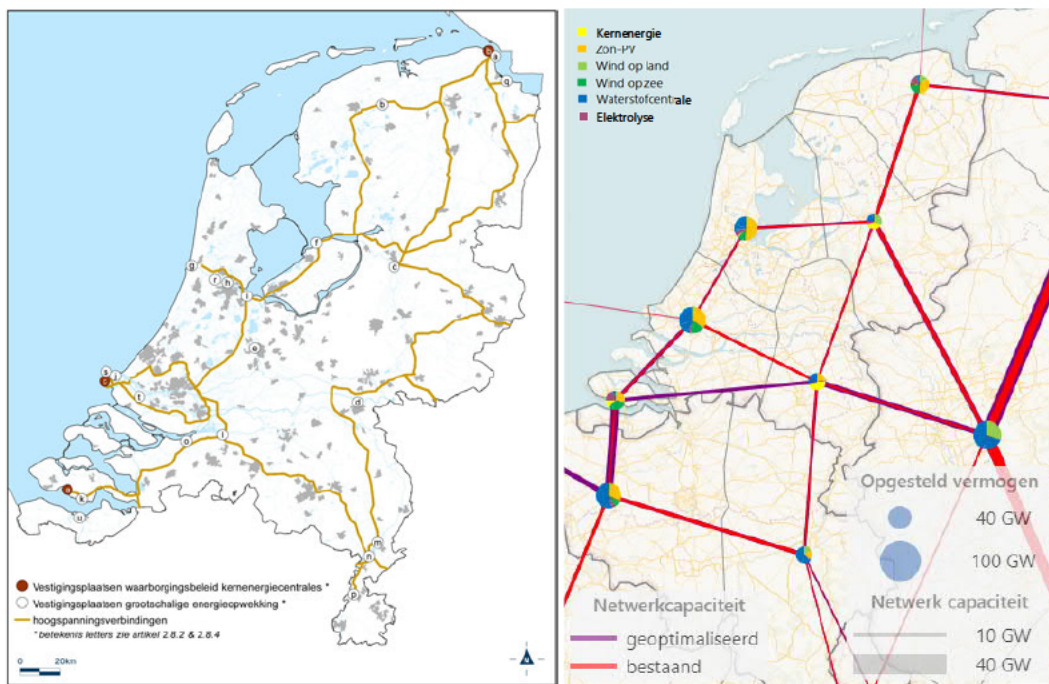
6.2 Potentiële heroverweging vestigingsplaatsen voor kernenergie

In de Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III) zijn Borssele, Maasvlakte en de Eemshaven aangewezen als vestigingsplaatsen voor kernenergiecentrales. Dit waren vanuit de in de voorgaande paragraaf besproken randvoorwaarden de meest geschikte locaties. In 2010 vielen de locaties Noordoostpolder en Moerdijk af. Echter zijn er door de energietransitie ook andere overwegingen vanuit het energiesysteem die een rol spelen bij de keuze voor een locatie voor kernenergie. Zo worden er op de locaties Borssele, Maasvlakte en Eemshaven grote hoeveelheden wind op zee-aanlandingen gepland, wat in combinatie met extra kernenergie voor netcongestie landinwaarts zal zorgen. De energiesysteemoptimalisatie laat zien dat op de langere termijn, dus vanaf 2040, kernenergie vooral toegevoegde waarde heeft in regio's verder landinwaarts, met gematigde windcondities en een relatief hoge vraag. Voor Nederland selecteert het model kernenergie eerst in de regio zuidoost waarin het industriecluster Chemelot ligt en daarna ook regio oost. Deze regio's hebben tevens verbinding met het oosten van België en het westen van Duitsland, die eveneens gematigde wind condities en een relatief hoge vraag kennen.

Door innovaties op gebied van kernenergie die in dit rapport zijn beschreven, zoals SMR's, worden kerncentrales steeds veiliger en veranderen ook de koelwaterreizen. In combinatie met de bevindingen vanuit de energiesysteemoptimalisatie maakt dit dat voor de langere termijn gedacht zou kunnen worden aan een heroverweging van de vestigingsplaatsen voor kernenergie. In eerste instantie zouden bijvoorbeeld de vestigingsplaatsen voor grootschalige energieopwekking uit het besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro), zoals in afbeelding 6.6 weergegeven, kunnen worden onderzocht. Er zou ook verder gekeken kunnen worden naar locaties die nu geen vestigingsplaatsen voor grootschalige energieopwekking zijn. Voor kleinere SMR's is geen sprake van grootschalige energieopwekking waardoor mogelijk nog breder gekeken kan worden. Vanuit het energiesysteem kan hierbij en locatie met mogelijkheden tot restwarmtebenutting van toegevoegde waarde zijn.

Deze locaties zullen ten opzichte van de bestaande waarborglocaties slechter scoren op aspecten als beschikbaarheid van koelwater, mogelijke risico's voor de drinkwatervoorziening en aanwezigheid van bebouwing. Bij een heroverweging dient ook een maatschappelijke afweging te worden gemaakt waarbij deze nadelen worden afgewogen tegen de voordelen van verder landinwaarts plaatsen van kernenergie binnen het energiesysteem. Wanneer uit die afweging blijkt dat het toch de voorkeur heeft om aan de kust kernenergie te blijven ontwikkelen, dan zijn aanvullende netwerkuitbreidingen nodig om deze energie te ontsluiten. Denk bij kerncentrales op de Maasvlakte bijvoorbeeld aan HVDC kabel(s) in de Delta Corridor naar zuidoost Nederland en eventueel door naar Duitsland.

Afbeelding 6.6 Kaarten electriciteitsvoorziening uit de Barro (inks) en optimalisatie met SMR in zuidoost en oost NL (rechts)



7

MAATSCHAPPELIJKE AFWEGING VAN KERNENERGIE

7.1 Inleiding

Kernenergie houdt gemoederen al lange tijd bezig

De maatschappelijke discussie rondom de uitbreiding van kernenergie in Nederland houdt al decennia de gemoederen bezig. De Stuurgroep Maatschappelijke Discussie Energiebeleid concludeerde dan ook in 1984 dat 'een beslissing nu tot uitbreiding van de toepassing van kernenergie in Nederland niet voor de hand ligt'. Tijdens de Brede Maatschappelijke Discussie die hieraan vooraf ging bleek 17- 26 % van de insprekers voor de uitbreiding te zijn. Met de ramp van Tsjernobyl in 1985 leek de discussie definitief beslecht en gesloten. Er volgden tot en met 1987 een aantal protesten waarna kernenergie van de beleidsagenda en dus ook uit het maatschappelijke debat verdween. Er is sinds die tijd ook betrekkelijk weinig onderzoek gedaan naar de publieke acceptatie van kernenergie in Nederland. Met de opkomst van duurzame energie en hiermee een meer zichtbare energietransitie voor de burger ('dichterbij huis') enerzijds maar ook door de druk om het energiesysteem sneller te decarboniseren, in combinatie met een groeiende angst voor leveringszekerheid, lijkt het publiek pragmatischer te zijn gaan denken over kernenergie. Waar het beeld rond kernenergie over de jaren een negatieve connotatie had gekregen en waar Tsjernobyl en vervolgens Fukushima lang de publieke opinie domineerden, komen er nu meer geluiden over hoe kernenergie een rol zou kunnen spelen om aan de drie pijlers (betaalbaarheid, betrouwbaarheid, duurzaamheid) van het Nederlandse energiebeleid bij te dragen¹.

Belangrijke resultaten uit deze studie en technieken om maatschappelijke afweging daarover vorm te geven

Op basis van de verschillende scenario's vergelijkt deze studie de financiële kosten en brengt zij de trade-offs in kaart voor leveringszekerheid, grondstoffengebruik, importafhankelijkheid en ruimtelijke impact. Dit geeft een startpunt voor een overzicht van mogelijke maatschappelijke kosten en baten van kernenergie. Waar beleidmakers veel ervaring hebben met het doen van maatschappelijke kosten-batenanalyses, zijn er ook over de afgelopen 20 jaar nieuwe inzichten ontwikkeld over hoe het publiek denkt over complexe zaken in de energietransitie en hoe een gesprek het beste gevoerd kan worden: welke vragen moeten er worden gesteld, hoe kan er worden gezorgd dat de bevroegde groep representatief is voor de rest van de bevolking en hoe handelt men vanuit verschillende perspectieven. Dit hoofdstuk neemt een aantal van deze methodes en aandachtspunten onder de loep die gebruikt kunnen worden bij het toetsen van de maatschappelijke inpassing van kernenergie. Het hoofdstuk begint met een paragraaf over de relevante resultaten vanuit deze studie die een startpunt kunnen vormen voor een maatschappelijke afweging van kernenergie.

7.2 Relevante resultaten uit deze studie voor nieuwe elementen in de maatschappelijke afweging van kernenergie

Deze paragraaf beschrijft een aantal resultaten van deze studie die kunnen worden meegenomen in de maatschappelijke afweging van kernenergie.

¹ [Klimaatverandering en energietransitie: opvattingen en gedrag van Nederlanders in 2020 \(cbs.nl\)](#)

Effecten van twee kerncentrales in 2035: een efficiënter energiesysteem in Noordwest-Europa

In 3.2 heeft het PPSGen model vooral gedemonstreerd dat, binnen de context van een energiemix gedomineerd door zonne- en windenergie, de toevoeging van twee kerncentrales in 2035, het systeem vooral efficiënter laat draaien. Back-up eenheden in de vorm van (waterstof)gascentrales, kunnen efficiënter worden ingezet dan in een situatie waarin de kerncentrales er niet zijn. Dit dient te worden gezien in een Noordwest-Europese context. Nederland wordt een netto exporteur van stroom vooral omdat de ons omringende landen kern- en kolencentrales uit bedrijf hebben genomen. Het bereiken van een efficiëntere Noordwest-Europese markt is echter mogelijkwerwijs een argument waar de Nederlandse burger minder gevoelig voor is.

Effect in 2050: Beperkte kostenreductie door kernenergie

De energieysteemoptimalisatie laat voor 2050 zien dat kernenergie een rol kan blijven spelen in een kostenoptimaal energiesysteem van Noordwest-Europa, in lijn met de resultaten voor 2035. Dit indien, als het gaat om grootschalige kerncentrales, deze zonder overschrijding van budget en bouwperiode gerealiseerd kunnen worden en indien het SMR's zijn, zij hun kostenambitie waarmaken. De totale kostenreductie voor Noordwest-Europa, zoals in paragraaf 4.5.7 gepresenteerd, is echter met respectievelijk 0,5 % en 0,8 % voor grootschalig kernenergie en SMR beperkt. De randvoorwaarde die aan het model is meegegeven dat alleen Nederland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk positief tegenover kernenergie staan, zorgt er voor dat een aanzienlijk deel van de te realiseren kerncentrales in Nederland komt te staan. Hierdoor gaat Nederland meer exporteren, voornamelijk vanuit de waterstofgascentrales. Vanwege deze investeringen in Nederland nemen de kosten van het energiesysteem in Nederland toe van 9 miljard euro per jaar zonder kernenergie naar 11 miljard met grootschalige kernenergie en 13 miljard in het SMR scenario. Tegenover deze kosten staan uiteraard ook baten voor Nederland (de verkoop van elektriciteit), maar die zijn in deze studie niet gekwantificeerd. Ook wanneer deze baten wel gekwantificeerd zouden worden, zal de vraag blijven of er politiek en maatschappelijk draagvlak is voor de systeemfunctie die Nederland vervult. Toch moet er opgemerkt worden dat deze functie voor Nederland niet nieuw is: de gasrotunde, de doorvoerfunctie van de haven van Rotterdam en de forse investeringen die hebben geresulteerd in de internationale elektriciteitsverbindingen van Nederland zijn belangrijke voorbeelden.

Kernenergie kent lagere risico's voor grondstoffen- en energiezekerheid dan alternatieve technieken

Met betrekking tot de (geopolitieke) risico's voor leveringszekerheid en voorzieningszekerheid van energie en zekerstelling van kritische grondstoffen voor de energietransitie liet hoofdstuk 5 zien dat kernenergie op deze aspecten kleinere risico's kent dan sommige alternatieve technieken. Dit komt doordat het deels andere (zelfzame) grondstoffen betreft dan worden gebruikt door andere technologieën in een markt die naar verwachting nog lang op 'spanning' zal blijven. Beperking van deze risico's heeft uiteraard ook maatschappelijke waarde die, eventueel na nadere kwantificatie, meegewogen kan worden de maatschappelijke afweging van kernenergie.

Energietransitie ook zonder kernenergie ruimtelijk inpasbaar maar kernenergie kan ruimte besparen

De energieysteemoptimalisatie toont aan dat energietransitie ook zonder kernenergie in Noordwest-Europa ruimtelijk inpasbaar is, zelfs met realistische aannames voor de inpassing van zon, wind op zee en wind op land. Zo is zelfs rekening gehouden met een aanzienlijk lager draagvlak voor wind op land waardoor de realisatie ver onder de technische potentie blijft. Wel laat de ruimtelijke analyse in paragraaf 6.1.3 zien dat kernenergie in Noordwest-Europa circa 180 km²/GW aan totaal ruimtegebruik (direct en indirect) bespaart doordat er onder andere minder ruimte nodig is voor wind, zon, batterijen en elektrolyzers. In een nadere maatschappelijke afweging is het aan te raden te onderzoeken hoe de ruimtebesparing door kernenergie gewaardeerd kan worden.

7.3 Methoden en aandachtspunten bij maatschappelijke afweging van kernenergie

Deze paragraaf beschrijft een aantal methoden die gebruikt kunnen worden om de maatschappelijke afweging van kernenergie vorm te geven.

Maatschappelijke kosten-batenanalyse

Een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) is een systematische methode om de kosten en baten van overheidsbeleid voor de samenleving in kaart te brengen. In een MKBA worden alle aspecten waaraan de maatschappij waarde hecht in geld uitgedrukt en worden deze opgeteld. Deze methodiek wordt vaak gebruikt om zaken te wegen die niet in geld gewaardeerd worden, zoals 'de aanpak van klimaatverandering'.

Het meeste werk rondom MKBA voor kernenergie is gedaan in de jaren 2004-2009 rondom het nemen van nieuwe bouwbesluiten in landen als Frankrijk, het VK en Finland en het besluit om kernenergie af te bouwen in België en Duitsland. In de afgelopen 10 jaar is echter veel veranderd; bijvoorbeeld ten aanzien van de kosten: de kosten van de nieuwe kernreactoren in Europa zijn veel hoger geworden dan initieel ingeschat en de kosten van duurzame energie zijn gedaald. Die hogere kosten kunnen echter niet losgezien worden van de afwezigheid van een kernenergie-industrie nadat gedurende een lange periode geen nieuwe kerncentrales meer waren gebouwd in Europa enerzijds. Anderzijds hebben de recent gebouwde reactoren te maken gehad met veranderende ontwerpisen gedurende de bouw, onder meer als gevolg van de lessen uit Fukushima. Nu deze industrie weer is opgebouwd en landen als Frankrijk en het VK plannen hebben voor verdere uitbouw mag worden verwacht dat ook de kosten van kerncentrales weer substantieel lager kunnen worden, zoals ook het IEA verwacht.

Zoals geconcludeerd door de Franse transmissienetbeheerder RTE in haar recente beschouwing van het energiesysteem in 2030 kan een scenario waarin kernenergie weggelaten wordt enkel gewogen worden als er ook een kosten/baten analyse wordt gemaakt van de effecten van het versnellen van de ontwikkeling van andere technologieën (bijvoorbeeld een trade-off met meer duurzame energie op land/op zee en de impact op stakeholders). Ook zijn nieuwe reactoren veiliger dan 2^e generatie kernreactoren. Er is behoefte aan een herijking van de kosten- en batenberekeningen.

Waar ook aanvullend kennis over is ontwikkeld is rondom methodieken om indicatoren in een MKBA zuiver te wegen, zie bijvoorbeeld het werk van het Instituut Paul Scherrer dat met onder andere het NEEDS¹ project indicatoren in kaart heeft gebracht maar ook een framework heeft ontwikkeld om indicatoren zuiver te wegen. In de praktijk ervaren niet alle stakeholders dezelfde kosten en baten. Daarom is het ook van belang om de verdelingseffecten in kaart te brengen. Dit is cruciaal als de resultaten van een MKBA en bijbehorende verdelingseffecten uiteindelijk meegenomen worden in een politieke besluit om al dan niet nieuwe kerncentrales te ontwikkelen. Er moet sprake zijn van kwantificeerbare criteria, die expliciet zijn, op de juiste schaal en criteria die niet dubbel geteld worden. Hierbij blijft dat niet alle impacts goed te moneteriseren zijn of alleen met grote onzekerheid worden opgenomen, vaak als pro memorie. Er is dan een risico dat die gevolgen juist uit beeld blijven.

Beleid met burgers (2006)

In 2006 is, als onderdeel van het programma 'Beleid met Burgers' in opdracht van VROM een onderzoek² gedaan naar de meningen en opvattingen van de bouw en exploitatie van kerncentrales. Een van de belangrijkste conclusies was dat de burgers aangaven niet of minder geïnteresseerd te zijn door de technisch inhoudelijke discussie maar vooral wilden meepraten over de maatschappelijke randvoorwaarden: effecten op mens en milieu.

Andere interessante conclusies waren:

- men vond privaat eigendom te risicovol bij kerncentrales omdat het gevoel bestond dat een commerciële partij zou besparen op veiligheid ten gunste van winstmaximalisering;
- 50 % vond dat de overheid een kerncentrale zelf moest bouwen en 80 % dat de overheid precies moest voorschrijven wat voor kerncentrales gebouwd mogen worden en er streng op moest controleren;
- het geven van extra informatie over levensduur en afvalopslag leidde tot nog meer gewicht voor het onderwerp afvalberging bij de burgers dan zonder de informatie. 80 % wilde dat afval veilig kon worden opgeborgen voordat een nieuwe kerncentrale mocht worden gebouwd;
- de kans op ongelukken door menselijke of technische fouten, of door een terroristische aanslag werd door de helft gezien als reëel of in ieder geval niet verwaarloosbaar;

¹ NEEDS | Technology Assessment | Paul Scherrer Institut (PSI)

² Burgers en kerncentrales: onderzoek naar randvoorwaarden, PQR, 2006.

- het noemen van het aantal kerncentrales in buurlanden had 'zeer grote invloed' op de beleving en acceptatie. Het leek het onderwerp te relativiseren en maakte het ineens acceptabeler;
- men wilde zowel meer investeringen in onderzoek naar radioactief afval als in onderzoek naar duurzame energiebronnen;
- CO₂-uitstoot werd niet direct in verband gebracht met de discussie rondom kernenergie;
- de burger uitte twijfels over het besluitvormingsproces en vroeg om transparantie en toegankelijke informatie. De noodzaak van kernenergie diende goed te worden uitgelegd inclusief het duidelijk aangeven van voor- en nadelen.

Bij het onderzoek werd vooraf gezorgd voor een goede afspiegeling van de bevolking onder andere door mensen (voor en tegen) met extreme opinies over het onderwerp niet mee te nemen. Dit om een welles/nietes discussie te voorkomen. *'Per saldo is de houding van de meeste respondenten redelijk neutraal' 'het moet, maar liever niet'*. Opmerkelijk was dat de meerderheid destijds dacht dat Borssele al gesloten was.

In 2009 is een nieuwe enquête onderzoek gedaan door SmartAgent¹ met als 5 dominerende woorden die mensen als eerste te binnen schieten als zij aan kernenergie denken *'gevaarlijk, afval, schoon, straling'* gevolgd door *'duurzaam en goedkoop'*.

Onderzoek naar de publieke opinie over kernenergie (2010)

Een onderzoek² door de Universiteit van Amsterdam uit 2010 concludeerde eveneens dat veel mensen bereid zijn een negatief oordeel over kernenergie te herzien als ze aanvullende informatie krijgen of als aan bepaalde boorwaarden wordt voldaan. 71 % van de tegenstanders van kernenergie in Nederland zouden tot een gunstiger oordeel komen als het afvalprobleem was opgelost. De onderzoekers concludeerden toen het volgende: *'kernenergie zal echter voorlopig ook een 'ongetemd probleem' blijven, omgeven door grote onzekerheden en heel verschillende basiswaarden, perspectieven en visies op risico's'*.

In deze studie keken de onderzoekers naar de verschillende perspectieven van waar uit een standpunt over kernenergie wordt ingenomen waarbij lijkt dat voor- en tegenstanders binnen verschillende perspectieven denken. Ook kan het perspectief dat mensen hanteren over de jaren veranderen aan wat ze ervaren als de realiteit. *'De publieke opinie kan positiever worden over het economisch perspectief als men binnen dit perspectief concrete voordelen van kernenergie presenteert als belangrijk voor iedereen in de maatschappij, zoals het tegengaan van prijsstijging van energie.'*

In de studie zijn de volgende perspectieven meegenomen:

- het economische perspectief: gezien vanuit de voordelen voor de economie versus de nadelen van de kosten;
- het energie- en klimaatperspectief, ook vaak genoemd het 'prognostische beleidsperspectief': dit gaat over de rol van kernenergie voor de voorzieningszekerheid of als mogelijke oplossing voor klimaatneutraliteit;
- het milieuperspectief: dit gaat over onder andere radioactief afval maar ook de mogelijke milieugevolgen van uraniumwinning;
- het veiligheids- en risicoperspectief: daaronder vallen de gepercipieerde risico's van ongelukken in kerncentrales en aanvallen van terroristische aard;
- het geopolitieke perspectief: vanuit dat perspectief kijkt men energieproblemen in de context van internationale verhoudingen (import uit minder stabiele landen);
- het politieke perspectief brengt tegenstellingen tussen 'links' en 'rechts' aan het licht, evenals hoe tegen morele en ethische aspecten wordt aangekeken.

Een belangrijke conclusie uit de studie was dat verschillende factoren de meningsvorming op een complexe manier kunnen beïnvloeden en dat informatie hetzelfde kan zijn en alsnog kan leiden tot andere conclusies. Het zou voor de uiteindelijke mening doorgaans weinig zin hebben om mensen vanuit een ander perspectief te laten denken.

¹ Publiekperceptie kernenergie: onderzoek naar het maatschappelijk draagvlak onder burgers, The Smart Agent Company, 2009.

² De publieke opinie over kernenergie, Dekker, Goede, van der Pliigt, 2010.

Onderzoekers hebben ook geanalyseerd wat de interactie is tussen verschillende technologische vernieuwingen en de publieke reacties erop. 3 factoren blijken hieruit belangrijk: vertrouwen, gevoelsmatige associaties bij een technologie en bijbehorende risico's en de ethische en morele aspecten waaronder rechtvaardigheid en billijkheid. Dat laatste speelt vooral in discussies rondom NIMBY effecten ('waarom ik'). Daarbij komt dat het vertrouwen in de overheid en de rol toegedicht door het publiek en de media aan 'experts' en 'wetenschappers' ook aan het verschuiven is. De onderzoekers pleiten er daarom ook voor om het publiek in een vroeg stadium bij de discussie te betrekken zodat het kan meebeslissen over essentiële zaken. Een andere conclusie is dat het herstel van vertrouwen niet als doel zou moeten worden gesteld: *'het is verstandiger om vanuit het wederzijdse wantrouwen te zoeken naar voor verschillende bevolkingsgroepen acceptabele procedures en beslissingscriteria en naar effectieve vormen van overleg en informatieverspreiding'*.

Klimaatraadpleging Participatieve Waarde Evaluatie (2021)

Ook kernenergie kwam langs als beleids optie in de studie¹ van de TU Delft rondom de toepassing van de Participatieve Waarde Evaluatie (PWE) bij een klimaatraadpleging in 2021. Bij de PWE aanpak wordt burgers niet gevraagd om ja of nee te zeggen tegen beleids opties maar krijgen zij een totaalplaatje aangeboden waarmee beleids opties in samenhang moeten worden beoordeeld. Zo kunnen ze hun voorkeuren motiveren en nuanceren en eigen ideeën aandragen. Het idee hierachter is om inzicht te geven in de complexiteit van de keuzes als bewustwordingsmethodiek: iets afwijzen heeft consequenties. De conclusie van de studie is dat 75 % van de burgers de 'middengroep' vormt zonder extreme opvattingen (voor of tegen) over beleids opties om klimaatverandering tegen te gaan.

Om de steun van deze groep te krijgen moeten voor alle beleids opties aan 4 randvoorwaarden worden voldaan:

- de klimaatmaatregelen die de persoonlijke levenssfeer raken zijn pas acceptabel als andere maatregelen aantoonbaar maximaal zijn toegepast en als de overheid een streng beleid voert tegen grote vervuulende sectoren (denk aan luchtvaart of grote uitstotende industrie);
- lage inkomens worden beschermd en er wordt voorkomen dat de kloof tussen arm en rijk groter wordt;
- de vervuiler betaalt;
- de baten van een maatregelen zijn hoger dan de lasten en er is geen beter alternatief.

Als wij deze randvoorwaarden doorvertalen naar het voorleggen van de keuze rondom kernenergie aan de burgers dan heeft dit de volgende implicaties:

- er moet sprake zijn van een samenhangend beleid waarin duidelijk wordt gemaakt hoe de verschillende sectoren bijdragen aan CO₂-reductie: wat gaat de industrie doen en hoe? Zichtbaarheid wordt benadrukt als een belangrijke factor hierbij. Afspraken met de zware industrie die zich buiten de publieke arena bevinden moeten ook in dat licht worden gezien;
- het effect op energieprijzen en hoe het effect wordt verdeeld over de verschillende energiegebruikers zal ook geëxpliciteerd moeten worden;
- mocht een kerncentrale met publieke middelen worden gefinancierd, moet duidelijk worden gemaakt hoe gebruikers die van oudsher minder bijdragen aan bijvoorbeeld duurzame subsidies nu hun deel zullen betalen.

Hier ligt een taak om de baten te expliciteren. Deze scenariostudie gaat in op 'nieuwe' elementen die kunnen bijdragen aan de discussie zoals mogelijke baten rondom grondstoffenzekerheid, leveringszekerheid, betrouwbaarheid en efficiëntie van het energiesysteem.

Samenvatting methodes en aandachtspunten bij maatschappelijke afweging kernenergie

Waar na de Brede Maatschappelijke Discussie uit 1984 er geen 'groot' debat rondom kernenergie meer in Nederland heeft plaatsgevonden, zijn er genoeg aanknopingspunten te vinden in recentere literatuur over hoe men over het thema is gaan denken. Het is een thema dat nog vaak negatieve connotaties oproept rondom veiligheid en het bergen van radioactief afval. Maar ook een thema waar vanuit verschillende perspectieven ruimte is om andere argumenten ter discussie te brengen. Zaken als mogelijke prijs

¹ Eindrapport Klimaatraadpleging, N. Mouter et al (2021).

stabiliserende effecten of gunstige effecten op voorzieningszekerheid zijn elementen waar de burger de belangen van kan wegen tegen de verschillende angsten voor negatieve gevolgen van nieuwe kerncentrales. De resultaten uit de Klimaatraadpleging voegen ook vier belangrijke voorwaarden toe waaraan in elk geval voldaan zou moeten worden om de burger te overtuigen dat kernenergie een onderdeel moet worden van het energiesysteem. Dit betekent overigens niet dat als aan deze voorwaarden wordt voldaan, de burger zeker overtuigd is.

Waar niet direct in de afgelopen jaren met de burger over kernenergie is gesproken in Nederland, is er - in het licht van andere discussies rondom keuzes in het klimaatbeleid (biomassa, wind-energie-op-land) - veel kennis vergaard over hoe de burger betrokken kan worden. Al hebben veel van deze studies betrekking op andere energietechnologieën, veel zaken zullen ook een rol spelen bij de vraag of het publiek kernenergie in het energiesysteem wil inpassen. Denk aan procescriteria zoals het zorgdragen voor een respectvolle en eerlijke behandeling van de te betrekken burgers, duidelijkheid creëren over wat het proces gaat zijn en welke stappen doorlopen gaan worden, maar ook over wat er met de inbreng uit een discussie of participatie zal gebeuren. Of aan inhoudelijke criteria zoals de distributieve rechtvaardigheid (wie verdient wat en waaraan, en hoe zijn de lasten en lusten verdeeld) en het creëren van een vertrouwde en gezamenlijke kennisbasis¹ voor een gelijk speelveld tussen de verschillende stakeholders. In Nederland heeft de Raad voor de Leefomgeving en Infrastructuur in mei 2021 een startnotitie² uitgebracht met als doel in de zomer van 2022 een advies uit te brengen over kernenergie. De adviesvraag luidt 'Welke vragen moeten beantwoord worden bij de oordeelsvorming over de rol van nieuwe kerncentrales binnen het CO₂-neutrale energiesysteem van Nederland dat op korte termijn vorm moet gaan krijgen? En welke aanbevelingen voor politieke afwegingen en overheidsbeleid volgen daaruit?'. Het advies komt in september uit en is niet meegenomen in deze studie.

¹ McCauley, D., Heffron, R., Stephan, H., & Jenkins, K. E. H. (2013). Advancing energy justice: The triumvirate of tenets and systems thinking. *International Energy Law Review*, 32(3), 107-116.

² Startnotitie kernenergie: van polarisatie tot gesprek', Rli, 2021.

Bijlage(n)

BIJLAGE: GRONDSTOF EN ENERGIEZEKERHEID

1 Methodologie

Om een gestructureerde analyse van de risico's bepaling is een stappenplan opgezet. Voor elk van de 3 scenario's is daarmee het grondstofgebruik bepaald en vergeleken, en de risico's voor de voorzieningszekerheid en leveringszekerheid, evenals de geopolitieke afhankelijkheden bepaald. De beoordeling van de risico's voor de voorzieningszekerheid en leveringszekerheid, en de geopolitieke afhankelijkheden zijn gebaseerd op de volgende stappen:

- 1 opstellen van een lijst van de benodigde materialen in de toekomstige electriciteitsmix;
- 2 beoordelen van het grondstofgebruik en de leveringsketenrisico's voor elk materiaal. Op basis van deze beoordeling is een afgebakende set materialen geselecteerd op basis van de bijbehorende geopolitieke risico's en het belang van de materialen voor de verschillende technologieën;
- 3 uitvoeren van een risicoanalyse voor elk van de geselecteerde materialen;
- 4 uitvoeren van een risicobeoordeling voor elk van de geselecteerde materialen;
- 5 vergelijking van de risico's binnen en tussen de 3 scenario's.

2 Stap 1: opstellen van een lijst van benodigde materialen

Om de geopolitieke risico's van elk van de scenario's te kunnen bepalen, zijn eerst de verwachte materiële vereisten bepaald:

- 1 selectie van energietechnologieën die nodig zijn in de toekomstige energiemix op basis van de 3 scenario's;
- 2 selectie van de materialen die nodig zijn voor de bovengenoemde energietechnologieën op basis van beoordelingen van onder meer de Europese Unie. Dit omvat de 30 materialen die deel uitmaken van de EU-lijst van kritieke grondstoffen uit 2020¹ en de materialen die worden behandeld in het EU Foresight Report². Daarbovenop is tevens vastgesteld welke metalen van groot belang zijn voor ieder van de technologieën, en die niet op de EU-lijst staan;
- 3 selectie van de benodigde materialen voor kernenergie, die niet opgenomen zijn in de EU-rapporten.

3 Stap 2: grondstofgebruik beoordelen en reduceren van de te beoordelen materialen

Voor elk materiaal dat in de vorige stap is geïdentificeerd, is het volgende vastgesteld:

- 1 de benodigde hoeveelheid materialen in elke technologie (in kg/MW of een vergelijkbare meeteenheid);
- 2 diversiteit van leverancierslanden.

Op basis van een analyse van deze indicatoren; samen met andere gezaghebbende rapporten van onder andere het Internationaal Energie Agentschap (2021)³ en de Wereldbank (2017; 2020)⁴; en het relatieve belang van de materialen voor de totale electriciteitsmix (bijvoorbeeld het belang voor meer dan 1 technologie) en voor kernenergie is een verkorte korte lijst van materialen gemaakt voor verdere analyse.

¹ European Commission, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability', 2020, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0474>.

² Bobba et al., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A Foresight Study' (JRC, European Commission, 2020).

³ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 2020, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/24d5dfbb-a77a-4647-abcc-667867207f74/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>.

⁴ Kirsten Hund e.a., 'Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition' (World Bank Group, 2020); World Bank Group, *The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future* (World Bank, 2017), <https://doi.org/10.1596/28312>.

4 Stap 3: uitvoeren van risicoanalyse

Op basis van de shortlist van materialen is een geopolitieke risicobeoordeling uitgevoerd. Er is een matrix voor de risicoanalyse ontwikkeld om de leveringszekerheid, voorzieningszekerheid en de geopolitieke onzekerheden te beoordelen. De indicatoren zijn weergegeven in tabel I.1 hieronder.

Tabel I.1 Risicoanalyse raamwerk

	Indicator	Definitie van indicator	Meting van indicator
Leveringszekerheid (Korte termijn (KT))	Diversiteit toelevering	In hoeverre heeft het materiaal een gediversifieerde aanbodbasis	Diversiteit aan leveranciers- en verwerkingslanden
	Knelpunten in de toeleveringsketen	Vaststellen voor de betreffende materialen of er risico partijen in de ketens zitten	Potentiële knelpunten (economisch of geopolitiek) in verschillende stadia van de toeleveringsketen
	Substituten	Kan het materiaal worden vervangen in tijden van leveringsstoringen?	Beschikbare substituten
Voorzieningszekerheid (Lange Termijn (LT): 2050)	Wereldwijde hoeveelheden	Waar zitten in de wereld de reserves	Landen met de grootste reserves ter wereld
	Toekomstige wereldwijde aanvoer	Wat zijn belangrijke toekomstige bronnen van het materiaal?	Bestaande wereldwijde bronnen, nieuwe mijnen in exploratiefase, ontdekte reserves, recyclingmethoden enz.
	Nederlandse behoefte	Wat is de toekomstige vraag van Nederland?	Jaarlijkse behoefte in aantallen kilo's en GWh. Op basis van scenario's
Geopolitieke Onzekerheden (LT en KT)	Stabiliteit	In welke mate zijn de belangrijkste leveranciers stabiele landen?	Gebruik van de Fragile States Index om te bepalen of leveranciers als stabiele landen worden beschouwd. Scores variëren van 1-120, waarbij hogere scores wijzen op meer instabiliteit en kwetsbaarheid.
	Betrouwbaarheid	In hoeverre zijn de belangrijkste leveranciers betrouwbare partnerlanden?	Gebruik van de HCSS <i>Dutch Foreign Relations Index</i> (DFRI) ¹ om te bepalen of leveranciers betrouwbare <i>likeminded</i> partnerlanden zijn voor Nederland. Scores op 3 niveaus: laag, gemiddeld en hoog. Een hoge score duidt op relatief betrouwbare partnerlanden.
	Geopolitieke problemen tussen Europa en leveranciers	In hoeverre zijn er geopolitieke problemen tussen Europa en het leveranciersland dat de levering van materialen zou kunnen voorkomen?	Voorbeelden: sancties tegen Rusland vanwege oorlog in Oekraïne, problemen met China vanwege concurrentie om technologische superioriteit, China bezit mijnen in de DRC enz.

¹ Tim Sweijns en Koen van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World', Strategic Monitor (HCSS & Clingendael, 2020), <https://www.clingendael.org/pub/2019/strategic-monitor-2019-2020/netherlands-in-the-world/>.

5 Stap 4: uitvoeren van risicobeoordeling

Op basis van de risicoanalyse wordt per materiaal een risicobeoordeling uitgevoerd om te bepalen of de risico's hoog, gemiddeld of laag zijn. Het risico wordt gemeten als waarschijnlijkheid x impact.

Afbeelding I.1 Risicobeoordeling matrix

Impact	Hoog (H)	LH	MH	HH
	Gemiddeld (M)	LM	MM	HM
	Laag (L)	LL	ML	HL
		Laag (L)	Gemiddeld (M)	Hoog (H)
		Waarschijnlijkheid		

De categorieën zijn gedefinieerd in de volgende tabel I.2.

Tabel I.2 Definities van risicocategorieën

HH	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou significant zijn
HM	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn.
HL	Het is zeer waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
MH	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou significant zijn
LH	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, maar de impact daarvan zou significant zijn
MM	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn.
ML	Het is waarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
LM	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou gemiddeld zijn
LL	Het is onwaarschijnlijk dat het risico inderdaad zal materialiseren, en de impact daarvan zou beperkt zijn.
	Materialen die nodig zijn voor één of enkele technologieën, maar die een relatief klein leveringsrisico hebben voor de totale Nederlandse elektriciteitsmix.

6 Stap 5: vergelijken van de scenario's

De laatste stap bestaat uit een beoordeling van hoe kwetsbaarheden binnen en tussen scenario's op elkaar inwerken.

7 Koolstofarme technologieën

De technologieën die vanaf 2035 onderdeel van het Nederlandse energiesysteem kunnen vormen, zijn: kernenergie, wind, zon, waterstof, stationaire batterijopslag, transportnet, opvang en opslag van CO₂. Elk van deze brede categorieën bevat verschillende sub-technologieën, bijvoorbeeld verschillende soorten *elektrolyzers* voor de productie van waterstof, van kernreactoren of van windturbines - maar door de onzekerheid in de komende decennia is het moeilijk te voorspellen welke technologie dominant zal worden.

Om die reden wordt waar mogelijk rekening gehouden met reeksen in plaats van met concrete cijfers, die zodoende meerdere van de technologieën dekken die het meest waarschijnlijk zullen worden toegepast in Europa en Nederland.¹ Volgens het IEA is de minerale intensiteit van de dominante kernreactortechnologie (lichtwaterreactoren, drukwaterreactoren en kokendwaterreactoren) vergelijkbaar.² Om die reden maken we geen onderscheid tussen sub-technologieën. Daarnaast worden als basis cycle' gasturbine is die met een 'heat recovery system' stoom en daarmee additionele elektriciteit genereert, en ook de meer materiaal-intensieve gasturbine-variant is³.

Tabel I.3 Technologieën en sub-technologieën besproken in deze sectie

Technologie	Sub-technologie
Nucleair	Generatie III+ reactor
Windenergie	Direct Drive Electrically Excited Synchronous Generator (DD-EESG)
	Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator (DD-PMSG)
	Gearbox Permanent Magnet Synchronous Generator (GB-PMSG)
	Gearbox Double-Fed Induction Generator (GB-DFIG)
Fotovoltaïsche zonne-energie	Wafer-based crystalline silicon (c-Si)
	Cadmium telluride (CdTe)
	Koper indium gallium diselenide (CIGS)
	Amorphous silicon (a-Si)
Waterstofcentrales	Stoom en gas turbine (STEG) / Gas turbine combined cyclus
	Gas turbine open cyclus
Electrolyzers voor groen waterstof	Alkaline electrolyzers
	Protone exchange membrane (PEM) electrolyzers
Batterijen	Lithium-Iron-Phosphate (LFP)
	Nickel-Manganese-Cobalt (NMC811)
	Nickel-Cobalt-Aluminium Oxide (NCA+)

8 Benodigde materialen

De matrix in afbeelding I.2 illustreert de belangrijkste materialen die nodig zijn voor het bouwen van verschillende technologieën in de waardeketen - van de bouw van de energiecentrale tot de brandstof die nodig is voor elektriciteitsproductie. Deze lijst richt zich op materialen die vanuit het oogpunt van voorzieningszekerheid en leveringszekerheid als problematisch worden beschouwd, vanwege hun aanduiding als 'kritieke grondstoffen' of

¹ De keuzes voor elke technologie zijn gemaakt op basis van de volgende bronnen: Bobba e.a., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A foresight study'; S Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System' (Luxembourg, 2020), https://eitrawmaterials.eu/wp-content/uploads/2020/04/rms_for_wind_and_solar_published_v2.pdf; IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'; Irina Patrauhau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', HCSS Geo-Economics (The Hague: The Hague Center for Strategic Studies, 2020); Hund e.a., 'Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition'; World Bank Group, *The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future*. The choices for each technology are made based on the following sources: Bobba e.a., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A foresight study'; Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System'; IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions'; Patrauhau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union'; Hund e.a., 'Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition'; World Bank Group, *The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future*.

² IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 74.

³ Mark Thurber en Olu Verheijen, 'Should Lower-Income Countries Build Open Cycle or Combined Cycle Gas Turbines?', *Energy For Growth* (blog), 2 maart 2022, <https://www.energyforgrowth.org/memo/should-lower-income-countries-build-open-cycle-or-combined-cycle-gas-turbines/>; 'Combined Cycle Power Plant', GE, geraadpleegd 16 mei 2022, <https://www.ge.com/gas-power/resources/education/combined-cycle-power-plants>.

omdat hun vraag de komende decennia omhoog zal schieten. In de afbeelding is informatie verzameld van de EU¹, IEA², Wereldbank³, HCSS⁴, NNB Generation Company⁵ en Elements⁶. De rangschikking van 'zeer hoge kritikaliteit tot 'lage kritikaliteit is gebaseerd op het EU-verkeningsrapport waarin de materialen in de CRM-lijst worden gerangschikt⁷. Bovendien zijn 15 andere materialen nog niet opgenomen in de Europese CRM-lijst, maar deze kunnen binnenkort kritiek worden vanwege het enorme aantal technologieën dat ze nodig hebben (zie bijvoorbeeld aluminium, nikkel of koper). Bovendien is uranium opgenomen vanwege het belang ervan voor het voeden van kernreactoren. Hoewel thorium ook wordt gebruikt in specifieke nucleaire technologieën, zijn deze nog in een vroeg stadium van ontwikkeling. Om deze reden wordt het waarschijnlijker geacht dat de reactoren die Nederland zou kunnen gaan bouwen uranium als brandstof zullen gebruiken

¹ Bobba e.a., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A foresight study'; Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System'.

² International Energy Agency, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 2021, 287.

³ Hund e.a., 'Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition'; World Bank Group, *The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future*.

⁴ Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union'.

⁵ NNB Generation Company SZC Limited, 'Life cycle carbon and environmental impact analysis of electricity from Sizewell C nuclear power plant development', 26 oktober 2021, https://www.edfenergy.com/sites/default/files/hpc_-_life_cycle_carbon_and_environmental_impact_analysis_november_2021.pdf.

⁶ Govind Bhutada, 'The Key Minerals in an EV Battery', Elements by Visual Capitalist, 2 mei 2022, <https://elements.visualcapitalist.com/the-key-minerals-in-an-ev-battery/>.

⁷ Bobba e.a., 'Critical Raw Materials for Strategic Technologies and Sectors in the EU: A foresight study'.

9 Belangrijkste wereldwijde producenten

Voor de materialen dysprosium tot en met hafnium is de EU de informatiebron.¹ Voor de materialen molybdeen tot en met lood, is de informatie afkomstig van USGS Mineral Commodity Summaries 2022 voor ieder materiaal.² De meeteenheid is % van totale wereldwijd aanbod of duizend ton.

Tabel I.4 Grootste wereldwijde producenten van kritieke materialen die in koolstofarme technologieën worden gebruikt

	Stap in toeleveringsketen	Top 3 wereldwijde producenten					
Uranium³	Mijnbouw	Kazachstan	41 %	Australië	13 %	Canada	8 %
Dysprosium	Verwerking	China	86 %	Australië	6 %	VS	2 %
Yttrium	Verwerking						
Praseodymium	Verwerking						
Neodymium	Verwerking						
Magnesium	Verwerking	China	89 %	VS	4 %		
Niobium	Verwerking	Brazilië	92 %	Canada	8 %		
Germanium	Verwerking	China	80 %	Finland	10 %	Rusland	5 %
Fosfor	Verwerking	China	74 %	Kazachstan	9 %	Vietnam	9 %
Boraten	Mijnbouw	Turkije	42 %	VS	24 %	Chili	11 %
Kobalt	Mijnbouw	DRC	59 %	China	7 %	Canada	5 %
Metalen uit platinumgroep	Verwerking	Zuid-Afrika	84 %				
Palladium	Verwerking	Rusland	40 %				
Natuurlijk grafiet	Mijnbouw	China	69 %	India	12 %	Brazilië	8 %
Indium	Verwerking	China	48 %	Zuid-Korea	21 %	Japan	8 %
Vanadium	Verwerking	China	55 %	Zuid-Afrika	22 %	Rusland	19 %
Lithium	Verwerking	Chili	44 %	China	39 %	Argentina	13 %
Wolfram	Verwerking	China	69 %	Vietnam	7 %	VS	6 %
Tantaal	Mijnbouw	DRC	33 %	Rwanda	28 %	Brazilië	9 %
Fluoriet	Mijnbouw	China	65 %	Mexico	15 %	Mongolië	5 %
Titanium	Verwerking	China	45 %	Rusland	22 %	Japan	22 %
Gallium	Verwerking	China	80 %	Duitsland	8 %	Oekraïne	5 %
Silicium	Verwerking	China	66 %	VS	8 %	Noorwegen	6 %
Hafnium	Verwerking	Frankrijk	49 %	VS	44 %	Rusland	3 %
Molybdeen	Mijnbouw	China	130 t	Chili	51 t	VS	48 t
Mangaan	Mijnbouw	Zuid-Afrika	7.400 t	Gabon	3.600 t	Australië	3.300 t
Tin	Mijnbouw	China	91 t	Indonesië	71 t	Peru	30 t
Chroom	Mijnbouw	Zuid-Afrika	18.000 t	Turkije	7.000 t	Kazachstan	7.000 t
Zirkonium	Mijnbouw	Australië	400 t	Zuid-Afrika	270 t	China	140 t
Zilver	Mijnbouw	Mexico	5,6 t	China	3,4 t	Peru	3 t
Aluminium	Smeltfabriek productie	China	39.000 t	India	3.900 t	Rusland	3.700 t
Tellurium	Mijnbouw	China	340 t	Japan	75 t	Rusland	70 t
Nikkel	Mijnbouw	Indonesië	1.000 t	Filipijnen	370 t	Rusland	250 t
IJzererts	Mijnbouw	Australië	560.000 t	Brazilië	240.000 t	China	220.000 t

¹ European Commission, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability'.

² U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022' (Reston VA: U.S. Geological Survey, januari 2022), <https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2022/mcs2022.pdf>.

Selenium	Raffinaderij productie	China	1.100 t	Japan	750 t	Duitsland & Rusland (ieder)	300 t
Zink	Mijnbouw	China	4.200 t	Peru	1.600 t	Australië	1.300 t
Cadmium	Raffinaderij productie	China	10.000 t	Zuid-Korea	3.000 t	Japan	1.900 t
Koper	Raffinaderij productie	China	10.000 t	Chili	2.200 t	Congo Kinshasa & Japan (ieder)	1.500 t
Lood	Mijnbouw	China	2.000 t	Australië	500 t	VS	300 t

10 Materiaalgebruik per technologie

Tabel I.5 en tabel I.6 tonen de hoeveelheid van elk materiaal die nodig is voor het bouwen van koolstofarme energietechnologieën. Sommige hoeveelheden (zoals aluminium voor wind) worden genoteerd in bandbreedtes vanwege de variaties in technologie. De hoeveelheden zijn opgegeven in kg/MW, met als uitzondering het transmissienetwerk en de batterijopslag, die worden respectievelijk gemeten in kg/km en kg/KWh.

Tabel I.5 Materiaalgebruik per technologie, deel 1

Technologie	Hoeveelheid	Technologie	Hoeveelheid
Wind¹	kg/MW	Transmissienetwerk²	kg/km
Aluminium	500-1.600	Aluminium	790 - 1830
Boron	0-6	Koper	1080 - 6050
Chroom	470-580	Lood	2000
Koper	950-5.000	Staal	550
Dysprosium	2-17	CCS³	kg/MW
Ijzer	18.000-20.800	Aluminium	onbekend
Mangaan	780-800	Chroom	326
Molybdeen	99-119	Kobalt	7,5
Neodymium	12-180	Koper	692
Nikkel	240-440	Mangaan	3761
Praseodymium	0-35	Molybdeen	7,5
Staal	107.000-132.000	Nikkel	1145
Terbium	0-7	Niobium	100
Zink	5500	Staal	onbekend
Zon⁴	kg/MW	Vanadium	100
Aluminium	7500	Electrolyzers (groene waterstof)⁵	kg/MW
Cadmium	1 - 85	Aluminium	500
Koper	4600	Kobalt	Kleine hoeveelheden

¹ Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System', 21-22; Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', 28-31. Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System', 21-22; Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', 28-31.

² Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', 41-42.

³ Patrahau e.a., 43-44.

⁴ Patrahau e.a., 34-37; Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System', 39-40. Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union', 34-37; Carrara e.a., 'Raw Materials Demand for Wind and Solar PV Technologies in the Transition towards a Decarbonised Energy System', 39-40.

⁵ IEA, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 112-13.

Gallium	3 - 7
Germanium	48
Indium	10 - 27
Lood	72
Molybdeen	37
Selenium	22 - 60
Silicium	150 - 4000
Zilver	5 - 20
Staal	67900
Tellurium	5 - 95
Tin	6
Zink	29

Koper	Kleine hoeveelheden
Iridium	0,7
Lanthanum	20
Nikkel	150-1000
Platinum/Palladium	0.3
Staal	10000
Yttrium	5
Zirkonium	40-100

Tabel I.6 Materiaalgebruik per technologie, deel 2

Technologie	Hoeveelheid	Technologie	Hoeveelheid
Nucleair¹	kg/MW	LFP-batterijen²	kg/KWh
Cadmium	0,5	Aluminium	0,7
Chroom	427	Koper	0,39
Koper	59,6	Grafiet	1,1
Hafnium	0,5	Ijzererts	0,68
Indium	1,6	Lithium	0,6
Lood	4,3	Staal	0,43
Molybdeen	20-71	Waterstofcentrale³	kg/MW
Nikkel	256	Aluminium	1100
Niobium	2	Chroom	2,44
Zilver	8,3	Kobalt	1,8
Tin	4,6	Koper	1100
Titanium	1,5	Nikkel	15,75
Wolfram	5	Staal	4500
Uranium	27 ⁴		
Vanadium	0,6		
Yttrium	0,5		
Zirkonium	30,5		

¹ World Bank Group, The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future, 67.

² Bhutada, 'The Key Minerals in an EV Battery'.

³ World Bank Group, The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future, 72.

⁴ World Nuclear Association, 'How is uranium made into nuclear fuel', geraadpleegd 19 mei 2022, <https://www.world-nuclear.org/nuclear-essentials/how-is-uranium-made-into-nuclear-fuel.aspx>.

11 Verkorte lijst van materialen

Het doel van dit hoofdstuk is om een analyse op hoog niveau te geven van voorzieningszekerheid, leveringszekerheid en geopolitieke risico's van materialen die nodig zijn voor 3 scenario's van de Nederlandse energiemix. Omdat ons doel is om risico's op systeemniveau te beschrijven, hebben we een verkorte lijst gemaakt van materialen die essentieel zijn voor de Nederlandse energietransitie. De selectie is gebaseerd op het belang van een materiaal voor de totale energiemix (benodigd in ten minste 2 technologieën of essentieel voor 1 van de technologieën, zoals uranium; zie sectie 3.2) en de diversiteit van het leveranciersbestand (zie sectie 3.3). Hoewel de uiteindelijke analyse rekening houdt met alle materialen in sectie 3.2, wordt in detail naar de volgende lijst gekeken:

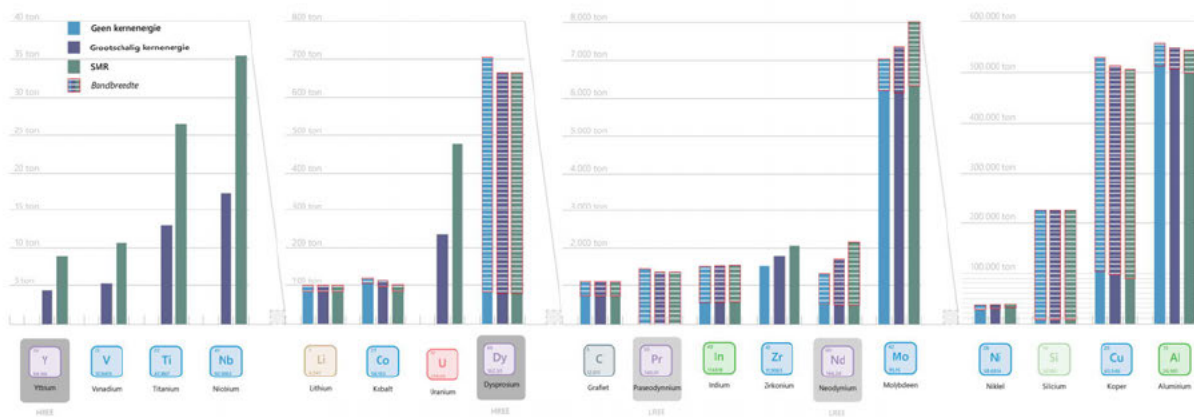
- zware zeldzame aarde-elementen: Dysprosium, Yttrium;
- lichte zeldzame aarde-elementen: Lanthaan, Praseodymium, Neodymium;
- Niobium;
- Kobalt;
- Natuurlijk Grafiet;
- Indium;
- Vanadium;
- Titanium;
- Silicium;
- Uranium;
- Koper;
- Bauxiet - Aluminium;
- Nikkel;
- Molybdeen.

12 Materiaalgebruik in Nederland en Noordwest Europa in 2050

Afbeelding I.3 Materiaalgebruik in Noordwest Europa



Afbeelding I.4 Materiaalgebruik in Nederland



13 Materiaal risicoanalyse

Tabel I.7 Risicoanalyse deel 1

Materialen	Zware zeldzame aardmetalen		Lichte zeldzame aardmetalen			
	Dysprosium	Yttrium	Lanthaan	Praseodymium	Neodymium	
Technologieën	Wind	Kernenergie, Electrolyzers voor groen waterstof	Electrolyzers voor groen waterstof	Wind	Wind	
Risicobeoordeling	HH					
Leveringszekerheid (Korte termijn (KT))	Diversiteit toelevering	China (86%), Australië (6%), Verenigde Staten (2%). Zowel de minerale reserves als de mijnbouwproductie van REE geconcentreerd in China, specifiek in de Bayan Obo Deposit in Binnen-Mongolië. De mijn vormt 70% van de Chinese REE-productie. Mount Weld Central Lanthanide Deposit (Australië) is de grootste afzetting van REE ter wereld buiten China. ¹				
	Knelpunten in de toeleveringsketen	Tot 2017 produceerde China wereldwijd 98% van het dysprosium. Er is meer illegaal dan legaal dysprosiumoxide geproduceerd. Door hardhandig optreden van de overheid tegen illegale REE-	In China wordt yttrium geproduceerd als bijproduct van ijzer (de winstgevendheid van de mijn hangt af van de ijzerprijzen – het belangrijkste product). Het aanbod van yttrium wordt beïnvloed	Tegen 2030 zal de groeiende vraag naar REE leiden tot overproductie van cerium en lanthaan, als gevolg van de toegenomen winning van	De veerkracht van de EU tegen knelpunten in de levering van praseodymium zal tot 2030 laag blijven, ondanks inspanningen om de mijnproducti	In 2050 zal de vraag groter zijn dan het aanbod. ⁶ Geen neodymiummijnbouw in de EU-27 (en ook het VK), de EU is 100% afhankelijk van invoer. ⁷

¹ Jason Mitchell, 'Can the West break China's stranglehold on rare earth supply chains? - Dysprosium and Terbium supply bottlenecks', Investment Monitor, 2021, <https://www.investmentmonitor.ai/sectors/extractive-industries/china-rare-earths-supply-chain-west>.

⁶ Yufeng Chen en Biao Zheng, 'What Happens after the Rare Earth Crisis: A Systematic Literature Review', *Sustainability* 11, nr. 5 (1 maart 2019): 1288, <https://doi.org/10.3390/su11051288>.

⁷ Luca Ciacci e.a., 'Recovering the 'New Twin': Analysis of Secondary Neodymium Sources and Recycling Potentials in Europe', *Resources, Conservation and Recycling* 142 (maart 2019): 143–52, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.11.024>.

		mijnbouw is dit aantal teruggebracht tot de huidige 86%. ¹ Verdere bestrijding van illegale mijnbouw kan voor verstoringen zorgen.	door de vraag naar ijzer. ²	Nd, Pr, Dy en Tb. ³	e binnen de EU te verhogen. ⁴	
		Chinees monopolie waardoor het prijs- en aanbodcontrolemechanismen kan opleggen. ⁷ Bijvoorbeeld -19% quota op binnenlandse productie en -40% reductie op export. ⁸ Voorspelde tekorten in de jaren 2020 door toegenomen productie van EV's en windturbines. ⁹				
	Vervangers	Producenten van eindtoepassingen zoals permanente magneten hebben geprobeerd technologieën te maken die het gebruik van REE's vermijden of beperken. Sinds 2010 is de concentratie van dysprosium in de meeste NdFeB-magnetten gehalveerd. ¹⁰ Desalniettemin blijven REE's zeer moeilijk te vervangen.				
Voorzieningszekerheid (Lange Termijn (LT): 2050)	Wereldwijde reserves 2021	REE: 120.000 duizend ton				
	Toekomstige wereldwijde leveranciers	China zal naar verwachting de leider blijven in de levering van REE, maar projecten in Australië, Groenland, Canada en Namibië bevinden zich in een vergevorderd stadium. ¹¹	Recycling en winning van yttrium uit elektronisch afval (fosfor en fluorescentie lampen) mogelijk, maar technologie nog in de kinderschoenen. ¹² Diversificatiemogelijkheden in Canada, Groenland, Australië, Brazilië en Zuid-Afrika. ¹³	Recycleren van mijnbouwschroot of consumentenproducten aan het einde van hun levensduur mogelijk. Dit is inefficiënt omdat het proces weinig hoeveelheden van REE levert. Recycleren is duur, technische complex, en milieuvriendelijk. ¹⁴	Neodymium-recyclingtechnologieën nog in onderzoeksfase ¹⁵	

¹ Ryan Castilloux, 'Spotlight on Dysprosium: Revving up for rising demand' (Toronto: Adamas Intelligence, 2018), http://www.adamasintel.com/wp-content/uploads/2018/04/Adamas-Intelligence-Spotlight-on-Dysprosium-April_2018.pdf.

² Kuangyuan Zhang, Andrew N. Kleit, en Antonio Nieto, 'An Economics Strategy for Criticality – Application to Rare Earth Element Yttrium in New Lighting Technology and Its Sustainable Availability', *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77 (september 2017): 902, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.127>.

³ Mitchell, 'Can the West break China's stranglehold on rare earth supply chains? - Dysprosium and Terbium supply bottlenecks'.

⁴ Darina Blagoeva e.a., 'Assessment of potential bottlenecks along the materials supply chain for the future deployment of low-carbon energy and transport technologies in the EU', JRC Science for Policy Report (Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2016), 78, <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC103778>.

⁷ International Energy Agency, 'The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions', 13.

⁸ Zhe Chen, Zhongzhong Hu, en Kai Li, 'The Spillover Effect of Trade Policy along the Value Chain: Evidence from China's Rare Earth-related Sectors', *The World Economy* 44, nr. 12 (december 2021): 3554, <https://doi.org/10.1111/twec.13172>.

⁹ Chen en Zheng, 'What Happens after the Rare Earth Crisis', 8.

¹⁰ Castilloux, 'Spotlight on Dysprosium: Revving up for rising demand'.

¹¹ Castilloux.

¹² Mordor Intelligence LLP, 'Global Yttrium Market - China's quasi-monopoly is being disrupted' (Hyderabad, India: Mordor Intelligence LLP, 2016).

¹³ Zhang, Kleit, en Nieto, 'An Economics Strategy for Criticality – Application to Rare Earth Element Yttrium in New Lighting Technology and Its Sustainable Availability', 902.

¹⁴ Linda Omodara e.a., 'Recycling and Substitution of Light Rare Earth Elements, Cerium, Lanthanum, Neodymium, and Praseodymium from End-of-Life Applications - A Review', *Journal of Cleaner Production* 236 (november 2019): 117573, <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.07.048>.

¹⁵ Ciacci e.a., 'Recovering the 'New Twin''.

	Nederlandse behoefte richting 2050	86-757 t in alle 3 scenario's	2,5-4,9 t in scenario's grootschalig kernenergie en SMR	-	0-1.558 t in alle 3 scenario's	516-8.015 t in alle 3 scenario's
Geopolitieke Onzekerheden	Stabiliteit (Fragile State Index ¹)	China: 68,9/120 Australië: 21,8/120 VS: 44,6/120				
	Betrouwbaarheid ²	China: laag Australië: hoog VS: hoog				
	Geopolitieke problemen tussen Europa en leveranciers	Meer dan 80% van productie is in China geconcentreerd. China bouwde zijn dominantie in de loop van de tijd op door middel van bronnennationalisme, handelsbeperkingen, zware investeringen in onderzoek en ontwikkeling en in buitenlandse activa. Het vermogen van China om de toeleveringsketen te manipuleren leidt tot prijsvolatiliteit, wat een comparatief voordeel oplevert ten gunste van de Chinese markt, en tegelijkertijd gebruik maakt van spanningen met andere landen, aangezien deze moeite hebben om de bevoorrading veilig te stellen. ³ Investeringen van buitenlandse spelers op de Chinese CRM-markt worden ontmoedigd. ⁴				

Tabel I.8 Risicoanalyse deel 2

Materialen		Niobium	Kobalt	Natuurlijk grafiet	Indium
Technologieën		Kernenergie, CCS, batterijen	Stoom en gasturbines, CCS, <i>electrolysers</i> voor groen waterstof	batterijen	Kernenergie, zonne-energie
Risicobeoordeling		MH	HH	HH	HM
Leveringszekerheid (Korte termijn (KT))	Diversiteit toelevering ⁵	Brazilië (92%) Canada (8%)	DRC (59%) China (7%) Canada (5%)	China (69%) India (12%) Brazilië (8%)	China (46%) Zuid Korea (22%) Japan (8%)
	Knelpunten in de toeleveringsketen	Productie en prijsstelling zijn politiek en geografisch in Brazilië geconcentreerd. Risico's bij leveringszekerheid bestaan. ⁶	Hoog risico op verstoring van de leveringsketen door instabiliteit van het hoofdleveranciersland. Verstoringen op nationaal niveau in de DRC (mijnbouw) en China (raffinage) zouden gevolgen	De vraag naar grafiet zou al in 2023 het aanbod kunnen overtreffen. ⁸ Knelpunten ontstaan omdat niet al het grafiet geschikt is voor de industrie. Het produceren van grafiet is niet	Indiumvoorraad is overvloedig op de aardkorst. Indiummijnbouw is kostbaar. Het openen of aanpassen van zinkraffinerijen aan indium-geactiveerde verwerkingskosten zijn groter dan de inkomsten. Particuliere bedrijven en

¹ Fragile States Index, 'Country Statistics 2021', The Fund for Peace (FFP), z.d., geraadpleegd 25 april 2022.

² Sweijs en van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World'.

³ Chen en Zheng, 'What Happens after the Rare Earth Crisis', 21.

⁴ Marc Humphries, 'Rare Earth Elements: The Global Supply Chain', CRS Report for Congress (US) (Congressional Research Service, 2013), 17.

⁵ European Commission, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability'.

⁶ Duncan A. R. Mackay en George J. Simandl, 'Geology, Market and Supply Chain of Niobium and Tantalum—a Review', *Mineralium Deposita* 49, nr. 8 (december 2014): 1028, <https://doi.org/10.1007/s00126-014-0551-2>.

⁸ Amrish Ritoe, Irina Patrahau, en Michel Rademaker, 'Graphite: Supply chain challenges & recommendations for a critical mineral' (The Hague: The Hague Centre for Strategic Studies, 2022), 18, <https://hcss.nl/wp-content/uploads/2022/03/Graphite-Challenges-and-Recommendations-HCSS-2022.pdf>.

			hebben voor de hele wereldmarkt. ¹	milieuvriendelijk. ³ Hoge energieprijzen kunnen het productieniveau beperken.	overheden worden ontmoedigd om hun indiumpotentieel volledig te benutten (VS, Frankrijk of Japan). ⁴
	Vervangers	Molybdeen, tantaal, titanium of vanadium zouden het in bepaalde toepassingen kunnen vervangen, maar deze materialen hebben ook een hoog leveringsrisico. ⁵	Vervangingen voor kobalt in batterijen, hoewel de kwaliteit van kobaltvrije batterijen lager is. ⁶	Natuurlijk grafiet kan worden vervangen door synthetisch grafiet, maar overwegingen met betrekking tot de leveringszekerheid zijn vergelijkbaar.	Indium is een essentieel onderdeel van koper indium gallium selenide (CIGS) zonnepanelen. Het type kristallijn silicium (c-Si) domineert echter de markt en zal naar verwachting een marktaandeel van 90% behouden, vergeleken met 5% CIGS.
Voorzieningszekerheid (Lange Termijn (LT): 2050)	Wereldwijde reserves 2021 (duizend ton).	>17.000 ⁷	7.600 ⁸	320.000 ⁹	15 ¹⁰
	Toekomstige wereldwijde leveranciers	<i>Urban mining</i> als een effectieve manier om niobium te winnen uit elektronisch afval. De belangrijkste bronnen om niobium te extraheren zijn roestvrij staal en HSLA-staal. ¹¹	Mogelijkheid om het aanbod in Chili te diversifiëren: exploratie van koper-goud-kobaltader wijdverbreid in de kerncentrale Andes. Er zijn echter enorme investeringen en tijd nodig om mijnen te openen. ¹²	Diversificatie van het aanbod door grafietreserves in Europa, Latijns-Amerika en Afrika te verkennen. ¹³ Uitdaging is het samenbrengen van financieel kapitaal, kennis en schonere productieprocessen.	Tweederde van de reserves in China brengt beperkingen met zich mee voor de diversiteit van het aanbod. ¹⁴ Diversificatiemogelijkheden van zinkmijnafval in Canada en Australië. ¹⁵

¹ Susan van den Brink e.a., 'Identifying Supply Risks by Mapping the Cobalt Supply Chain', *Resources, Conservation and Recycling* 156 (mei 2020): 6, <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2020.104743>.

³ Ritoe, Patrahau, en Rademaker, 19.

⁴ T Werner, G. M. Mudd, en S. M. Jowitt, 'Indium: key issues in assessment mineral resources and long-term supply from recycling', *Transactions of the Institutions of Mining and Metallurgy, Section B: Applied Earth Science*, 2015, 5.

⁵ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022', 116.

⁶ U.S. Department of Interior, 52.

⁷ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'.

⁸ U.S. Department of Interior.

⁹ U.S. Department of Interior.

¹⁰ Martin Lokanc, Roderick Eggert, en Michael Redlinger, 'The Availability of Indium: The Present, Medium Term, and Long Term' (Golden CO: National Renewable energy Laboratory, oktober 2015), <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/62409.pdf>.

¹¹ Witold Kurylak, 'Innovation potential in the recovery of refractory metals from urban mines' (MSP-REFRAM, 2016).

¹² Brian Townley, Alejandro Diaz, en Rodrigo Luca, 'Exploration and mining potential for cobalt mineral resources in Chile' (Comite CORFO, 2017), <https://www.corfo.cl/sites/Satellite?blobcol=urldata&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1475166637554&ssbinary=true>.

¹³ Ritoe, Patrahau, en Rademaker, 'Graphite: Supply chain challenges & recommendations for a critical mineral'.

¹⁴ Lokanc, Eggert, en Redlinger, 'The Availability of Indium: The Present, Medium Term, and Long Term'.

¹⁵ Werner, Mudd, en Jowitt, 'Indium: key issues in assessment mineral resources and long-term supply from recycling'.

	Nederlandse behoefte richting 2050	10-19,5 t in scenario's grootschalig kernenergie en SMR	49,7-63,4 t in alle 3 scenario's	-	560-1.527,9 t in alle 3 scenario's
Geopolitieke Onzekerheden (LT en KT)	Stabiliteit (Fragile States Index ¹)	Brazilië: 75,8/120 Canada: 21,7/120	DRC: 108,4/120 China: 68,9/20 Canada: 21,7/120	China 68,9/120 India: 77,0/120 Brazilië: 75,8/120	China: 68,9/120 Zuid-Korea: 32,5/120 Japan: 32,2/120
	Betrouwbaarheid ²	Brazilië: gemiddeld Canada: hoog	DRC: laag China: laag Canada: hoog	China: laag India: gemiddeld Brazilië: gemiddeld	China: laag Zuid-Korea: hoog Japan: hoog
	Geopolitieke problemen tussen Europa en leveranciers	Canada is een cruciale leverancier van niobium voor de Amerikaanse commerciële markt en de defensie-industrie. Mogelijkheid voor de EU om de invoer uit Canada te diversifiëren. Aangezien Brazilië echter 92% van de Nb wereldwijd produceert, heeft Brazilië veel invloed op de prijszetting, wat gevolgen heeft voor de importrelaties tussen Canada en de VS/EU. ³	Kobalt is ook een bijproduct in koper- en nikkelmijnen, dus de stabiliteit van de markt voor kobalt hangt ook af van de koper- en nikkelmarkten. ⁴ Chinees eigendom van mijnen in de DRC kan een geopolitiek risico worden.	China monopoliseert de grafietmarkt. Het grootste deel van de grafietmijnbouw is geconcentreerd in landen die als kwetsbaar worden beschouwd en die te maken hebben met corruptie binnen het mijnbouwbestuur. ⁵ Afhankelijkheid onvermijdelijk door lager aandeel in productiemarkt Europa.	Het recycleren van indium is niet voldoende om aan de vraag te voldoen, dus is afhankelijkheid van China onvermijdelijk.

Tabel I.9 Risicoanalyse deel 3

Materials	Vanadium	Lithium	Titanium	Silicium	Uranium
Technologieën	Nucleair, CCS, staal (alle technologieën)	Batterijen	Nucleair, batterijen	Zon, batterijen	Nucleair
Risicobeoordeling	MM	MH	MM	MH	ML

¹ Fragile States Index, 'Country Statistics 2021'.

² Sweijs en van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World'.

³ Talal Omar en Marcello M. Veiga, 'Is Niobium Critical for Canada?', *The Extractive Industries and Society* 8, nr. 2 (juni 2021): 100898, <https://doi.org/10.1016/j.exis.2021.100898>.

⁴ Gavin D Harper, 'The Geopolitics of Cobalt', *American Affairs* 5, nr. 4 (2021), <https://americanaffairsjournal.org/2021/11/the-geopolitics-of-cobalt/>.

⁵ Clare Church en Alec Crawford, 'Minerals and the Metals for the Energy Transition: Exploring the Conflict Implications for Mineral-Rich, Fragile States', in *The Geopolitics of the Global Energy Transition*, vol. 73 (Springer Open, z.d.), 288.

Leveringszekerheid (Korte termijn (KT))	Diversiteit toelevering	China (53%) Zuid-Afrika (25%) Rusland (20%)	Mijnbouw voornamelijk in Australië. Productie: Chili (44%) China (39%) Argentinië (13%)	China (45%) Rusland (22%) Japan (22%)	China (61%) Brazilië (9%) Noorwegen (7%) VS (6%) Frankrijk (5%)	Voor risico-analyse, zie 14 Brandstof cyclus uranium.
	Knelpunten in de toeleveringsketen	De belangrijkste eindtoepassing van vanadium is staalproductie (90% mondiale toelevering). Vanadium en staalproductie worden gedomineerd door China.	Relatief diverse en grote distributie voorraden in wereld. Weinig risico's bij voorziening.	Momenteel is de wereldmarkt in titanium afhankelijk van Rusland en China. De recente oorlog in Oekraïne is gepaard gegaan met een grote titanium-prijsstijging. ¹ De luchtvaartindustrie is een grote afnemer van titanium, wat schaarste kan veroorzaken voor de energiemarkten. ²	Aanbod sterk geconcentreerd in/vanuit China. Exportquota voor silicium zijn voorheen ingesteld in China, wat betekent dat veranderingen in binnenlands beleid en handelsrestricties de toelevering in de wereldmarkt raken. Raffinage van silicium naar polysilicon gebeurt ook in de VS, Duitsland, Zuid-Korea.	
	Vervangers	Mangaan, molybdeen, niobium (columbium), titanium en wolfram, en tot op zekere hoogte staalverbindingen. Vooral in de militaire sector is geen vervanging van vanadium mogelijk. ³	Calcium, magnesium, kwik en zink als anodemateriaal in primaire batterijen. Maar lithium is te prefereren.	Leucoxene, rutiel, slak en synthetisch rutiel kunnen concurreren als grondstofbronnen voor het maken van TiO ₂ pigment, titanium metaal en lasdraad-coatings.	Voor aluminium, silicium carbiden, and silico-mangaan: ferrosilicon. Galliumarsenide en germanium.	
Voorzeker-	Wereldwijde reserves 2021 (in duizend ton) ⁴	24.000	22.000	700.000 (ilmenite reserves)	NA	

¹ Jennifer Creery, Eri Sugiura, en Hudson Lockett, 'Japan's titanium makers expected to gain more US business from Ukraine war', *Financial Times*, 10 april 2022, <https://www.ft.com/content/c8a3d527-0348-498f-b31c-9a12d978e03c>.

² Argus Media, 'Titanium supply threatened by Ukraine conflict: Update', Argus, 28 februari 2022, <https://www.argusmedia.com/en/news/2304842-titanium-supply-threatened-by-ukraine-conflict-update>.

³ 'The effect of imports of vanadium on the national security' (US Department of Commerce, februari 2021), 56, <https://www.bis.doc.gov/index.php/documents/section-232-investigations/2793-vanadium-section-232-report-public-with-appendices/file>.

⁴ Except for uranium, all data based on U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'. Data generally for 2021.

heid (Lange Termijn (LT): 2050)	Toekomstige wereldwijde leveranciers	Vraag naar is sterk afhankelijk van de vraag naar staal. ¹ Mijnen worden ontwikkeld in Kazachstan, Australië en Canada. De VS heeft ook reserves, maar concurrentie van goedkopere producenten maken het lastig voor Amerikaanse bedrijven winstgevend te blijven/worden.	Recycling is belangrijk om beschikbaarheid te garanderen na 2030. ² Tot dusver onontgonnen reserves in Latijns-Amerika, vooral in Argentinië en Bolivia, bieden wel perspectief.	Rusland en China zijn de grootste spelers op de titaniummarkt major shares of titanium market. Mogelijkheden tot diversificatie in Vietnam, Mozambique en Kazachstan.	Relatief ruime wereldwijde voorraden en distributie; silicium wordt momenteel geproduceerd in Noorwegen, VS en Frankrijk, er wordt aan meer mijnen gewerkt. Momenteel is de markt echter vrij afhankelijk van China.	
	Nederlandse behoefte richting 2050	3-5,9 t in scenario's grootschalig kernenergie en SMR	-	7,5-14,6 t in scenario's grootschalig kernenergie en SMR	8.400-224.040 t in alle 3 scenario's	134,5-263,5 t in scenario's grootschalig kernenergie en SMR
Geopolitieke Onzekerheden (LT en KT)	Stabiliteit ³	China: 68,9/120 Zuid-Afrika: 70/120 Rusland: 73,6/120	Chili: 44,1/120 China: 68,9/120 Argentinië: 50,1/120	China: 68,9/120 Rusland: 73,6/120 Japan: 32,2/120	China: 68,9/120 Brazilië: 75,8/120 Noorwegen: 16,6/120 Verenigde Staten: 44,6/120 Frankrijk: 32,5/120	
	Betrouwbaarheid ⁴	China: laag Zuid-Afrika: gemiddeld Rusland: laag	Chili: hoog China: laag Argentinië: gemiddeld	China: laag Rusland: laag Japan: hoog	China: laag Brazilië: gemiddeld Noorwegen: hoog VS: hoog Frankrijk: hoog	
	Geopolitieke Onzekerheden tussen Europa en leveranciers	Onzekerheden in de toelevering vanwege geografische concentratie en afhankelijkheid van co-productie. Veranderingen in Chinese	Ongeveer 58% van de wereldwijde lithiumreserves zijn te vinden in de 'Lithium Driehoek', een geografische regio in Zuid-	Geopolitieke competitie centreert zich rond de toeleveringsketens in Rusland. Verschillende landen leggen zich meer toe op recycling en trekken delen van hun operaties terug (mede vanwege de	Knelpunten in de toeleveringsketen kunnen spanningen veroorzaken tussen producenten en de makers van eindproducten: de waardeketen van silicium bestaat uit	

¹ Rorie Gilligan en Aleksandar N. Nikoloski, 'The Extraction of Vanadium from Titanomagnetites and Other Sources', *Minerals Engineering* 146 (januari 2020): 106106, <https://doi.org/10.1016/j.mineng.2019.106106>.

² Patrahau e.a., 'Securing Critical Materials for Critical Sectors: Policy Options for the Netherlands and the European Union'.

³ Fragile States Index, 'Country Statistics 2021'.

⁴ Sweijns en van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World'. gebaseerd op 'total compatibility' score. Score van Rusland is aangepast van gemiddeld naar laag n.a.v. recente gebeurtenissen rond Oekraïne-oorlog.

		binnenlandse standaarden (zoals in 2017-2018) en ander Chinees binnenlands beleid kunnen de wereldwijde beschikbaarheid en prijs van vanadium direct beïnvloeden. ¹ Zuid-Afrika is een betrouwbare leveringspartner voor Nederland.	Amerika die Argentinië, Bolivia en Chili beslaat. Chinese bedrijven worden steeds belangrijkere investeerders in Zuid-Amerikaanse en Australische lithium mijnbouwbedrijven.	oorlog in Oekraïne, 2022). Dit heeft de wereldwijde markt doen krimpen. ² Het optreden van verticaal geïntegreerde titaniumproducenten in Rusland en China op de wereldmarkt maakt het lastig voor andere spelers om concurrerend te blijven. ³	een aantal geografisch (vooral in China) geconcentreerde bedrijven die extractie monopoliseren.	
--	--	--	--	---	---	--

Tabel I.10 Risicoanalyse deel 4

Materialen		Koper	Bauxiet (Aluminium)	Nikkel	Molybdeen
Technologieën		Kernenergie, zonne-energie, wind, CCS, energienet, <i>electrolysers</i> voor groen waterstof, batterijen, stoom en gasturbines	Zonne-energie, wind, CCS, energienet, <i>electrolysers</i> voor groen waterstof, batterijen, stoom en gasturbines	Kernenergie, wind, CCS, <i>electrolysers</i> voor groen waterstof stoom en gasturbines	Kernenergie, zonne-energie, wind, CCS
Risicobeoordeling		HH	MH	MH	LH
Leveringszekerheid (Korte termijn (KT))	Diversiteit toelevering (duizend ton) ⁴	Mijnbouwproductie voornamelijk in Chili (5600), Peru (2200), China (1800) en DRC (1800). Productie raffinaderij: China (10000), Chili (2200) DRC (1500), Japan (1500). Recycling zorgt voor een grote hoeveelheid secundaire aanvoer van koper (bijvoorbeeld 32% van de Amerikaanse kopertoevoer). ⁵	Bauxiet (mineraal waaruit aluminium wordt gemaakt) is wijdverbreid in termen van reserves en productie. Grootste reservaten in Guinee, Australië, Vietnam en Brazilië. Productie van smelterijen: China (39000), India (3900), Rusland (3700).	Mijnproductie Indonesië 1.000.000 Filipijnen 370.000 Rusland 250.000	Mijnproductie China 130.000 Chili 51.000 VS 48.000
	Knelpunten in de toeleverings-keten	Koperwinning is zeer water- en energie-intensief, maar de regio's met de grootste reserves (Zuid-Amerika en Sub-Sahara Afrika) staan ook onder aanzienlijke	Indonesië was vroeger een grote exporteur van bauxiet, maar president Widodo kondigde plannen aan om de export van bauxiet in	Aangezien Rusland een van de grootste producenten van nikkel is kunnen economische of geopolitieke (bv door	

¹ 'The effect of imports of vanadium on the national security', 132.

² Argus Media, 'Titanium supply threatened by Ukraine conflict: Update'.

³ 'The effect of imports of vanadium on the national security', 141.

⁴ European Commission, 'Critical Raw Materials Resilience: Charting a Path towards Greater Security and Sustainability'.

⁵ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'.

		waterstress. ¹ Chileense overheid wil vanwege waterschaarste de waterwinningsvergunningen geleidelijk afbouwen. ² In Peru heeft de overheid mijnen gesloten vanwege milieuschade aan lokale gemeenschappen. ³	2022 stop te zetten om de ontwikkeling van de binnenlandse industrie te ondersteunen. ⁴ Ook Maleisië verbood de export van bauxiet in 2016. Aluminiumindustrie is zeer elektriciteitsintensief, wat betekent dat milieunormen kunnen leiden tot verstoringen in de levering. ⁵	de oorlog in Oekraïne, sancties) het aanbod aanzienlijk verstoren. ⁶ Bovendien leidt de toenemende vraag ertoe dat de prijs van nikkel aanzienlijk toeneemt, omdat de vraag groter is dan het aanbod. ⁷	
	Vervangers	Geen vervanging voor koper in elektrische toepassingen. ⁸	Aluminium is relatief eenvoudig te recyclen en heeft een veel kleinere ecologische voetafdruk in vergelijking met de grondstof.	Sommige toepassingen, zoals in zeer giftige omgevingen, kunnen niet zonder een hoog nikkelgehalte. In andere toepassingen zou nikkel kunnen worden vervangen door, onder andere, titanium of lithium. Echter zijn leveringonzekerheden hier ook groot. ⁹	Molybdeen kan worden vervangen door verscheidene andere materialen zoals, onder andere, boron, chroom, niobium (columbium) en vanadium ¹⁰
Voorzieni	Wereldwijde reserves 2021 (duizend ton)	880.000	77.000 (bauxiet)	>95.000	16.000.000

¹ Stephan Lutter en Stefan Gi jum, 'Copper Production in Chile Requires 500 Million Cubic Metres of Water' (Austria: Institute for Ecological Economics, Vienna University of Economics and Business, december 2019),

<https://www.fineprint.global/publications/briefs/chile-copper-water/>; CopperCorp, 'Copper. The essential investment', https://coppercorpinc.com/wp-content/uploads/CopperCorp-Investor-Presentation_mar2022.pdf.

² Emmanuel Hache, Charlene Barnet, en Gondia-Sokhna Seck, 'Copper in the Energy Transition: An Essential, Structural and eopolitical Metal', IFPEN, december 2020, <https://www.ifpennergiesnouvelles.com/article/copper-energy-transition-essential-structural-and-geopolitical-metal>.

³ Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand', januari 2022, <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/copper-supply-deficit-of-6-million-tons-by-2030-threatens-renewables-evs-as-investment-lags-demand/>.

⁴ Ankit Ajmera, 'Indonesia's Bauxite Export Ban to Have Limited Impact on China Supply', S&P Global, 25 november 2021, <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/metals/112521-indonesias-bauxite-export-ban-to-have-limited-impact-on-china-supply>.

⁵ Emmanuel Hache, Charlene Barnet, en Gondia-Sokhna Seck, 'Aluminium in the Energy Transition: What Lies Ahead for This Indispensable Metal of the Modern World?', IFPEN, mei 2021, <https://www.ifpennergiesnouvelles.com/article/aluminium-energy-transition-what-lies-ahead-indispensable-metal-modern-world>.

⁶ 'Influencers expect surging nickel prices to further disrupt electric vehicle supply chains, finds GlobalData', GlobalData, 16 maart 2022, <https://www.globaldata.com/influencers-expect-surgin-nickel-prices-disrupt-electric-vehicle-supply-chains-finds-globaldata/>.

⁷ 'Critical Minerals and Materials: Supply Bottlenecks and Risks Need International Cooperation', *Energy Post* (blog), 25 februari 2022, <https://energypost.eu/critical-minerals-and-materials-supply-bottlenecks-and-risks-need-international-cooperation/>.

⁸ Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand'.

⁹ 'Mineral Commodity Summaries 2021' (USGS, 2021).

¹⁰ 'Mineral Commodity Summaries 2021'.

	Toekomstige wereldwijde leveranciers	Koperbronnen zijn zeer overvloedig in de aardkorst. Chili heeft in 2022 de grootste reserves ter wereld, gevolgd door Australië en Peru. ¹ Er zijn nieuwe bronnen ontdekt in Indonesië en de DRC. ² Het tekort aan koper kan in 2030 echter oplopen tot 6 miljoen ton. ³	Griekenland, Frankrijk, Hongarije en Kroatië produceren bauxiet, zij het in beperkte hoeveelheden. De wereldvoorraden zullen steeds meer onder druk komen te staan als landen afsteveneren op net zero.	Nikkel reserves zijn te vinden in Australië, Brazilië, en Indonesië. Grote bronnen van nikkel zijn ook te vinden op de zeebodem, alhoewel dit technologisch moeilijker is. ⁴	Molybdeen reserves zijn onder andere in China, de VS, Peru, Chili, en Rusland te vinden. Bronnen van molybdeen zijn voldoende om in de (nabije) toekomst de wereld te voorzien. ⁵
	Nederlandse behoefte richting 2050	320.527,7-519.016 t in alle 3 scenario's	471.998-530.043 t (aluminium) in alle 3 scenario's	11.241,6-21.898,1 t in alle 3 scenario's	6.480,8-7.889,5 t in alle 3 scenario's
Geopolitieke Onzekerheden (LT en KT)	Stabiliteit (Fragile States Index ⁶)	China: 68,9/120 Chili: 44,1/120 DRC: 108,4/120	China: 68,9/120 India: 77/120 Rusland: 73,6/120	Indonesië: 67,6/120 Filippijnen: 82,4/120 Rusland: 73,6/120	China 68,9/120 Chili: 44,1/120 VS: 44,6/120
	Betrouwbaarheid ⁷	China: laag Chili: hoog DRC: laag	China: laag India: gemiddeld Rusland: laag	Indonesië: gemiddeld Filippijnen: hoog Rusland: laag	China: laag Chili: hoog VS: hoog
	Geopolitieke problemen tussen Europa en leveranciers	Ondanks overvloedige bronnen van koper, brengt de politieke instabiliteit in mijnbouwlanden onzekerheden met zich mee voor de betrouwbaarheid van toekomstige voorraden. China is niet alleen 's werelds grootste importeur en raffinaderij van koper, maar koopt ook actief kopermijnen en andere faciliteiten in Latijns-Amerika in. ⁸	De VS beschouwen de importafhankelijkheid van aluminium als een bedreiging voor de nationale veiligheid, vooral omdat het overaanbod in China de Amerikaanse productiecapaciteit schaadt. ⁹ Aluminium is niet alleen nodig voor de energietransitie maar ook voor militaire toepassingen en digitale technologieën.	De relatie tussen de Europese Unie en Indonesië en de Filipijnen is stabiel. Echter heeft de oorlog in Oekraïne de relatie tussen Rusland en de Europese Unie zeer doen verslechteren. Geopolitieke en geostrategische overwegingen krijgen nu de overhand in de relatie tussen de EU en Rusland, wat de kans op gebruik door Rusland van de toelevering van nikkel	Zowel de VS als Chili zijn betrouwbare en stabiele partners van de Europese Unie. Echter kan de verslechterende relatie tussen de Europese Unie en China de levering van molybdeen onder druk zetten.

¹ U.S. Department of Interior, 'Mineral Commodity Summaries 2022'.

² Rystad Energy, 'Copper Supply Deficit of 6 Million Tons by 2030 Threatens Renewables, EVs, as Investment Lags Demand'.

³ Rystad Energy.

⁴ 'Mineral Commodity Summaries 2021'.

⁵ 'Mineral Commodity Summaries 2021'.

⁶ Fragile States Index, 'Country Statistics 2021'.

⁷ Sweijs en van Wijk, 'The evolving position of the Netherlands in the World'.

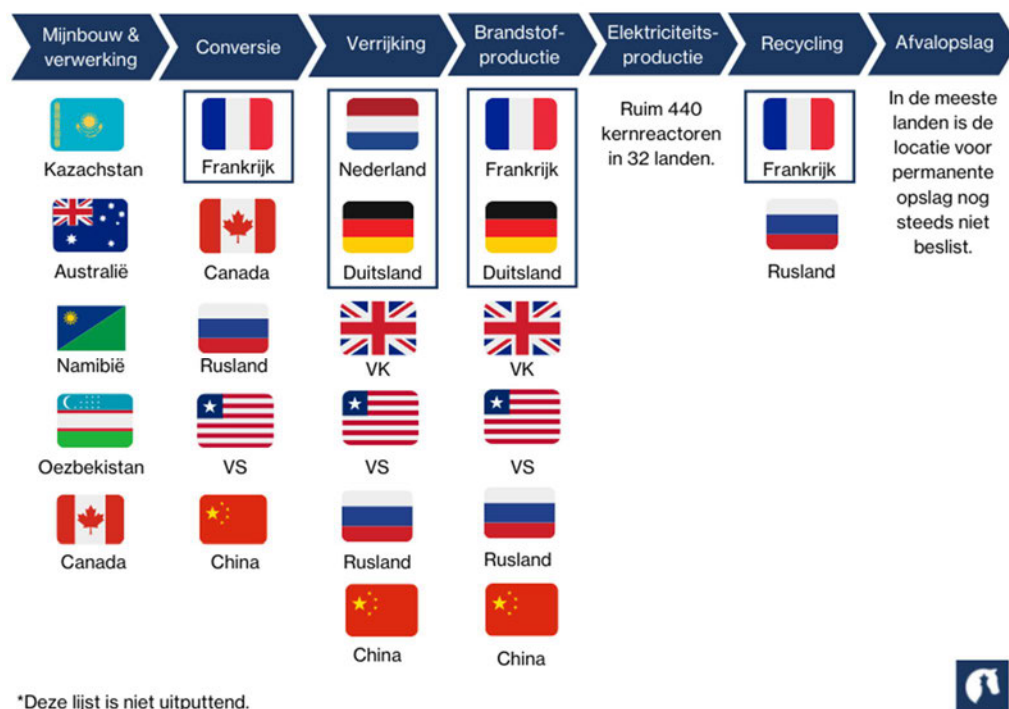
⁸ Hache, Barnet, en Seck, 'IFPEN | Copper in the Energy Transition'.

⁹ 'The effects of imports of aluminum on the national security' (U.S. Department of Commerce, januari 2018), https://www.commerce.gov/sites/default/files/the_effect_of_imports_of_aluminum_on_the_national_security_-_with_redactions_-_20180117.pdf.

				als handelswapen doet vergroten.	
--	--	--	--	----------------------------------	--

14 Brandstofcyclus uranium

Afbeelding I.5 Belangrijke spelers in de wereldwijde uraniumbrandstofcyclus



15 Mijnbouw, verwerking en conversie

Uranium wordt over het algemeen gewonnen in openluchtmijnen maar ook ondergronds gewonnen. Er zijn relatief grote uraniumvoorraden, op alle continenten. Vanwege verschillen in specifieke geologische omstandigheden, wetgeving, en technische mogelijkheden kunnen de mijnbouwtechnieken en de eventueel negatieve effecten op de lokale bevolking en de natuurlijke omgeving verschillen. Gedolven uraniumerts wordt over het algemeen verwerkt tot 'yellow cake' die vervolgens wordt bewerkt, omgezet in gasvormig Uraniumhexafluoride (UF₆) en afgekoeld tot een vaste, gezuiverde staat geschikt voor transport.

De herkomst van het in kerncentrales gebruikte uranium is veelal gemengd en complex, aangezien de internationale uraniummarkt sterk verweven is en op sommige punten weinig transparant. Er zijn veelal verschillende private bedrijven en staatsbedrijven uit verschillende landen bij betrokken. Volgens EPZ (Elektrischeits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland), dat eigenaar is van de kerncentrale Borssele, heeft de uraniumbrandstof die in kerncentrale Borssele sinds de jaren 2000 wordt gebruikt, 3 hoofdoorprongen: 'vers' gedolven uranium; gerecycled uranium, d.w.z. herwerkt verarmd uranium en gemengde oxiden (MOX); en ex-militair hoogverrijkt uranium.¹

Het uranium uit Canada wordt in grote mijnen gewonnen door met name de Canadese Cameco Corporation en de Canadese tak van het Franse Orano.² In algemene zin is de leveringszekerheid vanuit Canada hoog, hoewel

¹ EPZ, 'De herkomst van EPZ's splijtstof Kernenergie', geraadpleegd 14 april 2022, <https://www.epz.nl/themas/kernenergie/de-herkomst-van-epzs-splijtstof-kernenergie/>.

² World Nuclear Association, 'Uranium in Canada | Canadian Uranium Production', geraadpleegd 20 april 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/canada-uranium.aspx>.

omstandigheden als COVID, de productiekosten ten opzichte van de marktprijs, en lokale milieu- en omgevingswetgeving de levering eventueel (kunnen) doen afnemen.¹ Kazachstan is de grootste mondiale producent van uranium. Het staatsbedrijf Kazatomprom is de nationale exploitant van de Republiek Kazachstan voor de import en export van uranium, zeldzame aardmetalen en nucleaire brandstof voor kerncentrales;² verschillende grote private- en staatsbedrijven uit onder andere Canada, China, Frankrijk, Rusland en de Verenigde Staten hebben mijn- en leveringscontracten in Kazachstan. De leveringszekerheid vanuit Kazachstan heeft een redelijk stabiele geschiedenis, maar er zijn wel significante onzekerheidsfactoren. In januari 2022 waren er anti-overheidsprotesten in Kazachstan die ook invloed hadden op de economische activiteiten rond kernenergie en uranium. Dergelijke instabiliteit zou zich in de toekomst opnieuw kunnen voordoen. Daarbij moet worden opgemerkt dat de Kazachse overheid een bedenkelijk *trackrecord* heeft op het gebied van vrijheid, democratie, mensenrechten en corruptie. Ook is het van belang te bemerken dat er een groeiende vraag is naar uranium, terwijl Rusland en China als grootste machtsfactoren in de Centraal-Aziatische regio aanzienlijke invloed uitoefenen op het uraniumbeleid in Kazachstan.

Een tijdelijke daling van het uraniumaanbod niet erg problematisch, gezien de vele andere leveranciers en de hoeveelheden ongebruikte ertsen die onder andere in Canada, Australië, de VS en West-Afrika beschikbaar zijn. Een korte krapte op de uraniummarkt zou vooral leiden tot hogere uraniumprijzen wereldwijd, zoals gebeurde tijdens de protesten in Kazachstan in januari 2022. Aangezien de hoeveelheid uranium die jaarlijks nodig is relatief beperkt is in vergelijking met andere energiebronnen en daarbij uranium niet degradeert, zou het aanleggen van voorraden op de lange termijn verstoringen op korte termijn (leveringszekerheid) in Europa en Nederland kunnen opvangen. Voorzieningszekerheid kan worden versterkt door wereldwijde diversificatie door het sluiten van contracten met extra uraniumleveranciers. Om te voorkomen dat toenemende Nederlandse import van uranium bijdraagt aan de ernstige negatieve effecten op arbeids- en leefomstandigheden in het land van herkomst, is het wel van belang dat transparantie en verantwoordelijkheid worden genomen bij het inkopen van de grondstof.

Voor de 2 andere bronnen (verrijking & heropwekking) van uranium, zie hierna.

Alvorens uranium in gasvorm verrijkt kan worden, kan het nodig zijn het te converteren naar deze gasvorm, in het geval dat het materiaal in vaste vorm geleverd wordt. Dit kan op verschillende locaties plaatsvinden, onder andere in Frankrijk zijn hiervoor ruime faciliteiten.

16 Verrijking

De 2 voornaamste uraniumisotopen zijn het zwaardere Uranium-238 en het lichtere Uranium-235. In de meest gangbare kernreactoren kan alleen Uranium-235 worden gebruikt - het wordt gesplitst - om energie te verkrijgen, en aangezien de natuurlijk voorkomende niveaus vrij laag zijn, moet het uranium worden 'verrijkt' om de splijtbaarheid te verhogen voor energieopwekking. Het uranium wordt in de vorm van het gasvormige UF₆ in ultracentrifuges verrijkt.

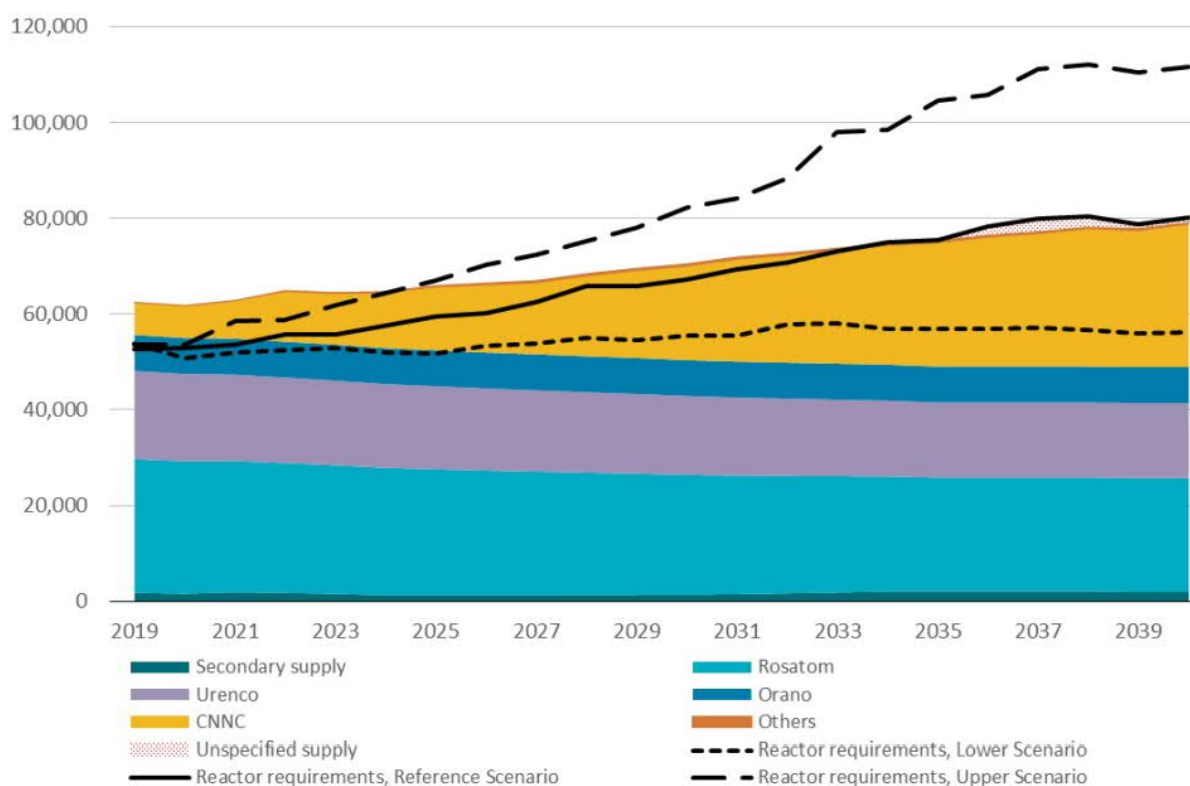
Nederland speelt een cruciale rol in de wereldwijde markt voor uraniumverrijking en -verwerking.³ Het Brits-Nederlands-Duitse Urenco-consortium is een belangrijke wereldwijde leverancier van verrijkt uranium (circa 30 %) en verrijkingstechnologie, met name voor de westerse wereld. Het hebben van dergelijke cruciale en gespecialiseerde technologie en faciliteiten is een geopolitieke troef, vooral in een tijd waarin de geopolitieke concurrentie om hulpbronnen toeneemt. Het brengt echter ook verantwoordelijkheden met zich mee. Verrijkingstechnologie is gevoelig omdat het ook militaire toepassingen kent. Urenco heeft de belangrijkste faciliteiten in het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Nederland (Almelo) en de Verenigde Staten.

¹ Additionele informatie bijvoorbeeld beschikbaar in: Christopher Oldcorn, 'Study Shows Saskatchewan Ranks 2nd in the World for Mining Investment', *The Western Standard* (blog), 18 april 2022, <https://westernstandardonline.com/2022/04/study-shows-saskatchewan-ranks-2nd-in-the-world-for-mining-investment/>.

² 'Kazatomprom', geraadpleegd 20 april 2022, <https://www.kazatomprom.kz/en/>. See also World Nuclear News, 'Uranium sector monitors evolving Kazakh situation: Uranium & Fuel', geraadpleegd 20 april 2022, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Uranium-sector-monitors-evolving-Kazakh-situation>.

³ International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021', 2021, <https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/Netherlands/Netherlands.htm>. Urenco, 'Urenco Nederland', geraadpleegd 20 april 2022, <https://www.urengo.com/global-operations/urengo-nederland>.

Afbeelding I.6 Wereldwijde verrijkingsvraag versus geïnstalleerde capaciteit. Toelichting: Rosatom is een Russisch staatsbedrijf; China National Nuclear Corporation (CNNC) is een Chinees staatsbedrijf; Orano is een multinational gevestigd in Frankrijk - de Franse staat is medeaandeelhouder¹



17 Verwerking tot brandstof

Verrijkt uranium moet worden omgezet in splijtstofstaven om te kunnen worden gebruikt als brandstof in kerncentrales. Het brandstofproductieproces bestaat over het algemeen uit het opnieuw omzetten van gasvormig UF₆ in vast UO₂-brandstofpoeder, dat vervolgens tot pellets wordt geperst. De pellets worden in een buis vastgezet en meerdere buizen vormen samen een brandstofstaaf.² De productie van brandstofstaven voor PWR en andere standaardreactortypes wordt aangeboden door verschillende internationale bedrijven. Een belangrijk Europees bedrijf is Framatome, een in Frankrijk gevestigde multinational op het gebied van kernenergie die onder meer gespecialiseerd is in de productie van splijtstofstaven, gemaakt in Europese productiefaciliteiten als in het Duitse Lingen, dichtbij Nederland.³

18 Elektriciteitsopwekking in kerncentrale

In kernreactoren, in het geval van Borssele in een PWR-reactor, worden de brandstofstaven gebruikt voor het opwekken van elektriciteit.

¹ World Nuclear Association, 'The Nuclear Fuel Report: Expanded Summary. Global Scenarios for Demand and Supply Availability 2019-2040', 2020. pagina 31.

² World Nuclear Association, 'Nuclear Fuel Fabrication', geraadpleegd 20 april 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/fuel-fabrication.aspx>. Mitsubishi Nuclear Fuel Co., Ltd., 'PWR Fuel', geraadpleegd 20 april 2022, <https://www.mhi.com/group/mnf/products/pwr.html>.

³ Framatome, 'Fuel Business Unit - The Lingen site', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.framatome.com/EN/businessnews-1278/fuel-business-unit-the-lingen-site.html>.

19 Brandstofrecycling en heropwerking

Nadat uraniumsplijtstofstaven zijn gebruikt in kerncentrales, kunnen ze ofwel worden opgeslagen als radioactief afval of naar gespecialiseerde faciliteiten worden verscheept waar het resterende, bruikbare uranium wordt gescheiden van het afval en wordt heropgewerkt tot bruikbare brandstof. Het gebruik van uraniumbrandstof in kerncentrales resulteert ook in een klein percentage plutonium dat splijtbaar is.¹

De Nederlandse wetgeving schrijft voor dat de kosten voor opslag en/of uiteindelijke verwijdering van kernafval primair gedragen dienen te worden door de producent van dat afval. Dit maakt het relatief aantrekkelijk om de verbruikte splijtstof te laten recylen in plaats van het op te slaan als afval. Het in Borssele gebruikte uranium wordt verwerkt door Orano in Frankrijk (waarvoor de Nederlandse en Franse staat een verdrag hebben).² Het herbruikbare uranium wordt vervolgens teruggebracht in de splijtstofcyclus, en het onbruikbare materiaal wordt langdurig opgeslagen (zie stap 6 beneden).³ Volgens EPZ draagt dit proces van recycling bij aan het feit dat de kerncentrale Borssele jaarlijks 'slechts 30 ton natuurlijk uranium' verbruikt.⁴

Er is sprake Russische betrokkenheid bij het proces van recycling en heropwerking in het recente verleden. Vanuit Orano-faciliteiten wordt het gesplitste, herbruikbare uranium naar het Rusland verscheept om daar gemengd te worden met hoogverrijkt, voormalig militair uranium van Russische makelij. Deze mix wordt vervolgens in Nederland en mogelijk ook elders terug in de brandstofcyclus gebracht.⁵ Het moge duidelijk zijn dat de mogelijke betrokkenheid van Russische actoren in de brandstofcyclus geopolitieke gevoeligheden met zich meebrengt, onder andere wege de wederzijdse sancties.

De Nederlandse wetgeving staat ook het gebruik van MOX-brandstof toe. In Borssele wordt sinds 2013 ook MOX, dat is een combinatie van plutonium en uranium, gebruikt. De MOX voor gebruik in Borssele wordt door Orano verkregen en geprepareerd in faciliteiten in Frankrijk.⁶ Bij de opwekking van energie met uranium wordt plutonium als bijproduct verkregen. Plutonium is ook splijtbaar en kan na gespecialiseerde extractie worden hergebruikt in een mengsel met uranium als brandstof. De productie en het gebruik van MOX is controversiëler dan het gebruik van 'gewone' uraniumbrandstof. Geïsoleerd plutonium kan namelijk ook worden gebruikt voor de vervaardiging van kernwapens. Het ontwikkelen en het gebruik van de extractietechnologie om plutonium te winnen voor MOX, alsmede het gebruik van MOX als brandstof in kerncentrales, is beperkt tot enkele staten in de wereld, waaronder Frankrijk, Japan en Rusland. Andere landen en organisaties zijn tegenstander van de productie en het gebruik van MOX, vanwege het risico dat met deze activiteiten wordt bijgedragen aan nucleaire proliferatie

¹ Voor een introductie, zie 'Nuclear Fuel Reprocessing - an overview', ScienceDirect Topics, geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/nuclear-fuel-reprocessing>; World Nuclear Association, 'Processing of Used Nuclear Fuel', geraadpleegd 21 april 2022, <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx>.

² International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021'.

³ EenVandaag, 'Jaarlijks tenminste 2 keer zoveel radioactief afval van kerncentrale Borssele als VVD'er beweerde', 24 september 2020, <https://eenvandaag.avrotros.nl/item/jaarlijks-tenminste-twee-keer-zoveel-radioactief-afval-van-kerncentrale-borssele-als-vvder-beweerde/>.

⁴ 'Splijtstof', EPZ, geraadpleegd 22 april 2022, <https://www.epz.nl/themas/kernenergie/splijtstof/>.

⁵ EPZ stelde in een rechtszaak rond beweringen over het gebruik van militair uranium in 2018: 'in Rusland zijn er overschotten hoogverrijkt uranium, afkomstig van splijtstofelementen van afgedankte onderzeeboten, maar ook met brandstof van nucleaire ijsbrekers en dergelijke. Door het mengen van dit ex-militaire uranium met uranium dat teruggewonnen is uit EPZ splijtstof wordt nieuw uranium voor EPZ gemaakt.' Stichting Reclame Code, 'Uitspraak 2018/00609 Nutsvoorzieningen, RCC (gedeeltelijke) toewijzing zonder aanbeveling', 10 januari 2018, <https://www.reclamecode.nl/uitspraken/uitspraak/titel-van-uitspraak/>. Orano maakt op de website ook melding van samenwerking met Russische actoren om gerecycled uranium bruikbaar te maken als brandstof voor kernreactoren, zie: Orano, 'Recycled Uranium for Low-Carbon Electricity', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.orano.group/en/unpacking-nuclear/recycled-uranium-an-energy-source-for-low-carbon-electricity>. Zie ook Rob Ramaker, 'Borssele kan nucleair afval net op tijd kwijt', de Volkskrant, 5 mei 2011, <https://www.volkskrant.nl/gs-ba41f850>.

⁶ World Nuclear News, 'Borssele MOX fuel under production', 4 november 2013, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Borssele-MOX-fuel-under-production>. Orano, 'Orano Melox - Used Fuel Recycling and MOX Fuel', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.orano.group/en/nuclear-expertise/orano-s-sites-around-the-world/recycling-spent-fuel/melox/expertise>.

of nucleair terrorisme, en hebben het dan ook verboden. Volgens sommige experts leidt het gebruik van MOX ook tot hogere stralingsniveaus en risico's op schade aan milieu en volksgezondheid.¹

20 Opslag en omgang met radioactief afval

Kernafval wordt geproduceerd in de stappen van verrijking, energieopwekking en recycling. Al het in Nederland geproduceerde kernafval, zowel het gebruikte materiaal voor elektriciteitsopwekking als andere soorten gebruik (onderzoek, medisch) wordt opgeslagen door het staatsbedrijf COVRA N.V. (Centrale Opslag Voor Radioactief Afval), dat een monopolie heeft op dit gebied. COVRA is gesitueerd in Zeeland nabij Borssele.² Het hoogradioactieve afval wordt opgeslagen in een speciaal COVRA-gebouw, de HABOG (Hoogradioactief Afval Behandelings- en Opslag Gebouw). De bussen met afval worden daar 100 jaar bewaard, waarna hun radioactiviteitsniveau zal dalen (halfwaardetijd). Vooral het hoogradioactieve afval zal echter duizenden jaren actief blijven. De Nederlandse staat en belanghebbenden moeten nog tot een oplossing komen voor de permanente opslag van dit hoogradioactieve materiaal. De meest voor de hand liggende optie is opslag ver onder de grond, in de Nederlandse bodem of in het buitenland.³

Volgens EPZ produceert kerncentrale Borssele jaarlijks 7 vaten hoogradioactief afval, die in de opslag van COVRA eindigen.⁴ Kerncentrale Borssele produceert volgens onderzoek van EenVandaag jaarlijks circa 1,5 m² hoogradioactief afval, 1,5 m² intermediair radioactief afval en 70 m² middel- tot laagradioactief afval.⁵

¹ Gerard Reijn, 'Waarom wilde Borssele de omstrede brandstof Mox gebruiken?', *de Volkskrant*, 1 juli 2019, sec. Nieuws & Achtergrond, <https://www.volkskrant.nl/gs-b551b23c>. Ab van der Sluis, 'Mox mag in Borssele', *pzc.nl*, 14 februari 2013, <https://www.pzc.nl/zeeuws-nieuws/mox-mag-in-borssele-ab2aab56/>.

² International Atomic Energy Agency, 'Netherlands 2021'.

³ EPZ, 'Opslag radioactief afval', geraadpleegd 21 april 2022, <https://www.epz.nl/themas/milieu-gezondheid/opslag-radioactief-afval/>.

⁴ EPZ.

⁵ EenVandaag, 'Jaarlijks tenminste 2 keer zoveel radioactief afval van kerncentrale Borssele als VVD'er beweerde'.



BIJLAGE: TECHNOLOGIE-AANNAMES

Omvormer	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	242	145	EUR/kWel	DEA2020
Levensduur	15	15	Jaar	PNNL 2020
Efficiëntie	0,88	0,88	per cyclus	PNNL 2020
FOM	2,5	2,5	%/jaar	Cole 2021 (NREL)

Batterij (celniveau)	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	81	62	EUR/kWh	Mauler 2021
Levensduur	15	15	Jaar	Cole 2021 (NREL)
FOM	2,5	2,5	% CAPEX /jaar	Cole 2021 (NREL)

BECCS	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	40	40	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	2.758	2.758	EUR/kW-el	IEA2020 en IEA 2021
FOM	6	6	% CAPEX /jaar	EPA2021
VOM	4,22	4,22	EUR/MWh-el	EPA2021
Brandstof	54	60	EUR/MWh-th	IEA Biomass
Efficiëntie	0,32	0,32	Per eenheid	Fraunhofer
CO ₂ -intensiteit	-0,36	-0,36	tCO ₂ /MWh-th	RVO + DEA 2022 - 2

CCGT	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	30	30	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	877	877	EUR/kW-el	IEA2020 & IEA2021
FOM	1	1	% CAPEX/ jaar	EPA2021
VOM	1,63	1,63	EUR/MWh-el	EPA2021
Efficiëntie	0,59	0,6	Per eenheid	DEA 2022 - 2

Kolencentrale	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	40	40	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	1.754	1.754	EUR/kW-el	IEA2020 en IEA2021

Kolencentrale	2040	2050	Eenheid	Bron
FOM	2	2	% CAPEX/ jaar	EPA2021
VOM	3,93	3,93	EUR/MWh-el	EPA2021
Brandstof	8,9	8,8	EUR/MWh-th	eRisk Goup
Efficiëntie	0,42	0,42	per eenheid	Frauenhofer
CO ₂ -intensiteit	0,29	0,29	tCO ₂ /MWh-th	RVO

DAC	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	20	20	Jaar	DEA2022
CAPEX	2.777	2.247	EUR/kW-el	DEA2022
FOM	5	5	% CAPEX/ jaar	DEA2022
VOM	0	0	EUR/MWh-el	DEA2022
Efficiëntie	1	1	per eenheid	DEA2022
CO ₂ -intensiteit	0,56	0,56	tCO ₂ /MWh	DEA2022

OCGT	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	30	30	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	460	460	EUR/kW-el	IEA2020 & IEA2021
FOM	1.3	1.3	% CAPEX/ jaar	EPA2021
VOM	3.93	3.93	EUR/MWh-el	EPA2021
Efficiëntie	0.42	0.44	per eenheid	DEA2020 - 2

Bruinkolencentrale	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	40	40	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	1.700	1.700	EUR/kW-el	Frauenhofer
FOM	3,4	3,4	% CAPEX /jaar	IEA CCC
VOM	1	1	EUR/MWh-el	IEA CCC
Brandstof	2,9	2,9	EUR/MWh-th	e-Risk
Efficiëntie	0,42	0,42	per unit	Frauenhofer
CO ₂ -intensiteit	0,35	0,35	tCO ₂ /MWh-th	RVO

Elektrolyzer	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	20	20	Jaar	EA 2019
CAPEX	550	395	EUR/kW-el	IEA 2019
FOM	1,5	1,5	% CAPEX / jaar	BEIS 21
Efficiëntie	0,75	0,8	per eenheid	EA 2019

Brandstofcel	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	20	20	jaar	IEA tech roadmap
CAPEX	728	579	EUR/kW-el	IEA perspectives and projected costs
FOM	5	5	% CAPEX /jaar	IEA tech roadmap
Efficiëntie	0,54	0,57	per eenheid	IEA tech roadmap

Afvalverbranding	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	40	40	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	2.758	2.758	EUR/kW-el	IEA2020 en IEA 2021
FOM	6,3	6,3	% CAPEX /jaar	EPA2021
VOM	2	2	EUR/MWh-el	EPA2021
Brandstof	54	60	EUR/MWh-th	IEA Biomass
Efficiëntie	0,32	0,32	per unit	Fraunhofer
CO ₂ -intensiteit	0,16	0,16	tCO ₂ /MWh-th	RVO + DEA 2022 - 2

Zon-PV (utiliteit)	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	25	25	years	IEA2020-2
CAPEX	404	333	EUR/kW-el	IEA2020 & IEA2021
FOM	2	2	% CAPEX /year	EPA2021

Zon op dak	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	25	25	years	IEA2020-2
CAPEX	436	360	EUR/kWel	IEA2020 & IEA2021
FOM	2	2,2	% CAPEX /jaar	EPA2021

Waterkracht	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	80	80	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	2.437	2.437	EUR/kWel	IEA2020-2
FOM	2,2	2,2	%/jaar	IEA2010

Rivier-waterkracht	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	80	80	Jaar	IEA2020-2
CAPEX	2.654	2.654	EUR/kWel	IEA2020-2
FOM	2,2	2,2	% CAPEX /jaar	IEA2010

PHS	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	80	80	Jaar	IEA2010
CAPEX	2.000	2.000	EUR/kWel	DIW
FOM	1	1	% CAPEX /jaar	DIW
Efficiëntie	0,75	0,75	per cyclus	DIW

onshore wind	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	30	30	Jaar	WitteveenBos 2019
CAPEX	1.211	1.175	EUR/kWel	IEA2020 & IEA2021
FOM	2,7	2,5	% CAPEX /jaar	EPA2021
VOM	0	0	EUR/MWhel	EPA2021

Offshore wind	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	30	30	years	WitteveenBos 2019
CAPEX	1.596	1.351	EUR/kWel	IEA2020 & IEA2021
FOM	3,3	3,5	% CAPEX /jaar	EPA2021
VOM	0	0	EUR/MWhel	EPA2021

Kernenergie groot	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	60	60	Jaar	IEA2020-2
OCC	4.013	4.013	Dollar/kW-el	IEA2020-2
CAPEX	4.100	4.100	EUR/kW-el	OCC + rente bouwperiode
FOM	90	90	EUR/kW/jaar	IEA2020-2
VOM	4	4	EUR/MWh-el	
Brandstof	2,62	2,62	EUR/MWh-th	
Efficiëntie	0,33	0,33	per unit	IEA2020-2

Kernenergie SMR	2040	2050	Eenheid	Bron
Levensduur	60	60	Jaar	IEA2020-2
OCC	2.700	2.700	EUR/kW-el	OCC gebaseerd op GE-Hitachi + rente bouwperiode
CAPEX	120	120	EUR/kW/jaar	Elsevier 2020 - Renewable and Sustainable Energy Review, Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda
FOM	4	4	EUR/MWh-el	IEA2020-2
VOM	2,62	2,62	EUR/MWh-th	
Brandstof	0,33	0,33	per unit	IEA2020-2
Efficiëntie	60	60	Jaar	IEA2020-2

Kernenergie SMR	2040	2050	Eenheid	Bron
Aardgas	2040	2050	Eenheid	Bron
Brandstof	21,6	21,6	EUR/MWh-th	IEA2011b
CO ₂ -intensiteit	0,2	0,2	tCO ₂ /MWh-th	EIA

H ₂ zoutcavernes	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	0,02	0,02	EUR/kWh	NREL 09
Levensduur	40	40	Jaar	NREL 09

H ₂ pijp	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	193	193	EUR/MW/km	Gas for Climate
Levensduur	40	40	Jaar	Krieg2012
FOM	5	5	% CAPEX /Jaar	Krieg2012
Efficiëntie	0,98	0,98	per eenheid	Krieg2012

offshore AC onderwaterkabels	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	2.685	2.685	EUR/MW/km	Hagspiel

offshore AC ondergrondse kabels	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	1.342	1.342	EUR/MW/km	Hagspiel

offshore AC station	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	250	250	EUR/kW-el	Hagspiel

offshore DC onderwaterkabels	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	1.300	1.300	EUR/MW/km	Nieradzinska2016

offshore DC ondergrondse kabels	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	1.000	1.000	EUR/MW/km	Nieradzinska2016

offshore DC station	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	400	400	EUR/kW-el	Hagspiel

HVAC	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	400	400	EUR/MW/km	Hagspiel
Levensduur	40	40	Jaar	Hagspiel
FOM	2	2	% CAPEX /Jaar	Hagspiel

HVDC	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	400	400	EUR/MW/km	Hagspiel
Levensduur	40	40	Jaar	Hagspiel
FOM	2	2	% CAPEX /Jaar	Hagspiel

HVDC onderwater	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	1.300	1.300	EUR/MW/km	Nieradzinska2016
Levensduur	40	40	Jaar	Hagspiel
FOM	2	2	% CAPEX /Jaar	Hagspiel

HVDC omvormer	2040	2050	Eenheid	Bron
CAPEX	150	150	EUR/kW	Hagspiel
Levensduur	40	40	Jaar	Hagspiel
FOM	2	2	% CAPEX /Jaar	Hagspiel



BIJLAGE: RANDVOORWAARDEN BIJ DE RUIMTELIJKE INPASSING VAN KERNENERGIE

Inleiding

Wegens de specifieke kenmerken en risico's van een kerncentrale moet een locatie voldoen aan bepaalde eisen. Volgens de International Atom Energy Agency moet de hoogste veiligheidsnorm bereikt worden, door het nemen van maatregelen:

- om de blootstelling aan straling van mensen en het vrijkomen van radioactief materiaal naar het milieu te controleren;
- om de waarschijnlijkheid van verlies van controle over een kernreactorkern, nucleaire kettingreactie, radioactieve bron of enige andere stralingsbron te beperken;
- om de gevolgen van dergelijke gebeurtenissen te verzachten als ze zich zouden voordoen¹.

Dit hoofdstuk geeft een beknopt overzicht van de bestaande informatie over de randvoorwaarden die in Nederland gesteld worden aan mogelijke locaties voor kerncentrales. Deze informatie is gebaseerd op de volgende documenten:

IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1

De IAEA publiceert Safety Standards om te assisteren bij onderzoek naar en de ontwikkeling en praktische toepassing van kernenergie. De rapportage stelt eisen aan de locatie-evaluatie voor nucleaire installaties, om te voldoen aan fundamentele veiligheidsdoelstellingen.

Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983 (2009)

In 2009 is het SEV III in werking getreden. Dit beleidsdocument heeft tot doel het waarborgen van voldoende ruimte voor grootschalige productie en transport van elektriciteit. Het bevat de bestaande en voorziene nieuwe vestigingsplaatsen die geschikt zijn voor elektriciteitsproductie - waaronder kernenergie - met een vermogen van 500 megawatt en hoger. Binnen het onderdeel 'vestigingsplaatsen voor elektriciteitsproductie' is sprake van het zogenoemde 'waarborgingsbeleid'. Het waarborgingsbeleid houdt in, dat er op de betreffende vestigingsplaatsen geen ontwikkelingen mogen plaatsvinden die de bouw van kerncentrales onmogelijk maken of ernstig belemmeren. Op dit moment geldt dit voor Borssele, Eemshaven en Maasvlakte I. De Tweede Kamer heeft onlangs een motie aangenomen om Eemshaven te schrappen als waarborglocatie².

planMER Waarborgingsbeleid SEV III, Witteveen+Bos (2008)

In 2008 heeft Witteveen+Bos een planMER geschreven voor het SEV III. De hoofdvraag in deze planMER-procedure was of de waarborgingslocaties Borssele, Eemshaven, Maasvlakte I, Moerdijk en de Westelijke Noordoostpolderdijk als waarborgingslocaties konden worden gehandhaafd of dat er locaties moesten afvallen. Uiteindelijk heeft het kabinet besloten om gelet op het relatief grote bevolkingsaantal en de grote aantallen kwetsbare objecten nabij Moerdijk en het belang van de strategische zoetwatervoorraad van het IJsselmeer nabij de locatie Westelijke Noordoostpolderdijk, dat deze locaties af dienen te vallen als locaties waar het waarborgingsbeleid kernenergie wordt gehandhaafd³.

¹ IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 5.

² Motie van het lid Beckerman c.s. over geen kerncentrale in Groningen, Tweede Kamer, vergaderjaar 2020–2021, 35 603, nr. 51, <https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/detail?id=2021Z04155&did=2021D09078>.

³ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), deel 3: kabinetsstandpunt, Tweede Kamer, vergaderjaar 2008–2009, 31 410.

Kernenergie & Randvoorwaarden: Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor de kernenergiescenario's uit het Energierapport (2010)

Dit rapport bespreekt de belangrijkste (veiligheids)aspecten en te verwachten ontwikkelingen rondom nucleaire technologie. Het gaat in op mogelijke door de overheid te stellen randvoorwaarden en analyseert de effecten van deze randvoorwaarden.

Afstand tot bewoond gebied

Uit de SEV III blijkt dat de kerncentrale op ruime afstand (minimaal 5 km) van een dichtbevolkt gebied moet staan. In het zoeken naar een locatie voor kernenergie moet er ook rekening worden gehouden met de stralingsbelasting van de bevolking, invloed op de voedselketen door gebruik van bodem en water door de kerncentrale en algemene hinder op de omgeving¹. Zo is in het verleden gebleken dat de locatie Moerdijk, ten opzichte van de andere waarborgingslocaties als een van de laagste scoorde op de gestelde randvoorwaarden. Dit viel vooral te wijten aan het relatief grote bevolkingsaantal en de grote aantallen kwetsbare objecten binnen de straal van 5 km². Om te kunnen bepalen of het mogelijk is om de veiligheidszone voor kerncentrales eventueel in te perken, is nader onderzoek nodig.

Veiligheid

De locatie moet getoetst worden op de mogelijkheid om effectieve veiligheidsmaatregelen te treffen in geval van nood. Preventiemaatregelen en rampbestrijdingsplannen moeten uitvoerbaar zijn en blijven. Hierbij is de beschikbare infrastructuur en vluchtwegen, de omvang van de bevolkingsconcentraties, aantal ziekenhuizen, scholen en gevangenis van belang³.

Opslag radioactief afval

Het vigerende beleid ten aanzien van al het radioactief afval is dat dit minimaal voor 100 jaar opgeslagen moet kunnen worden bij COVRA. Dat geldt zowel voor het laag- en middelactief afval dat wordt gegenereerd, als voor het hoogactief afval⁴. De opslagcapaciteit bij COVRA is destijds modulair opgezet, met oog op uitbreiding in de toekomst. Voor meer laag- en middelactief afval kunnen op eenvoudige wijze opslagloodsen worden bijgebouwd. Het hoogactieve opwerkingsafval wordt in het HABOG opgeslagen. Het HABOG is eveneens modulair opgebouwd. Er is een deel dat bedoeld is om afval te ontvangen en te hanteren en er is een module voor de opslag van het afval. Uitbreiding van de huidige opslagcapaciteit is relatief eenvoudig⁵.

Risico op ongevallen

Ook moet er in de locatiekeuze rekening worden gehouden met het risico op ongevallen. Hierin zijn 2 categorieën: natuurlijke ongevallen en door de mens veroorzaakte ongevallen. Het risico op ongevallen moet berekend worden voor de gehele levensduur van de kerncentrale.⁶

Natuurlijke ongevallen

Er moet worden bezien wat het risico is op natuurlijke ongevallen op de locatie. Hierbij moet rekening worden gehouden met weersomstandigheden en bodemstabiliteit. Aan de hand van de weersomstandigheden moet worden bepaald wat het risico is op overstromingen, brand, en stormen. De bodemstabiliteit en geologische aspecten zijn van belang voor het meten van het risico op aardverschuivingen, aardbevingen, vulkanische ongevallen en instorting.⁷

¹ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 44.

² Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 43.

³ IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 15 en Planmer Waarborgingsbeleid SEV III, Witteveen+Bos, p. 17.

⁴ Kernenergie & Randvoorwaarden: Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008, A.D. Poley en R. Jansma, p. 60.

⁵ Kernenergie & Randvoorwaarden: Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008, A.D. Poley en R. Jansma, p. 58.

⁶ IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 11.

⁷ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 44 en IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 17-24.

Door de mens veroorzaakte ongevallen

Hierbij valt te denken aan 3 categorieën ongevallen¹:

- ongevallen gelinkt aan nabijgelegen land, rivier, zee of luchtvaart (bijvoorbeeld een vliegtuigcrash of olielek in een nabijgelegen scheepvaartroute);
- vuur, explosies, de ontwikkeling van wapens en het vrijkomen van gevaarlijke gassen uit industriële installaties in de buurt van de locatie;
- elektromagnetische interferentie.

Beschikking over een voldoende hoeveelheid koelwater

Voor een kerncentrale moet afhankelijk van de omvang van de kerncentrale en de toegepaste koeltechniek voldoende koelwater aanwezig zijn op de locatie. Daarom moet voor de locatiekeuze met onder andere de volgende aspecten rekening worden gehouden:

- luchttemperatuur en vochtigheid;
- waterdiepte en temperatuur;
- kenmerken van de waterkwaliteit (troebelheid, zwevende stoffen, drijvend afval en (bio)chemische veranderingen);
- beschikbaarheid en duurzaamheid van de waterstroom en minimum- en maximumwaterpeil;² eventueel: de fysieke mogelijkheid om een koeltoren te plaatsen.

Aanwezigheid infrastructuur

De aanwezigheid van autowegen, spoorwegen en vaarwegen in het gebied is van belang voor het transport van nucleaire brandstof en radioactief afval. Bij voorkeur is het transport mogelijk per wagen, trein en schip.³ Hierbij dient ook te worden onderzocht of dit transport kan plaatsvinden op een manier die de veiligheid van de omgeving borgt.

Natuur, bodem en water

Natuurgebieden

Voor de plaatsing van een kerncentrale moet bezien worden wat de effecten zijn op Natura 2000-, NNN-, en milieubeschermingsgebieden.⁴ De toetsingscriteria voor de beoordeling van de effecten van elektriciteitscentrales op Natura 2000-gebieden hebben met name betrekking op ruimtebeslag, koelwater, verstoring door geluid, licht en menselijke activiteiten, alsmede op barrièrewerking en verdroging.⁵

Bij de waarborgingslocaties voor kernenergie uit het MER waarvoor na het treffen van mitigerende maatregelen significant negatieve gevolgen voor Natura 2000-gebieden niet konden worden uitgesloten, is een terugvaloptie mogelijk: een ruimtelijk gunstigere ligging ten opzichte van de beïnvloede Natura 2000-gebieden binnen een straal van 3 km van de geprojecteerde locaties.⁶ Door een alternatieve (en realistische) plaatsing op een grotere afstand ten opzichte van de Natura 2000-gebieden kunnen significante effecten als gevolg van verstoring (met name geluid en licht) bij alle waarborgingslocaties worden uitgesloten.⁷

Bodem en water

Een kerncentrale kan van invloed zijn op de kwaliteit van de bodem en het water. Er moet rekening worden gehouden met lozing van koelwater van de kerncentrale. Het effect hiervan op bodem en water moet meegewogen worden. Zo moet er worden gekeken naar de grondwater- en bodembeschermingsgebieden. In het verleden is voor de locatiekeuze van kerncentrales ook rekening gehouden met de effecten op drinkwater. Zowel de effecten van lozingen bij normaal bedrijf van de kerncentrale, als de effecten van een

¹ IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 24.

² IAEA Safety Standards Site Evaluation for Nuclear Installations: Specific Safety Requirements No. SSR-1, p. 14.

³ Kernenergie & Randvoorwaarden: Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor de kernenergiescenario's uit het Energierapport 2008, A.D. Poley en R. Jansma, p. 97.

⁴ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 44.

⁵ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 38.

⁶ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 49.

⁷ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 49.

calamiteit in de kerncentrale moeten gewogen worden.¹ De locatie Westelijke Noordoostpolderdijk scoorde bijvoorbeeld slecht op de criteria «straling», «voedselketen» en «lozing koelwater op zoetwatervoorraad», met name omdat bij calamiteiten de strategische drinkwatervoorraad in het IJsselmeer radioactief kon worden verontreinigd².

Archeologische en landschappelijke waarden

Ook archeologische en landschappelijke waarden spelen een rol in de locatiekeuze voor kerncentrales. Aanwezigheid van archeologisch en cultuurhistorisch waardevolle gebieden en structuren en landschappelijke waarden in de omgeving moeten worden gezien³. De impact op deze waarden moet zo klein mogelijk zijn, zo moet bijvoorbeeld de noodzaak van een (hoge) koeltoren worden bekeken en de mogelijkheden van een goede inpassing in het landschap daarvan⁴.

Afbeelding III.1 Beoordelingskader mogelijke vestigingsplaatsen kerncentrale uit Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, pagina 44

Tabel 2 Samenvatting rapport «Passende Beoordeling» per vestigingsplaats

randvoorwaarden en criteria	beoordeeld aan de hand van informatie over	Borsselle	Eems	Maasvlakte
Randvoorwaarden				
Ligging	De locatie ligt niet binnen 5 km van een dichtbevolkt gebied	2	2	2
Veiligheid	Preventieve en rampbestrijdingsmaatregelen moeten mogelijk en uitvoerbaar blijven	2	2	2
Criteria	In relatie tot een veilige bedrijfsvoering			
Weersomstandigheden	risico's voor stormen en tornado's, overstromingen en brand	1	2	2
Bodemstabiliteit	risico's voor aardverschuivingen, waterafvoer, aardbevingen en instortingen	2	1	2
Koelwater	beschikbaarheid koelwater	2	2	1 à 2
Explosiegevaar vanaf land	risico's op explosies, o.b.v. aanwezigheid gevaarlijke bedrijven en routes gevaarlijke stoffen	1	1	1
Neerstortingsgevaar	neerstortingsgevaar van vliegtuigen	2	2	2
Transport	Transportmogelijkheden via weg, spoor, water	2	2	2
Nautische veiligheid en gevaar door olierampen	risico's door olierampen, o.b.v. ligging scheepvaartroutes, intensiteiten en het risico voor verspreiding in de richting van de locatie	1	1	1
In relatie tot de beïnvloeding van de omgeving				
Straling	Dosisbelasting bevolking	2	2	2
Voedselketen	gebruik van bodem en water in omgeving	1	1	1
Algemene hinder	afstanden tot nabijgelegen woongebieden	2	2	2
Vernietiging of aantasting natuurlijke waarden en natuurgebieden	- Natura 2000-gebieden, - ecologische hoofdstructuur	1	1	1
Vernietiging van grote hoeveelheden (water) organismen	- weidevogel en ganzenfourageergebieden			
Bodem- en grondwater-verontreinigingen	(water)-organismen nabij koelwaterinlaat	1	1	2
Verspreiding verontreinigingen	- milieubeschermingsgebieden (inclusief grondwater- en bodembeschermingsgebieden)	2	2	2
Lozing koelwater op zoetwatervoorraad	- kwel of inzijsituatie; - richting en snelheid grondwaterstromingen	2	2	2
Mogelijkheden om koeltoren achterwege te kunnen laten	oppervlaktewater, dat wordt gebruikt als zoetwatervoorraad	2	2	2
Aantasting archeologie en cultuurhistorie	- aard en hoeveelheid koelwater in omgeving	2	2	1
Aantasting landschappelijke waarden	- aanwezigheid van archeologisch en cultuurhistorisch waardevolle gebieden en structuren	2	2	2
	- het landschap in de omgeving	1	1	2

- | | |
|---|--|
| 1 | de locatie voldoet goed aan / scoort goed op het criterium (waardering 2); |
| 2 | de locatie voldoet minder goed aan / scoort minder goed op het criterium (waardering 1); |
| 3 | de locatie voldoet slecht aan / scoort slecht op het criterium (waardering 0). |

¹ Keuze plaatsbepaling kerncentrales, drs. H.F.G. Geijzers.

² Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 43.

³ Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), KST128983, p. 44.

⁴ Kernenergie & Randvoorwaarden: Een verkenning van mogelijke randvoorwaarden voor de kernenergiescenario's uit het Energerapport 2008, A.D. Poley en R. Jansma, p. 97.

